



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE GUAYAQUIL
CARRERA DE ELECTRICIDAD**

**APLICACIÓN DE SOFTWARE DIGSILENT JUNTO AL EQUIPO OMICRON CMC 356
PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN LA
SUBESTACIÓN DURÁN SUR DE CNEL EP GUAYAS LOS RÍOS**

Trabajo de titulación previo a la obtención del
Título de Ingeniero Eléctrico

AUTORES: JOEL ELIAS NAVAS RAMÍREZ
ROBERT ALEXANDER SÁNCHEZ SANIZACA

TUTOR: ING. CARLOS FERNANDO CHÁVEZ CÓRDOVA, MEL.

Guayaquil – Ecuador

2023

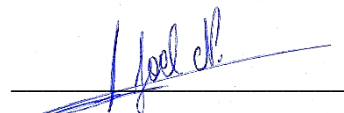
CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Nosotros, **Joel Elias Navas Ramírez**, con documento de identificación N° **0952442234** y **Robert Alexander Sánchez Sanizaca**, con documento de identificación N° **0953427655**; manifestamos que:

Somos los autores y responsables del presente trabajo; y, autorizamos 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, 2 de marzo del año 2023

Atentamente,



Joel Elias Navas Ramírez

0952442234



Robert Alexander Sánchez Sanizaca

0953427655

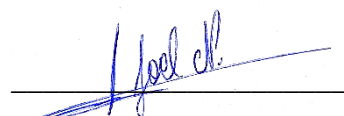
**CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Nosotros, **Joel Elias Navas Ramírez**, con documento de identificación N° **0952442234** y **Robert Alexander Sánchez Sanizaca**, con documento de identificación N° **0953427655**, expresamos nuestra voluntad y por medio del presente documento cedemos a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que somos autores del **Proyecto Técnico: “APLICACIÓN DE SOFTWARE DIGSILENT JUNTO AL EQUIPO OMICRON CMC 356 PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN LA SUBESTACIÓN DURÁN SUR DE CNEL EP GUAYAS LOS RÍOS”**, 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 hacemos la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 2 de marzo del año 2023

Atentamente,



Joel Elias Navas Ramírez

0952442234



Robert Alexander Sánchez Sanizaca

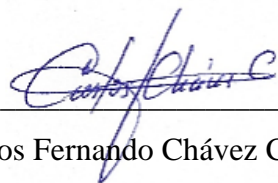
0953427655

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, **Carlos Fernando Chávez Córdova**, con documento de identificación N° **0919553438**, docente de la **Universidad Politécnica Salesiana**, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: **APLICACIÓN DE SOFTWARE DIGSILENT JUNTO AL EQUIPO OMICRON CMC 356 PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN LA SUBESTACIÓN DURÁN SUR DE CNEL EP GUAYAS LOS RÍOS**, realizado por **Joel Elias Navas Ramírez**, con documento de identificación N° **0952442234** y **Robert Alexander Sánchez Sanizaca**, con documento de identificación N° **0953427655**, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción **Proyecto Técnico** que, cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Guayaquil, 2 de marzo del año 2023

Atentamente,



Ing. Carlos Fernando Chávez Córdova, MEL.

0919553438

DEDICATORIA

Este proyecto técnico se lo dedico a Dios, en primer lugar, porque gracias a él es que me encuentro aquí, ahora y he logrado llegar hasta estas instancias al superar sus pruebas diarias.

En segundo lugar, me lo dedico a mí mismo, porque solo yo sé lo mucho que me costó llegar a este punto, sobreponiéndome siempre a los días complicados.

En tercer lugar, se lo dedico a mis padres, porque han sido mi apoyo fundamental durante todo este proceso, dándome ánimos y proporcionándome esta oportunidad.

Por último, a mi hermana, mis abuelos y esos amigos que formé en la carrera durante todos estos años, porque el día a día con ellos ha sido inspirador para poder avanzar siempre, sobre todo en esos días en los que creía que no podría hacerlo.

Y cabe hacer una mención más, a mi futuro sobrino, que está a pocos meses de llegar a nuestras vidas. Se lo dedico a él también, porque desde ya tu tío te espera con ansias a pesar de todo.

JOEL ELIAS NAVAS RAMÍREZ

Este proyecto se lo dedico inmensamente a Dios, que me ha brindado fuerzas y ha guiado durante todo el trayecto de mi carrera.

A mis familiares y amigos, que me dieron el apoyo, ayuda, confianza y sobre todo buena compañía, debido a que me brindaron buenos consejos y guías que me sirvieron de motivación para cumplir mis objetivos, y sobre todo por poner su confianza neta en mí.

ROBERT ALEXANDER SÁNCHEZ SANIZACA

AGRADECIMIENTOS

Para empezar, estoy profundamente agradecido con Dios por tantos días buenos y otros no tantos que, a la final he comprendido que todo es parte de un proceso, de mi proceso, porque todo suma. También agradezco a mi familia, porque siempre me ayudaron y sirvieron de inspiración para lograr todo esto. Es algo que no parece gran cosa, pero piénsenlo bien, es una bendición enorme el contar con personas que están ahí para ti, el tener la oportunidad de estudiar una carrera de tercer nivel y sobre todo la solvencia económica para poder pagarla.

Mis más profundos agradecimientos a todo lo mencionado; además, a esos docentes que demostraron pasión al momento de enseñar, no solo recitando partes de libros, diapositivas o explicando algún ejercicio, entre esos están el Ing. Carlos Chávez y el Ing. Roy Santana, y, por último, gracias a esos amigos que hicieron más liviana la carga de todos estos años cursando la carrera.

JOEL ELIAS NAVAS RAMÍREZ

En primer lugar, le doy mis agradecimientos a Dios, que fue mi protector, guía y fuerza en todo el camino para ejercer mi carrera académica. A mi familia por haber seguido conmigo en mi camino dándome consejos y su apoyo.

Agradezco a la universidad por permitirme conocer amistades, profesores y en especial a nuestro tutor del proyecto, el Ing. Carlos Chávez, quien nos ha guiado compartiendo conocimientos y métodos que nos resultaron útiles en el transcurso de desarrollo del proyecto.

ROBERT ALEXANDER SÁNCHEZ SANIZACA

RESUMEN

Tema: APLICACIÓN DE SOFTWARE DIGSILENT JUNTO AL EQUIPO OMICRON CMC 356 PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN LA SUBESTACIÓN DURÁN SUR DE CNEL EP GUAYAS LOS RÍOS.

Se propone actualizar las protecciones de la subestación Durán Sur, partiendo de un modelado de la subestación en el programa DIgSILENT, para así comparar los valores que nosotros obtenemos de dicho modelado con los que reflejan en el sistema que posee CNEL de esa subestación. Una vez que se tengan los mismos valores; es decir, que nuestro modelado refleje los valores actuales que tienen, se procede a realizar una prueba de cortocircuito en el programa, pero todo esto solo con la finalidad de saber que se realizó un correcto modelado en el programa.

Una vez ya pasado todos esos puntos, se procederá a actualizar las protecciones, tomando en cuenta las normativas IEEE – C37.2, IEEE Std 242-2001 y por último IEEE Std C37.91 – 2000. Luego se hará nuevamente la prueba de cortocircuito y la de análisis de transitorios de corrientes de fallas, opción que, si nos permite ejecutar el DIgSILENT, al contrario que el programa CYMDIST que, es el que usan en CNEL para llevar el control y realizar las simulaciones de la subestación. Todo esto en cuanto a la parte de simulaciones en el programa, ya una vez que se tenga esta parte, procederemos al siguiente punto, el ingreso de los valores obtenidos de parte de DIgSILENT al Test Universe, software del equipo OMICRON CMC 356, de esa manera podremos confirmar que los nuevos valores seteados funcionen correctamente para el despeje de alguna falla dentro de la subestación. Cabe mencionar que, se usará el laboratorio de protecciones de la Universidad Politécnica Salesiana para simular la subestación, su falla y también sus protecciones.

De esa manera quedará registro de un trabajo típico en el ámbito laboral de un ingeniero eléctrico, pero que desconocen los estudiantes y que, les servirá de base para futuras prácticas o simplemente para una mejor comprensión de este tema.

Palabras claves: DIgSILENT, Omicron, Test Universe, Relé.

ABSTRACT

Topic: APPLICATION OF DIGSILENT SOFTWARE TOGETHER WITH THE OMICRON CMC 356 EQUIPMENT FOR THE COORDINATION OF ELECTRICAL PROTECTIONS IN THE DURÁN SUR SUBSTATION OF CNEL EP GUAYAS LOS RÍOS.

It is proposed to update the protections of the Durán Sur substation, based on a modeling of the substation in the DIgSILENT program, in order to compare the values that we obtain from said modeling with those that are reflected in the system that CNEL has for that substation. Once you have the same values; that is to say, that our modeling reflects the current values that they have, a short-circuit test is carried out in the program, but all this only with the purpose of knowing that a correct modeling was carried out in the program.

Once all these points have been passed, the protections will be updated, considering the IEEE - C37.2, IEEE Std 242-2001 and finally IEEE Std C37.91 - 2000 regulations. Then the short-circuit test will be done again and the analysis of fault current transients, an option that, if it allows us to execute DIgSILENT, unlike the Simmdisk program, which is the one used in CNEL to control and perform substation simulations. All this in terms of the simulation part of the program, and once this part is available, we will proceed to the next point, the entry of the values obtained from DIgSILENT to the Test Universe, software of the OMICRON CMC 356 equipment, in this way we will be able to confirm that the new set values work correctly to clear any fault within the substation. It is worth mentioning that the protection laboratory of the Salesian Polytechnic University will be used to simulate the substation, its failure and its protections.

In this way, there will be a record of a typical job in the workplace of an electrical engineer, but that the students are unaware of and that will serve as a basis for future practices or simply for a better understanding of this topic.

Keywords: DIgSILENT, Omicron, Test Universe, Relay.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CERTIFICADO 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.....	V
AGRADECIMIENTOS	VI
RESUMEN.....	VII
ABSTRACT	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVII
ÍNDICE DE TABLAS	XXIX
ABREVIATURAS	XXXII
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.1 Tema a investigar	3
1.2 Descripción del problema.....	3
1.3 Antecedentes	3

1.4	Importancia y Alcances	3
1.5	Delimitación	4
1.6	Objetivos	4
1.6.1	Objetivo General	4
1.6.2	Objetivos Específico	4
1.7	Marco Metodológico	5
CAPÍTULO 2		6
2.	MARCO TEÓRICO	6
2.1	Generalidades:	6
2.2	Sistema Eléctrico de Potencia (SEP).....	6
2.2.1	Definición de un SEP	6
2.2.2	Etapas de un SEP.....	7
2.2.2.1	Etapa de Generación.....	7
2.2.2.2	Etapa de Transmisión	7
2.2.2.3	Etapa de Distribución	8
2.3	Sistema de Distribución	8
2.3.1	Topología de los sistemas de distribución.....	9
2.3.1.1	Sistema de tipo radial	9
2.3.1.2	Sistema de tipo en anillo	9
2.3.1.3	Sistema del tipo en malla o mallado.....	10
2.3.2	Anormalidades en los SEP	10
2.3.2.1	Clasificación de las anomalías en los SED	10
2.3.2.1.1	Fallas en los Sistemas Eléctricos de Distribución (SED)	11
2.3.2.1.1.1	Clases de fallas en los SED partiendo de su naturaleza	11
2.3.2.1.1.2	Tipos de fallas en los SED	12
2.3.2.1.1.3	Clasificación de las fallas en los SED según su duración	13
2.3.2.1.2	Perturbaciones en los SED.....	13

2.3.2.1.2.1	Origen de las perturbaciones según sus causas posibles	14
2.3.2.1.2.2	Tipos de perturbaciones	15
2.4	Sistemas de Protección que se presentan en un SEP.....	16
2.4.1	Protección a través del relé de protección	16
2.4.2	Protección a través del disyuntor de poder.....	16
2.4.3	Protección a través del transformadores de instrumentos	17
2.4.4	Protección a través del CT	17
2.4.5	Protección a través del transformador de voltaje (VT) o (PT)	18
2.4.6	División de la zona de protección a través de categorías	19
2.4.6.1	Delimitación de la zona de protección	19
2.5	Zonas de Protección	20
2.5.1	Típicas aplicaciones para definir el área de protección.....	20
2.5.2	Fundamentos de un Sistema de protección.	21
2.5.2.1	Protección primaria.	21
2.5.2.2	Protección de respaldo.....	21
2.5.2.3	Protección direccional.	22
2.6	Características de la protección	22
2.6.1	Viabilidad	22
2.6.2	Selectividad	22
2.6.3	Receptibilidad.....	22
2.6.4	Velocidad	22
2.6.5	Economía y Sencillez	23
2.6.6	SEL-751 Relé de protección de alimentador.....	23
2.6.7	SEL-700G.....	23
2.6.8	SEL-421 Protección de distancia	24
2.7	Clasificación de relés	25
2.7.1	Función.....	25
2.7.2	Tipo de señal de entrada.....	25
2.7.3	Característica de operación	25
2.7.4	Funcionamiento	25

2.7.5	Características de operación	26
2.8	OBJETIVO Y TIPOS DE PRUEBAS.	28
2.8.1	Tipos de prueba	28
CAPÍTULO 3		30
3.	DESCRIPCIÓN DEL OBJETO DE ESTUDIO.....	30
3.1	Software TEST UNIVERSE	30
3.1.1	Módulos de Pruebas del TEST UNIVERSE	30
3.2	Software AcSELeRator QuickSet.....	32
3.3	Relé SEL-751	33
3.3.1	Descripción funcional del relé SEL-751	33
3.4	Omicron CMC 356.....	34
3.4.1	Funciones principales	35
3.4.2	Pruebas y herramientas que se pueden realizar con el equipo Omicron CMC 356 ...	35
3.4.3	Especificaciones	35
3.4.3.1	Parte frontal	36
3.4.3.2	Parte posterior.....	36
3.5	Subestación Durán Sur CNEL EP GUAYAS LOS RÍOS.....	37
3.5.1	Normas Utilizadas	40
3.5.1.1	Referencia de normativas utilizadas comúnmente para el Diseño de subestaciones	41
3.5.2	Diagrama unifilar de la subestación Durán Sur de CNEL EP Guayas Los Ríos	43
3.5.2.1	Diagrama unifilar S/E Durán Sur Patio 69kV	43
3.5.2.2	Diagrama Unifilar S/E Durán Sur Patio A	45
3.5.2.3	Diagrama Unifilar S/E Durán Sur Patio B	46
3.5.3	Curvas de relés de sobrecorriente de cada zona de la S/E Durán Sur	46
3.5.3.1	Punto de entrega Durán SNI.....	47
3.5.3.2	Durán Sur A – Entrada 69kV	48
3.5.3.3	Durán Sur A – Principal 13.8kV	49

3.5.3.4	Durán Sur A – Vía a Tanasa.....	50
3.5.3.5	Durán Sur A – Industrias.....	51
3.5.3.6	Durán Sur A – Comedores	52
3.5.3.7	Durán Sur B – Entrada 69kV	53
3.5.3.8	Durán Sur B – Principal 13.8kV	54
3.5.3.9	Durán Sur B – Centro de Durán	55
3.5.3.10	Durán Sur B – Primavera II.....	56
3.5.3.11	Durán Sur B – Ferroviaria.....	57
CAPÍTULO 4		58
4	MARCO METODOLÓGICO.....	58
4.1	Software DIgSILENT	58
4.1.1	Modelado de la subestación Durán Sur.....	58
4.1.2	Patio A.....	58
4.1.3	Patio B.....	59
4.2	Ingreso de parámetros	60
4.2.1	Elementos presentes en la subestación.....	60
4.2.1.1	Descripción de los elementos presentes en la subestación.....	60
4.2.1.1.1	External Grid.....	60
4.2.1.1.2	Barra.....	60
4.2.1.1.3	Transformador	61
4.2.1.1.4	Cargas	61
4.2.1.1.5	Relé	61
4.2.1.1.6	TC	61
4.2.2	Parámetros actuales	61
4.2.2.1	Valores seteados en la subestación.....	61
4.3	Normativas propuestas para la actualización de protecciones	63
4.3.1	IEEE – C37.2.....	63
4.3.2	IEEE Std 242-2001.....	66

4.3.3	IEEE Std C37.91 – 2000	67
4.4	Simulación del sistema de distribución en el software DIGSILENT	67
4.4.1	Alimentación del patio	67
4.4.1.1	Distribución de la S/E Durán Sur	72
4.4.1.2	Patio A.....	77
4.4.1.2.1	Cargas del Patio A	78
4.4.1.3	Patio B.....	80
4.4.1.3.1	Cargas del Patio B.....	85
4.4.1.4	Flujo de Potencia del Sistema	87
4.4.1.4.1	Flujo “Patio A”	88
4.4.1.4.2	Flujo “Patio B”.....	88
4.4.2	Simulación de la coordinación de protecciones actual del sistema.....	89
4.4.2.1	Lado que alimenta la S/E Durán Sur	89
4.4.2.2	Protección de lado primario que alimenta el Patio A.....	95
4.4.2.3	Protección de lado secundario que alimenta el Patio A	101
4.4.2.4	Protección del Patio A.....	105
4.4.2.4.1	Protección de Vía Tanasa	105
4.4.2.4.2	Protección de Industrias.....	109
4.4.2.4.1	Protección de Comedores	113
4.4.2.5	Protección de lado primario que alimenta el Patio B	116
4.4.2.6	Protección de lado secundario que alimenta el Patio B	123
4.4.2.7	Protección del Patio B.....	126
4.4.2.7.1	Protección de Centro de Durán.....	127
4.4.2.7.2	Protección de Primavera II	131
4.4.2.7.3	Protección de Ferroviaria.....	135
CAPÍTULO 5		139
5.1	Simulación 1 en el laboratorio	139
5.1.1	Tema a tratar.....	139
5.1.2	Objetivos a cumplir	139

5.1.3	Recursos utilizados.....	139
5.1.4	Procedimiento para la simulación	139
5.1.4.1	Sistema de distribución para Línea A – S/E Durán Sur	139
5.1.4.1.1	Lado primario del transformador – Línea A 69kV	139
5.1.4.1.2	Lado secundario del transformador – Línea A 13.8kV	151
5.1.4.2	Sistema de distribución para Línea B – S/E Durán Sur	156
5.1.4.2.1	Lado primario del transformador – Línea B 69kV	156
5.1.4.2.2	Lado secundario del transformador – Línea B 13.8kV.....	164
5.1.5	Conclusiones de la Simulación 1	169
5.2	Simulación 2 en el laboratorio	169
5.2.1	Tema a tratar.....	169
5.2.2	Objetivos a cumplir	169
5.2.3	Recursos utilizados.....	169
5.2.4	Procedimiento para la simulación	170
5.2.4.1	Sistema de distribución actualizado bajo propuesta mediante normativas	170
5.2.4.1.1	Diagrama principal del sistema actual de la S/E Durán Sur en DIgSILENT – Línea A	170
5.2.4.1.2	Simulación de las fases del Sistema de Distribución A.....	172
5.2.4.1.3	Actualización lado primario del transformador – Línea A 69kV	176
5.2.4.1.4	Actualización lado secundario del transformador – Línea A 13.8kV.....	178
5.2.4.1.5	Diagrama principal del sistema actual de la S/E Durán Sur en DIgSILENT – Línea B	181
5.2.4.1.6	Simulación de las fases del Sistema de Distribución B.....	183
5.2.4.1.7	Actualización lado primario del transformador – Línea B 69kV	187
5.2.4.1.8	Actualización lado secundario del transformador – Línea B 13.8kV.....	188
5.2.4.1.9	Coordinación de la línea principal de 69kV y las curvas de daño del transformador	190
CAPÍTULO 6		192
6.1	CONCLUSIONES	192

6.2 RECOMENDACIONES.....	192
BIBLIOGRAFÍA.....	193
ANEXOS.....	201

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Ubicación Geográfica de la Subestación Durán Sur.....	4
Figura 2: Representación de un SEP [2]	6
Figura 3: Sistema de tipo Radial [8].....	9
Figura 4: Sistema de tipo Anillo [8].....	10
Figura 5: Sistema de tipo Mallado [8].....	10
Figura 6: Principales tipos de fallas en un SED [14]	11
Figura 7: Clasificación de fallas [16]	12
Figura 8: Porcentaje de fallas en los sistemas de distribución [17]	13
Figura 9: Tipos de Perturbaciones que se pueden presentar [24].....	16
Figura 10: Ubicación del relé de protección [25].....	16
Figura 11: Funcionamiento de un relé [27].....	17
Figura 12: Transformador electromagnético [29]	18
Figura 13: Diseño de un TP [24].....	18
Figura 14: Zonas a proteger [32].....	19
Figura 15: Interruptores de circuito y relés de protección específicos para cada zona [24]	19
Figura 16: TC y Disyuntores para diferentes zonas de protección [24].....	20
Figura 17: SEL-751 [42]	23
Figura 18: SEL-700G [43]	24
Figura 19: SEL-421 [44]	24
Figura 20: Clasificación de relés según su funcionamiento [14]	26
Figura 21: Curva de Protección Instantánea [46].....	27
Figura 22: Curva de Protección de Sobrecorriente para un rango de Tiempo Definido [46]	27
Figura 23: Curva de Protección para Sobrecorriente de Tiempo Inverso [46]	28
Figura 24: Inicio del TEST UNIVERSE.....	30
Figura 25: Inicio del AcSELeRator	32
Figura 26: SEL-751 [14]	33
Figura 27: Diagrama de procesos del relé SEL-751 [14].....	34
Figura 28: Maleta Omicron CMC 356 [53]	35

Figura 29: Parte frontal de la maleta Omicron CMC 356 [14]	36
Figura 30: Parte posterior de la maleta Omicron CMC 356 [14].....	36
Figura 31: CELDA DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR A – Fuente: Autoría.....	37
Figura 32: Interruptor principal del transformador A – Fuente: Autoría	38
Figura 33: CELDA DE PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR B – Fuente: Autoría.....	38
Figura 34: Reconectador para alimentador del transformador B – Primavera 2 – Fuente: Autoría	39
Figura 35: Reconectador de Patio B - Centro de Durán – Fuente: Autoría	39
Figura 36: Reconectador de Patio B -Ferroviaria – Fuente: Autoría	40
Figura 37: Relé de protección SEL-751 – Fuente: Autoría.....	40
Figura 38: Diagrama Unifilar S/E Durán Sur Patio 69kV	44
Figura 39: Diagrama Unifilar S/E Durán Sur Patio A	45
Figura 40: Diagrama Unifilar S/E Durán Sur Patio B.....	46
Figura 41: Punto de entrega Durán SNI (CNEL).....	47
Figura 42: Punto de entrega Durán SNI (Simulación - DIgSILENT).....	47
Figura 43: Durán Sur A – Entrada 69kV (CNEL)	48
Figura 44: Durán Sur A – Entrada 69kV (Simulación - DIgSILENT)	48
Figura 45: Durán Sur A – Principal 13.8kV (CNEL)	49
Figura 46: Durán Sur A – Principal 13.8kV (Simulación - DIgSILENT)	49
Figura 47: Durán Sur A – Vía a Tanasa (CNEL).....	50
Figura 48: Durán Sur A – Vía a Tanasa (Simulación - DIgSILENT).....	50
Figura 49: Durán Sur A – Industrias (CNEL).....	51
Figura 50: Durán Sur A – Industrias (Simulación - DIgSILENT).....	51
Figura 51: Durán Sur A – Comedores (CNEL).....	52
Figura 52: Durán Sur A – Comedores (Simulación - DIgSILENT)	52
Figura 53: Durán Sur B – Entrada 69kV (CNEL).....	53
Figura 54: Durán Sur B – Entrada 69kV (Simulación - DIgSILENT).....	53
Figura 55: Durán Sur B – Principal 13.8kV (CNEL).....	54
Figura 56: Durán Sur B – Principal 13.8kV (Simulación - DIgSILENT).....	54

Figura 57: Durán Sur B – Centro de Durán (CNEL)	55
Figura 58: Durán Sur B – Centro de Durán (Simulación - DIgSILENT)	55
Figura 59: Durán Sur B – Primavera II (CNEL).....	56
Figura 60: Durán Sur B – Primavera II (Simulación - DIgSILENT).....	56
Figura 61: Durán Sur B – Ferroviaria (CNEL)	57
Figura 62: Durán Sur B – Ferroviaria (Simulación - DIgSILENT)	57
Figura 63: Subestación Durán Sur en DIgSILENT.....	58
Figura 64: Patio A	59
Figura 65: Patio B	59
Figura 66: Coordinación de protecciones en la S/E Durán Sur – Fuente: Autoría	62
Figura 67: Datos de las cargas – Fuente: Autoría	63
Figura 68: External Grid	68
Figura 69: Barra de Línea.....	68
Figura 70: Valores de la Barra de Línea	69
Figura 71: Líneas alimentadoras de la subestación.....	69
Figura 72: Datos de línea ubicada entre BARRA LÍNEA y POSTE DE CONEXIÓN	70
Figura 73: Parámetros de línea de 69kV	70
Figura 74: Datos de línea ubicada entre POSTE DE CONEXIÓN y BARRA PATIO	71
Figura 75: Datos de LÍNEA 69kV A PATIO.....	71
Figura 76: Alimentación del PATIO A.....	72
Figura 77: Transformador A	73
Figura 78: Parámetros de transformador A.....	73
Figura 79: Zona “A” de 13.8kV	74
Figura 80: Parámetros de "BARRA LÍNEA A"	74
Figura 81: Datos de "LÍNEA AISLADA A"	75
Figura 82: Parámetros de "LÍNEA AISLADA A"	76
Figura 83: Ampliación de red eléctrica.....	76
Figura 84: Crear nueva página	77
Figura 85: Pegar solo gráfica	77
Figura 86: Ingreso de valores VÍA A TANASA.....	78

Figura 87: Ingreso de parámetros para "INDUSTRIAS"	79
Figura 88: Ingreso de parámetros para "COMEDORES"	80
Figura 89: Zona de donde se parte hacia el "PATIO B"	80
Figura 90: Transformador B.....	81
Figura 91: Datos de transformador B	82
Figura 92: Zona "B" de 13.8 kV.....	82
Figura 93: Parámetros de "LÍNEAS AISLADA B"	83
Figura 94: Datos de "LÍNEA AISLADA B"	84
Figura 95: PATIO B	85
Figura 96: Ingreso de valores "CENTRO DE DURÁN"	86
Figura 97: Ingreso de valores "PRIMAVERA II"	86
Figura 98: FLUJO DE POTENCIA DEL SISTEMA	87
Figura 99: FLUJO "PATIO A"	88
Figura 100: FLUJO "PATIO B"	88
Figura 101: Ingreso de dispositivo Current Transformer.....	89
Figura 102: Relación de transformación del TC de línea de 69kV	90
Figura 103: Datos ingresados en el TC	91
Figura 104: Ingreso de dispositivo "RELAY MODEL"	91
Figura 105: Ingreso de modelo de relé.....	92
Figura 106: Modelos de relé disponibles en DIgSILENT.....	92
Figura 107: Ingreso de parámetros en el relé	93
Figura 108: Protección 51 de fase	93
Figura 109: Protección 50 instantánea de fase	94
Figura 110: Protección 50N instantánea de neutro	94
Figura 111: Creación de curvas de protección	95
Figura 112: Curvas de protección de línea principal de 69 kV	95
Figura 113: Transformador "PATIO A"	96
Figura 114: Protección temporizada de fase para lado primario del Transformador A.....	97
Figura 115: Protección instantánea de fase para lado primario del Transformador A.....	97
Figura 116: Protección temporizada de neutro para lado primario del Transformador A	98

Figura 117: Protección instantánea de neutro para lado primario del Transformador A	98
Figura 118: Curvas de protección de lado primario del transformador A	99
Figura 119: Pasos para añadir la curva de daño del transformador A.....	99
Figura 120: Añadir gráfica de curva de daño del transformador B.....	100
Figura 121: Parámetros del transformador A	100
Figura 122: Curva del transformador “A” y curva de daño del transformador.....	101
Figura 123: Ingreso de relé para proteger el lado secundario del transformador A.....	102
Figura 124: Primario y Secundario del TC de 13.8kV del transformador A	103
Figura 125: Datos de la protección temporizada de fase para el lado secundario del transformado A	103
Figura 126: Datos de la protección temporizada de neutro para el lado secundario del transformador A	104
Figura 127: Curvas de protección de Barra de Salida A	104
Figura 128: Cargas que alimenta el Patio A.....	105
Figura 129: Relación de transformación de TC de Vía Tanasa	106
Figura 130: Parámetros de temporizado de fase para Vía Tanasa	107
Figura 131: Parámetros de instantáneo de fase para Vía Tanasa	107
Figura 132: Protección de neutro temporizado para Vía Tanasa	108
Figura 133: Protección de neutro instantáneo para Vía Tanasa	108
Figura 134: Gráfica de salida de “Vía a Tanasa”	109
Figura 135: Protección de temporizado de fase para Industrias.....	110
Figura 136: Protección de instantáneo de fase para Industrias	111
Figura 137: Protección de temporizado de neutro para Industrias.....	111
Figura 138: Protección de instantáneo de neutro para Industrias.....	112
Figura 139: Gráfica de salida de "Industrias"	112
Figura 140: Protección de temporizado de fase para Comedores	114
Figura 141: Protección de instantáneo de fase para Comedores.....	114
Figura 142: Protección de temporizado de neutro para Comedores	115
Figura 143: Protección de instantáneo de neutro para Comedores	115
Figura 144: Gráfica de salida de “Comedores”.....	116

Figura 145: Transformador "PATIO B"	117
Figura 146: Protección temporizada de fase para lado primario del transformador B	118
Figura 147: Protección instantánea de fase para lado primario del transformador B	118
Figura 148: Protección temporizada de neutro para lado primario del transformador B	119
Figura 149: Protección instantánea de neutro para lado primario del transformador B	119
Figura 150: Curvas de protección de lado primario del transformador B	120
Figura 151: Pasos para añadir la curva de daño del transformador B	120
Figura 152: Añadir gráfica de curva de daño del transformador B	121
Figura 153: Parámetros del transformador B	122
Figura 154: Curva del transformador "B" y curva de daño del transformador	122
Figura 155: Primario y Secundario del TC de 13.8kV del transformador B	124
Figura 156: Datos de la protección temporizada de fase para el lado secundario del transformado B	124
Figura 157: Datos de la protección temporizada de neutro para el lado secundario del transformador B	125
Figura 158: Curvas de protección de Barra de Salida B	126
Figura 159: Cargas que alimenta el Patio B	127
Figura 160: Relación de transformación de TC de Centro de Durán	128
Figura 161: Parámetros de temporizado de fase para Centro de Durán	129
Figura 162: Parámetros de instantáneo de fase para Centro de Durán	129
Figura 163: Protección de neutro temporizado para Centro de Durán	130
Figura 164: Protección de neutro instantáneo para Centro de Durán	130
Figura 165: Gráfica de salida de "Centro de Durán"	131
Figura 166: Protección de temporizado de fase para Primavera II	132
Figura 167: Protección de instantáneo de fase para Primavera II	133
Figura 168: Protección de temporizado de neutro para Primavera II	133
Figura 169: Protección de instantáneo de neutro para Primavera II	134
Figura 170: Gráfica de salida de "Primavera II"	135
Figura 171: Protección de temporizado de fase para Ferroviaria	136
Figura 172: Protección de instantáneo de fase para Ferroviaria	137

Figura 173: Protección de temporizado de neutro para Ferroviaria.....	137
Figura 174: Protección de instantáneo de neutro para Ferroviaria.....	138
Figura 175: Gráfica de salida de “Ferroviaria”	138
Figura 176: Ingreso del relé en el AcSELerator QuickSet.....	140
Figura 177: Curva en DIgSILENT del lado primario del transformador – Línea A.....	140
Figura 178: Configuración de fase temporizada - lado primario del transformador A.....	141
Figura 179: Configuración de neutro temporizado - lado primario del transformador A.....	142
Figura 180: Configuración de fase instantáneo - lado primario del transformador A	142
Figura 181: Configuración de neutro instantáneo - lado primario del transformador A.....	143
Figura 182: Ventana de ingreso de valores del Test Universe – lado primario del transformador A	143
Figura 183: Pruebas temporizadas de fase - lado primario del transformador A.....	144
Figura 184: Corrida de los tipos de fallas para fase temporizada - lado primario del transformador A	144
Figura 185: Resultado de tipos de fallas para fase temporizada - lado primario del transformador A	144
Figura 186: Curvas “51” de L1-L2 - lado primario del transformador A	145
Figura 187: Curvas “51” de L2-L3 - lado primario del transformador A.....	145
Figura 188: Curvas “51” de L3-L1 - lado primario del transformador A	145
Figura 189: Curvas “51” de L1-L2-L3 - lado primario del transformador A	146
Figura 190: Corrida de los tipos de fallas para fase instantánea - lado primario del transformador A	146
Figura 191: Resultado de tipos de fallas para fase instantánea - lado primario del transformador A	147
Figura 192: Curvas “50” de L1-L2 - lado primario del transformador A.....	147
Figura 193: Curvas “50” de L2-L3 - lado primario del transformador A	147
Figura 194: Curvas “50” de L3-L1 - lado primario del transformador A	148
Figura 195: Curvas “50” de L1-L2-L3 - lado primario del transformador A	148
Figura 196: Pruebas temporizadas e instantáneas de neutro - lado primario del transformador A	148

Figura 197: Corrida de los tipos de fallas para neutro temporizado e instantáneo - lado primario del transformador A	149
Figura 198: Resultado de tipos de fallas para neutro temporizado e instantáneo - lado primario del transformador A	149
Figura 199: Curvas “51N y 50N” de L1-E - lado primario del transformador A	150
Figura 200: Curvas “51N y 50N” de L2-E - lado primario del transformador A	150
Figura 201: Curvas “51N y 50N” de L3-E - lado primario del transformador A	150
Figura 202: Curva en DIgSILENT del lado secundario del transformador – Línea A	151
Figura 203: Configuración de fase temporizada - lado secundario del transformador A	152
Figura 204: Configuración de neutro temporizado - lado secundario del transformador A	152
Figura 205: Ventana de ingreso de valores del Test Universe – lado secundario del transformador A	153
Figura 206: Pruebas temporizadas de fase - lado secundario del transformador A	153
Figura 207: Corrida de los tipos de fallas para fase temporizada - lado secundario del transformador A	153
Figura 208: Resultado de tipos de fallas para fase temporizada - lado secundario del transformador A	154
Figura 209: Curvas “51” de L1-L2-L3 - lado secundario del transformador A.....	154
Figura 210: Pruebas instantáneas de neutro - lado secundario del transformador A	155
Figura 211: Corrida de los tipos de fallas para neutro temporizado - lado secundario del transformador A	155
Figura 212: Resultado de tipos de fallas para neutro temporizado - lado secundario del transformador A	155
Figura 213: Curvas “51N” de L1-E - lado secundario del transformador A.....	155
Figura 214: Curvas “51N” de L2-E - lado secundario del transformador A.....	156
Figura 215: Curvas “51N” de L3-E - lado secundario del transformador A.....	156
Figura 216: Curva en DIgSILENT del lado primario del transformador – Línea B.....	157
Figura 217: Configuración de fase temporizada - lado primario del transformador B.....	158
Figura 218: Configuración de neutro temporizado - lado primario del transformador B.....	158
Figura 219: Configuración de fase instantáneo - lado primario del transformador B.....	159

Figura 220: Configuración de neutro instantáneo - lado primario del transformador B.....	159
Figura 221: Ventana de ingreso de valores del Test Universe – lado primario del transformador B	160
Figura 222: Pruebas temporizadas de fase - lado primario del transformador B.....	160
Figura 223: Corrida de los tipos de fallas para fase temporizada - lado primario del transformador B.....	160
Figura 224: Resultado de tipos de fallas para fase temporizada - lado primario del transformador B	161
Figura 225: Curvas “51” de L1-L2-L3 - lado primario del transformador B.....	161
Figura 226: Corrida de los tipos de fallas para neutro temporizado e instantáneo - lado primario del transformador B.....	162
Figura 227: Resultado de tipos de fallas para neutro temporizado e instantáneo - lado primario del transformador B.....	162
Figura 228: Curvas “51N y 50N” de L1-E - lado primario del transformador B.....	163
Figura 229: Curvas “51N y 50N” de L2-E - lado primario del transformador B.....	163
Figura 230: Curvas “51N y 50N” de L3-E - lado primario del transformador B.....	163
Figura 231: Curva en DIgSILENT del lado secundario del transformador – Línea B.....	164
Figura 232: Configuración de fase temporizada - lado secundario del transformador B.....	165
Figura 233: Configuración de neutro temporizado - lado secundario del transformador B.....	166
Figura 234: Pruebas temporizadas de fase - lado secundario del transformador B.....	167
Figura 235: Corrida de los tipos de fallas para fase temporizada - lado secundario del transformador B.....	167
Figura 236: Resultado de tipos de fallas para fase temporizada - lado secundario del transformador B.....	167
Figura 237: Curvas “51” de L1-L2-L3 - lado secundario del transformador B.....	167
Figura 238: Corrida de los tipos de fallas para neutro temporizado - lado secundario del transformador B.....	168
Figura 239: Resultado de tipos de fallas para neutro temporizado - lado secundario del transformador B.....	168
Figura 240: Curvas “51N” de L1-E - lado secundario del transformador B.....	169

Figura 241: Curvas de fase – Línea A.....	170
Figura 242: Curvas de neutro – Línea A	171
Figura 243: Nuevos parámetros de línea alimentadora - 69kV.....	172
Figura 244: Actualización de lado primario del transformador - 69kV	173
Figura 245: Actualización de lado secundario del transformador – 13.8kV.....	173
Figura 246: Diagrama actualizado	173
Figura 247: Línea de 69kV – Línea A.....	174
Figura 248: Pruebas temporizadas de fase – Línea A (actualización)	174
Figura 249: Curvas “51” de L1-L2-L3 – Línea A (actualización).....	175
Figura 250: Corrida de los tipos de fallas para instantáneo de fase – Línea A (actualización) ...	175
Figura 251:Resultado de tipos de fallas para instantáneo de fase – Línea A (actualización)	175
Figura 252: Curva “51 y 50” de L1-L2-L3 – Línea A (actualización)	176
Figura 253: Pruebas temporizadas de fase – actualización lado primario del transformador A ..	176
Figura 254: Corrida de los tipos de fallas para fase temporizada – actualización lado primario del transformador A	177
Figura 255: Resultado de tipos de fallas para fase temporizada – actualización lado primario del transformador A	177
Figura 256: Curvas “51” de L1-L2-L3 – actualización lado primario del transformador A	177
Figura 257: Corrida de los tipos de fallas para fase instantánea – actualización lado primario del transformador A	178
Figura 258: Resultado de tipos de fallas para fase instantánea – actualización lado primario del transformador A	178
Figura 259: Curvas “51 y 50” de L1-L2-L3 – actualización lado primario del transformador A	178
Figura 260: Pruebas temporizadas de fase – actualización lado secundario del transformador A	179
Figura 261: Corrida de los tipos de fallas para fase temporizada – actualización lado secundario del transformador A	179
Figura 262: Resultado de tipos de fallas para fase temporizada – actualización lado secundario del transformador A	179
Figura 263: Curvas “51” de L1-L2-L3 – actualización lado secundario del transformador A....	179

Figura 264: Curvas de fase - Línea B.....	181
Figura 265: Curvas de neutro - Línea B.....	182
Figura 266: Curvas resultantes de la aplicación de normativas propuestas.....	183
Figura 267: Nuevos parámetros de línea alimentadora de Línea B - 69kV.....	184
Figura 268: Actualización de lado primario del transformado Línea B - 69kV.....	184
Figura 269: Actualización de lado secundario del transformado Línea B – 13.8kV.....	184
Figura 270: Línea de 69kV - Línea B.....	185
Figura 271: Pruebas temporizadas de fase – Línea B (actualización).....	185
Figura 272: Curvas “51” de L1-L2-L3 – Línea B (actualización).....	186
Figura 273: Corrida de los tipos de fallas para instantáneo de fase – Línea B (actualización)....	186
Figura 274: Resultado de tipos de fallas para instantáneo de fase – Línea B (actualización).....	186
Figura 275: Curva “51 y 50” de L1-L2-L3 – Línea B (actualización).....	187
Figura 276: Pruebas temporizadas de fase – actualización lado primario del transformador B ..	187
Figura 277: Corrida de los tipos de fallas para fase temporizada – actualización lado primario del transformador B.....	188
Figura 278: Resultado de tipos de fallas para fase temporizada – actualización lado primario del transformador B.....	188
Figura 279: Curvas “51” de L1-L2-L3 – actualización lado primario del transformador B.....	188
Figura 280: Pruebas temporizadas de fase – actualización lado secundario del transformador B.....	189
Figura 281: Corrida de los tipos de fallas para fase temporizada – actualización lado secundario del transformador B.....	189
Figura 282: Resultado de tipos de fallas para fase temporizada – actualización lado secundario del transformador B.....	189
Figura 283: Curvas “51” de L1-L2-L3 – actualización lado secundario del transformador B	189
Figura 284: Coordinación de Patio A.....	190
Figura 285: Coordinación de Patio B.....	191
Figura 286: Módulo Didáctico de Protecciones de Redes de Distribución en Sistemas Eléctricos de Potencia.....	201
Figura 287: Maleta de inyección de corriente OMICRON CMC 356.....	201

Figura 288: Relé SEL-751 del módulo de protecciones	202
Figura 289: Conexión del cableado del OMICRON CMC 356 al módulo de protecciones	202
Figura 290: Ingreso de valores mediante el AcSELerator QuickSet	203
Figura 291: Equipos conectados para las pruebas.....	203
Figura 292: Configuración de Parámetros en el Test Universe para las pruebas de falla en el relé	204
Figura 293: MEJORAMIENTO DE COORDINACION DE CURVAS/PÁGINA 622-626/NORMATIVA STD 242-2001	205
Figura 294: Curva de daño del transformador Norma STD 242-2001	205
Figura 295: Curva de daño del transformador Norma STD 242-2001	206
Figura 296: Coordinación con la curva del transformador - Norma C37.91-2000.....	206
Figura 297: Coordinación con la curva del transformador - Norma C37.91-2000.....	207
Figura 298: Tiempo de coordinación de relés de protección/Página 602-604/Norma STD 242-2001	207
Figura 299: Tiempo de coordinación de relés de protección/Página 602-604/Norma STD 242-2001	208

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Clasificación de fallas por su duración [18].....	13
Tabla 2: Tipos de pruebas [40].....	28
Tabla 3: Referencia de normativas para el diseño de subestaciones [55]	41
Tabla 4: Normas para diseño de obra civil [55]	43
Tabla 5: Elementos de la subestación	60
Tabla 6: Línea de 69kV - Fuente: Autoría	62
Tabla 7: Dispositivos según norma IEEE - C37.2 [58].....	64
Tabla 8: Aparatos / Acrónimos de funciones [59]	66
Tabla 9: Datos de línea alimentadora de la S/E Durán Sur.....	69
Tabla 10: Datos de línea saliente del POSTE DE CONEXIÓN	70
Tabla 11: Datos del transformador A	72
Tabla 12: Datos de "LÍNEA AISLADA A"	75
Tabla 13: Cargas del PATIO A	77
Tabla 14: Datos de líneas del "PATIO A"	78
Tabla 15: Datos de carga "VÍA A TANASA"	78
Tabla 16: Datos de carga de "INDUSTRIAS"	79
Tabla 17: Datos de carga de "COMEDORES"	79
Tabla 18: Datos del transformador B	81
Tabla 19: Datos de "LÍNEA AISLADA B"	83
Tabla 20: Cargas del "PATIO B"	84
Tabla 21: Datos de líneas del "PATIO B"	85
Tabla 22: Datos de carga de "CENTRO DE DURÁN"	85
Tabla 23: Datos de carga de "PRIMAVERA II"	86
Tabla 24: Datos de carga de "FERROVIARIA"	87
Tabla 25: Detalles de línea 69kV	89
Tabla 26: Protección para Fase	89
Tabla 27: Protección para Neutro.....	90
Tabla 28: Datos de Línea A del lado primario del transformador	95

Tabla 29: Protección para Fase "Línea A" del lado primario del transformador	96
Tabla 30: Protección para Neutro "Línea A" del lado primario del transformador	96
Tabla 31: Datos de línea "A" del lado secundario del transformador A.....	101
Tabla 32: Protección para Fase de línea "A" del lado secundario del transformador A.....	101
Tabla 33: Protección para Neutro de línea "A" del lado secundario del transformador A	102
Tabla 34: Datos de Línea A del lado secundario del transformador – Vía Tanasa.....	105
Tabla 35: Protección para Fase "Línea A" del lado secundario del transformador – Vía Tanasa	105
Tabla 36: Protección para Neutro "Línea A" del lado secundario del transformador – Vía Tanasa	106
Tabla 37: Datos de Línea A del lado secundario del transformador - Industrias.....	109
Tabla 38: Protección para Fase "Línea A" del lado secundario del transformador - Industrias ..	109
Tabla 39: Protección para Neutro "Línea A" del lado secundario del transformador - Industrias	110
Tabla 40: Datos de Línea A del lado secundario del transformador - Comedores	113
Tabla 41: Protección para Fase "Línea A" del lado secundario del transformador - Comedores	113
Tabla 42: Protección para Neutro "Línea A" del lado secundario del transformador - Comedores	113
Tabla 43: Datos de Línea B del lado primario del transformador.....	116
Tabla 44: Protección para Fase "Línea B" del lado primario del transformador	116
Tabla 45: Protección para Neutro "Línea B" del lado primario del transformador	117
Tabla 46: Datos de línea "B" del lado secundario del transformador B	123
Tabla 47: Protección para Fase de línea "B" del lado secundario del transformador B	123
Tabla 48: Protección para Neutro de línea "B" del lado secundario del transformador B	123
Tabla 49: Datos de "Línea B" del lado secundario del transformador – Centro de Durán.....	127
Tabla 50: Protección para Fase "Línea B" del lado secundario del transformador – Centro de Durán	127
Tabla 51: Protección para Neutro "Línea B" del lado secundario del transformador – Centro de Durán.....	127
Tabla 52: Datos de Línea B del lado secundario del transformador - Primavera II.....	131

Tabla 53: Protección para Fase "Línea B" del lado secundario del transformador - Primavera II	131
Tabla 54: Protección para Neutro "Línea B" del lado secundario del transformador - Primavera II	132
Tabla 55: Datos de Línea B del lado secundario del transformador - Ferroviaria	135
Tabla 56: Protección para Fase "Línea B" del lado secundario del transformador - Ferroviaria.	135
Tabla 57: Protección para Neutro "Línea B" del lado secundario del transformador - Ferroviaria	136

ABREVIATURAS

- UPS (Universidad Politécnica Salesiana)
- SEP (SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA)
- CNEL (Corporación Nacional de Electricidad)
- IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos)
- SED (SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN)
- SIN (SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO)
- SNT (SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN)
- CT (TRANSFORMADOR DE CORRIENTE)
- VT (TRANSFORMADOR DE VOLTAJE)
- LT (Línea de Transmisión)
- A (Amperio)
- V (Voltaje)
- SEL (Laboratorios de ingeniería Schweitzer)
- Z (Impedancia)
- X (Reactancia)
- I (Corriente)
- I_Arranque (Corriente de Arranque)
- L (Línea)
- N (Neutro)
- CTR (Relación de transformación del transformador de corriente)
- I pick-up (Corriente mínima de operación)
- Time_Dial (Tiempo de Disparo).
- VA (Potencia Activa)
- ANSI (Instituto Americano de Estándares Nacionales)

INTRODUCCIÓN

El título del presente proyecto técnico de titulación es “Aplicación de software DIgSILENT junto al equipo OMICRON CMC 356 para la coordinación de protecciones eléctricas en la subestación Durán Sur de CNEL EP Guayas Los Ríos”.

El propósito del trabajo es realizar una coordinación de protecciones eficiente, haciendo uso de programas de simulación, como DIgSILENT, el cuál servirá de apoyo para comprobar el correcto modelado de la subestación Durán Sur CNEL EP; ya que, es una herramienta computarizada que sirve para poder realizar diseños asistidos de ingeniería y realizar análisis de sistemas eléctricos de potencia. De esta manera podremos contar con un modelado de la subestación, lo que a su vez nos permitirá correr pruebas en el sistema e ingresar las protecciones para comprobar que al simular una falla estas actúan de manera idónea.

En caso de existir, los errores en el modelado en DIgSILENT, la entrada de datos o las conexiones de voltaje y corriente de los relés de protección serán detectados mediante las pruebas.

Este proyecto técnico servirá como punto de partida para estudiantes que se interesen por este tipo de proyectos, debido a que proporcionará una ayuda teórica y técnica en la materia de protecciones. Este tipo de cosas solo se alcanzan a ver de manera teórica y de forma superficial, porque se debe avanzar con la materia en cuestión; por ende, será de ayuda al momento de complementar la teoría vista en clase, con lo demás que se verá reflejado en este trabajo.

Las protecciones deben ser debidamente ajustadas, para que puedan accionarse de manera inmediata ante una falla y la despejen lo antes posible. Al contar con un sistema con estas características garantizamos un menor tiempo en las interrupciones del servicio eléctrico a los usuarios.

El primer capítulo del proyecto técnico presentará la descripción del problema abordado, su alcance y delimitaciones, y los beneficios para la comunidad Salesiana, detallados en los objetivos generales y específicos. En el segundo capítulo se incluirá la investigación correspondiente, con referencias adecuadas a trabajos previos relevantes. El tercer capítulo contendrá información sobre el marco metodológico, incluyendo una breve descripción de los equipos y software necesarios. Finalmente, el cuarto capítulo describirá todo el proceso utilizado para desarrollar el proyecto, incluyendo el modelado de la subestación, la comparación con datos actuales y originales, la

modificación de parámetros de protección, la verificación de que todo funcione sin problemas, la conexión al equipo OMICRON CMC 356 y al módulo de protecciones eléctricas, y la elaboración de un informe utilizando acSELerator para registrar el tiempo de accionamiento de cada protección ante una falla.

Gracias a la realización de este proyecto los estudiantes y futuros ingenieros eléctricos tendrán un trabajo del cuál aprender y partir en caso de ser necesario para reforzar conocimientos o realizar algún proyecto. Esto les otorgará una idea más sólida de las protecciones eléctricas en las subestaciones de transmisión.

CAPÍTULO I

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Tema a investigar

Aplicación de software DIgSILENT junto al equipo OMICRON CMC 356 para la coordinación de protecciones eléctricas en la subestación Durán sur de CNEL EP guayas Los Ríos.

1.2 Descripción del problema

En los sistemas eléctricos de potencia, específicamente en un sistema de distribución, los equipos de protecciones eléctricas desempeñan una función crítica e imprescindible. Es de vital importancia que estos equipos se encuentren bien configurados para que se accionen a tiempo ante una falla, para preservar los equipos que se encuentren involucrados, la vida de personas que se puedan encontrar en el área en ese momento y, por supuesto, que el corte del suministro de energía a los consumidores sea relativamente corto. La maleta de inyección de corriente secundaria OMICRON CMC 356 servirá de apoyo para hacer simulaciones junto con el módulo de protecciones, así tendremos un análisis más completo y certero en cuanto al correcto o incorrecto accionamiento de las protecciones eléctricas de la subestación.

1.3 Antecedentes

Las subestaciones eléctricas de distribución tienen un papel fundamental en la alimentación de sus clientes o cargas, por eso deben contar con un correcto sistema de protección, para evitar interrupciones en el servicio que afecten a la calidad del suministro. La subestación eléctrica de distribución Durán Sur de CNEL EP Guayas Los Ríos es tomada como referente para este estudio a realizar, comprobando las protecciones que manejan actualmente, que a lo mejor y es la correcta, pero de igual manera, tal vez, se la pueda actualizar en ciertas zonas según normativas. De esta manera se podría sugerir propuestas para mejorar las protecciones de la subestación.

1.4 Importancia y Alcances

Es importante elaborar este proyecto técnico ya que, aunque es un tema común en el ámbito laboral, no se aborda con frecuencia durante la etapa estudiantil. Por esta razón, sería muy beneficioso para los estudiantes universitarios contar con un proyecto técnico que les permita consolidar sus conocimientos y familiarizarse con los programas y equipos necesarios para la coordinación de protecciones eléctricas. Así podrán mejorar sus conocimientos teóricos técnicos adquiridos en las aulas de clase.

La coordinación de protecciones debe ser precisa, no puede haber error alguno ante la presencia de una falla, porque eso deriva en un no accionamiento de las protecciones y por ende en daños mayores. Por eso el uso del equipo OMICRON CMC 356, porque es capaz de entregar mayor confiabilidad a un sistema eléctrico de potencia a través de sus pruebas.

1.5 Delimitación

El desarrollo del presente proyecto técnico se situará en la Subestación Eléctrica Durán Sur de CNEL EP Guayas Los Ríos, R588+WQM, Durán.



Figura 1: Ubicación Geográfica de la Subestación Durán Sur

1.6 Objetivos

1.6.1 Objetivo General

Coordinar las protecciones en una S/E de distribución de CNEL GLR aplicando el software DIGSILENT junto al equipo OMICRON CMC 356, para garantizar una correcta coordinación de protecciones.

1.6.2 Objetivos Específico

- Identificar las características y equipos de protección de la S/E de distribución Durán Sur, realizando una visita, para tener una clara perspectiva de los elementos presentes en la subestación.
- Realizar pruebas con los parámetros de la subestación de distribución en DIGSILENT, tomando en consideración la estructura y datos de configuración de la subestación, para obtener las curvas de protección de los relés y los valores teóricos.

- Configurar y probar los relés del laboratorio de protecciones con los ajustes generados, a través de la simulación en DIGSILENT, para su posterior comprobación con los tiempos reales que obtendremos con el TEST UNIVERSE.
- Plantear un sistema de protecciones, regido bajo la normativa IEEE – C37.2, IEEE Std 242-2001 y por último IEEE Std C37.91 – 2000 para su posterior uso en cuanto al tema de coordinación de protecciones se trata.

1.7 Marco Metodológico

Para la realización de este proyecto técnico se tomó en cuenta la subestación Durán Sur de CNEL EP Guayas Los Ríos, esto con la mera finalidad de tener valores reales los cuáles comprobar y luego actualizar. La falla simulada en este sistema eléctrico de potencia del área de distribución será de ayuda para la comprobación y posterior análisis de las protecciones eléctricas que intervendrán en el proceso, junto con la maleta de inyección de corriente OMICRON CMC 356, la cual cumple con el propósito más importante al permitirnos comprobar si en verdad contamos con una correcta configuración de las protecciones, a la vez que nos entregará un informe con todos estos datos detallados.

La distribución en los sistemas eléctricos de potencia debe contar con una coordinación precisada de protecciones, para que su funcionamiento sea óptimo y así prevenir perturbaciones.

En la coordinación de protecciones generalmente pueden surgir algunos fallos de manera imprevista que, afectan a las protecciones por acciones internas o externas. En la actualidad se puede contar con equipos y programas de simulación en los que se puede poner a prueba las fallas, para constatar si las protecciones empleadas y sus configuraciones son las adecuadas.

Es recomendable hacer uso de estas herramientas, porque son sistemas actuales que nos facilitan la tarea de coordinación y nos ayudan a prevenir el riesgo al que se pueden someter los equipos de la subestación en caso de una coordinación incorrecta. En este caso puntual las herramientas a utilizar son el software DIGSILENT, el equipo de inyección de corriente secundaria OMICRON CMC 356 junto al programa que viene integrado con el equipo, el TEST UNIVERSE.

Una de las principales metas es coordinar las protecciones para un sistema de distribución con valores reales, aplicado a una subestación específica, para que cuente con la coordinación óptima en términos de voltaje y corriente; ya que, son factores potencialmente peligrosos para los equipos y principalmente para el personal que opera en dicha zona.

CAPÍTULO 2

2. MARCO TEÓRICO

2.1 Generalidades:

Un sistema eléctrico de potencia es el encargado de suministrar energía eléctrica a sus clientes, ya sea a viviendas, industrias o sectores dedicados al comercio, por eso es, que la calidad del suministro de energía es de vital importancia, así como un servicio ininterrumpido o continuo. En estos sistemas requieren de constante supervisión por si se presenta alguna falla o perturbación que pueda afectar a la subestación y sus servicios.

2.2 Sistema Eléctrico de Potencia (SEP)

2.2.1 Definición de un SEP

Un SEP se refiere a un conjunto de dispositivos que transforman la energía en su forma primaria a energía eléctrica, y luego se encargan de distribuirla y transportarla hacia los consumidores. La historia nos dejó claro el por qué se cambió de corriente continua a alterna en la ejecución de estos procesos, que básicamente es eficiencia.

Un SEP se encuentra constituido por tres factores principales: generación, transmisión y distribución. [1]

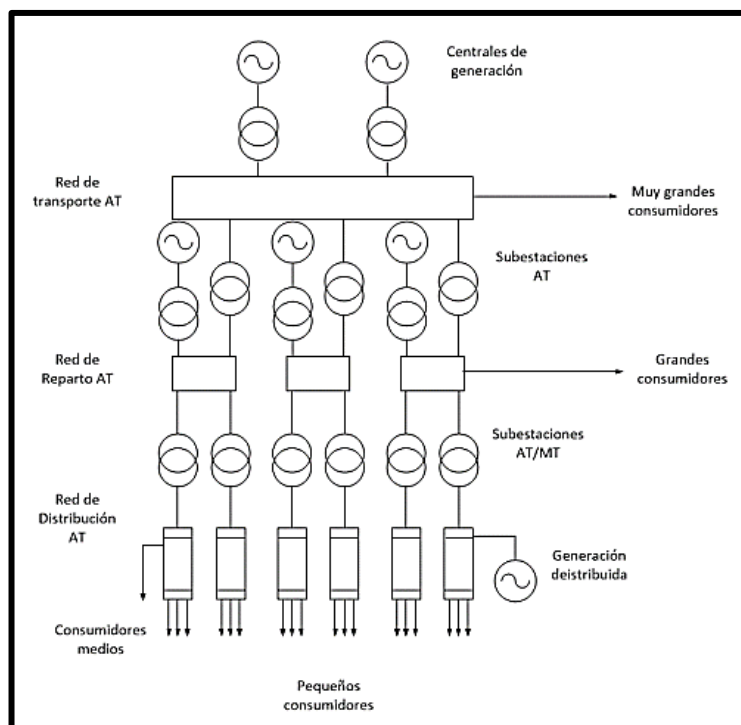


Figura 2: Representación de un SEP [2]

2.2.2 Etapas de un SEP

Un SEP se encuentra compuesto de diferentes equipos e instalaciones, los cuales deben encontrarse interconectadas, porque las centrales de generación de energía eléctrica suelen estar muy lejos de los lugares en los que se exige una gran demanda energética, de esta manera es que se forma una estructura compuesta por la generación, como punto de partida; la transmisión, como consiguiente del primer punto o proceso; y la distribución, como punto final de todo este proceso de entrega de energía eléctrica a los consumidores.

2.2.2.1 Etapa de Generación

La generación de electricidad es responsable de convertir la energía de su forma primaria hacia una forma de energía mecánica y por último en energía eléctrica, todo esto a través del principio de conversión electromecánica de energía. Entre los dispositivos que se encargan de transformar la energía primaria en energía mecánica se incluyen: turbinas y motores impulsores. Para la obtención de la energía eléctrica se utilizan generadores eléctricos. [1]

La energía primaria se la extrae del medio ambiente en ciertos casos, porque también tenemos energía de otro tipo, tales como:

- Energía renovable
- Energía no renovable
- Residuos

Hay diferentes formas de generar energía eléctrica, las cuales se pueden clasificar según sus fuentes primarias de energía. Algunos ejemplos incluyen generación hidráulica, térmica, nuclear, eólica y solar.

2.2.2.2 Etapa de Transmisión

El transporte de energía es responsabilidad de las líneas de transmisión; por ende, se los considera muy importantes dentro de todo este proceso. Debido a su función es que, al momento de realizar el diseño de estas, se debe hacer cuidadosamente, porque las líneas de transmisión operan de manera constante y por esta razón deben estar preparadas ante la posible presencia de algún desbalance en el sistema. [3]

El propósito de la transmisión es mover grandes cantidades de energía desde los lugares de generación hasta los usuarios finales. Por temas de eficiencia, la transmisión se realiza con niveles muy elevados de voltaje, por la cantidad de energía que se transmite. Caso contrario, si no se lo

hace de esta manera, el calentamiento en los conductores produciría que estos se fundieran al tener tan altas temperaturas. [1]

A nivel nacional la unidad de negocio Transelectric S.A. es la encargada de la transmisión. El SNT tiene como objetivo principal trasladar la energía eléctrica desde el lugar en el que se la genera hacia las distintas cargas. [4]

2.2.2.3 Etapa de Distribución

La energía que se mueve por las líneas de transmisión es llevada a las subestaciones de distribución, una vez que llega a la subestación, la energía se distribuye hacia los usuarios finales, llegando a los medidores de luz, que es el encargado de dar el paso de energía y llevar un registro del consumo de los clientes. Las subestaciones de distribución están constituidas por un conjunto de elementos como: transformadores, interruptores, seccionadores, etc., todos estos elementos tienen la tarea de reducir los niveles de tensión que poseen las líneas de transmisión, hasta niveles mucho más bajos, niveles de media tensión, que son los adecuados para hacerle llegar la energía eléctrica a los distintos consumidores. [5]

La red de distribución es el punto de conexión entre la electricidad disponible en el sistema y la amplia gama de clientes que necesitan este servicio esencial. Ahora, es importante tener en cuenta que, se requiere de un adecuado diseño de las redes de distribución para tener una alta confiabilidad en la continuidad del suministro eléctrico. Las herramientas de tipo administrativas, encargadas de las interrupciones en las redes de distribución, también son de mucha importancia y son de sumo interés para las áreas de planificación, mantenimiento y operación. [6]

En el sistema de distribución podemos clasificar a las cargas de la siguiente manera: industriales, comerciales y residenciales. En cuanto a las cargas del tipo industrial están compuestas por los que consumen mayor cantidad de energía eléctrica, como las industrias, por esa esta denominación y, es común que reciban el servicio en alta tensión. Si hablamos de las cargas de tipo comercial, hace referencia a un conjunto de cargas o clientes; es decir, los sistemas de energía que están ubicados al interior de complejos comerciales. Por último, tenemos las cargas de tipo residencial, estas están presentes en áreas urbanas, suburbanas y rurales, este tipo de cargas son de mucha menor escala o densidad si la comparamos con las dos mencionadas anteriormente. [7]

2.3 Sistema de Distribución

Un sistema de distribución eléctrica consta de equipos e instalaciones que suministran electricidad de forma eficiente a un determinado número de clientes (también llamados cargas). El sistema constituye el 66% de todo el sistema eléctrico y es conocido como el "gigante invisible" porque constituye más de la mitad del total de componentes del sistema. [8]

2.3.1 Topología de los sistemas de distribución

Dentro de los sistemas de distribución eléctrica, existen tres tipos diferentes: sistema radial, sistema en anillo y sistema en malla.

2.3.1.1 Sistema de tipo radial

Aunque los sistemas de tipo radial son menos confiables, su bajo costo lo compensa con creces. Estos sistemas tienen solo una ruta de corriente sin retorno, lo que significa que solo hay una fuente para la carga. Si estos sistemas fallan, los cortes de energía a los clientes son inevitables porque no hay una ruta de respaldo. [9]

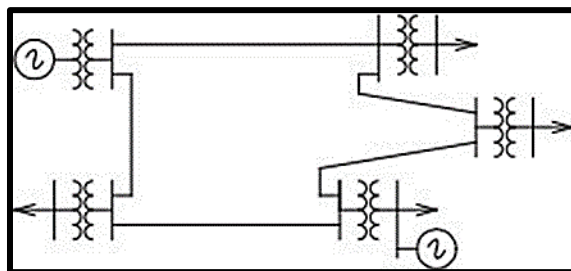


Figura 3: Sistema de tipo Radial [8]

2.3.1.2 Sistema de tipo en anillo

El sistema anillado es más confiable en la entrega de energía, sin embargo, es más costoso en comparación con el sistema radial. Este sistema cuenta con diversos trayectos que conectan la fuente con la carga, lo que implica que dispone de varias fuentes de suministro de energía. En caso de que alguna de ellas falle, la alimentación de energía no se ve interrumpida ya que todavía existen otras fuentes disponibles. [9]

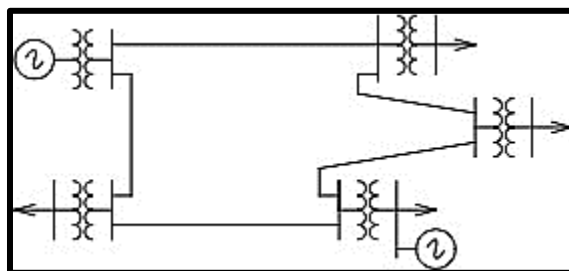


Figura 4: Sistema de tipo Anillo [8]

2.3.1.3 Sistema del tipo en malla o mallado

El sistema en malla o mallado es el que posee el mayor grado de confiabilidad en el servicio, pero de igual manera, al contar con el grado más alto de confiabilidad, también es el más elevado en costos. El sistema en malla tiene la característica de que, la energía eléctrica estará presente de manera ininterrumpida en este sistema. [10]

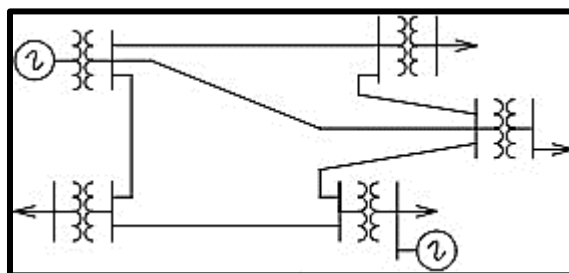


Figura 5: Sistema de tipo Mallado [8]

2.3.2 Anormalidades en los SEP

Las anomalías en los sistemas eléctricos de potencia pueden ser causadas por una variedad de factores, incluyendo fallas en la red, sobrecarga, cortocircuitos, problemas en la generación de energía y variaciones en la demanda de energía. Estas anomalías pueden afectar la estabilidad y la seguridad del sistema eléctrico, así como interrumpir el suministro de energía a los consumidores. Es importante monitorear y detectar rápidamente estas anomalías para poder tomar medidas para prevenir daños y asegurar la continuidad del suministro de energía. [11]

2.3.2.1 Clasificación de las anomalías en los SED

En los SED las anomalías se encuentran clasificadas en fallas y perturbaciones.

2.3.2.1.1 Fallas en los Sistemas Eléctricos de Distribución (SED)

Las fallas en un sistema de distribución eléctrica pueden ser causadas por diversos factores, incluyendo:

- Fallas en los componentes del sistema, como interruptores, transformadores y cables.
- Sobrecargas eléctricas debido a un uso excesivo de la energía o a una falla en el sistema de protección.
- Problemas de aislamiento, como desgaste y deterioro de los materiales aislantes.
- Condiciones climáticas adversas, como tormentas eléctricas, vientos fuertes y nieve.
- Interrupciones en la alimentación, como fallas en la línea de transmisión o problemas en la central eléctrica.

Es importante realizar inspecciones regulares y mantener el sistema de distribución eléctrica en buen estado para minimizar la probabilidad de fallas y garantizar un suministro de energía confiable. [12], [13]

<i>Tipo</i>	<i>Causa</i>
<i>Aislamiento</i>	Se produce por defectos o errores en el diseño, la fabricación, instalación inadecuada, envejecimiento.
<i>Eléctrico</i>	Descargas eléctricas en la atmósfera, picos de tensión temporal causados por acciones humanas, y sobretensiones dinámicas.
<i>Mecánicas</i>	Esfuerzo por sobrecorriente, sismos, colisión de objetos, precipitaciones, nevadas o vientos fuertes.
<i>Térmicas</i>	Falla en el enfriamiento, sobrecorriente, sobretensión.

Figura 6: Principales tipos de fallas en un SED [14]

2.3.2.1.1.1 Clases de fallas en los SED partiendo de su naturaleza

- **Fallas de naturaleza temporal**

Las fallas momentáneas son aquellas que pueden resolverse rápidamente antes de causar daños importantes en el sistema o en sus componentes. Algunos ejemplos incluyen situaciones como el

contacto accidental con ramas de árboles, la contaminación que genera flameo o los arcos por descargas atmosféricas. En ocasiones, el aislamiento tiene la capacidad de auto-recuperarse y, por tanto, la falla puede ser resuelta sin necesidad de que intervengan los dispositivos de protección contra sobrecorrientes. [13]

- **Fallas de naturaleza permanente**

Estas fallas son aquellas que persisten incluso después de desenergizar el circuito. Por ejemplo, cuando varios conductores desnudos de un sistema aéreo entran en contacto, se producen arcos entre fases. Estas fallas se deben a una pérdida irreversible del aislamiento, que ya no tiene la capacidad de autorrecuperarse. Estas fallas pueden ser causadas por problemas mecánicos o estructurales. [13]

2.3.2.1.1.2 Tipos de fallas en los SED

La interrupción del suministro de energía puede ocurrir debido a fallos en las redes de distribución eléctrica. Estos fallos pueden ser divididos en dos categorías: simétricos o asimétricos, y serie o paralelo, según su naturaleza y ubicación en el sistema. Una tabla específica se utiliza para evaluar y clasificar estos fallos. [15]

Nº de Falla	Tipo de Falla	Descripción
Falla 1	Monofásica a tierra	Falla en la fase A
Falla 2		Falla en la fase B
Falla 3		Falla en la fase C
Falla 4	Bifásica	Falla entre fases AB
Falla 5		Falla entre fases BC
Falla 6		Falla entre fases CA
Falla 7	Bifásica a tierra	Falla entre fases AB a tierra
Falla 8		Falla entre fases BC a tierra
Falla 9		Falla entre fases CA a tierra
Falla 10	Trifásica	Falla entre fases ABC
Falla 11	Trifásica a tierra	Falla entre fases ABC a tierra

Figura 7: Clasificación de fallas [16]

Las fallas en un sistema pueden ser cuantificadas y clasificadas de acuerdo con su frecuencia de ocurrencia, utilizando una escala numérica o porcentual. Esto permite identificar las áreas problemáticas y priorizar las soluciones, mejorando la eficiencia y la fiabilidad del sistema en cuestión.

Tipo	Probabilidad de ocurrencia
Monofásicas (una fase a tierra)	80%
Bifásicas a tierra (dos fases a tierra)	10%
Bifásicas (entre dos fases)	8%
Trifásicas (entre tres fases)	2%

Figura 8: Porcentaje de fallas en los sistemas de distribución [17]

2.3.2.1.1.3 Clasificación de las fallas en los SED según su duración

Las fallas pueden ser clasificadas de acuerdo con la duración que presente cada una, y este tiempo puede ser medido en milisegundos, segundos, etc. También es importante considerar su presencia dentro del sistema eléctrico, ya que esto puede tener un impacto significativo en su duración y efecto.

Tabla 1: Clasificación de fallas por su duración [18]

Tipo	Tiempo de duración
Auto extinguidos	10 a 20 [ms]
Transitorios	$100 \text{ [ms]} < t < 1 \text{ [s]}$
Semipermanentes	$1 \text{ [s]} < t < 30 \text{ [s]}$
Permanentes	$t > 30 \text{ [s]}$

2.3.2.1.2 Perturbaciones en los SED

Las perturbaciones son sucesos o situaciones que generan daños en el suministro de energía, pero que de igual manera permiten que el sistema continúe operando. En caso de que las perturbaciones

se prolonguen pueden provocar daños en los equipos que se encuentran presente dentro del sistema eléctrico. [19]

Las interrupciones pueden tener su origen en las plantas generadoras de energía, en los sistemas de distribución o en las instalaciones de los usuarios, lo que resultaría en una alteración directa de la tensión, corriente y frecuencia. [20]

2.3.2.1.2.1 Origen de las perturbaciones según sus causas posibles

- **Causas Externas**

Las causas externas por las que se produce una perturbación suelen tener un 20% de posibilidades de que se presenten, originándose usualmente en sistemas de generación y distribución. [20]

Las causas externas de perturbaciones en los SEP incluyen:

- ✓ Fallas en las líneas de transmisión: las fallas en las líneas de transmisión pueden ser causadas por mal tiempo, accidentes o vandalismo.
- ✓ Interferencia electromagnética: los dispositivos electrónicos cercanos, como los transformadores, pueden causar interferencia electromagnética en el SEP.
- ✓ Cambios bruscos en la demanda de energía: la demanda de energía puede aumentar rápidamente durante los períodos de alta actividad, lo que puede causar problemas en el SEP.
- ✓ Problemas en los generadores: los problemas en los generadores, como las fallas mecánicas o eléctricas, pueden interrumpir la producción de energía y causar perturbaciones en el SEP.
- ✓ Conexiones inadecuadas o defectuosas: las conexiones inadecuadas o defectuosas en el SEP pueden causar cortocircuitos y fallas en la red eléctrica.

- **Causas Internas**

Las causas internas por las que se produce una perturbación suelen tener un 80% y se producen dentro de la propia instalación. [20]

Las causas internas de perturbaciones en los SEP incluyen:

- ✓ Fallos en equipos: fallos en transformadores, interruptores, generadores, líneas de transmisión y otros equipos pueden causar perturbaciones.
- ✓ Ondas transitorias: las ondas transitorias en la red eléctrica pueden causar sobrevoltajes y sobretensiones que pueden dañar los equipos.

- ✓ Desequilibrios de carga: cuando la carga en un sistema no está equilibrada, puede ocurrir un desequilibrio que cause una perturbación.
- ✓ Desarrollo de arco: un arco eléctrico puede desarrollarse en un interruptor o un dispositivo de protección, causando una perturbación en el sistema.
- ✓ Inestabilidades técnicas: las inestabilidades en el sistema eléctrico, como la oscilación de frecuencia, pueden causar perturbaciones en el sistema.
- ✓ Eventos atmosféricos: los eventos atmosféricos como las tormentas eléctricas, las descargas atmosféricas y las heladas pueden causar daños en las líneas de transmisión y otros equipos, lo que puede resultar en perturbaciones en el sistema.

2.3.2.1.2.2 Tipos de perturbaciones

- **Parpadeo (Flicker)**

El parpadeo o flicker se refiere a un cambio rápido en la luminosidad o color de una luz o imagen. También puede referirse al fenómeno de que una luz eléctrica parezca fluctuar o cambiar en intensidad cuando en realidad está brillando de manera constante. [21]

- **Variación de tensión**

La variación de tensión se refiere a la fluctuación o cambio en el valor de la tensión eléctrica en un circuito. Esto puede ser causado por diversos factores como cargas eléctricas que se conectan o desconectan, cambios en la resistencia de los componentes del circuito, y fluctuaciones en la frecuencia de la corriente eléctrica. [22]

- **Huecos de tensión**

Los huecos de tensión se refieren a una interrupción momentánea en el suministro de energía eléctrica en un circuito. Estos pueden ser causados por fallas en la red eléctrica, problemas en los transformadores, cortocircuitos u otros problemas técnicos. [23]

- **Interrupción de alimentación**

La interrupción del suministro de energía eléctrica se define como la suspensión parcial o total de la energía eléctrica en un edificio o área determinada. Las causas que pueden originar esta situación son variadas, como fallos en la red eléctrica, imprevistos técnicos, accidentes o incluso desastres naturales. [22]

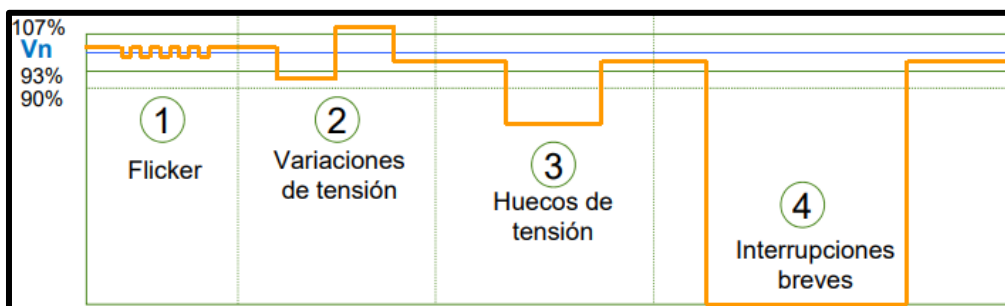


Figura 9: Tipos de Perturbaciones que se pueden presentar [24]

2.4 Sistemas de Protección que se presentan en un SEP

Los sistemas de protección del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) son conjuntos de dispositivos y equipos diseñados para prevenir y mitigar fallos y daños en el sistema eléctrico de potencia. [24]

2.4.1 Protección a través del relé de protección

Dispositivo electrónico que se utiliza para proteger un sistema eléctrico contra sobrecargas, cortocircuitos y otros problemas que puedan dañar el sistema o causar peligro a las personas y al equipo. Estos relés actúan como interruptores automáticos, desconectando el suministro de energía cuando se detecta un problema en el sistema. Los relés de protección son esenciales para garantizar la seguridad y la continuidad del suministro de energía eléctrica. [24]

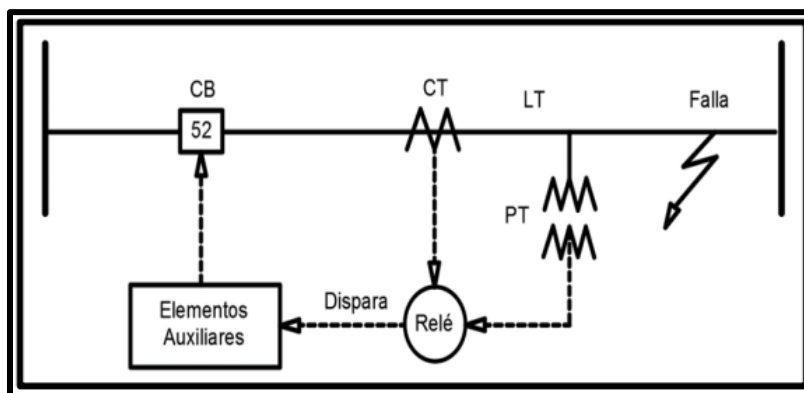


Figura 10: Ubicación del relé de protección [25]

2.4.2 Protección a través del disyuntor de poder

Un disyuntor de poder es un dispositivo electrónico utilizado en sistemas eléctricos de potencia para proteger contra sobrecargas y cortocircuitos. Funciona como un interruptor automático que se

desconecta en caso de detectar un problema en el sistema eléctrico, cortando el flujo de corriente y protegiendo el equipo y las personas contra posibles daños. Los disyuntores de poder se encuentran en una variedad de aplicaciones, incluyendo la industria, la construcción, la generación de energía y la distribución de energía eléctrica. Son un componente clave en la protección y el control del suministro de energía eléctrica. [26]

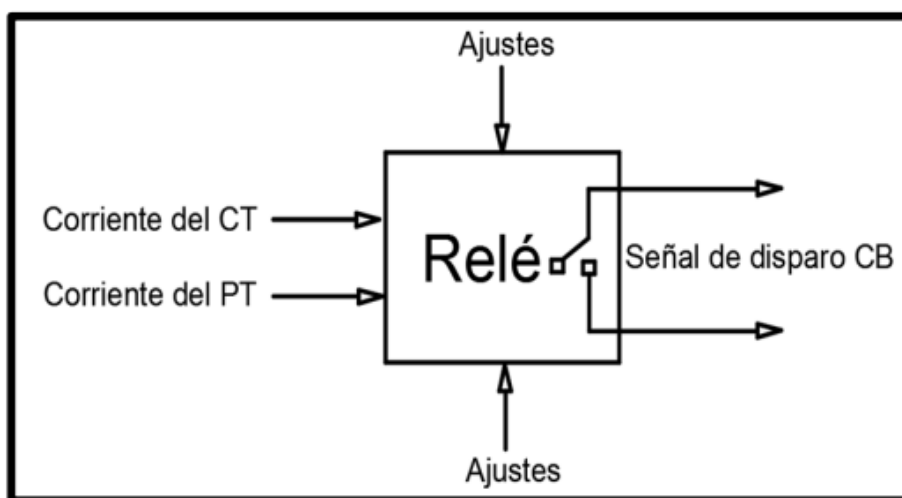


Figura 11: Funcionamiento de un relé [27]

2.4.3 Protección a través del transformadores de instrumentos

Los transformadores de instrumentos son componentes electrónicos empleados para la medición y regulación de magnitudes eléctricas, como voltaje y corriente. Su funcionamiento consiste en transformar una señal eléctrica de un nivel a otro, permitiendo una medición y control más precisos y seguros. Existen diferentes tipos de transformadores de instrumentos, tales como los de corriente, voltaje e impedancia, los cuales se utilizan según las necesidades específicas de cada aplicación. [28]

2.4.4 Protección a través del CT

Un transformador de corriente se trata de un equipo electrónico empleado para calcular la intensidad de la corriente que circula en un circuito eléctrico. Su funcionamiento consiste en convertir la corriente eléctrica de un nivel a otro para que pueda medirse y regularse con mayor precisión y seguridad. Estos transformadores están diseñados para operar dentro de un rango específico de corrientes y frecuencias, cuya exactitud y precisión dependerán de la calidad de su

diseño y fabricación. Los transformadores de corriente se utilizan en diversas aplicaciones, como sistemas de protección, monitoreo de energía, control de motores y sistemas de regulación y medición de energía. [29]

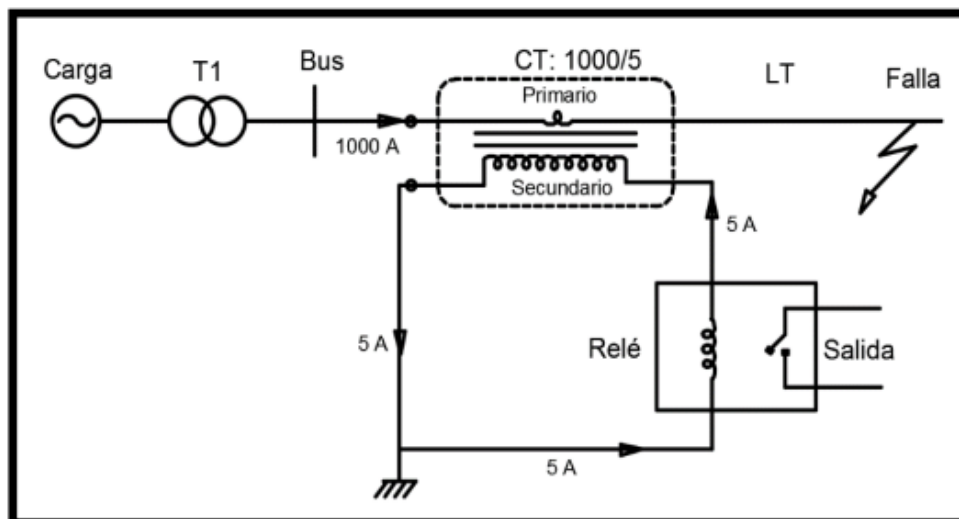


Figura 12: Transformador electromagnético [29]

2.4.5 Protección a través del transformador de voltaje (VT) o (PT)

Un transformador de voltaje es un componente electrónico que permite modificar el valor de la tensión eléctrica de un circuito, transformándola de un nivel a otro. Su funcionamiento se basa en la combinación de inductancia y capacitancia, y se utiliza con frecuencia para adaptar el voltaje de una fuente de energía a un nivel apropiado para el funcionamiento de un dispositivo electrónico en particular. [30]

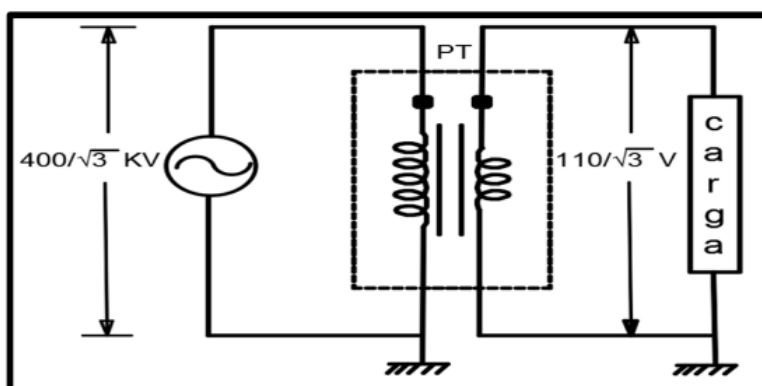


Figura 13: Diseño de un TP [24]

2.4.6 División de la zona de protección a través de categorías

Los relés mantienen su nivel de seguridad al no activarse en circunstancias imprevistas o que se encuentren fuera de los límites establecidos en su diseño. Para ello, se definen zonas de protección que se dividen en franjas según el equipo y los disyuntores disponibles, lo que garantiza su correcto funcionamiento. [31]

Generadores y unidades de generador-transformador
Transformadores
Buses
Líneas (transmisión, subtransmisión y distribución)
Equipos de utilización (motores, cargas estáticas u otros)
Bancos de condensadores o reactores (cuando están protegidos por separado).

Figura 14: Zonas a proteger [32]

2.4.6.1 Delimitación de la zona de protección

Si un relé puede responder a fallas dentro de su área protegida, se considera un dispositivo de seguro. Los relés están equipados con varios transformadores de corriente, que definen las zonas limitadas para cada relé. En caso de una falla dentro de una zona específica, un interruptor se activa para aislar la falla. Los relés de protección reciben información crucial sobre los límites de las zonas gracias a la detección llevada a cabo por los transformadores de corriente y voltaje. Si se produce un error dentro de una zona, el relé envía una señal a los disyuntores de media tensión para aislar esa zona. [13]

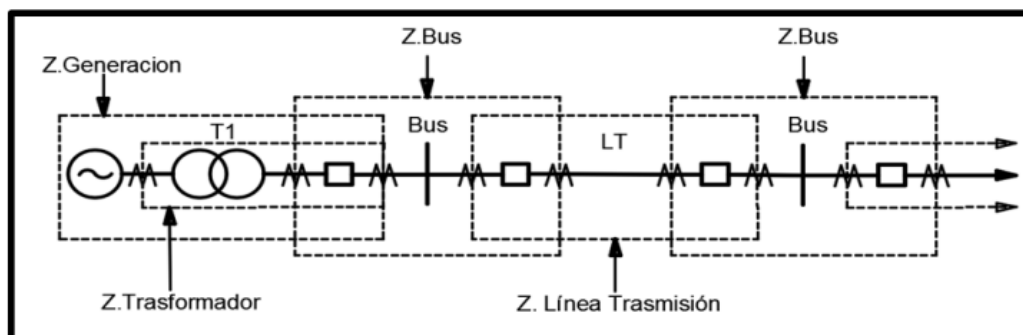


Figura 15: Interruptores de circuito y relés de protección específicos para cada zona [24]

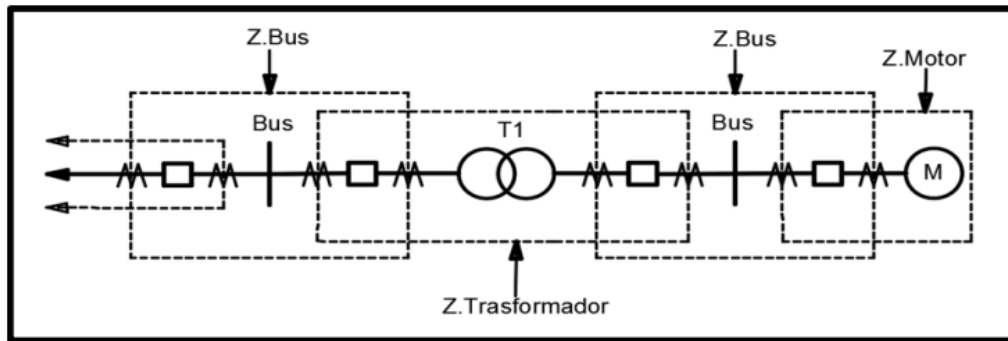


Figura 16: TC y Disyuntores para diferentes zonas de protección [24]

Usualmente, los transformadores de corriente (TC) son utilizados para aislar una falla en una zona específica desconectando todos los dispositivos eléctricos de dicha zona. Para definir la zona de protección, se delimita mediante un TC y un disyuntor. Si el TC es parte del disyuntor, naturalmente se convierte en el delimitador de la zona, sin embargo, si no es así, es necesario prestar atención a la ubicación de la falla y la lógica para detenerla. En todo caso, el TC sigue siendo el encargado de definir la zona de protección, y los canales de conexión son utilizados para implementar la función de apertura en ubicaciones remotas adecuadas, donde se encuentran los disyuntores. [33]

Para proteger todos los equipos eléctricos, se deben utilizar protocolos de protección y las zonas de protección deben cumplir ciertos requisitos. Estos requisitos incluyen:

- Es imprescindible que cada elemento del sistema de energía se incorpore en al menos una zona de protección, y se debe asegurar que los equipos más relevantes estén protegidos en al menos dos zonas. [34]
- Para evitar dejar cualquier unidad del sistema sin protección, es necesario que las zonas de protección se superpongan entre sí. Si no se produce esta superposición, se puede generar una zona sin protección en los puntos intermedios entre dos zonas contiguas que no se superponen, lo que aumentaría el riesgo de vulnerabilidades en el sistema. [35]

2.5 Zonas de Protección

2.5.1 Típicas aplicaciones para definir el área de protección

Las zonas de protección pueden presentarse en dos modalidades: cerradas o abiertas. Cuando se trata de zonas cerradas, se realiza una supervisión de todos los elementos eléctricos que ingresan a la zona a través de puntos de acceso específicos. Estas zonas también pueden ser denominadas como "diferenciales" o "absolutamente selectivas". Por otro lado, si las zonas de protección no cuentan con límites establecidos por dispositivos de protección de corriente y su extensión depende de la corriente de falla, se les conoce como "no restringidas". [36]

2.5.2 Fundamentos de un Sistema de protección.

En caso de que algún componente del sistema de protección eléctrico falle o presente un funcionamiento anormal, es posible que se produzca una interrupción rápida del suministro de energía. Además, estos sistemas se encargan de cumplir una serie de objetivos, entre los que se encuentran: separar las fallas permanentes, proporcionar información acerca del tipo y ubicación de la falla, reducir el número de interrupciones y fallas permanentes, disminuir el tiempo necesario para localizar las fallas, notificar sobre posibles daños en los equipos, reducir la probabilidad de rotura de los conductores y mitigar los riesgos en general. [37]

2.5.2.1 Protección primaria.

La protección primaria en un SEP se refiere a las medidas de seguridad utilizadas para proteger a los equipos y a las personas de los peligros asociados con la corriente eléctrica, como los cortocircuitos y las sobretensiones. Estos incluyen dispositivos de protección, como fusibles e interruptores automáticos, que desconectan la corriente eléctrica en caso de una falla. La protección primaria también puede incluir la implementación de prácticas de seguridad y la educación sobre los peligros de la electricidad. [38]

2.5.2.2 Protección de respaldo.

La protección de respaldo en un SEP es una medida adicional de seguridad utilizada para proteger a los equipos y a las personas en caso de un fallo en la protección primaria. Esto puede incluir dispositivos de protección adicionales, como interruptores de transferencia automáticos y grupos electrógenos, que brindan energía de respaldo en caso de una interrupción en la fuente principal de alimentación. La protección de respaldo también puede incluir medidas para garantizar la continuidad del suministro de energía crítico en aplicaciones sensibles, como los sistemas de telecomunicaciones y los hospitales. Estas medidas pueden ser importantes para prevenir daños y garantizar la seguridad en situaciones de emergencia. [39]

2.5.2.3 Protección direccional.

Ciertos tipos de protección son valiosos porque pueden determinar la dirección del flujo de energía, lo que permite disparar la apertura del interruptor automático de MT si la corriente de falla fluye en la dirección opuesta a la establecida en el relé. La protección direccional es una característica esencial para salvaguardar los sistemas eléctricos que tienen múltiples fuentes de generación o circuitos de red, donde las corrientes de falla pueden fluir en ambas direcciones. La protección direccional se utiliza para evitar la desconexión repetida del sistema, lo que aumenta la confiabilidad y seguridad de la alimentación. [39]

2.6 Características de la protección

2.6.1 Viabilidad

La viabilidad del sistema de protección de un SEP significa la capacidad del sistema para realizar de forma viable y segura su función de protección en caso de fallo de alimentación. Esto incluye sistemas que pueden detectar y responder a cortes de energía de manera oportuna y eficiente, evitando daños en los equipos y reduciendo el riesgo de cortes de energía. La confiabilidad de los sistemas de defensa se puede mejorar mediante la implementación de tecnologías avanzadas, el mantenimiento adecuado y la capacitación de personal bien capacitado. [38]

2.6.2 Selectividad

La idea es identificar errores y centrarse en aislarlos con el menor impacto posible en el sistema. Para ello, las áreas protegidas deben estar claramente definidas. Si un componente falla, debe operar la protección primaria, no la protección secundaria. La prioridad es desconectar solo los elementos defectuosos, pero si esto no es posible, se desconectará el número mínimo de dispositivos para evitar el error. [40]

2.6.3 Receptibilidad

El objetivo es identificar sin ambigüedades las corrientes de falla que pueden interrumpir el funcionamiento normal del sistema. Como resultado, la sensibilidad del relé se incrementa, lo que significa que se necesita menos corriente de falla para activar su señal de disparo. El relé solo debe ser activado dentro de un rango más estrecho cuando se presentan múltiples señales. [24]

2.6.4 Velocidad

El objetivo es corregir el error lo más rápido posible desactivando el componente que causa el

problema. Cada milisegundo que transcurre desde que se inicia la falla puede tener un efecto anormal en el sistema, alterando sus características normales de operación y poniendo en peligro el equipo. [41]

2.6.5 Economía y Sencillez

Al momento de hacer la instalación de protecciones debemos tener en cuenta descripciones técnicas que nos aseguren calidad, pero también debemos ver el lado económico.

Un buen sistema de protección nos brinda lo siguiente:

- Interrupción de la falla, de esa manera no continúa afectando al sistema, lo que previene daños más graves y la continuidad del servicio
- Los costos por motivos de reparación se ven reducidos, porque de tener una buena protección, siempre actuarán y así se evitarán reparaciones costosas.

2.6.6 SEL-751 Relé de protección de alimentador

Con su capacidad para detectar sobrecorrientes direccionales, arcos eléctricos, localizar fallas y detectar perturbaciones de alta impedancia, el SEL-751 es ideal para proteger equipos industriales y de servicios públicos. La instalación fácil y el ajuste rápido lo hacen ideal para estas aplicaciones. [42]



Figura 17: SEL-751 [42]

2.6.7 SEL-700G

Este dispositivo es útil para proteger generadores industriales y compañías eléctricas. Incluye sincronizadores automáticos, módulos de entrada y salida flexibles, proporcionando una solución completa de sincronización y protección para generadores síncronos de complejidad reducida. [43]



Figura 18: SEL-700G [43]

2.6.8 SEL-421 Protección de distancia

La combinación de cinco zonas de fase, elementos direccionales de sobrecorriente y distancias de tierra permite la protección efectiva de líneas de transmisión, asegurando una cobertura óptima tanto en dirección como en distancia a altas velocidades. [44]



Figura 19: SEL-421 [44]

2.7 Clasificación de relés

2.7.1 Función

- **Monitoreo.** – Verificación de SEP y/o condiciones de protección.
- **Protección.** – Detectar irregularidades y defectos en los equipos.
- **Recierre.** – El cierre del interruptor automático es detectado por la acción protectora.
- **Auxiliar.** – Es capaz de operar en respuesta a la operación de otro relé, brindando protección adicional.
- **Regulación.** – Mantener operaciones utilizando parámetros de zona definidos.
- **Sincronización.** – Permite que ambas partes del EPS se unan entre sí en condiciones adecuadas.

2.7.2 Tipo de señal de entrada

Al hablar de los tipos de señales de entrada estos son algunos de los parámetros fundamentales que se miden y controlan en una variedad de sistemas y procesos, como el voltaje, la intensidad, la frecuencia, la potencia, la temperatura, la presión, el flujo y la vibración.

2.7.3 Característica de operación

- Variaciones en el nivel de voltaje.
- Fluctuaciones en la corriente eléctrica.
- Orientado en una dirección específica.
- Basado en la medición de la distancia de la falla.
- Basado en la activación por el tiempo o la definición de un tiempo específico.
- Diferenciando entre las fases del circuito o la conexión a tierra.
- Operando a una velocidad alta o baja.
- Detectando la corriente eléctrica que fluye a través de diferentes caminos.
- Detectando la corriente eléctrica en cada fase del circuito.
- Detectando la corriente eléctrica en una dirección específica.

2.7.4 Funcionamiento

FUNCIONAMIENTO	CÓDIGO: ANSI/IEEE
RELE DE DISTANCIA (G, T, R, L, F)	21
SOBREEXCITACION (G, T)	24
VERIFICACION DE SINCRONISMO	25
DISPOSITIVO TERMICO	26
RELE DE BAJO VOLTAJE (G, C, M, L, F)	27
RELE DE POTENCIA INVERSA (G, F)	32
BAJA CORRIENTE O POTENCIA (G)	37
RELE DE PERDIDA DE EXCITACION (G)	40
BREAKER DE CAMPO DE EXCITACION	41
RELE DE SECUENCIA NEGATIVA (G, T, L, F)	46
RELE TERMICO (T, R, M)	49
RELE DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO (G, T, R, B, L, F, C, M)	50
RELE DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO (G, T, R, B, L, F, C, M)	51
INTERRUPTOR DE POTENCIA	52
RELE DE SOBREVOLTAJE (G, T, R, B, L, F, C, M)	59
RELE PARA DESBALANCE DE VOLTAJE (FALLA FUSIBLES)	60
RELE DE PRESION, FLUJO O NIVEL DE LIQUIDOS Y GASES	63
PROTECCION A TIERRA	64
RELE DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL	67
RELE DE ALARMA	74
RELE DE RECIERRE	79
RELE DE FRECUENCIA	81
RELE RECEPTOR DE ONDA PORTADORA	85
AUXILIAR CON BLOQUEO	86
PROTECCION DIFERENCIAL	87
AUXILIAR DE DISPARO	94

Figura 20: Clasificación de relés según su funcionamiento [14]

G: Generador – **T:** Transformador – **R:** Reactor – **B:** Barra

L: Líneas – **F:** Alimentador – **C:** Capacitor – **M:** Motor

2.7.5 Características de operación

- **Protección de sobrecorriente instantánea:** Esta configuración permite al relé de protección una respuesta inmediata dentro de un marco de tiempo que oscila entre 10 y 60 milisegundos, brindando protección al equipo contra corrientes eléctricas potencialmente dañinas. [45]

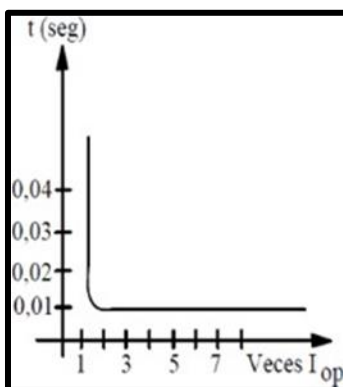


Figura 21: Curva de Protección Instantánea [46]

- **Protección de sobrecorriente de tiempo definido:** Los relés están ajustados para que el interruptor más cercano a la falla se active rápidamente y el interruptor más alejado se active con mayor demora. No obstante, una desventaja de esta protección es que, cuando el retraso es mayor, la falla ocurre más cerca de la fuente, lo que resulta en un cortocircuito más severo. [46]

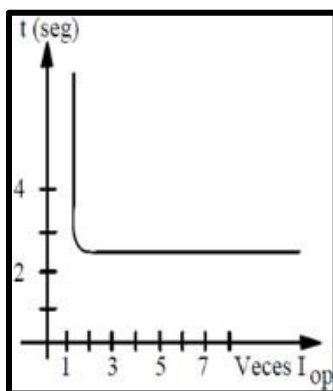


Figura 22: Curva de Protección de Sobrecorriente para un rango de Tiempo Definido [46]

- **Protección de sobrecorriente de tiempo inverso:** La protección de tiempo inverso trata de hacer que el relé responda lo más rápido posible cuando la falla es más grave. Este tipo de relé se clasifica según la curva utilizada para su funcionamiento. [45]

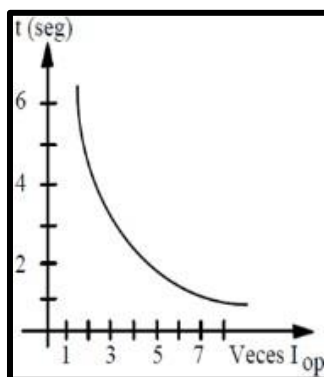


Figura 23: Curva de Protección para Sobrecorriente de Tiempo Inverso [46]

2.8 OBJETIVO Y TIPOS DE PRUEBAS.

El propósito principal del control de relés es aplicar la misma cantidad de voltaje y corriente que se aplicaría en una operación normal o en una condición de falla. De esta forma, es posible evaluar el comportamiento del relé en diferentes situaciones y determinar si protegerá efectivamente todos los componentes de los que es responsable.

2.8.1 Tipos de prueba

Tabla 2: Tipos de pruebas [40]

Prueba de aceptación	Suelen producirse en un laboratorio y se realizan como prueba para asegurar que el producto cumple con los requisitos marcados por el fabricante
Prueba de instalación	Estas pruebas se realizan en el sitio para determinar la instalación funcionará bien
Pruebas simuladas	Este utiliza la tensión y corriente primaria de carga
Prueba de operación	Al energizar el primario con una tensión reducida
Prueba de un escenario de falla	Las pruebas de preparación de fallas son fallas reales que se aplican a los sistemas de potencia para probar el funcionamiento de los relés.

Prueba de Mantenimiento	<p>La mayoría de los usuarios llevan a cabo revisiones de mantenimiento o funcionamiento al menos una vez al año, aunque cada vez es más común aumentar el tiempo entre revisiones. El mantenimiento del relé suele involucrar:</p> <ul style="list-style-type: none">• Confirmación de comunicación• Aprobación general• Validación de la configuración• Apague el interruptor por cierre de contacto manual o eléctrico.
--------------------------------	---

CAPÍTULO 3

3. DESCRIPCIÓN DEL OBJETO DE ESTUDIO

3.1 Software TEST UNIVERSE

Este software nos brinda la capacidad de mejorar el desempeño del equipo Omicron CMC 356 a través de diversas pruebas optimizadas para diferentes usos. Test Universe ofrece una amplia variedad de pruebas automatizadas en módulos específicos, que se enfocan en las funciones individuales del equipo bajo evaluación. Cada módulo cuenta con una representación gráfica que detalla las características de la protección del equipo y permite una definición visual basada en los resultados. [47]

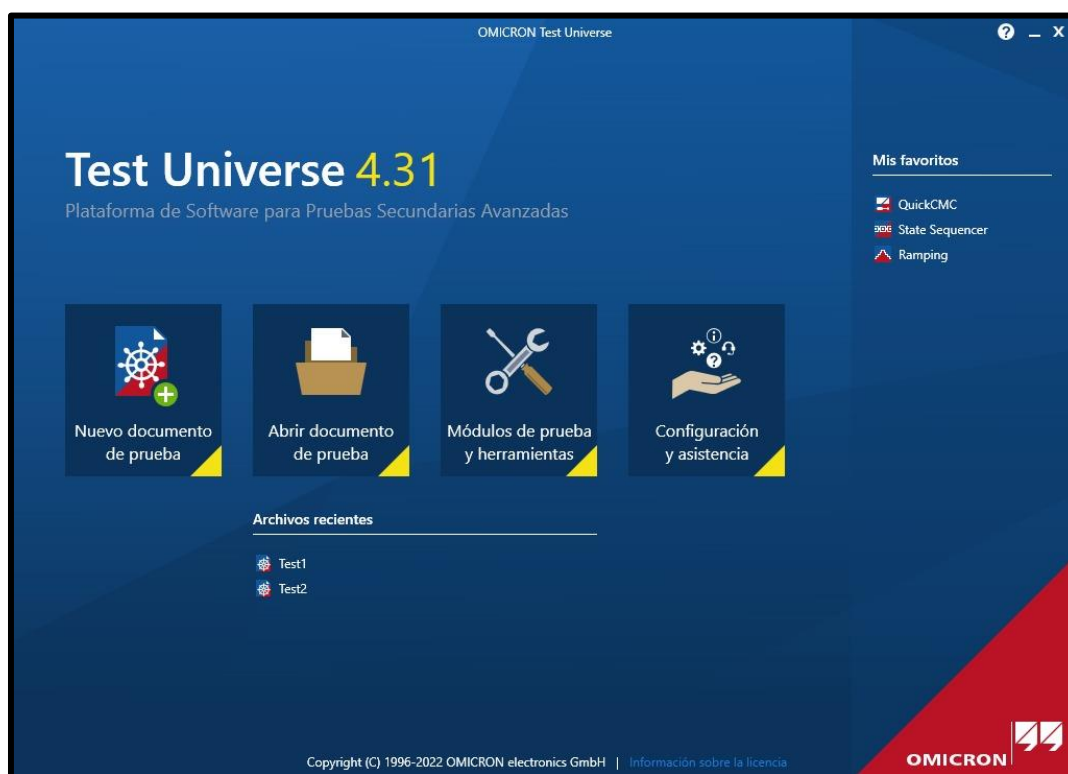


Figura 24: Inicio del TEST UNIVERSE

3.1.1 Módulos de Pruebas del TEST UNIVERSE

- **QuickCMC**

Este módulo se encarga de regular directamente el voltaje y la corriente del probador CMC 356, así como monitorear las entradas binarias. Gracias a este módulo de prueba, el usuario puede ajustar

los niveles de voltaje y corriente, lo que le permite evaluar manualmente la respuesta del relé y determinar si es correcta. [47]

- **Ramping**

Se usa para llevar a cabo pruebas que involucren la verificación de protecciones que requieren rampas específicas en términos de amplitud, frecuencia, voltaje e intensidad. [48]

- **State Sequencer**

Es posible programar la secuencia de estados en este módulo para facilitar la comprobación de las funciones de protección y otras características adicionales, tales como el control de interruptores de energía. [48]

- **Advance TransPlay**

Permite generar, importar y modificar configuraciones temporales durante las pruebas del equipo, estos datos son producidos a través de eventos de fallas reales o previamente simulados. [49]

- **Overcurrent**

El módulo de prueba proporciona la habilidad de medir los tiempos de activación de los dispositivos de disparo. Para los relés, esto puede llevarse a cabo manual o automáticamente utilizando ajustes de tiempo preestablecidos o inversos, junto con curvas definidas en el módulo, o adaptando los cambios de acuerdo con las necesidades del usuario. [49]

- **Distance**

Se usa comúnmente para probar relés de distancia, y se pasan las configuraciones de parámetros requeridas en la prueba.

- **Advance Distance**

Este método se utiliza para llevar a cabo pruebas en las que se requiere evaluar los parámetros críticos de la protección remota, tales como los límites de la zona y los tiempos de activación del relé. [49]

- **Diferential**

Se pueden emplear distintos tipos de pruebas en protecciones diferenciales, tales como las siguientes: [48]

- ✓ Diferencial aplicada al generador.
- ✓ Diferencial aplicada al transformador.
- ✓ Diferencial aplicada al motor.

- ✓ Diferencial aplicada a la barra.
- ✓ Diferencial aplicada a la línea.
- **Synchronizer**

Se utiliza un elemento en particular para realizar pruebas en relés de sincronización. Estos relés se crean para medir dos voltajes y tomar en cuenta factores como el ángulo de fase, la frecuencia y la magnitud, de manera que puedan responder de manera adecuada en la conexión entre dos sistemas que no están sincronizados. [49]

3.2 Software AcSELerator QuickSet

AcSELerator QuickSet es un software que tiene como finalidad la configuración rápida y sencilla de los dispositivos de protección utilizados en un SEP, para funciones de alimentación, medición, monitoreo y control. Este programa ofrece una configuración más precisa de los dispositivos, lo que permite al usuario crear y editar configuraciones, diseñar gráficos mediante una interfaz visual y acceder a otras herramientas útiles. [50]

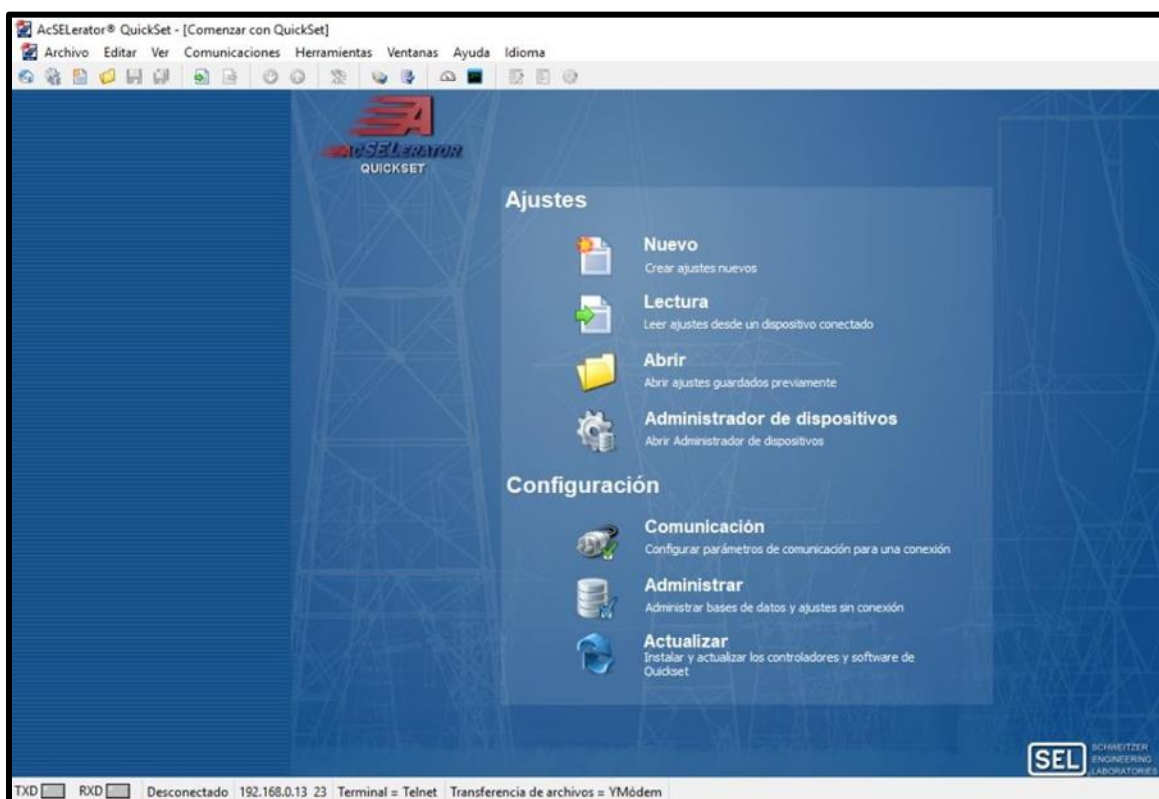


Figura 25: Inicio del AcSELerator

3.3 Relé SEL-751

Este relé es conocido también como "Relé de Sobrecorriente" y es capaz de actuar de manera inmediata al detectar corrientes excesivas o que estén aumentando gradualmente a través del monitoreo del sistema. De esta manera, puede detectar señales de posibles cortocircuitos en el sistema. En las subestaciones de distribución, los interruptores son responsables de conectar o desconectar un circuito, pero en caso de una falla, no pueden abrirse solos. Debido a esto, los relés de protección son los encargados de controlar los interruptores. [51]

Estos relés tienen como función principal proteger los alimentadores, transformadores y otros componentes del SEP de posibles incrementos en las corrientes eléctricas, ofreciendo una combinación de monitoreo, control, protección y comunicación. [52]



Figura 26: SEL-751 [14]

3.3.1 Descripción funcional del relé SEL-751

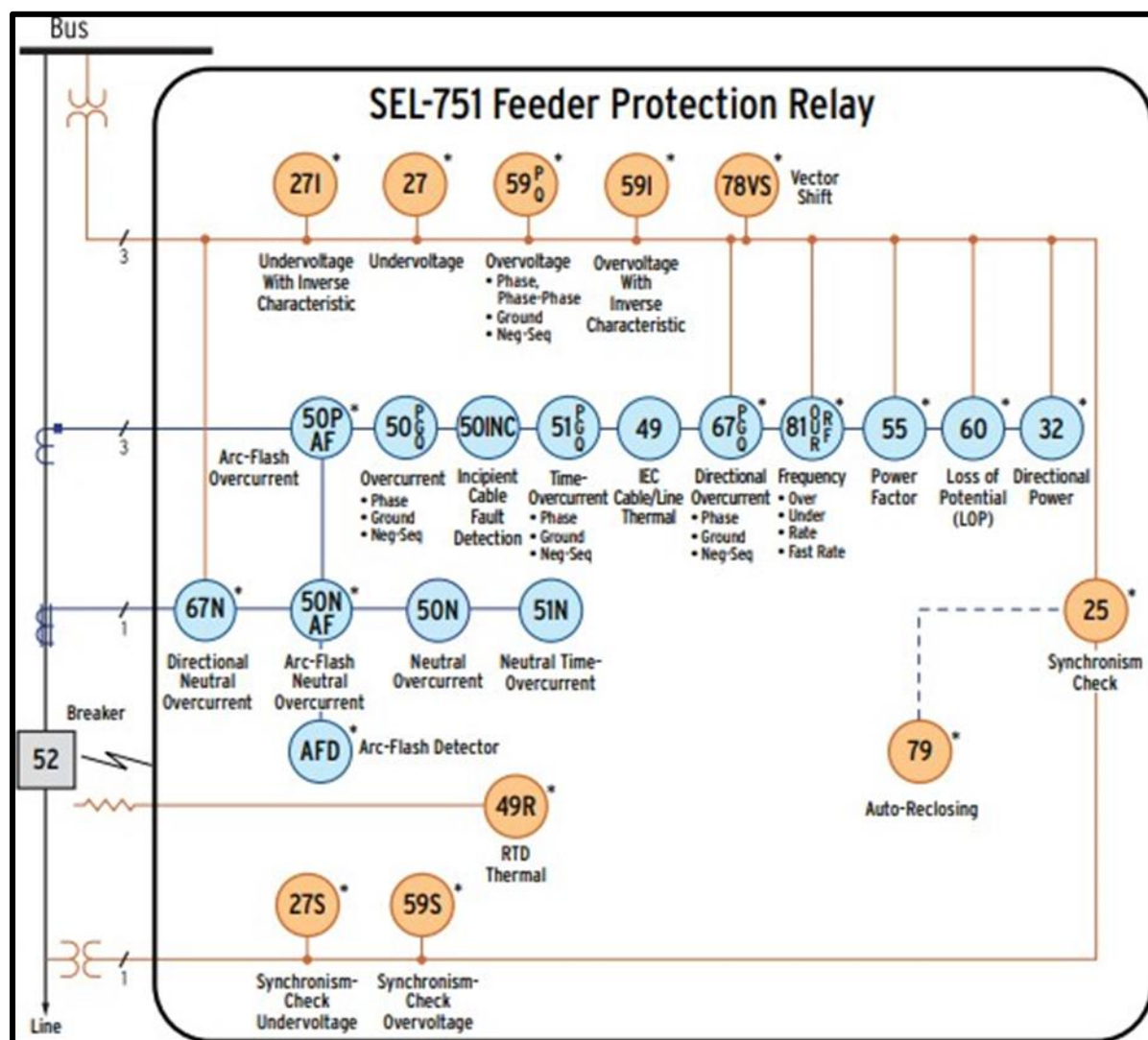


Figura 27: Diagrama de procesos del relé SEL-751 [14]

3.4 Omicron CMC 356

El propósito principal del Omicron CMC 356 es proporcionar una forma de realizar pruebas en cualquier tipo de relé de protección, incluyendo los que funcionan con tecnología electromecánica y requieren una demanda elevada de energía. Este equipo es adecuado para aplicaciones que necesitan una alta capacidad de adaptación, un amplio rango de funciones y un control preciso de la potencia. [49]



Figura 28: Maleta Omicron CMC 356 [53]

3.4.1 Funciones principales

Este equipo cuenta con fuentes de corriente de gran capacidad, lo que permite generar niveles de corriente muy altos para probar relés de hasta 5 amperios. Además, es altamente flexible y preciso en la realización de pruebas de relés digitales y estáticos, independientemente de su tipo. También incluye una interfaz de red integrada para realizar pruebas en Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs) según la norma IEC-67850. Por último, dispone de 10 canales de medición analógica que permiten registrar eventos transitorios.

3.4.2 Pruebas y herramientas que se pueden realizar con el equipo Omicron CMC 356

- Capacidad de simular la saturación en los transformadores de corriente (CT).
- Herramienta para simular fallas transitorias.
- Análisis de las señales suministradas por el sistema SCADA de monitoreo y recolección de datos.
- Confirmación de la polaridad en transformadores de corriente (CT) y potencial (TP).
- Integra un multímetro y un registro de magnitudes.
- Permite la inyección de corriente primaria en equipos recién instalados.

3.4.3 Especificaciones

3.4.3.1 Parte frontal

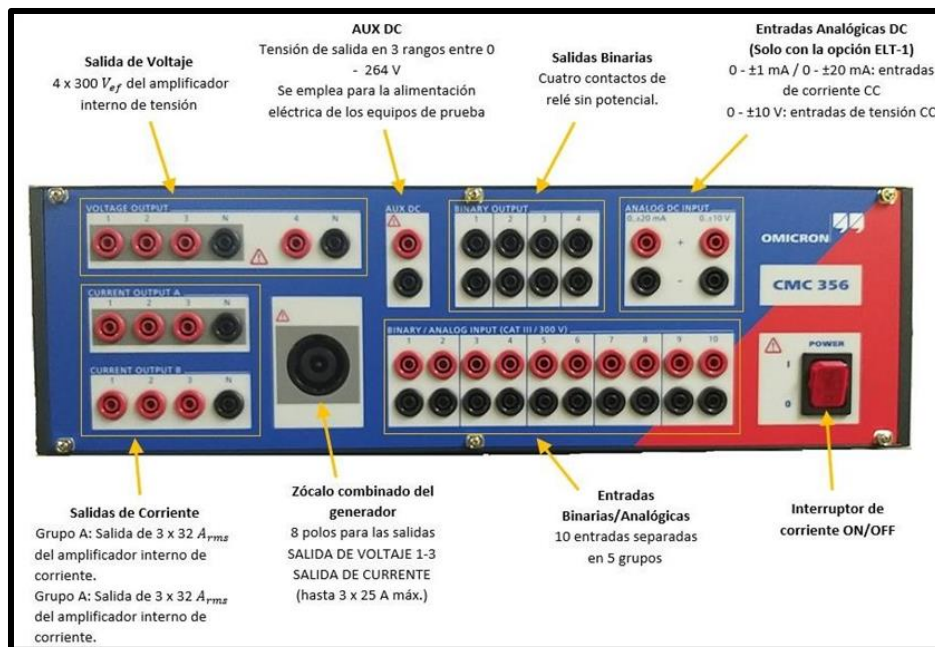


Figura 29: Parte frontal de la maleta Omicron CMC 356 [14]

3.4.3.2 Parte posterior

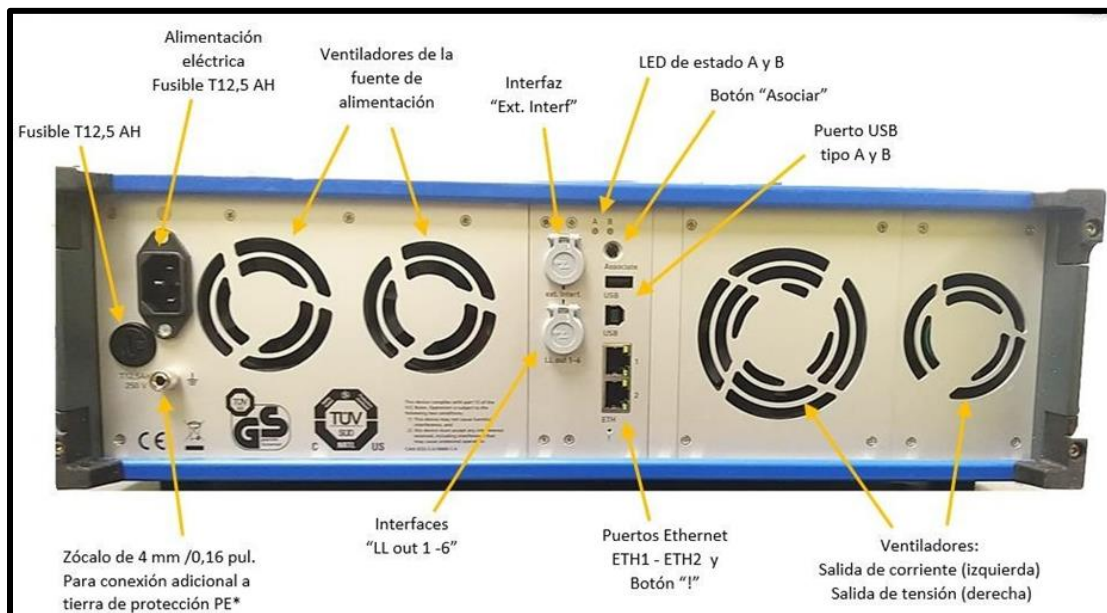


Figura 30: Parte posterior de la maleta Omicron CMC 356 [14]

3.5 Subestación Durán Sur CNEL EP GUAYAS LOS RÍOS

La subestación Durán es responsable de suministrar energía a CNEL Guayas Los Ríos, gracias a su capacidad de transformación de 225 MVA, tiene la capacidad de manejar una carga adicional. Esto abre la posibilidad de proporcionar parte de la carga de CNEL Milagro, lo que reduciría la carga en la subestación Milagro de CELEC EP TRANSELECTRIC y pospondría la construcción de la subestación La Troncal.

Actualmente, CNEL Milagro solo tiene un punto de entrega al Sistema Nacional de Transmisión en la subestación Milagro de TRANSELECTRIC, con cuatro alimentadores en la subestación Milagro a un nivel de 69 kV, llamados Milagro 1, 2, 3 y 4. La nueva bahía de línea de 69 kV en Durán permitirá asumir una parte de la carga de la actual bahía Milagro 2, mejorando las condiciones operativas en el sur del sistema de distribución y considerando la posible carga de la industria camaronera.

El proyecto incluye una bahía de línea de 69 kV entregada en el primer semestre de 2021, lo que significa que la subestación Durán es relativamente nueva en comparación con la fecha actual. [54]



Figura 31: CELDA DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR A – Fuente: Autoría



Figura 32: Interruptor principal del transformador A – Fuente: Autoría



Figura 33: CELDA DE PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR B – Fuente: Autoría



Figura 34: Reconector para alimentador del transformador B – Primavera 2 – Fuente: Autoría



Figura 35: Reconector de Patio B - Centro de Durán – Fuente: Autoría



Figura 36: Reconector de Patio B -Ferroviaria – Fuente: Autoría



Figura 37: Relé de protección SEL-751 – Fuente: Autoría

3.5.1 Normas Utilizadas

3.5.1.1 Referencia de normativas utilizadas comúnmente para el Diseño de subestaciones

En la creación de diseños y técnicas para subestaciones, se tiene en cuenta las normas establecidas por CELEC EP TRANSELECTRIC, así como las normas aplicables de IEEE y ANSI. Se hace hincapié en las recomendaciones clave de IEC en el ámbito de las subestaciones, incluyendo aquellas relacionadas con la construcción civil. [55]

Tabla 3: Referencia de normativas para el diseño de subestaciones [55]

IEC 60038	Tensiones asignadas
IEC 60044	Transformadores de instrumentos
IEC 60071	Coordinación de aislamiento
IEC 60076	Transformadores de potencia
IEC 60099	Pararrayos
IEC 60114	Barrajes de aluminio
IEC 60120	Aisladores de suspensión (también IEC 60305, 60372, 60383, 60672)
IEC 60137	Bujes para tensiones mayores a 1000 V

IEC 60038	Tensiones asignadas
IEC 60143	Condensadores en serie
IEC 60168	Aisladores de poste (también IEC 60273)
IEC 60227	Cables de control (también IEC 60228)
IEC 60255	Relés de protección
IEC 60289	Reactores
IEC 60296	Aceite mineral
IEC 60297	Dimensiones de tableros y bastidores
IEC 60353	Bobinas de bloqueo
IEC 60376	Especificación y aceptación de Hexafluoruro de Azufre (SF6)
IEC 60481	Equipos de comunicación PLP
IEC 60502	Cables de potencia XLPE (también IEC 840)
IEC 60517	Equipo encapsulado para tensiones superiores 72.5 kV
IEC 60694	Clausulas comunes para el equipo de alta tensión
IEC 60815	Selección de aisladores con respecto a condiciones contaminadas

IEC 60865	Cálculo de corriente y cortocircuito
IEC 60870	Equipos y sistemas de telecontrol
IEC 60896	Baterías de plomo - ácido
IEC 60947	Equipo de maniobra de baja tensión
IEC 61000	Compatibilidad electromagnética
IEC 61089	Conductores
IEC 61109	Aisladores compuestos
IEC 62271-100	Interruptores
IEC 62271-102	Seccionadores

Tabla 4: Normas para diseño de obra civil [55]

NEC	Norma ecuatoriana de la construcción
MOP	Norma ecuatoriana para construcción de vías y plataformas
IBC	Norma internacional de construcciones
ACI 318	Normas para hormigón armado
ASCE	Normas de la sociedad de ingenieros civiles americanos
ASTM	Normas para control de materiales
IEEE 693	Norma para diseño sísmico de subestaciones eléctricas
AASHTO	Norma para construcción de vías
AISC	Norma para diseño en acero

3.5.2 Diagrama unifilar de la subestación Durán Sur de CNEL EP Guayas Los Ríos

3.5.2.1 Diagrama unifilar S/E Durán Sur Patio 69kV

Contamos con 3 alimentadoras que energizan la subestación Durán Sur:

- Línea de punto de entrega dos cerritos
- Línea de punto de entrega Durán
- Línea a S/E OMARSA

Todas estas, en conjunto, se encargan de energizar las barras de 69kV de la subestación, tanto para el patio A, como para el patio B.

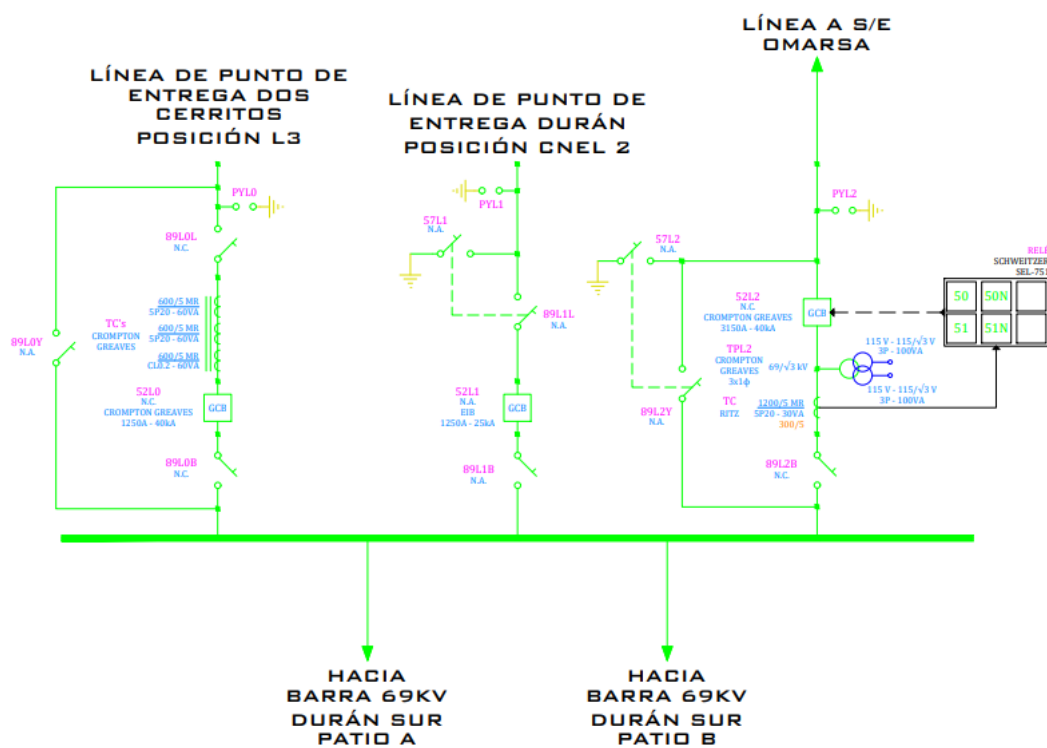


Figura 38: Diagrama Unifilar S/E Durán Sur Patio 69Kv – Fuente: CNEL

3.5.2.2 Diagrama Unifilar S/E Durán Sur Patio A

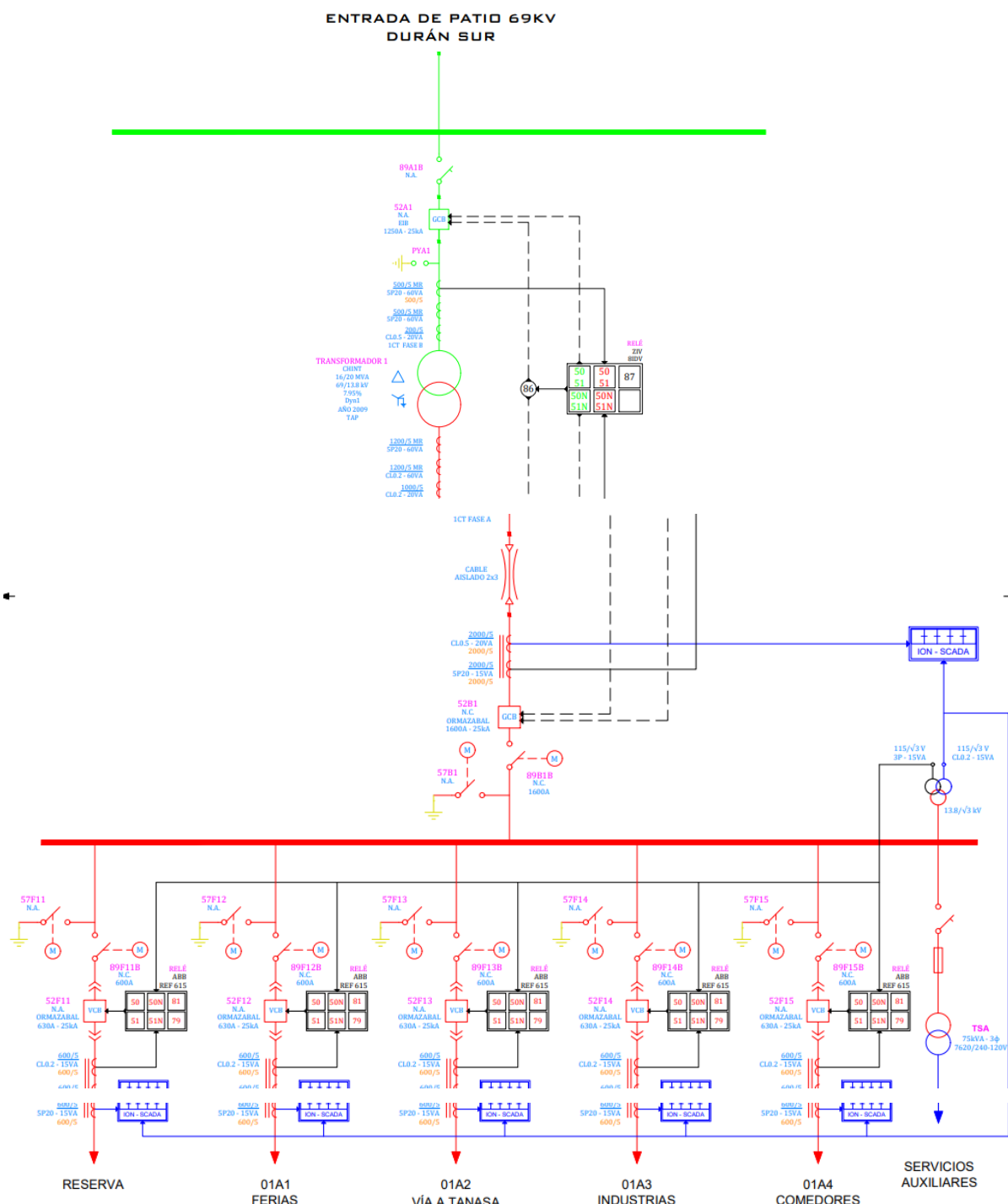


Figura 39: Diagrama Unifilar S/E Durán Sur Patio A – Fuente: CNEL

A continuación, se detallarán las curvas de protecciones para cada uno de los relés ubicados en la S/E Durán Sur. Se presentan dos gráficas por cada zona, el primero es el entregado por parte de CNEL; es decir, las curvas que a ellos les refleja en el programa CYMDIST, y la segunda es la que nosotros reflejamos a través de nuestra simulación en DIgSILENT.

3.5.3.1 Punto de entrega Durán SNI

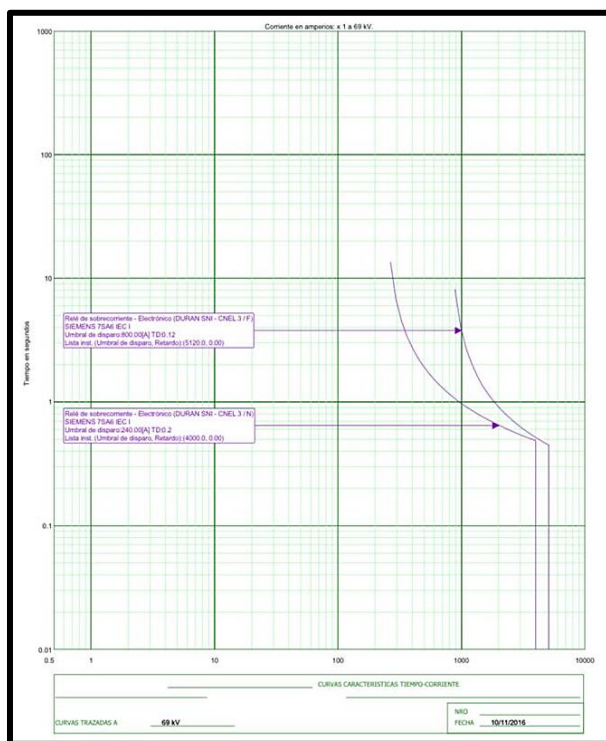


Figura 41: Punto de entrega Durán SNI (CNEL)

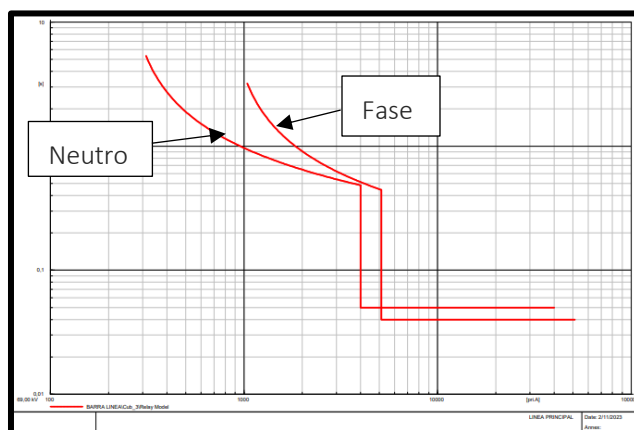


Figura 42: Punto de entrega Durán SNI (Simulación - DIgSILENT)

3.5.3.2 Durán Sur A – Entrada 69kV

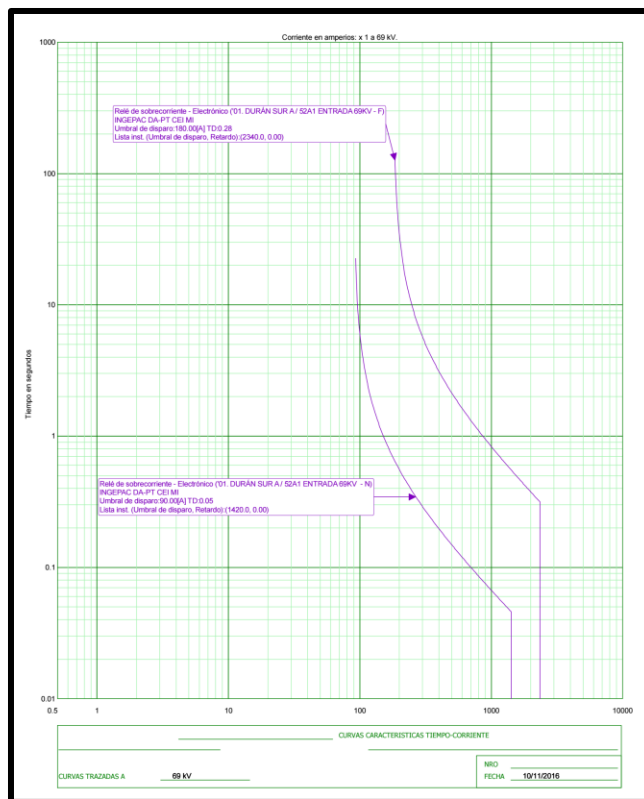


Figura 43: Durán Sur A – Entrada 69kV (CNEL)

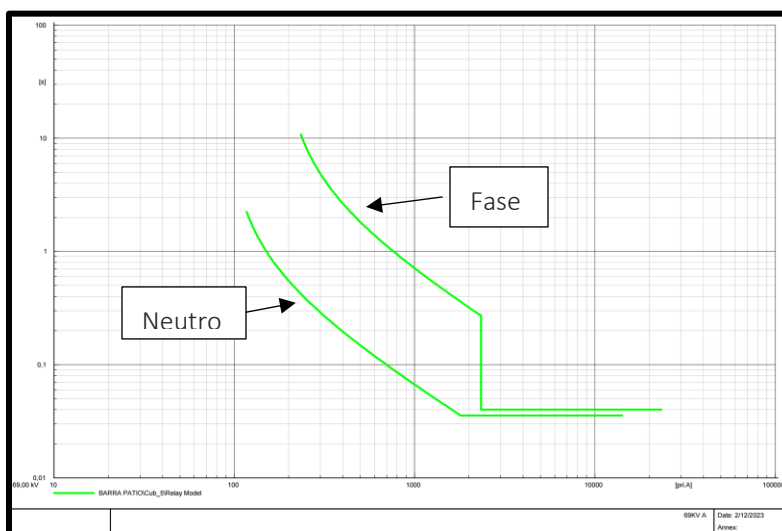


Figura 44: Durán Sur A – Entrada 69kV (Simulación - DIGILENT)

3.5.3.3 Durán Sur A – Principal 13.8kV

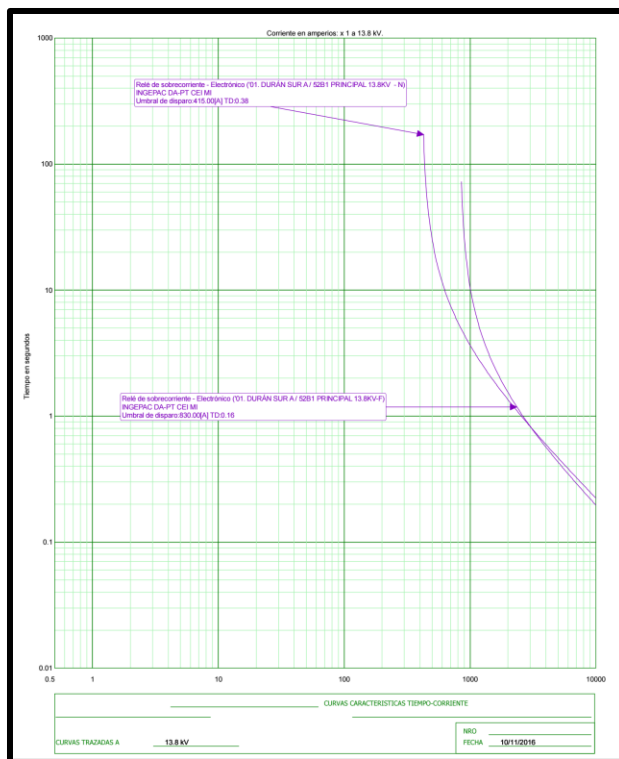


Figura 45: Durán Sur A – Principal 13.8kV (CNEL)

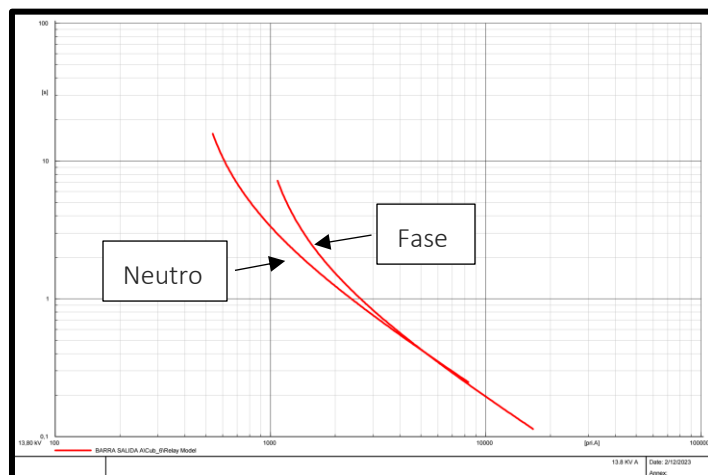


Figura 46: Durán Sur A – Principal 13.8kV (Simulación - DIGILENT)

3.5.3.4 Durán Sur A – Vía a Tanasa

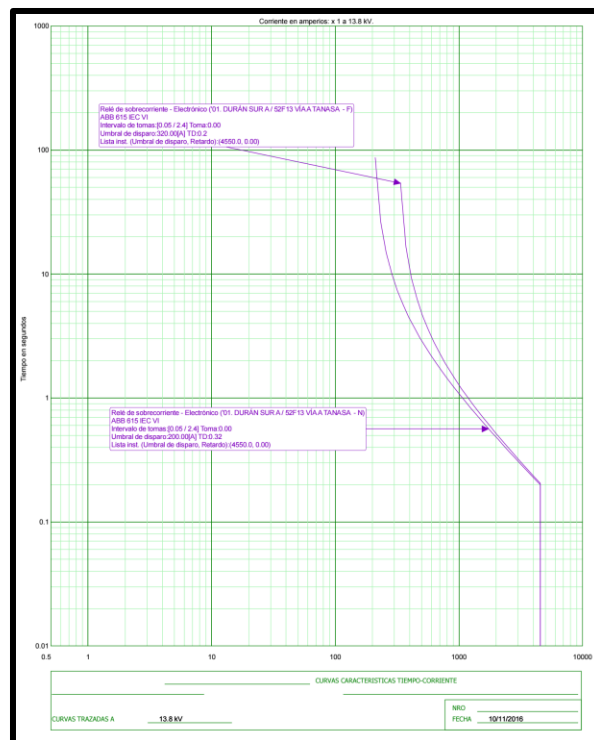


Figura 47: Durán Sur A – Vía a Tanasa (CNEL)

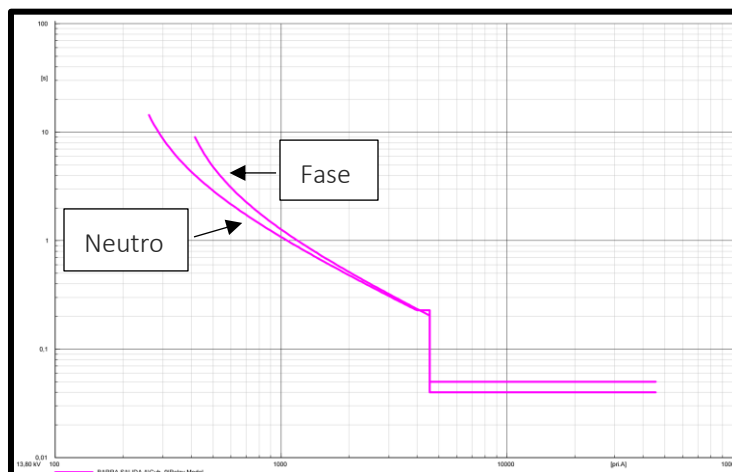


Figura 48: Durán Sur A – Vía a Tanasa (Simulación - DIGSILENT)

3.5.3.5 Durán Sur A – Industrias

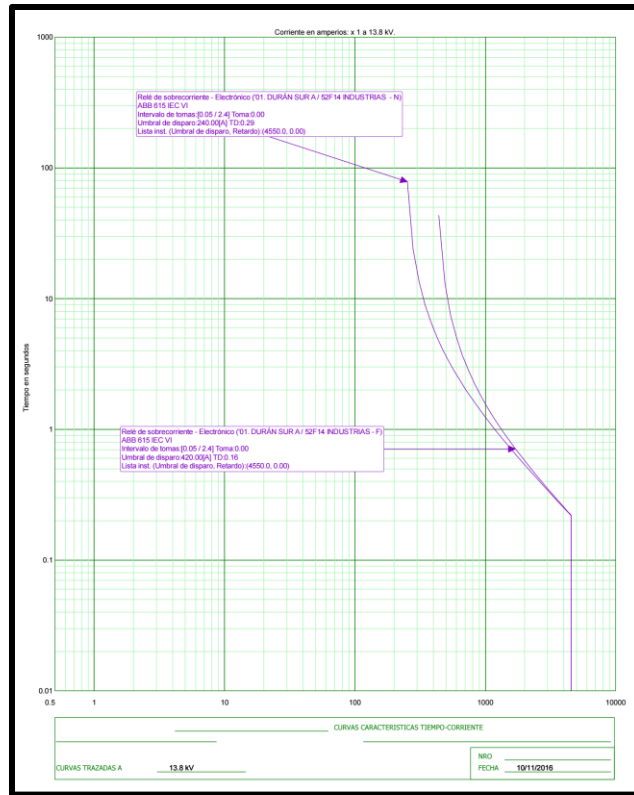


Figura 49: Durán Sur A – Industrias (CNEL)

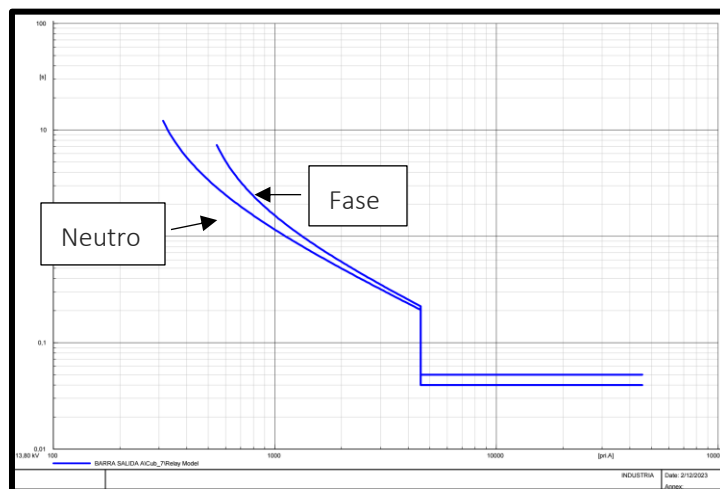


Figura 50: Durán Sur A – Industrias (Simulación - DIGSILENT)

3.5.3.6 Durán Sur A – Comedores

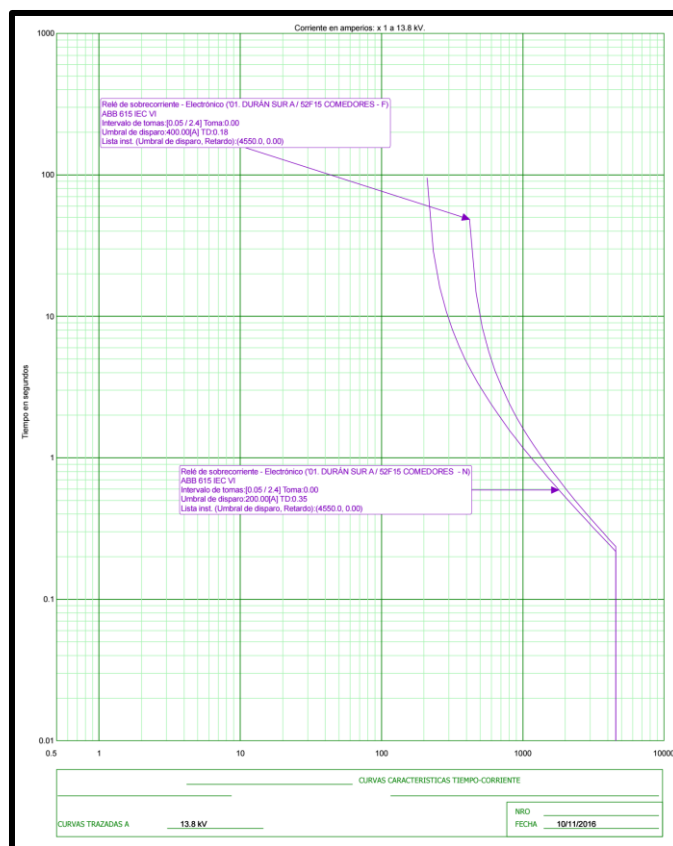


Figura 51: Durán Sur A – Comedores (CNEL)

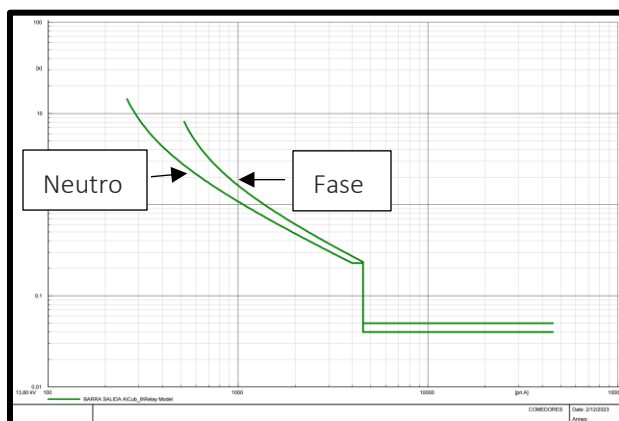


Figura 52: Durán Sur A – Comedores (Simulación - DIgSILENT)

3.5.3.7 Durán Sur B – Entrada 69kV

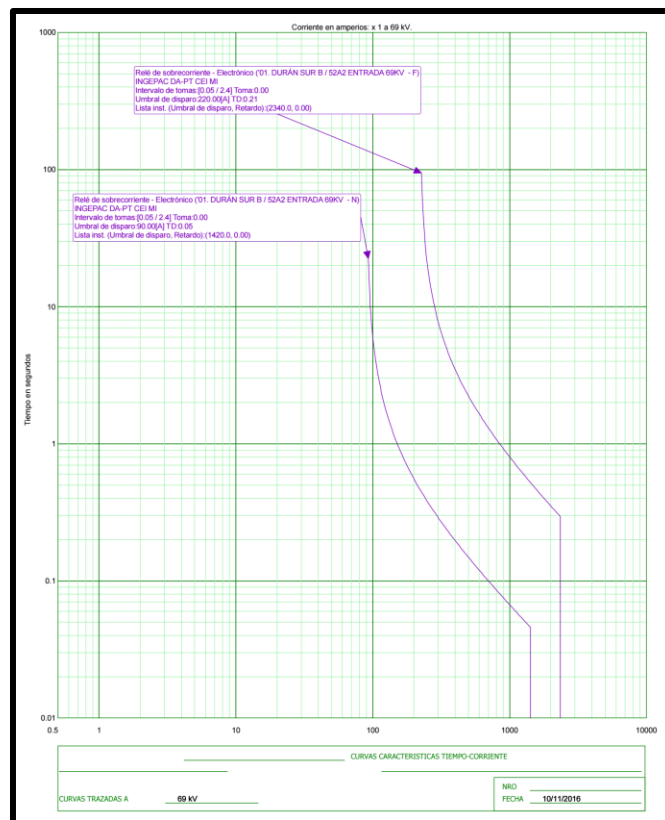


Figura 53: Durán Sur B – Entrada 69kV (CNEL)

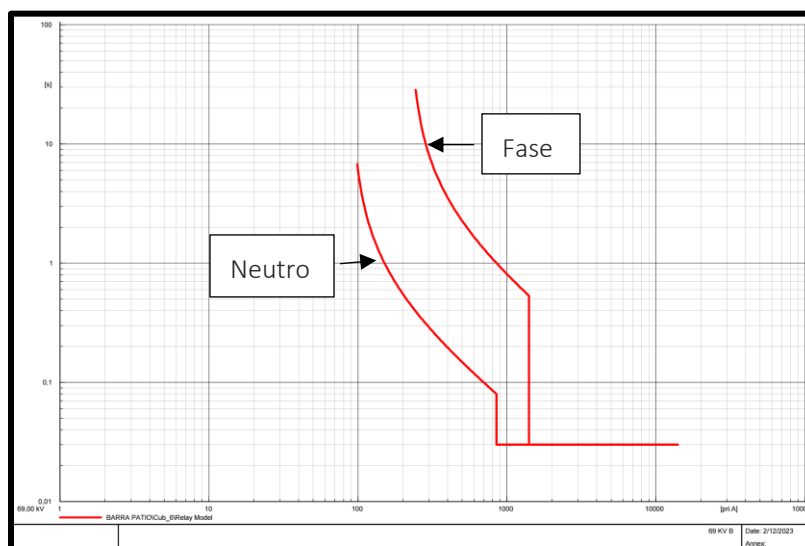


Figura 54: Durán Sur B – Entrada 69kV (Simulación - DIgSILENT)

3.5.3.8 Durán Sur B – Principal 13.8kV

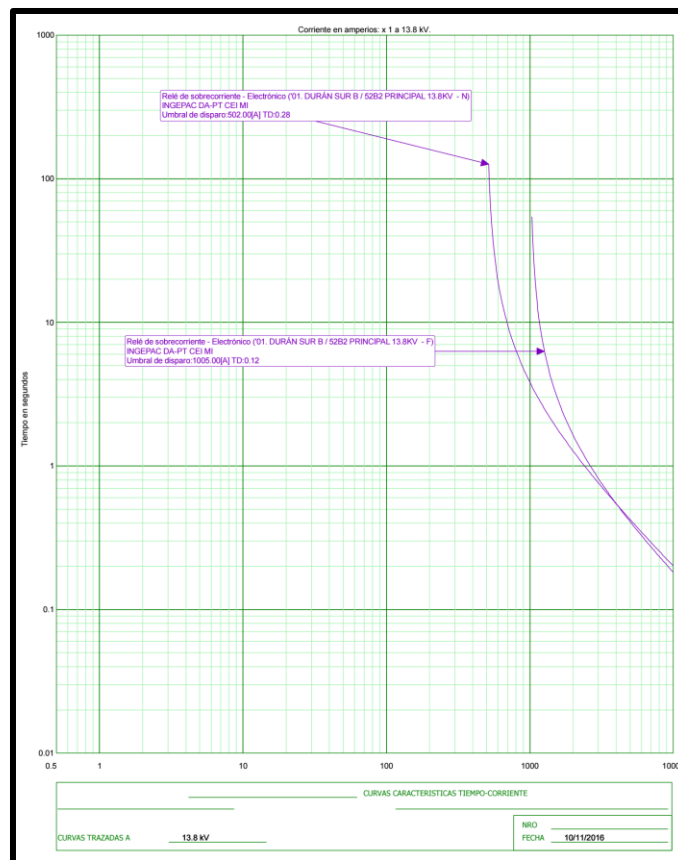


Figura 55: Durán Sur B – Principal 13.8kV (CNEL)

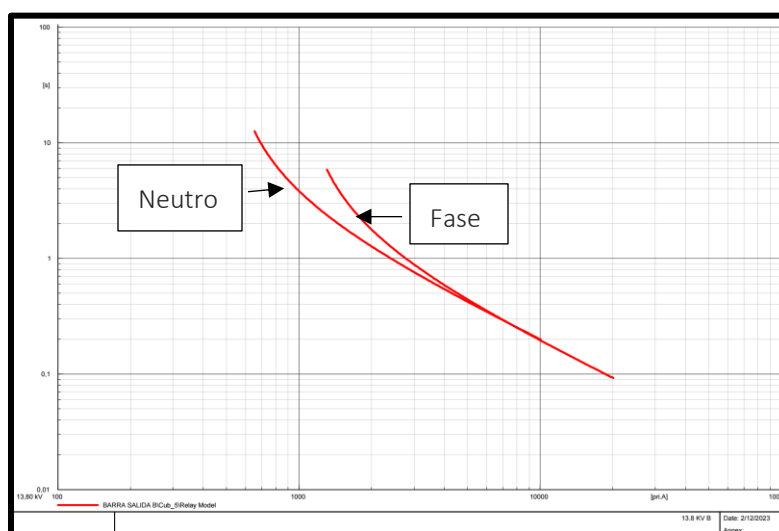


Figura 56: Durán Sur B – Principal 13.8kV (Simulación - DIGILENT)

3.5.3.9 Durán Sur B – Centro de Durán

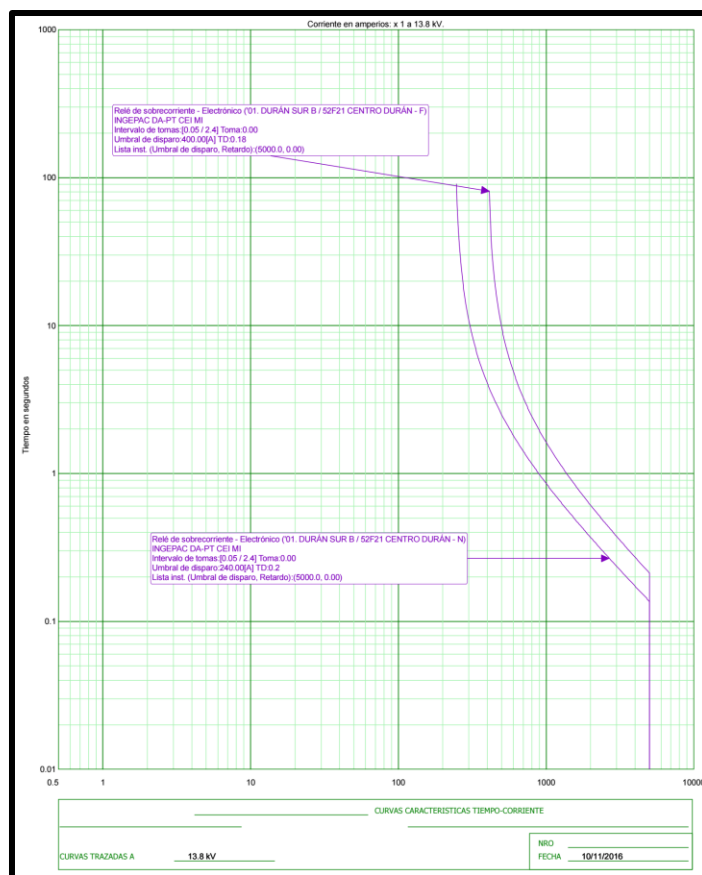


Figura 57: Durán Sur B – Centro de Durán (CNEL)

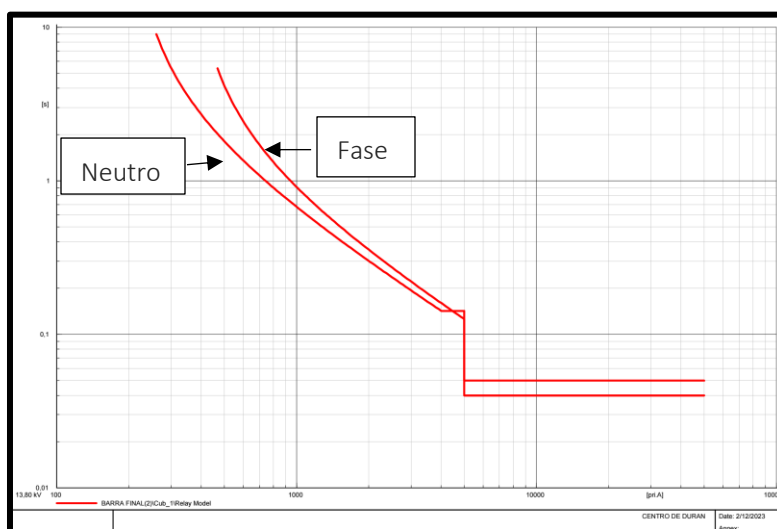


Figura 58: Durán Sur B – Centro de Durán (Simulación - DIGSILENT)

3.5.3.10 Durán Sur B – Primavera II

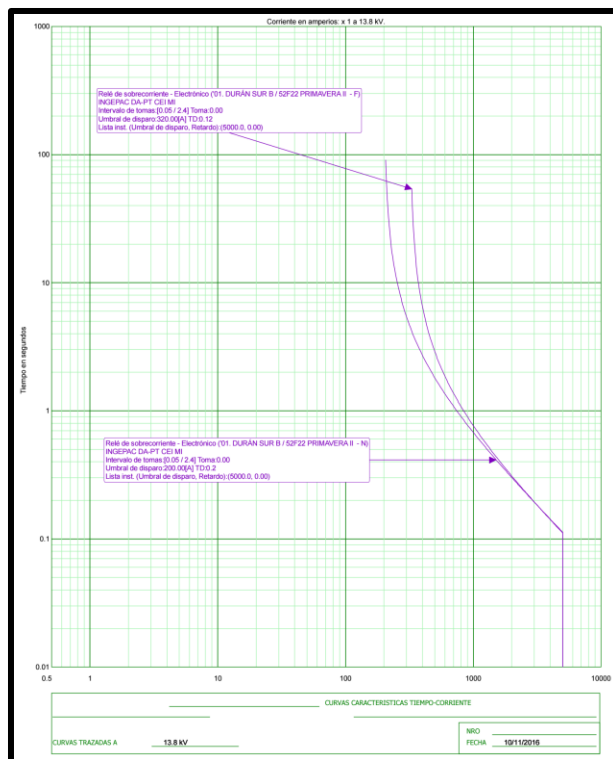


Figura 59: Durán Sur B – Primavera II (CNEL)

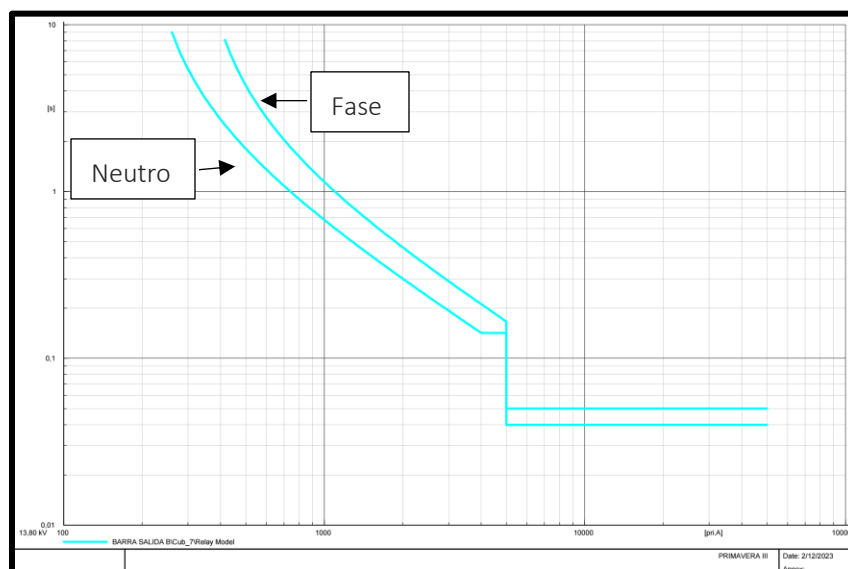


Figura 60: Durán Sur B – Primavera II (Simulación - DIGSILENT)

CAPÍTULO 4

4 MARCO METODOLÓGICO

4.1 Software DIGSILENT

4.1.1 Modelado de la subestación Durán Sur

En la figura 29 se observa la alimentación principal que le llega a la subestación, siendo más precisos, a la barra de 69kV, de ahí se distribuye a dos patios, el patio A y el patio B.

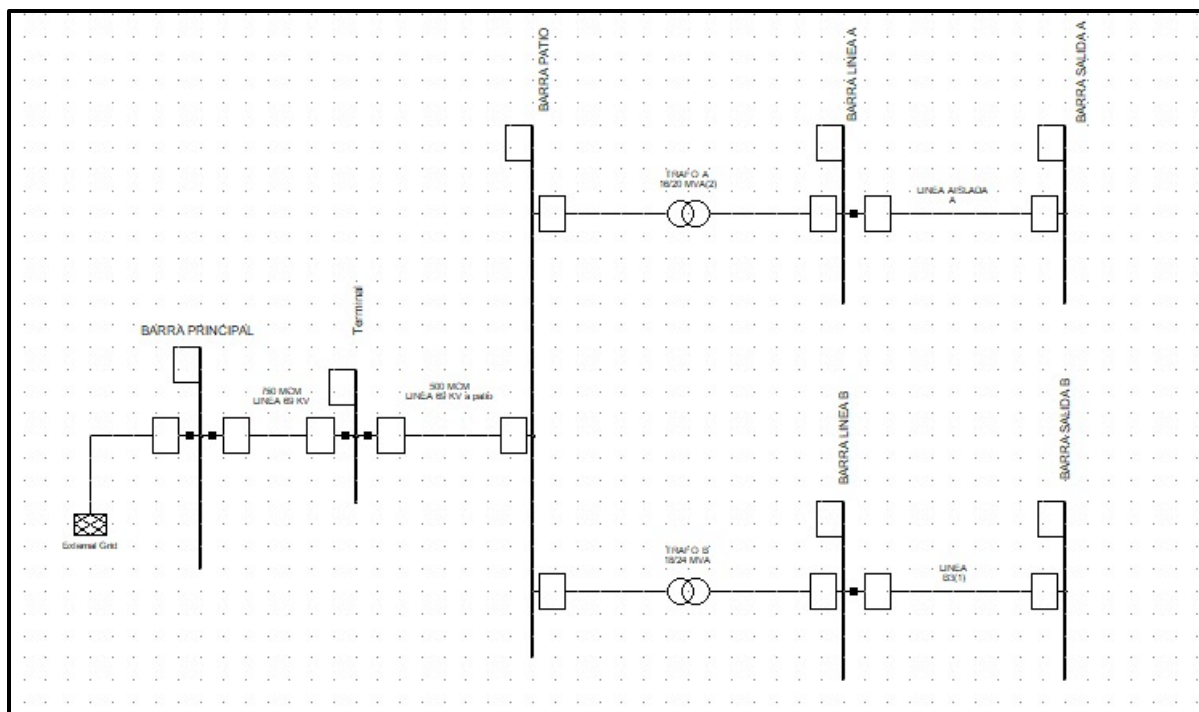


Figura 63: Subestación Durán Sur en DIGSILENT

4.1.2 Patio A

En la figura 30 se puede observar al patio A con sus respectivas salidas; es decir, las cargas a las cuales alimenta, que son:

- Vía Tanasa
- Industrias
- Comedores

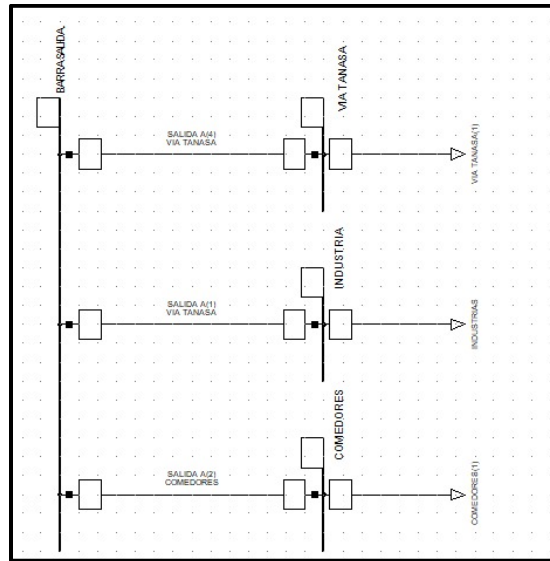


Figura 64: Patio A

4.1.3 Patio B

En la figura 31 se puede observar al patio B con sus respectivas salidas:

- Centro de Durán
- Primavera 2
- Ferroviaria

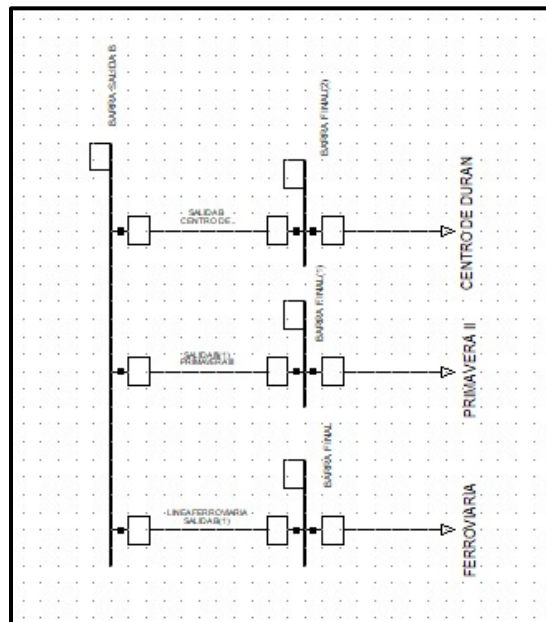


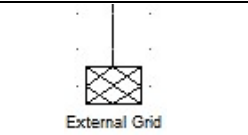
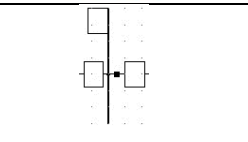
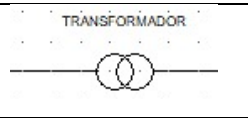

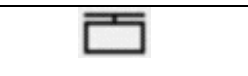
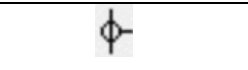
Figura 65: Patio B

4.2 Ingreso de parámetros

4.2.1 Elementos presentes en la subestación

A continuación, se enlista los elementos que se usaron en el modelado de la subestación Durán Sur.

Tabla 5: Elementos de la subestación

External Grid	
Barra	
Transformador	
Carga	
Relé	
TC	

4.2.1.1 Descripción de los elementos presentes en la subestación

4.2.1.1.1 External Grid

Se representa la red externa como una fuente de voltaje con una impedancia interna, y las ecuaciones mecánicas se corresponden con las de una máquina síncrona. [56]

El External Grid en DIgSILENT se refiere a la capacidad de conectar un modelo de simulación de sistema eléctrico dentro del software DIgSILENT a una fuente externa de información de la red eléctrica, como por ejemplo un archivo de datos de un sistema real o una base de datos. Esto permite utilizar información precisa sobre la topología y las características de la red eléctrica en la simulación, lo que aumenta la precisión de los resultados de la simulación.

4.2.1.1.2 Barra

Una "barra" se refiere a un punto de conexión o nodo en un sistema eléctrico. Una barra puede representar generadores, transformadores, cargas eléctricas, puntos de conexión en subestaciones,

etc. En el contexto de DIgSILENT, las barras son los componentes básicos para modelar sistemas eléctricos y realizar cálculos y análisis de flujo de energía, equilibrio de carga, estabilidad, etc. [56]

4.2.1.1.3 Transformador

Un transformador es un elemento que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más barras con diferentes niveles de tensión. En el modelo de un sistema eléctrico en DIgSILENT, el transformador se representa como una combinación de dos o más barras colectoras conectadas por conexiones eléctricas. Además, DIgSILENT puede especificar los parámetros técnicos del transformador, como su potencia nominal, pérdidas, relación de transformación, etc. El software utiliza estos parámetros para realizar cálculos precisos y realistas de la transferencia de energía a través del transformador. [56]

4.2.1.1.4 Cargas

Una carga es un componente eléctrico que recibe energía de la red. Las cargas pueden ser de diferentes tipos, como resistivas, inductivas o capacitivas, y su comportamiento afecta el funcionamiento de toda la red. [56]

4.2.1.1.5 Relé

Un relé es un componente de protección eléctrica que se utiliza para proteger los sistemas eléctricos de sobrecargas, cortocircuitos, averías y otros eventos anormales. Los relés son sensores electrónicos que monitorean continuamente el voltaje, la corriente y otras variables eléctricas en una red y automáticamente deciden desconectar partes de la red en caso de eventos anormales. [56]

4.2.1.1.6 TC

Los transformadores de corriente son componentes eléctricos que se utilizan para medir y proteger los sistemas eléctricos contra sobrecargas, cortocircuitos y daños. Los transformadores de corriente convierten la corriente en una señal de tensión que se utiliza para activar relés de protección y proporcionar información de corriente a la red. [56]

4.2.2 Parámetros actuales

4.2.2.1 Valores seteados en la subestación

La subestación se encuentra operando en la actualidad, como ya se hizo mención anteriormente. Por ende, ya cuenta con configuraciones y valores ingresados en los sistemas de la empresa, debido a que ellos ya realizaron los estudios correspondientes para el levantamiento de esta estructura y eso es lo que se detallará a continuación, los valores que actualmente manejan en CNEL para dicha

subestación, porque con estos datos a adjuntar es que se realiza el modelado en DIGSILENT, en primer lugar, antes de pasar a la actualización de protecciones propuesta regida bajo normativas. Cabe destacar que, todos los datos que se encontrarán en esta sección son otorgadas por parte de un ingeniero que trabaja actualmente en la subestación Durán Sur.

- **Línea de 69kV**

La línea de 69kV es la que llega a la subestación y la alimenta. En la figura 32 tenemos los detalles de los parámetros que se manejan tanto en la línea, como en el TC y el relé.

Tabla 6: Línea de 69kV - Fuente: Autoría

Subestación	Tensión de base	Relación TC	Marca/Modelo/ Tipo de Curva	Tipo de Protección	Umbral de disparo (A)	Cuadrante (TD)	Opción Instantánea	Instantánea 2
CELEC T. DURAN SNI/CNE L3	69000	800:5	SIEMENS7SA6 12 IEC I	Fase	800	0.12	Sí	(5120,0,0,01)
			SIEMENS7SA6 12 IEC I	Neutro	240	0.2	Sí	(4000,0,0,01)

- **Líneas principales y alimentadoras**

La figura 33 nos indica diversos parámetros con los que cuenta cada elemento de la subestación, tales como: posición, relación de transformación, marca de relés con sus modelos y tipos de curva, tipo de protección, umbral de disparo, el TD, y su protección instantánea.

Subestación/Posición	Tensión de base (kVLL)	Relación TC	Marca/Modelo/Tipo de Curva	Tipo de protección	Umbral de disparo (A)	Cuadrante (TD)	Opción Instantánea	Instantánea 2
01. Durán Sur A / 52A1 ENTRADA 69kV	69000	500/5	ZIV 8IDV IEC VI	Fase	180	0.24	Sí	(2340,0,0,01)
			ZIV 8IDV IEC VI	Neutro	90	0.05	Sí	(1420,0,0,01)
01. Durán Sur A / 52B1 PRINCIPAL 13,8kV	13800	2000/5	ZIV 8IDV IECVI	Fase	830	0.16	No	
			ZIV 8IDV IECVI	Neutro	415	0.35	No	
01. Durán Sur A / 52F13 VÍA A TANASA	13800	600/5	ABB 615 IEC VI	Fase	320	0.2	Sí	(4550,0,0,01)
			ABB 615 IEC VI	Neutro	200	0.32	Sí	(4550,0,0,01)
01. Durán Sur A / 52F14 INDUSTRIAS	13800	600/5	ABB 615 IEC VI	Fase	420	0.16	Sí	(4550,0,0,01)
			ABB 615 IEC VI	Neutro	240	0.27	Sí	(4550,0,0,01)
01. Durán Sur A / 52F15 COMEDORES	13800	600/5	ABB 615 IEC VI	Fase	400	0.18	Sí	(4550,0,0,01)
			ABB 615 IEC VI	Neutro	200	0.32	Sí	(4550,0,0,01)
01. Durán Sur B / 52A2 ENTRADA 69kV	69000	300/5	ZIV 8IDV IEC VI	Fase	220	0.21	Sí	(2340,0,0,01)
			ZIV 8IDV IEC VI	Neutro	90	0.05	Sí	(1420,0,0,01)
01. Durán Sur B / 52B2 PRINCIPAL 13,8kV	13800	1200/5	ZIV 8IDV IEC VI	Fase	1005	0.13	No	
			ZIV 8IDV IEC VI	Neutro	502.5	0.28	No	
01. Durán Sur B / 52F21 CENTRO DURÁN	13800	600/1	INGETEAM PT5A IEC VI	Fase	400	0.18	Sí	(5000,0,0,01)
			INGETEAM PT5A IEC VI	Neutro	240	0.3	Sí	(5000,0,0,01)
01. Durán Sur B / 52F22 PRIMAVERA II	13800	1000/1	FTU-R2000I IEC VI	Fase	320	0.12	Sí	(5000,0,0,01)
			FTU-R2000I IEC VI	Neutro	200	0.2	Sí	(5000,0,0,01)
01. Durán Sur B / 52F23 FERROVIARIA	13800	600/1	SCHWEITZER C2 SEL751	Fase	360	0.12	Sí	(5000,0,0,01)
			SCHWEITZER C2 SEL752	Neutro	200	0.2	Sí	(5000,0,0,01)

Figura 66: Coordinación de protecciones en la S/E Durán Sur – Fuente: Autoría

La figura 34 nos indica cada uno de los alimentadores que posee la subestación en cada patio, junto con sus datos de demanda y factor de potencia.

No.	UNIDAD DE NEGOCIO	SUBESTACIÓN	CÓDIGO DEL ALIMENTADOR	NOMBRE DEL ALIMENTADOR	Demanda Mínima [MW]	Demanda Media [MW]	Demanda Máxima [MW]	FACTOR DE POTENCIA
1	GUAYAS LOS RÍOS	01 Durán Sur	09DS010T11	Ferías	0	0	0	0
			09DS010T12	Vía a Tanasa	1	2.48	4.81	0.95
			09DS010T13	Industrias	0.54	1.87	4.26	0.97
			09DS010T14	Comedores	0.9	2.25	5.04	0.97
			09DS010T21	Centro de Durán	1.68	2.89	4.34	0.88
			09DS010T22	Primavera II	1.45	2.43	3.85	0.97
			09DS010T23	Feroviaria	1.98	2.99	4.28	0.98

Figura 67: Datos de las cargas – Fuente: Autoría

4.3 Normativas propuestas para la actualización de protecciones

A continuación, se describirá muy brevemente de qué va cada normativa, para más información acerca de qué fragmentos se tomaron de estas normativas para aplicarlas a la actualización de la subestación, podrá encontrarlas en los ANEXOS de este documento.

4.3.1 IEEE – C37.2

IEEE C37.2 es un estándar desarrollado por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) para la prueba y el mantenimiento de equipos y sistemas eléctricos. Abarca los procedimientos de prueba y mantenimiento de los interruptores automáticos de media tensión utilizados en los sistemas de potencia. La norma proporciona pautas detalladas para la prueba, el mantenimiento y la reparación de interruptores automáticos para garantizar su correcto funcionamiento y reducir el riesgo de falla durante el uso normal. Este estándar es utilizado como referencia por ingenieros eléctricos, técnicos y operadores de sistemas de energía para garantizar una operación segura y confiable de los sistemas de energía.

La definición y el uso de números de función y acrónimos para dispositivos y funciones utilizados en subestaciones eléctricas, plantas generadoras, instalaciones de utilización de energía y aparatos de conversión están cubiertos en el estándar. Se explica el propósito de los números y acrónimos y se asignan 95 números y 22 acrónimos en total. Hay números de función o acrónimos de función designados para diferentes aplicaciones, como detección de arco eléctrico, reloj o fuente de temporización, registrador dinámico de perturbaciones, registrador digital de fallas, equipo de monitoreo de perturbaciones, datos ambientales, concentrador de datos de fallas, detector de fallas

de alta impedancia, interfaz hombre-máquina, historiador, esquema lógico, medición de subestación, concentrador de datos de fasores, unidad de medición de fasores, monitor de calidad de energía, esquema de acción correctiva, dispositivo remoto de entrada/salida, unidad terminal remota/concentrador de datos, registrador de secuencia de eventos y monitor de circuito de disparo. Se establecen prefijos y sufijos para brindar una definición más detallada de una función específica. Además, se incluyen las designaciones de contacto del dispositivo. [57]

Tabla 7: Dispositivos según norma IEEE - C37.2 [58]

1	Elemento de inicialización	51	Relé de sobrecorriente de tiempo AC.
2	Relé de arranque o cierre de tiempo diferido.	52	Interruptor automático de corriente alterna.
3	Relé de enclavamiento	53	Relé de generador DC
4	Contador maestro.	54	Interruptor DC de alta velocidad.
5	Dispositivo de parada.	55	Relé de factor de potencia.
6	Interruptor de arranque.	56	Relé de aplicación de campo.
14	Dispositivo de baja velocidad.	57	Dispositivo de puesta a tierra.
15	Dispositivo de frecuencia.	58	Relé de rectificador de potencia.
16	Reservado para futuras aplicaciones.	59	Relé de sobrevoltaje.
17	Switch de derivación o de descarga.	60	Relé de balance de voltaje.
18	Aceleración o desaceleración.	61	Relé de balance de corriente.
19	Contactador de transición de arranque.	62	Relé de apertura tiempo diferido.
20	Válvula operada eléctricamente	63	Relé flujo de líquido, nivel o de presión.
21	Relé de distancia.	64	Relé de protección de tierra.
22	Interruptor de compensación.	65	Gobernador.

26	Medición térmica	69	Dispositivo de operación permitida.
27	Relé de bajo voltaje.	70	Reóstato operado eléctricamente.
28	Reservado para futura aplicación.	71	Reservado para futuras aplicaciones.
29	Contactador de aislamiento.	72	Interruptor automático DC.
30	Relé anunciador.	73	Contador de resistencia de carga.
31	Dispositivo de excitación separada.	74	Alarma.
32	Relé direccional de potencia.	75	Mecanismo de cambio de posición.
33	Switch de posición.	76	Relé de sobrecorriente DC.
34	Switch de secuencia de operación de un motor.	77	Transmisor de pulsos.
35	Operación de escobillas.	78	Relé de ángulo de fase
36	Dispositivo de polaridad.	79	Relé de recierre AC.
37	Relé de baja potencia.	80	Reservado para futura aplicación.
38	Dispositivos de protección de soporte.	81	Relé de frecuencia.
39	Reservado para futura aplicación.	82	Relé de recierre DC.
40	Relé de campo.	83	Relé automático selectivo de control
41	Interruptor de campo.	84	Mecanismo de operación

45	Reservado para futura aplicación.	88	Motor auxiliar
46	Relé de corriente de fase inversa	89	Switch de línea
47	Relé de secuencia de fase.	90	Dispositivo de regulación
48	Relé de secuencia incompleta.	91	Relé direccional de voltaje
49	Relé térmico de una máquina	92	Relé direccional de voltaje y de potencia
50	Relé de sobrecorriente de acción instantánea.	93	Contactador de cambio de campo
94	Relé de disparo o de disparo libre		
95 a 99	Usados solo para aplicaciones específicas en instalaciones individuales donde ninguno de los números de 1 a 94 ha sido usado		

Tabla 8: Aparatos / Acrónimos de funciones [59]

AFD	Arc flash detector (Detector de arco eléctrico)
CLK	Clock or timing source (Reloj o fuente de tiempo)
DDR	Dynamic disturbance recorder (Registrador de perturbaciones dinámicas)
DFR	Digital fault recorder (Registrador digital de fallas)
ENV	Environmental data (Datos ambientales)
HIZ	High impedance fault detector (Detector de fallas de alta impedancia)
HMI	Human machine interface (Interfaz hombre-máquina)
HST	Historian (Historiador)
LGC	Scheme logic (Esquema lógico)

4.3.2 IEEE Std 242-2001

Se centra en la elección correcta, la implementación y la coordinación de los componentes que conforman la protección del sistema para fábricas y edificios comerciales. La protección y coordinación del sistema ayudan a reducir el daño a un sistema y sus componentes para limitar la magnitud y la duración de cualquier interrupción del servicio que ocurra en cualquier parte del sistema.

El estándar IEEE Std 242-2001 destaca las técnicas actualizadas en la protección y coordinación del sistema de energía que son más aplicables a los sistemas de energía industriales y comerciales. Se limita a la protección y coordinación del sistema en términos de diseño del sistema abordado en IEEE Std 141-1993 y IEEE Std 241-1990.[60], [61]

4.3.3 IEEE Std C37.91 – 2000

Este manual examina la protección de los transformadores de potencia, explorando varios esquemas de protección eléctrica y discutiendo métodos de prueba alternativos, incluido el análisis mecánico, térmico y de gases. Además, se presentan aplicaciones prácticas, principios generales y consideraciones económicas de la protección de transformadores de potencia.

El propósito de este manual es ayudar en el uso efectivo de los relés y otros dispositivos de protección de transformadores de corriente al enfatizar las aplicaciones prácticas y revisar los principios generales y la economía de la protección de transformadores. Se describen los tipos de fallas encontradas y se discuten aspectos técnicos relacionados con la protección, incluido el comportamiento de los transformadores de corriente (TC) en condiciones de falla. El manual también describe varios tipos de dispositivos de protección eléctrica, mecánica y térmica y trata temas relacionados con la resolución de problemas y la reactivación.

4.4 Simulación del sistema de distribución en el software DIgSILENT

4.4.1 Alimentación del patio

- Se selecciona el elemento “EXTERNAL GRID”, que simulará la entrega de energía de TRANSELECTRIC a la S/E Durán Sur

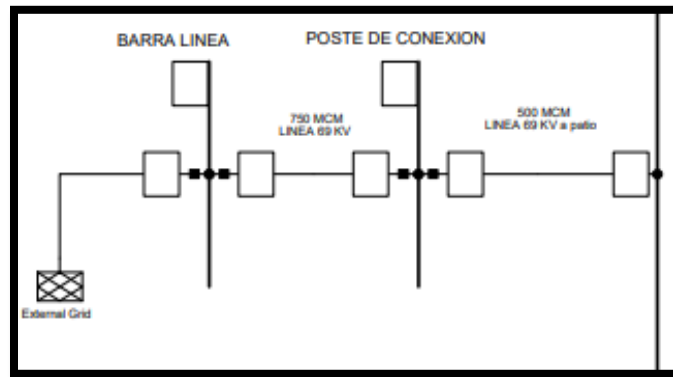


Figura 68: External Grid

- Se procede a colocar barras que permitirán hacer la conexión de los equipos eléctricos en este caso “BARRA LÍNEA”.

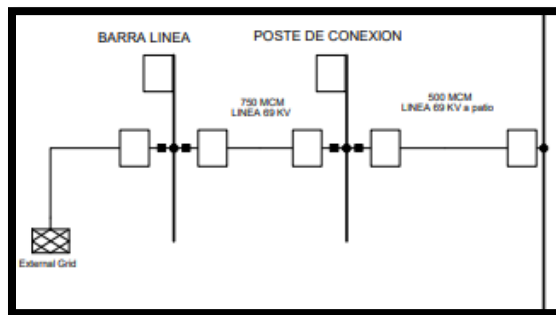


Figura 69: Barra de Línea

- En la “BARRA LÍNEA” tendremos 69kV, energía que circula en alta tensión hasta la “BARRA PATIO”

Name: BARRA LINEA

Type: ...ent Type Library\Busbar Type(1)

Zone: ...

Area: ...

Out of Service

System Type: AC Usage: Busbar

Phase Technology: ABC

Nominal Voltage

Line-Line: 69. kV

Line-Ground: 39.83717 kV

Earthed

Figura 70: Valores de la Barra de Línea

- Se seleccionará el elemento “LÍNEA”, que serán los conductores encargados de transportar la energía en alta tensión. El calibre de conductor de la línea es **750 MCM**.

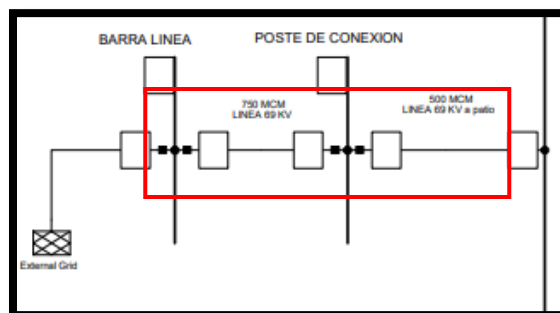


Figura 71: Líneas alimentadoras de la subestación

Tabla 9: Datos de línea alimentadora de la S/E Durán Sur

DISTANCIA	RESISTENCIA (Ω/Km)	REACTANCIA jX	MATERIAL
13.4 Km	0.1739	0.3954	Aluminio

Name: 750 MCM

Type: Equipment Type Library\LINEA 69 KV

Terminal i: PRUEBA1\BARRA LINEA\Cub_4 (BARRA LINEA)

Terminal j: PRUEBA1\POSTE DE CONEXION\Cub_1 (POSTE DE CONE)

Zone: Terminal i

Area: Terminal i

Out of Service

Number of parallel Lines: 1

Parameters:

Thermal Rating: ...

Length of Line: 13,4 km

Derating Factor: 1.

Type of Line: Overhead Line

Line Model:

Lumped Parameter (PI)

Distributed Parameter

Sections/Line Loads

Resulting Values	
Rated Current (act.)	1, kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	5,788154 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	66,25974 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	2,33026 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	5,29836 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	0, Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	0, Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0, A
Earth Factor, Magnitude	0,3333333
Earth Factor, Angle	180, deg

Figura 72: Datos de línea ubicada entre BARRA LÍNEA y POSTE DE CONEXIÓN

Name: LINEA 69 KV

Rated Voltage: 69, kV

Rated Current: 1, kA

Nominal Frequency: 60, Hz

Cable / OHL: Overhead Line

System Type: AC Phases: 3 Number of Neutrals: 0

Parameters per Length 1,2-Sequence:

AC-Resistance R(20°C): 0,1739 Ohm/km

Reactance X': 0,3954 Ohm/km

Parameters per Length Zero Sequence:

AC-Resistance R0': 0, Ohm/km

Reactance X0': 0, Ohm/km

Figura 73: Parámetros de línea de 69kV

- Se procede a colocar una barra llamado POSTE DE CONEXIÓN; ya que, en el sistema actual se indica que se produce un cambio de conductor mediante un acople realizado en el poste.
- Se añade los parámetros de la línea de conductor calibre **500 MCM**

Tabla 10: Datos de línea saliente del POSTE DE CONEXIÓN

DISTANCIA	RESISTENCIA (Ω/Km)	REACTANCIA jX	MATERIAL
3.9 Km	0.1222	0.4576	Aluminio

- Se añade una barra llamada “BARRA PATIO”, barra principal de la subestación, en la cual se realiza el sistema de distribución que llega al transformador 69/13.8kV.

Figura 74: Datos de línea ubicada entre POSTE DE CONEXIÓN y BARRA PATIO

Figura 75: Datos de LÍNEA 69kV A PATIO

4.4.1.1 Distribución de la S/E Durán Sur

- Una vez colocado los parámetros de la zona de 69kV, se realiza la zona de transformación, encargada de reducir a un nivel de tensión de 13.8kV.
- El sistema cuenta con dos patios: PATIO A Y PATIO B.

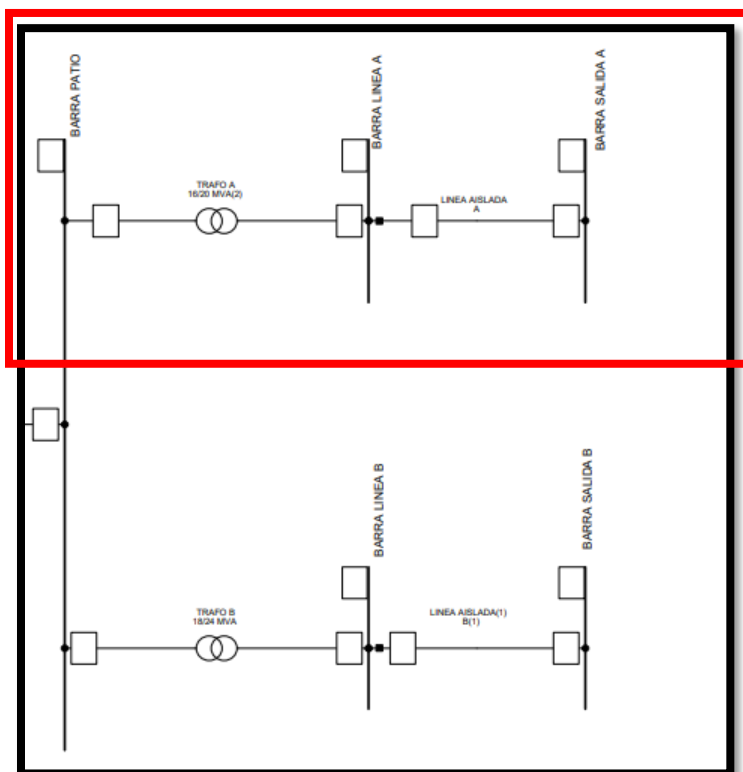


Figura 76: Alimentación del PATIO A

- Se selecciona el elemento transformador que cumplirá la función realizar el cambio de voltaje 69/13.8 KV para el patio A.
- Se coloca el nombre y se selecciona “Type” para ingresar los parámetros eléctricos.

Tabla 11: Datos del transformador A

TRANSFORMADOR CHINT AÑO 2009
16/20 MVA
69/13.8 KV
7.95%

Dyn 1
TAP

General | Grounding/Neutral Conductor |

Name:

Type: Equipment Type Library\16/20 MVA(2)

HV-Side: PRUEBA1\BARRA PATIO\Cub_5 BARRA PATIO

LV-Side: PRUEBA1\BARRA LINEA A\Cub_1 BARRA LINEA A

Zone: HV-Side ...

Area: LV-Side ...

Out of Service

Number of parallel Transformers:

Thermal Rating: ...

Rating Factor: Rated Power (act.): 20. MVA

Supplied Elements

Figura 77: Transformador A

Name:

Technology: Three Phase Transformer

Rated Power: MVA

Nominal Frequency: Hz

Rated Voltage

HV-Side: kV

LV-Side: kV

Vector Group

HV-Side: D

LV-Side: YN

Phase Shift: *30deg

Name: Dyn0

Positive Sequence Impedance

Short-Circuit Voltage uk: %

Copper Losses: kW

Zero Sequence Impedance

Short-Circuit Voltage uk0: %

SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r: %

Figura 78: Parámetros de transformador A

- Una vez ingresado el transformador, se procederá a ingresar la barra de conexión “BARRA LÍNEA A” la cual opera con una tensión de 13.8kV.
- Se ingresa el valor de 13.8kV a cada barra desde “BARRA LÍNEA A” hasta “BARRA SALIDA A”.

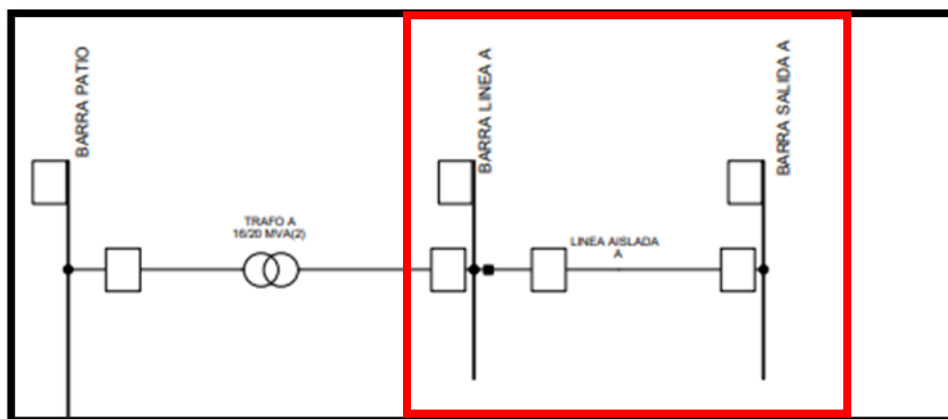


Figura 79: Zona “A” de 13.8kV

Name	BARRA LINEA A	
Type	Equipment Type Library\B2	
Zone	...	
Area	...	
<input type="checkbox"/> Out of Service		
System Type	AC	Usage: Busbar
Phase Technology	ABC	
Nominal Voltage		
Line-Line	13.8	kV
Line-Ground	7.967434	kV
<input type="checkbox"/> Earthed		

Figura 80: Parámetros de “BARRA LÍNEA A”

- Se procede a ingresar el elemento de “LÍNEA” que cumplirá la función de salida del alimentador para 13.8kV. El conductor es de calibre **500 MCM, en el sistema indica que son doble terna de conductores.**

Tabla 12: Datos de “LÍNEA AISLADA A”

DISTANCIA	RESISTENCIA (Ω/Km)	REACTANCIA jX	MATERIAL
0.2 Km	0.399	0.140	Cobre

The screenshot shows a software configuration window for a 'LINEA AISLADA'. The 'Name' field is set to 'LINEA AISLADA'. The 'Type' is 'Equipment Type Library\A'. The 'Terminal i' is 'PRUEBA1\BARRA LINEA A\Cub_2' and 'Terminal j' is 'PRUEBA1\BARRA SALIDA A\Cub_6'. The 'Zone' and 'Area' are both set to 'Terminal i'. There is an 'Out of Service' checkbox which is unchecked. The 'Number of parallel Lines' is set to 1. The 'Parameters' section includes 'Thermal Rating' (dropdown), 'Length of Line' (0.2 km), 'Derating Factor' (1), and 'Laying' (Ground). The 'Type of Line' is 'Cable'. The 'Line Model' is set to 'Lumped Parameter (PI)'. A 'Sections/Line Loads' button is at the bottom. The 'Resulting Values' table is as follows:

Resulting Values	
Rated Current (act.)	1. kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	0.2911495 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	74.09245 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	0.0798 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	0.28 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	0. Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	0. Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0. A
Earth Factor, Magnitude	0.3333333
Earth Factor, Angle	180. deg

Figura 81: Datos de "LÍNEA AISLADA A"

Name	A		
Rated Voltage	13,8	kV	
Rated Current	1,	kA (in ground)	Rated Current (in air) 1,
Nominal Frequency	60,	Hz	
Cable / OHL	Cable		
System Type	AC	Phases 3	Number of Neutrals 0
Parameters per Length 1,2-Sequence		Parameters per Length Zero Sequence	
AC-Resistance R'(20°C)	0,399	Ohm/km	AC-Resistance R0'
Reactance X'	1,4	Ohm/km	Reactance X0'

Figura 82: Parámetros de "LÍNEA AISLADA A"

- Luego colocamos la barra "BARRA SALIDA A", barra de donde saldrá la línea que energizará al "PATIO A".
- El software DIGSILENT tiene la opción de ampliar la red eléctrica seleccionando la barra necesaria para la ampliación, haciendo click derecho y eligiendo la opción "Copy".

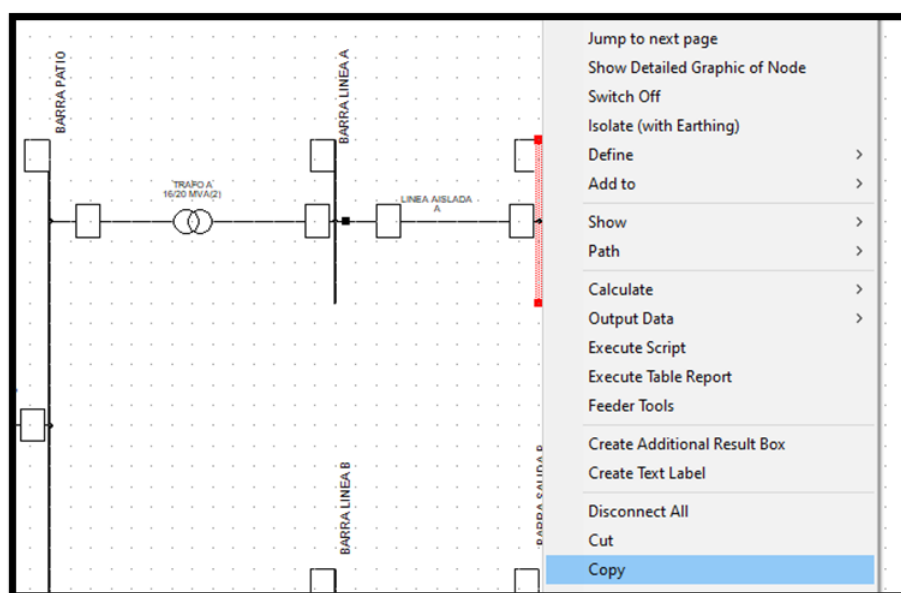


Figura 83: Ampliación de red eléctrica

- Se abre una página nueva, haciendo click derecho y se selecciona “Create New Page”.

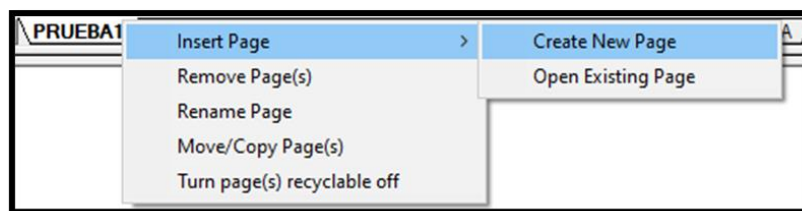


Figura 84: Crear nueva página

- Una vez creada la página se da click derecho y se selecciona la opción “Paste graphic Only”.

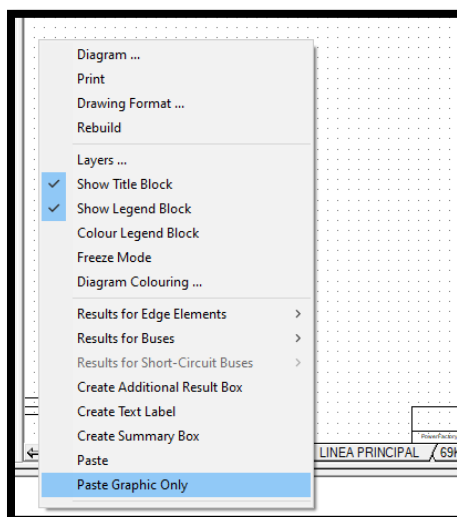


Figura 85: Pegar solo gráfica

4.4.1.2 Patio A

- Una vez que el elemento de la barra esta implementado en la nueva hoja, se puede continuar realizando el sistema como tal, en este caso las salidas de alimentadores de zonas específicas.
- Las zonas específicas que energiza el “PATIO A” son:

Tabla 13: Cargas del PATIO A

PATIO A
VIA TANASA
INDUSTRIAS
COMEDORES

- Para la energización de las zonas se procede a ingresar los conductores para su respectiva energización de 13.8kV; además, de la barra para su respectiva conexión.
- Los conductores aislados son de calibre **500 MCM** para 15kV.

Tabla 14: Datos de líneas del "PATIO A"

DISTANCIA	RESISTENCIA (Ω/Km)	REACTANCIA jX	MATERIAL
0.6 Km	0.399	1.40	Cobre

4.4.1.2.1 Cargas del Patio A

- Se procede a colocar las cargas para cada línea aislada

Tabla 15: Datos de carga "VÍA A TANASA"

VÍA A TANASA	
Demanda mínima	1 MVA
Demanda media	2.48 MVA
Demanda máxima	4.81 MVA
Factor de potencia	0.95

- Se ingresa los valores respectivos mediante la opción "LOAD FLOW"

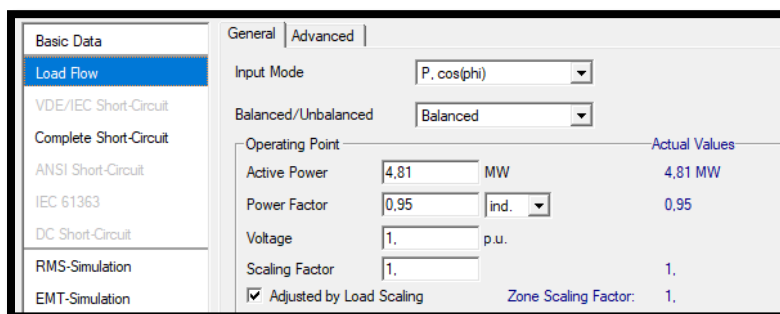


Figura 86: Ingreso de valores VÍA A TANASA

Tabla 16: Datos de carga de "INDUSTRIAS"

INDUSTRIAS	
Demanda mínima	0.54 MVA
Demanda media	1.87 MVA
Demanda máxima	4.26 MVA
Factor de potencia	0.97

The screenshot shows a software interface for entering load parameters. The 'Input Mode' is set to 'P. cos(phi)'. The 'Balanced/Unbalanced' option is set to 'Balanced'. Under the 'Operating Point' section, the 'Actual Values' are displayed. The 'Active Power' is 4.26 MW, the 'Power Factor' is 0.97 (indicated as 'ind.'), the 'Voltage' is 1 p.u., and the 'Scaling Factor' is 1. The 'Adjusted by Load Scaling' checkbox is checked, and the 'Zone Scaling Factor' is 1.

Figura 87: Ingreso de parámetros para "INDUSTRIAS"

Tabla 17: Datos de carga de "COMEDORES"

COMEDORES	
Demanda mínima	0.90 MVA
Demanda media	2.25 MVA
Demanda máxima	5.04 MVA
Factor de potencia	0.97

Input Mode	P. cos(phi)		Actual Values
Balanced/Unbalanced	Balanced		
Operating Point			
Active Power	5,04	MW	5,04 MW
Power Factor	0,97	ind.	0,97
Voltage	1,	p.u.	
Scaling Factor	1,		1,
<input checked="" type="checkbox"/> Adjusted by Load Scaling	Zone Scaling Factor:		1,

Figura 88: Ingreso de parámetros para "COMEDORES"

- Una vez colocado los parámetros de todo el circuito del tramo A, se procede a realizar el tramo B mediante el mismo procedimiento.

4.4.1.3 Patio B

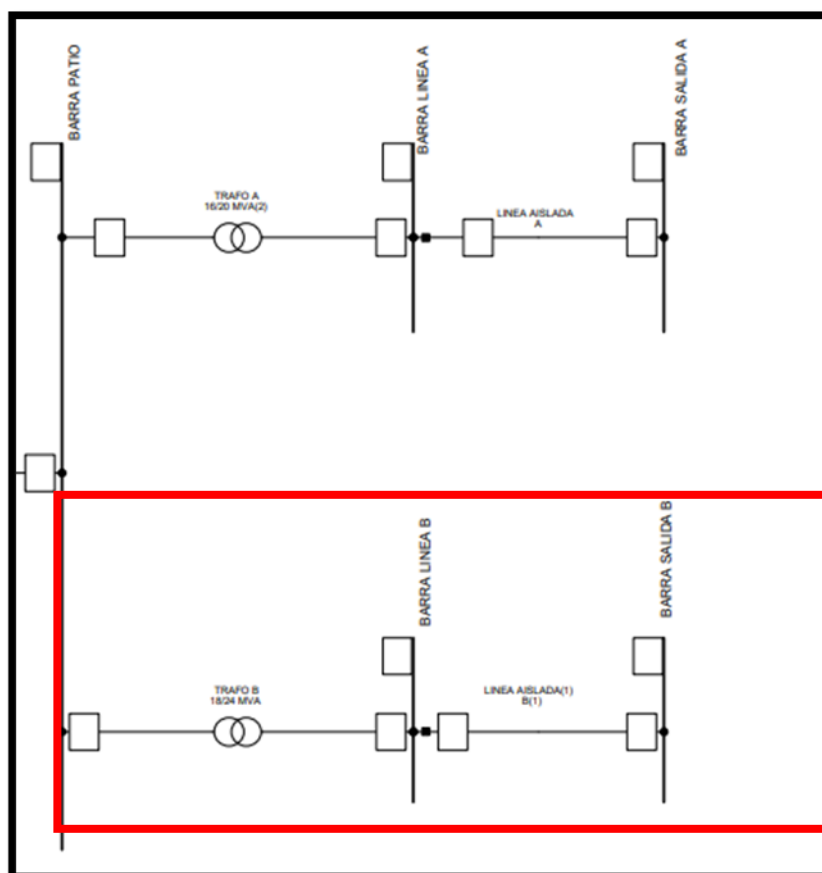


Figura 89: Zona de donde se parte hacia el "PATIO B"

- Se selecciona el elemento transformador que cumplirá la función realizar el cambio de voltaje 69/13.8kV para el patio B.
- Se coloca el nombre y se selecciona “Type” para ingresar los parámetros eléctricos.

Tabla 18: Datos del transformador B

TRANSFORMADOR TEKSA AÑO 2015
18/24 MVA
69/13.8 KV
7.15%
Dyn 1
TAP

General | Grounding/Neutral Conductor |

Name: TRAFO B

Type: Equipment Type Library\18/24 MVA

HV-Side: PRUEBA1\BARRA PATIO\Cub_8 BARRA PATIO

LV-Side: PRUEBA1\BARRA LINEA B\Cub_1 BARRA LINEA B

Zone: HV-Side

Area: HV-Side

Out of Service

Number of parallel Transformers: 1 Flip Connections

Thermal Rating: ...

Rating Factor: 1. Rated Power (act.) 24. MVA

Supplied Elements

Mark Elements in Graphic Edit Elements

Figura 90: Transformador B

Name	18/24 MVA
Technology	Three Phase Transformer
Rated Power	24. MVA
Nominal Frequency	60. Hz
Rated Voltage	
HV-Side	69. kV
LV-Side	13.8 kV
Vector Group	
HV-Side	D
LV-Side	YN
Phase Shift	
Phase Shift	0. *30deg
Name	Dyn0
Positive Sequence Impedance	
Short-Circuit Voltage uk	3. %
Copper Losses	0. kW
Zero Sequence Impedance	
Short-Circuit Voltage uk0	3. %
SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r	0. %

Figura 91: Datos de transformador B

- Una vez ingresado el transformador, se procederá a ingresar la barra de conexión “BARRA LÍNEA B” la cual opera con una tensión de 13.8kV.
- Se ingresa el valor de 13.8kV a cada barra desde “BARRA LINEA B” hasta “BARRA SALIDA B”.

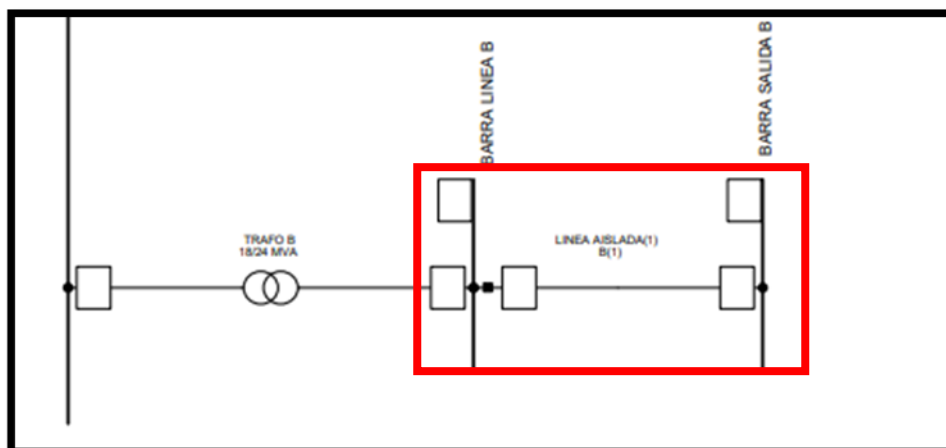


Figura 92: Zona "B" de 13.8 kV

The screenshot shows a software configuration window for a 'LINEA AISLADA'. The 'Name' field is 'LINEA AISLADA'. The 'Type' is 'Equipment Type Library\B(1)'. The 'Terminal i' is 'PRUEBA1\BARRA LINEA B\Cub_2' (BARRA LINEA B) and 'Terminal j' is 'PRUEBA1\BARRA SALIDA B\Cub_5' (BARRA SALIDA B). The 'Zone' and 'Area' are both set to 'Terminal i'. There is an 'Out of Service' checkbox which is unchecked. The 'Number of parallel Lines' is '1'. The 'Parameters' section includes 'Thermal Rating' (dropdown), 'Length of Line' (0,2 km), and 'Derating Factor' (1). The 'Type of Line' is 'Overhead Line'. The 'Line Model' has 'Lumped Parameter (PI)' selected. A 'Sections/Line Loads' button is at the bottom. The 'Resulting Values' table is as follows:

Resulting Values	
Rated Current (act.)	1, kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	0,2911495 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	74,09245 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	0,0798 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	0,28 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	0, Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	0, Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0, A
Earth Factor, Magnitude	0,3333333
Earth Factor, Angle	180, deg

Figura 93: Parámetros de "LÍNEAS AISLADA B"

- Se procede ingresar el elemento de "LÍNEA" que cumplirá la función de salida de alimentador para 13.8 KV; el conductor es de calibre **500 MCM**, el sistema indica que dispone de triple terna de conductores.

Tabla 19: Datos de "LÍNEA AISLADA B"

DISTANCIA	RESISTENCIA (Ω/Km)	REACTANCIA jX	MATERIAL
0.2 Km	0.399	1.4	Cobre

Name	B		
Rated Voltage	13,8	kV	
Rated Current	1,	(in ground)	Rated Current (in air) 1,
Nominal Frequency	60,	Hz	
Cable / OHL	Cable		
System Type	AC	Phases 3	Number of Neutrals 0
Parameters per Length 1,2-Sequence		Parameters per Length Zero Sequence	
AC-Resistance R'(20°C)	0,399	AC-Resistance R0'	0,
	Ohm/km		Ohm/km
Reactance X'	1,4	Reactance X0'	0,
	Ohm/km		Ohm/km

Figura 94: Datos de "LÍNEA AISLADA B"

- Luego colocamos la barra "BARRA SALIDA B", barra de donde saldrá la línea que energizará al "PATIO B".
- Las zonas específicas que energiza el "PATIO B" son:

Tabla 20: Cargas del "PATIO B"

PATIO B
CENTRO DE DURAN
FERROVIARIA
PRIMAVERA II

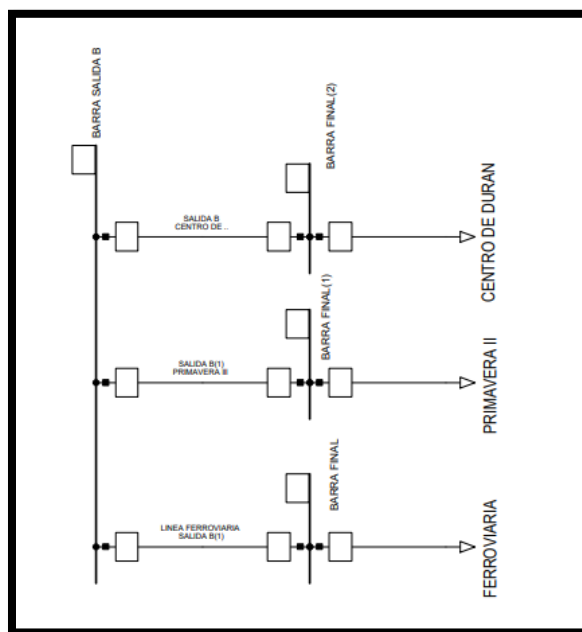


Figura 95: PATIO B

- Para la energización de las zonas se procede a ingresar los conductores para su respectiva energización de 13.8kV; además, de la barra para su respectiva conexión.
- Los conductores aislados son de calibre **500 MCM** para 15kV.

Tabla 21: Datos de líneas del "PATIO B"

DISTANCIA	RESISTENCIA (Ω/Km)	REACTANCIA jX	MATERIAL
0.6 Km	0.399	1.40	Cobre

4.4.1.3.1 Cargas del Patio B

- Se procede a colocar las cargas para cada línea aislada

Tabla 22: Datos de carga de "CENTRO DE DURÁN"

CENTRO DE DURÁN	
Demanda mínima	1.68 MVA
Demanda media	2.89 MVA

Demanda máxima	4.38 MVA
Factor de potencia	0.88

The screenshot shows the 'Advanced' tab of a software interface. The 'Input Mode' is set to 'P. cos(phi)'. The 'Balanced/Unbalanced' option is set to 'Balanced'. Under the 'Operating Point' section, the 'Actual Values' are displayed: Active Power is 4.38 MW, Power Factor is 0.8 (ind.), Voltage is 1. p.u., and Scaling Factor is 1. The 'Adjusted by Load Scaling' checkbox is checked, and the 'Zone Scaling Factor' is 1.

Figura 96: Ingreso de valores "CENTRO DE DURÁN"

Tabla 23: Datos de carga de "PRIMAVERA II"

PRIMAVERA II	
Demanda mínima	1.45 MVA
Demanda media	2.43 MVA
Demanda máxima	3.85 MVA
Factor de potencia	0.97

The screenshot shows the 'Advanced' tab of a software interface. The 'Input Mode' is set to 'P. cos(phi)'. The 'Balanced/Unbalanced' option is set to 'Balanced'. Under the 'Operating Point' section, the 'Actual Values' are displayed: Active Power is 3.85 MW, Power Factor is 0.97 (ind.), Voltage is 1. p.u., and Scaling Factor is 1. The 'Adjusted by Load Scaling' checkbox is checked, and the 'Zone Scaling Factor' is 1.

Figura 97: Ingreso de valores "PRIMAVERA II"

Tabla 24: Datos de carga de "FERROVIARIA"

FERROVIARIA	
Demanda mínima	1.98 MVA
Demanda media	2.99 MVA
Demanda máxima	4.28 MVA
Factor de potencia	0.88

4.4.1.4 Flujo de Potencia del Sistema

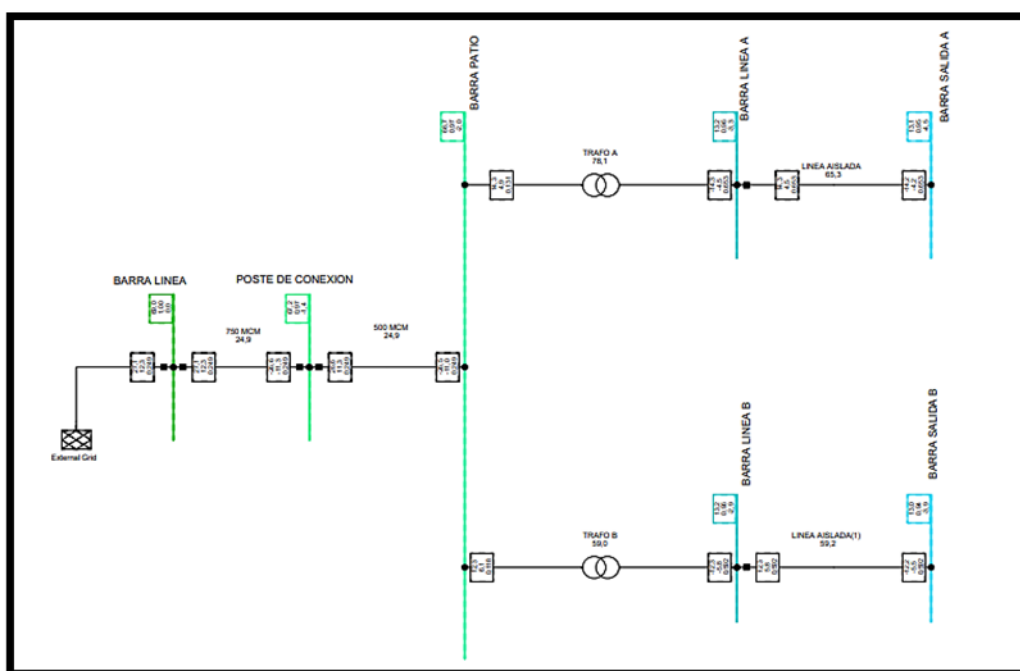


Figura 98: FLUJO DE POTENCIA DEL SISTEMA

4.4.1.4.1 Flujo "Patio A"

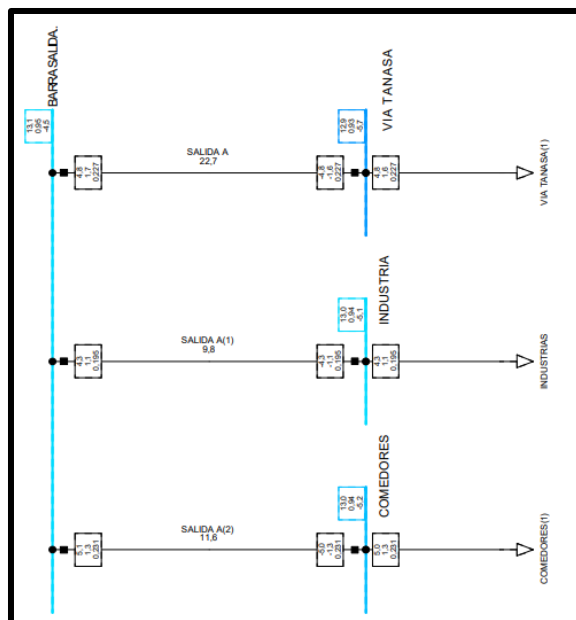


Figura 99: FLUJO "PATIO A"

4.4.1.4.2 Flujo "Patio B"

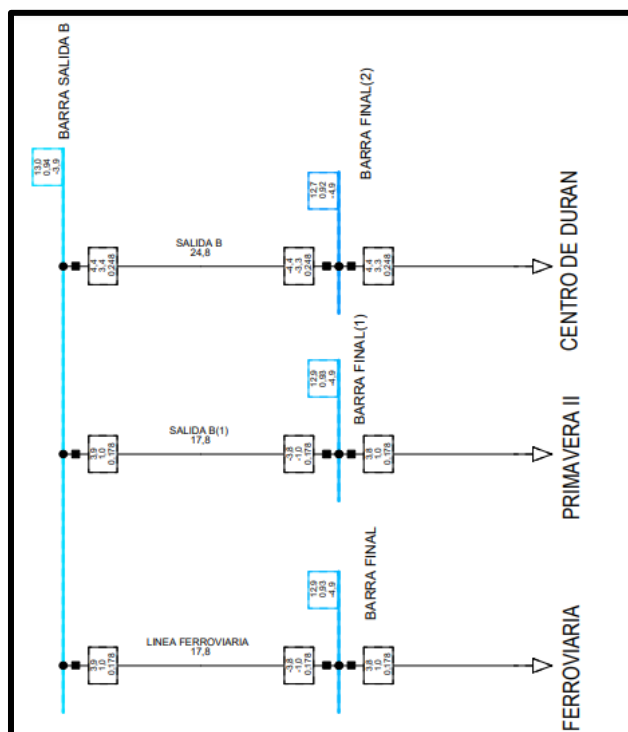


Figura 100: FLUJO "PATIO B"

4.4.2 Simulación de la coordinación de protecciones actual del sistema

4.4.2.1 Lado que alimenta la S/E Durán Sur

Una vez culminado el modelado del sistema de distribución, procedemos a realizar el sistema de protección.

Para la colocación de elementos de protección se realiza lo siguiente:

- Se da click derecho sobre un extremo de la línea y se selecciona “NEW DEVICES”.
- Se abrirá una ventana emergente sobre los dispositivos, en este caso utilizaremos “Relay Model” y “Current Transformer”.
- Empezamos con los parámetros de protecciones de la línea 69kV principal.

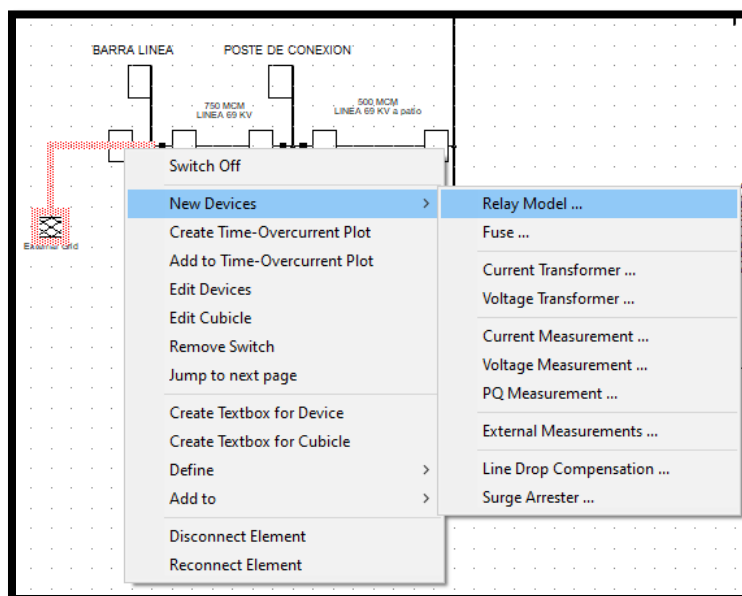


Figura 101: Ingreso de dispositivo Current Transformer

Tabla 25: Detalles de línea 69kV

SUBESTACION/POSICION	CELEC T. DURAN SNI /CNEL3
Tensión base (KVLL)	69kV
Marca/Modelo/Tipo de curva	SIEMENS/7SA612/IEC I
Relación TC	800:5

Tabla 26: Protección para Fase

Umbral de disparo (A)	800
Cuadrante (TD)	0.12
Opción instantánea	Sí
Instantánea	(5120, 0, 0.01)

Tabla 27: Protección para Neutro

Umbral de disparo (A)	240
Cuadrante (TD)	0.2
Opción instantánea	Sí
Instantánea	(4000, 0, 0.01)

- Al momento de ingresar los parámetros se realiza el procedimiento anterior, seleccionando el transformador de corriente y dando click en la opción “Type”, luego click izquierdo en “Select Global Type” e ingresamos el parámetro de Relación del TC.

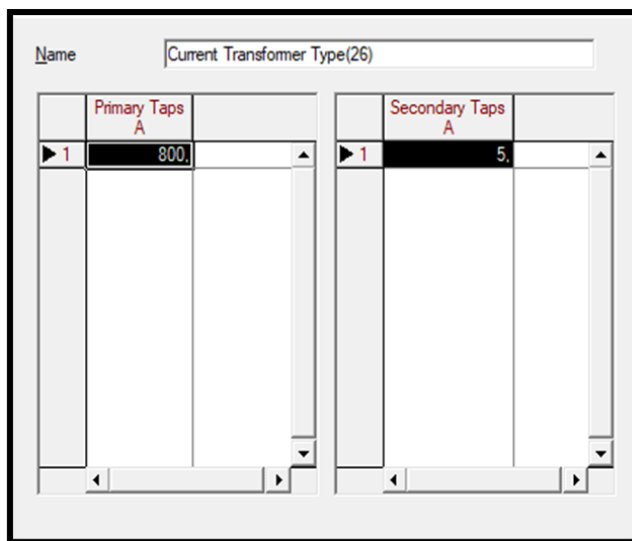


Figura 102: Relación de transformación del TC de línea de 69kV

Figura 103: Datos ingresados en el TC

- Seguiremos los mismos pasos para agregar el relé, solo que ahora seleccionaremos “Relay Model”

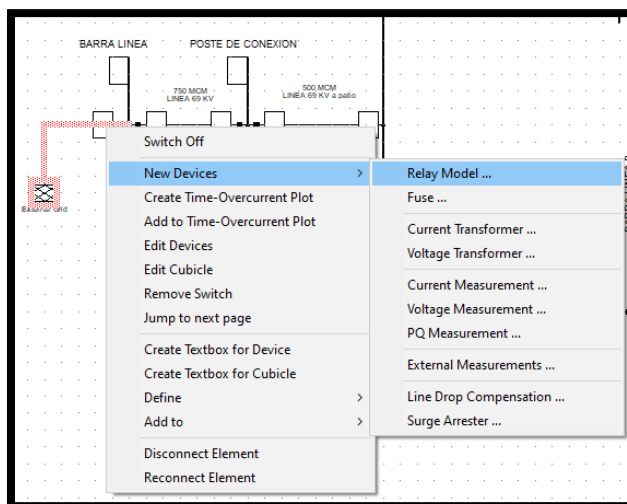


Figura 104: Ingreso de dispositivo "RELAY MODEL"

- Se abrirá una ventana emergente y se selecciona “Select Global Type”

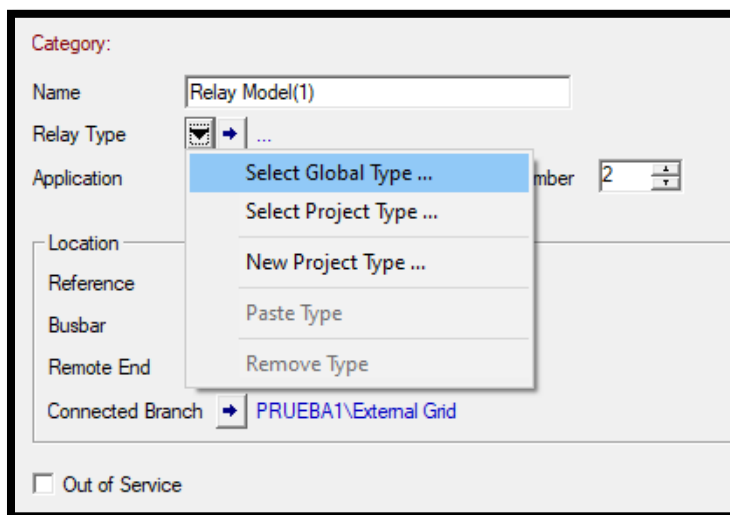


Figura 105: Ingreso de modelo de relé

- Nos muestra los tipos de relés con las que dispone el software y a la vez los modelos con los que podemos desempeñar la simulación

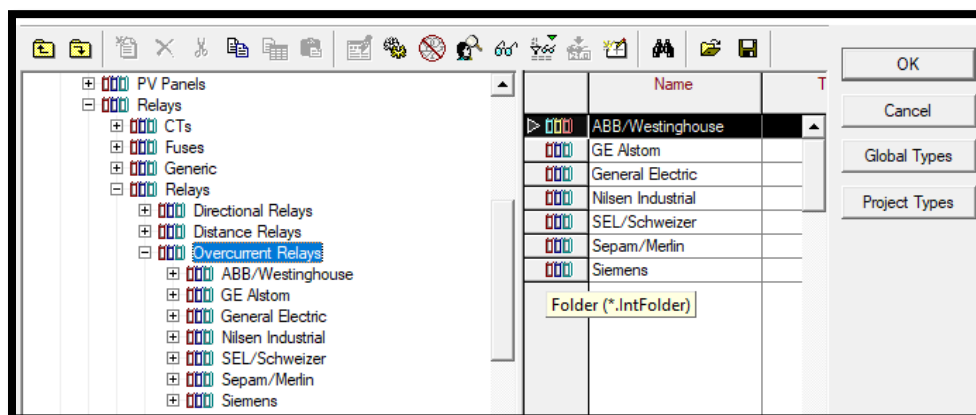


Figura 106: Modelos de relé disponibles en DigSILENT

- En este caso nosotros utilizamos la marca ABB/Westinghouse; ya que, es el dispositivo más completo que dispone el software DigSILENT; además, se selecciona el modelo “SAPJ 140C” para llevar a cabo nuestra simulación
- Se mostrará la ventana en la que colocaremos nuestros datos de protección

La nomenclatura es la siguiente:

- ✓ $I > 51$
- ✓ $I \gg 50$
- ✓ $I_o > 51N$
- ✓ $I_o \gg 50N$

- Se ingresa los parámetros para fase, neutro y la protección instantánea

	Net Elements Rel. Elm. Sta. IntRef	
► Ct-3p	✓ Current Transformer	
Ct-310	✓ Current Transformer	
Measure Ph	Measure Ph	
Measure 310	Measure 310	
I>	✓ I>	
I>>	✓ I>>	
I _o >	✓ I _o >	
I _o >>	✓ I _o >>	
Logic	✓ Logic	

Figura 107: Ingreso de parámetros en el relé

- Para la protección de fase, se selecciona el tipo de curva Inversa.

Figura 108: Protección 51 de fase

IEC Symbol:	I>>	ANSI Symbol:	50
Measure Type:	Phase Current (1ph)		
Name	I>>		
Type	... ABB/Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\I>>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	None		
Pickup Current	12,8	p.u.	12,8 sec.A 5120, pri.A
Time Setting	0,04	s	
Total Time	0,04 s		

Figura 109: Protección 50 instantánea de fase

- Para la protección del neutro se selecciona el tipo de curva Inversa.

IEC Symbol:	IE>>	ANSI Symbol:	50N
Measure Type:	Earth Current (3*I0)		
Name	Io>>		
Type	... ABB/Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\Io>>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	None		
Pickup Current	10.	p.u.	10, sec.A 4000, pri.A
Time Setting	0,05	s	
Total Time	0,05 s		

Figura 110: Protección 50N instantánea de neutro

- Para presentar las curvas de protección se debe dar click derecho sobre el extremo de línea donde colocamos los dispositivos de protección y seleccionar “Create Time-Overcurrent Plot”

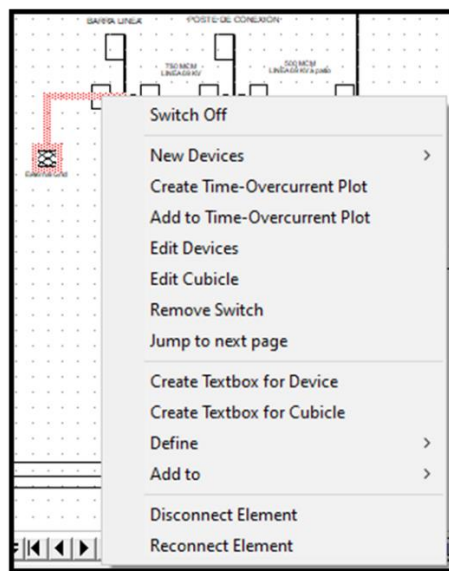


Figura 111: Creación de curvas de protección

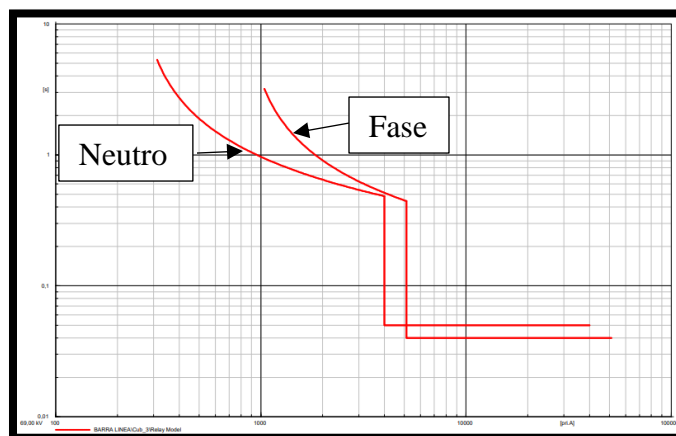


Figura 112: Curvas de protección de línea principal de 69 kV

- Ya concluido la protección de la línea principal se procede a continuar con el transformador, se utiliza el mismo método de colocación de dispositivos de protección. Primero se realizará la protección de la zona A

4.4.2.2 Protección de lado primario que alimenta el Patio A

Tabla 28: Datos de Línea A del lado primario del transformador

SUBESTACION/POSICION	DURÁN SUR A/52A1 ENTRADA 69kV
Tensión base (KVLL)	69kV
Marca/Modelo/Tipo de curva	ZIV/8IDV/IEC VI
Relación TC	500:5

Tabla 29: Protección para Fase "Línea A" del lado primario del transformador

Umbral de disparo (A)	180
Cuadrante (TD)	0.24
Opción instantánea	Sí
Instantánea	(2340, 0, 0.01)

Tabla 30: Protección para Neutro "Línea A" del lado primario del transformador

Umbral de disparo (A)	90
Cuadrante (TD)	0.05
Opción instantánea	Sí
Instantánea	(1420, 0, 0.01)

- Ingreso de transformador de corriente para Transformador patio A del lado primario.

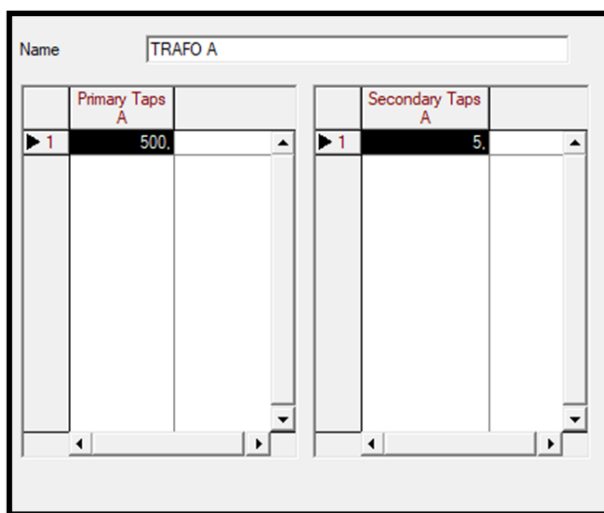


Figura 113: Transformador "PATIO A"

- Ingreso de parámetros para el relé de protección de transformador lado primario 69kV
 - ✓ $I > 51$
 - ✓ $I \gg 50$
 - ✓ $I_o > 51N$
 - ✓ $I_o \gg 50N$
- Para la protección de fase de 69kV los tipos de curvas en esta protección son “MUY INVERSA”

IEC Symbol:	I>	ANSI Symbol:	51
Measure Type:	Phase Current (1ph)		
Name	I>		
Type	...ys\ABB\Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\I>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	None		
Characteristic	Very Inverse		
Current Setting	1,2	p.u.	1,2 sec.A 180, pri.A
Time Dial	0,24		

Figura 114: Protección temporizada de fase para lado primario del Transformador A

IEC Symbol:	I>>	ANSI Symbol:	50
Measure Type:	Phase Current (1ph)		
Name	I>>		
Type	... ABB\Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\I>>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	None		
Pickup Current	15,6	p.u.	15,6 sec.A 2340, pri.A
Time Setting	0,04	s	
Total Time	0,04 s		

Figura 115: Protección instantánea de fase para lado primario del Transformador A

- En las protecciones de neutro usaremos curvas del tipo “MUY INVERSA”

IEC Symbol:	IE>	ANSI Symbol:	51N
Measure Type:	Earth Current (3*I0)		
Name	lo>		
Type	... ABB/Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\lo>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	None		
Characteristic	Very Inverse		
Current Setting	0,6	p.u.	0,6 sec.A 90, pri.A
Time Dial	0,05		

- *Figura 116: Protección temporizada de neutro para lado primario del Transformador A*

IEC Symbol:	IE>>	ANSI Symbol:	50N
Measure Type:	Earth Current (3*I0)		
Name	lo>>		
Type	... ABB/Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\lo>>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	None		
Pickup Current	9,4667	p.u.	9,4667 sec.A 1420,005 pri.A
Time Setting	0,05	s	
Total Time	0,05 s		

- *Figura 117: Protección instantánea de neutro para lado primario del Transformador A*

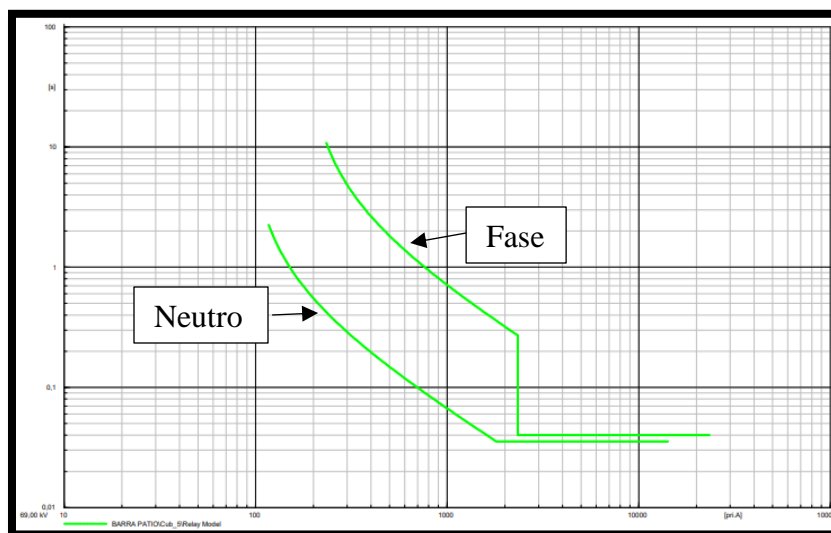


Figura 118: Curvas de protección de lado primario del transformador A

- Para poder realizar la coordinación de protecciones del transformador es necesario añadir la curva de daño de transformador, para ello hacemos click derecho sobre el elemento del transformador y seleccionamos “Show”, después “Time-Overcurrent Plot”.

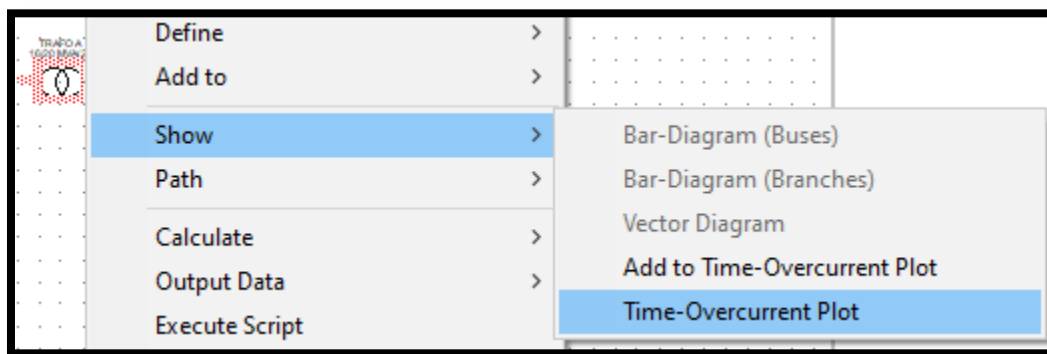


Figura 119: Pasos para añadir la curva de daño del transformador A

- Se muestra la siguiente gráfica, para la curva de daño se da click derecho sobre la gráfica buscamos la opción “Add” y se elige “Transformer Damage Curve”

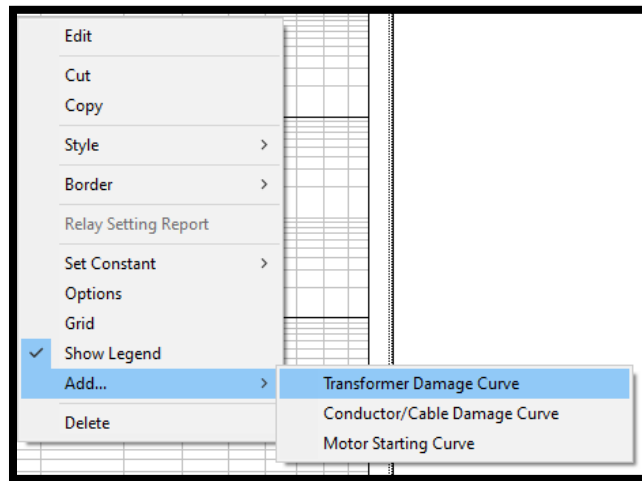


Figura 120: Añadir gráfica de curva de daño del transformador B

- Se ingresa los parámetros del transformador

 A screenshot of a configuration dialog box for a transformer. The 'Name' field contains 'Transformer Damage Curve'. The 'Rated Power (3 phase)' is set to '20' MVA, 'Rated Voltage' is '13,8' kV, and 'Short-Circuit Voltage, uk' is '7,95' %. The 'Transformer Type' is set to 'Liquid-Immersed'. Under the 'Damage curve' section, there are two checked options: 'Frequent Fault (>10(5)/lifetime, Category II(III))' and 'ANSI Curve Shift'. The 'Vector Groups' are set to 'Dyn'. At the bottom, there is a 'User Defined Curve' section with a dropdown arrow, a right-pointing arrow, and an ellipsis '...' button.

Figura 121: Parámetros del transformador A

- Se presenta la siguiente gráfica

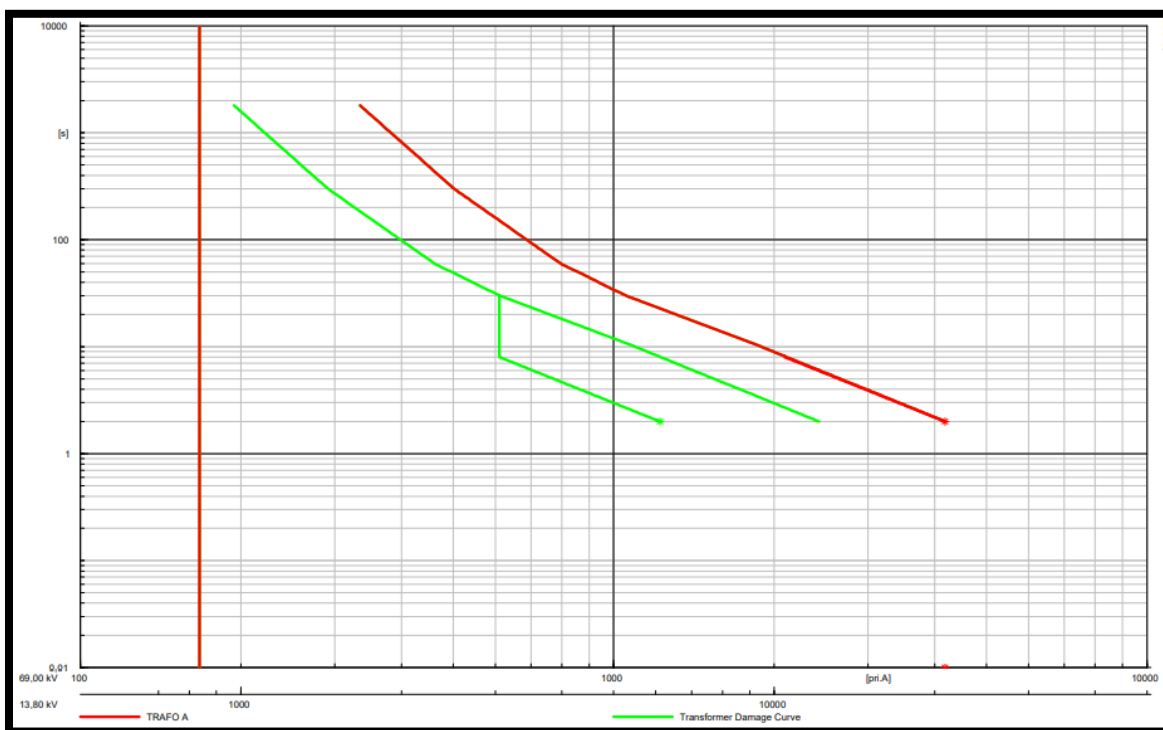


Figura 122: Curva del transformador "A" y curva de daño del transformador

4.4.2.3 Protección de lado secundario que alimenta el Patio A

- Procedemos a seguir con el lado secundario del transformador 13.8kV

Tabla 31: Datos de línea "A" del lado secundario del transformador A

SUBESTACION/POSICION	DURÁN SUR A/52B1 ENTRADA 13.8kV
Tensión base (KVLL)	13.8kV
Marca/Modelo/Tipo de curva	ZIV/8IDV/IEC VI
Relación TC	2000:5

Tabla 32: Protección para Fase de línea "A" del lado secundario del transformador A

Umbral de disparo (A)	830
Cuadrante (TD)	0.16
Opción instantánea	No

Instantánea	(0)
--------------------	-----

Tabla 33: Protección para Neutro de línea "A" del lado secundario del transformador A

Umbral de disparo (A)	415
Cuadrante (TD)	0.35
Opción instantánea	No
Instantánea	(0)

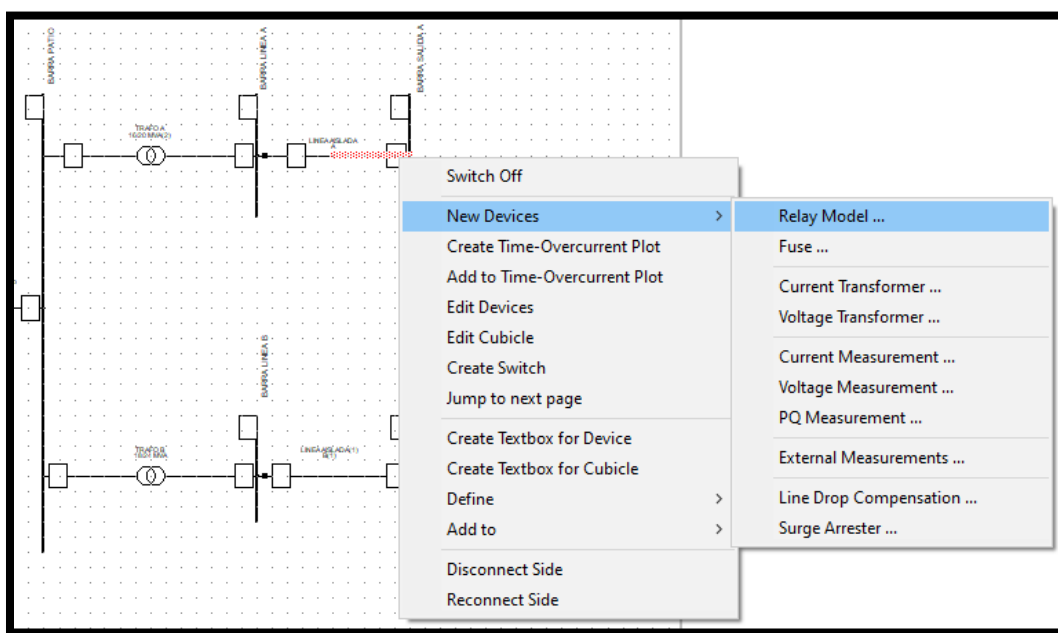


Figura 123: Ingreso de relé para proteger el lado secundario del transformador A

IEC Symbol:	IE: ANSI Symbol:	51N
Measure Type:	Earth Current (3I0)	
Name	lo>	
Type	... ABB/Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\lo>	
<input type="checkbox"/> Out of Service		
Tripping Direction	None	
Characteristic	Very Inverse	
Current Setting	0,8 p.u.	0,8 sec.A 415,04 pri.A
Time Dial	0,35	

Figura 126: Datos de la protección temporizada de neutro para el lado secundario del transformador A

- Para presentar las curvas de protección daremos click derecho sobre el extremo de la línea donde colocamos los dispositivos de protección y seleccionaremos “Create Time-Overcurrent Plot”.

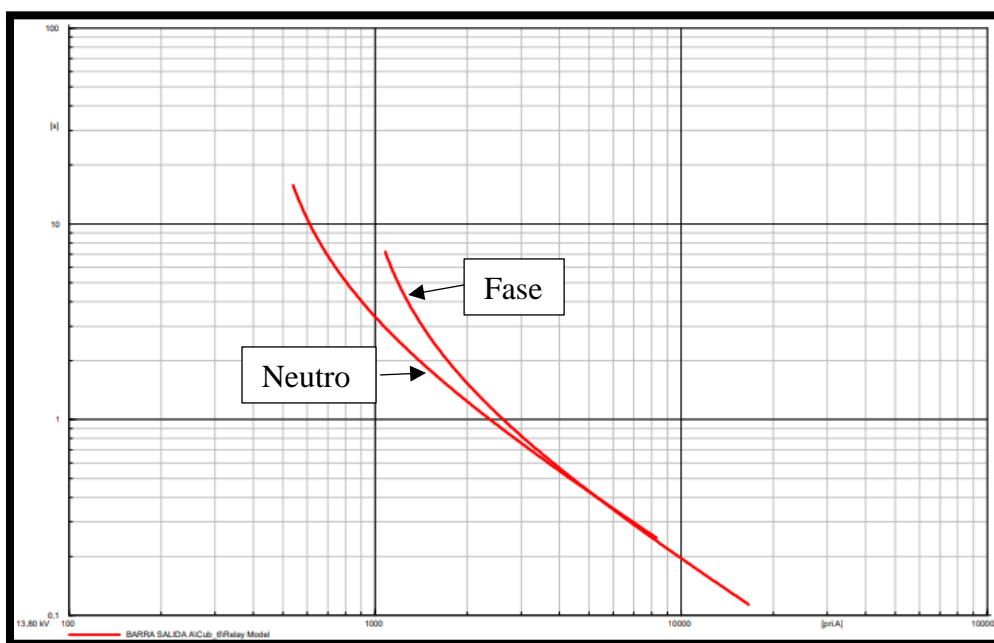


Figura 127: Curvas de protección de Barra de Salida A

4.4.2.4 Protección del Patio A

- Nos dirigimos a la pestaña donde están las salidas del patio A para proceder a realizar la implementación de las protecciones respectivas.

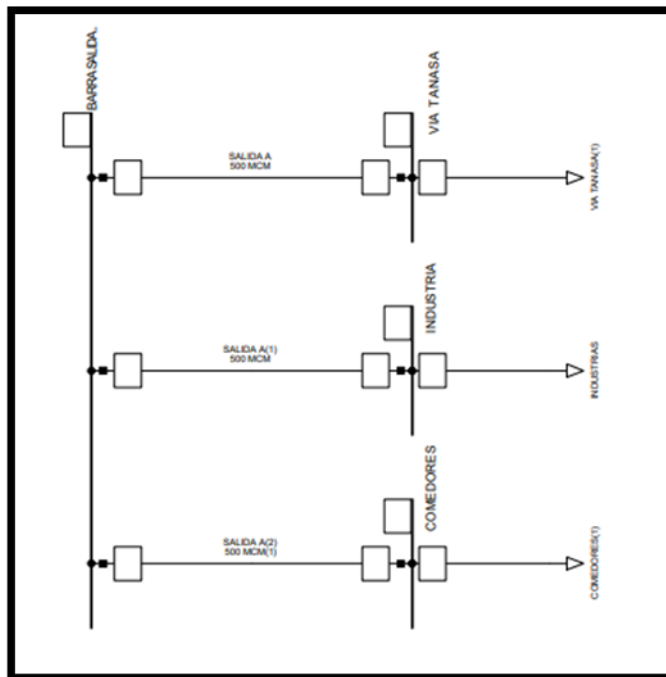


Figura 128: Cargas que alimenta el Patio A

4.4.2.4.1 Protección de Vía Tanasa

Tabla 34: Datos de Línea A del lado secundario del transformador – Vía Tanasa

SUBESTACION/POSICION	DURÁN SUR A/52F13 VÍA A TANASA
Tensión base (KVLL)	13.8kV
Marca/Modelo/Tipo de curva	ABB/615/IEC VI
Relación TC	600:5

Tabla 35: Protección para Fase "Línea A" del lado secundario del transformador – Vía Tanasa

Umbral de disparo (A)	320
Cuadrante (TD)	0.2
Opción instantánea	Sí

Instantánea	(4550, 0, 0.01)
--------------------	-----------------

Tabla 36: Protección para Neutro “Línea A” del lado secundario del transformador – Vía Tanasa

Umbral de disparo (A)	200
Cuadrante (TD)	0.32
Opción instantánea	Sí
Instantánea	(4550, 0, 0.01)

- Ingresamos el equipo y valor de transformador de corriente para VÍA TANASA

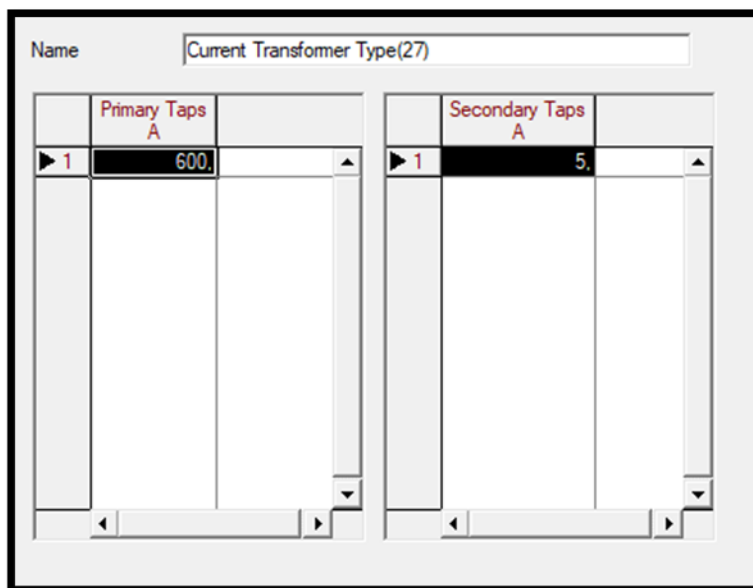


Figura 129: Relación de transformación de TC de Vía Tanasa

- Ingresamos el equipo y parámetros de protecciones para VIA TANASA. Los tipos de curvas en esta protección son “MUY INVERSA”

IEC Symbol:	I>t	ANSI Symbol:	51
Measure Type:	Phase Current (1ph)		
Name	<input type="text"/>		
Type	<input type="text" value="...ys\ABB\Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\I>"/>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	None		
Characteristic	Very Inverse		
Current Setting	<input type="text" value="0,7033"/>	p.u.	0,7033 sec.#320,0015 pri.A
Time Dial	<input type="text" value="0.2"/>		

Figura 130: Parámetros de temporizado de fase para Vía Tanasa

IEC Symbol:	I>>	ANSI Symbol:	50
Measure Type:	Phase Current (1ph)		
Name	<input type="text"/>		
Type	<input type="text" value="... ABB\Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\I>>"/>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	None		
Pickup Current	<input type="text" value="10."/>	p.u.	10, sec.A 4550, pri.A
Time Setting	<input type="text" value="0,04"/>	s	
Total Time	0,04 s		

Figura 131: Parámetros de instantáneo de fase para Vía Tanasa

IEC Symbol:	IE>t	ANSI Symbol:	51N
Measure Type:	Earth Current (3*I0)		
Name	<input type="text" value="lo>"/>		
Type	... ABB/Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\lo>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	None		
Characteristic	Very Inverse		
Current Setting	<input type="text" value="0,44"/> p.u.	0,44 sec.A	200,2 pri.A
Time Dial	<input type="text" value="0,32"/>		

Figura 132: Protección de neutro temporizado para Vía Tanasa

IEC Symbol:	IE>>	ANSI Symbol:	50N
Measure Type:	Earth Current (3*I0)		
Name	<input type="text" value="lo>>"/>		
Type	... ABB/Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\lo>>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	None		
Pickup Current	<input type="text" value="10,"/> p.u.	10, sec.A	4550, pri.A
Time Setting	<input type="text" value="0,05"/> s		
Total Time	0,05 s		

Figura 133: Protección de neutro instantáneo para Vía Tanasa

- Se da clic en “OK” para presentar las curvas de protección
- Luego se da click derecho sobre el extremo de línea, donde colocamos los dispositivos de protección y se selecciona CREATE TIME-OVERCURRENT PLOT

- Presentamos la gráfica de la salida “VIA A TANASA”

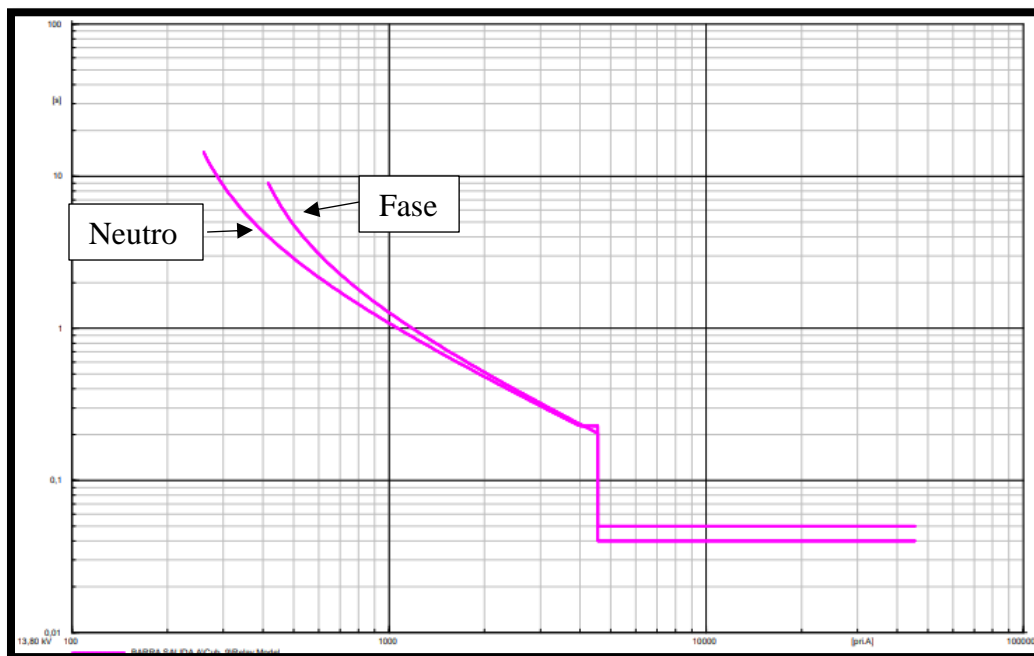


Figura 134: Gráfica de salida de “Vía a Tanasa”

4.4.2.4.2 Protección de Industrias

Tabla 37: Datos de Línea A del lado secundario del transformador - Industrias

SUBESTACION/POSICION	DURÁN SUR A/52F14 INDUSTRIAS
Tensión base (KVLL)	13.8kV
Marca/Modelo/Tipo de curva	ABB/615/IEC VI
Relación TC	600:5

Tabla 38: Protección para Fase "Línea A" del lado secundario del transformador - Industrias

Umbral de disparo (A)	420
Cuadrante (TD)	0.16
Opción instantánea	Sí
Instantánea	(4550, 0, 0.01)

Tabla 39: Protección para Neutro “Línea A” del lado secundario del transformador - Industrias

Umbral de disparo (A)	240
Cuadrante (TD)	0.27
Opción instantánea	Sí
Instantánea	(4550, 0, 0.01)

- Ingresamos el equipo y parámetros de protecciones para INDUSTRIAS. Los tipos de curvas en esta protección son “MUY INVERSA”

IEC Symbol: I> ANSI Symbol: 51
 Measure Type: Phase Current (1ph)
 Name: I>
 Type: ...ys\ABB\Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\I>
 Out of Service
 Tripping Direction: None
 Characteristic: Very Inverse
 Current Setting: 0,5 p.u. 0,5 sec.A 320, pri.A
 Time Dial: 0,18

Figura 135: Protección de temporizado de fase para Industrias

IEC Symbol:	I>>	ANSI Symbol:	50
Measure Type:	Phase Current (1ph)		
Name	I>>		
Type	... ABB/Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\I>>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	None		
Pickup Current	7,814	p.u.	7,814 sec.A 5000,96 pri.A
Time Setting	0,04	s	
Total Time	0,04 s		

Figura 136: Protección de instantáneo de fase para Industrias

IEC Symbol:	IE>t	ANSI Symbol:	51N
Measure Type:	Earth Current (3*I0)		
Name	Io>		
Type	... ABB/Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\Io>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	None		
Characteristic	Very Inverse		
Current Setting	0,313	p.u.	0,313 sec.A 200,32 pri.A
Time Dial	0,2		

Figura 137: Protección de temporizado de neutro para Industrias

IEC Symbol:	IE>>	ANSI Symbol:	50N
Measure Type:	Earth Current (3*I0)		
Name	lo>>		
Type	... ABB/Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\lo>>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	None		
Pickup Current	7,814	p.u.	7,814 sec.A 5000,96 pri.A
Time Setting	0,05	s	
Total Time	0,05 s		

Figura 138: Protección de instantáneo de neutro para Industrias

- Se da clic en “OK” y para presentar las curvas de protección
- Luego se da click derecho sobre el extremo de línea, donde colocamos los dispositivos de protección y se selecciona CREATE TIME-OVERCURRENT PLOT
- Presentamos la gráfica de la salida “INDUSTRIAS”

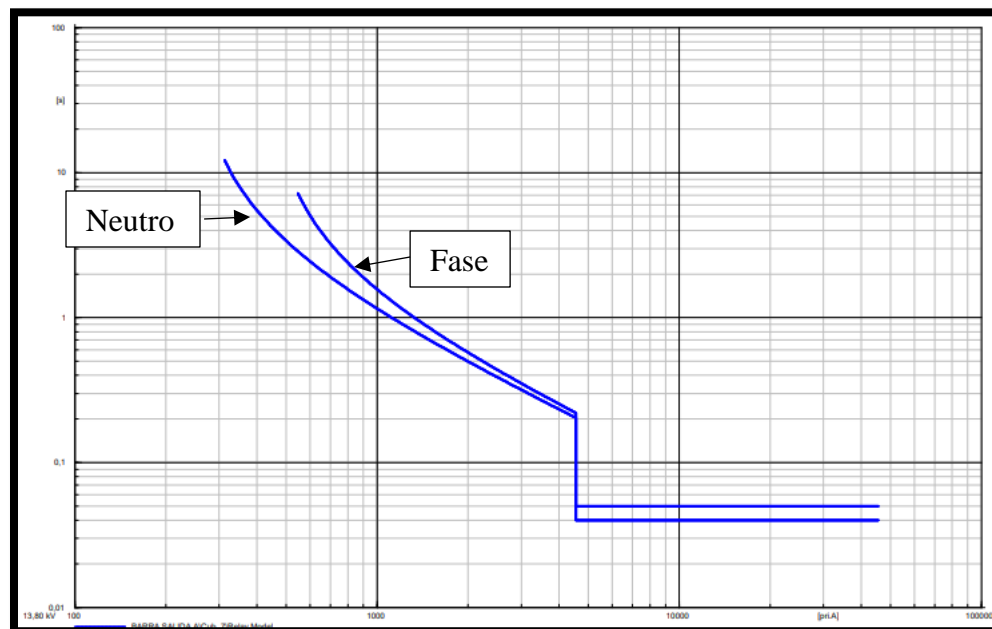


Figura 139: Gráfica de salida de "Industrias"

4.4.2.4.1 Protección de Comedores

Tabla 40: Datos de Línea A del lado secundario del transformador - Comedores

SUBESTACION/POSICION	DURÁN SUR A/52F15 COMEDORES
Tensión base (KVLL)	13.8kV
Marca/Modelo/Tipo de curva	ABB/615/IEC VI
Relación TC	600:5

Tabla 41: Protección para Fase "Línea A" del lado secundario del transformador - Comedores

Umbral de disparo (A)	400
Cuadrante (TD)	0.18
Opción instantánea	Sí
Instantánea	(4550, 0, 0.01)

Tabla 42: Protección para Neutro "Línea A" del lado secundario del transformador - Comedores

Umbral de disparo (A)	200
Cuadrante (TD)	0.32
Opción instantánea	Sí
Instantánea	(4550, 0, 0.01)

- Ingresamos el equipo y parámetros de protecciones para COMEDORES. Los tipos de curvas en esta protección son "MUY INVERSA"

IEC Symbol:	I>	ANSI Symbol:	51
Measure Type:	Phase Current (1ph)		
Name	<input type="text" value="I>"/>		
Type	<input type="button" value="→"/> ...ys\ABB\Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\I>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	None <input type="button" value="▼"/>		
Characteristic	Very Inverse <input type="button" value="▼"/>		
Current Setting	<input type="text" value="0,88"/> p.u.	0,88 sec.A	400,4 pri.A
Time Dial	<input type="text" value="0,18"/>		

Figura 140: Protección de temporizado de fase para Comedores

IEC Symbol:	I>>	ANSI Symbol:	50
Measure Type:	Phase Current (1ph)		
Name	<input type="text" value="I>>"/>		
Type	<input type="button" value="→"/> ... ABB\Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\I>>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	None <input type="button" value="▼"/>		
Pickup Current	<input type="text" value="10,"/> p.u.	10, sec.A	4550, pri.A
Time Setting	<input type="text" value="0,04"/> s		
Total Time	0,04 s		

Figura 141: Protección de instantáneo de fase para Comedores

IEC Symbol:	IE>t	ANSI Symbol:	51N
Measure Type:	Earth Current (3*10)		
Name	<input type="text" value="lo>"/>		
Type	<input type="button" value="→"/> ... ABB/Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\lo>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	<input type="text" value="None"/>		
Characteristic	<input type="text" value="Very Inverse"/>		
Current Setting	<input type="text" value="0,44"/> p.u.	<input type="text" value="0,44"/> sec.A	<input type="text" value="200,2"/> pri.A
Time Dial	<input type="text" value="0,32"/>		

Figura 142: Protección de temporizado de neutro para Comedores

IEC Symbol:	IE>>	ANSI Symbol:	50N
Measure Type:	Earth Current (3*10)		
Name	<input type="text" value="lo>>"/>		
Type	<input type="button" value="→"/> ... ABB/Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\lo>>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	<input type="text" value="None"/>		
Pickup Current	<input type="text" value="10,"/> p.u.	<input type="text" value="10,"/> sec.A	<input type="text" value="4550,"/> pri.A
Time Setting	<input type="text" value="0,05"/> s		
Total Time	<input type="text" value="0,05"/> s		

Figura 143: Protección de instantáneo de neutro para Comedores

- Se da clic en “OK” y para presentar las curvas de protección
- Luego se da click derecho sobre el extremo de línea, donde colocamos los dispositivos de protección y se selecciona CREATE TIME-OVERCURRENT PLOT

- Presentamos la gráfica de la salida “COMEDORES”

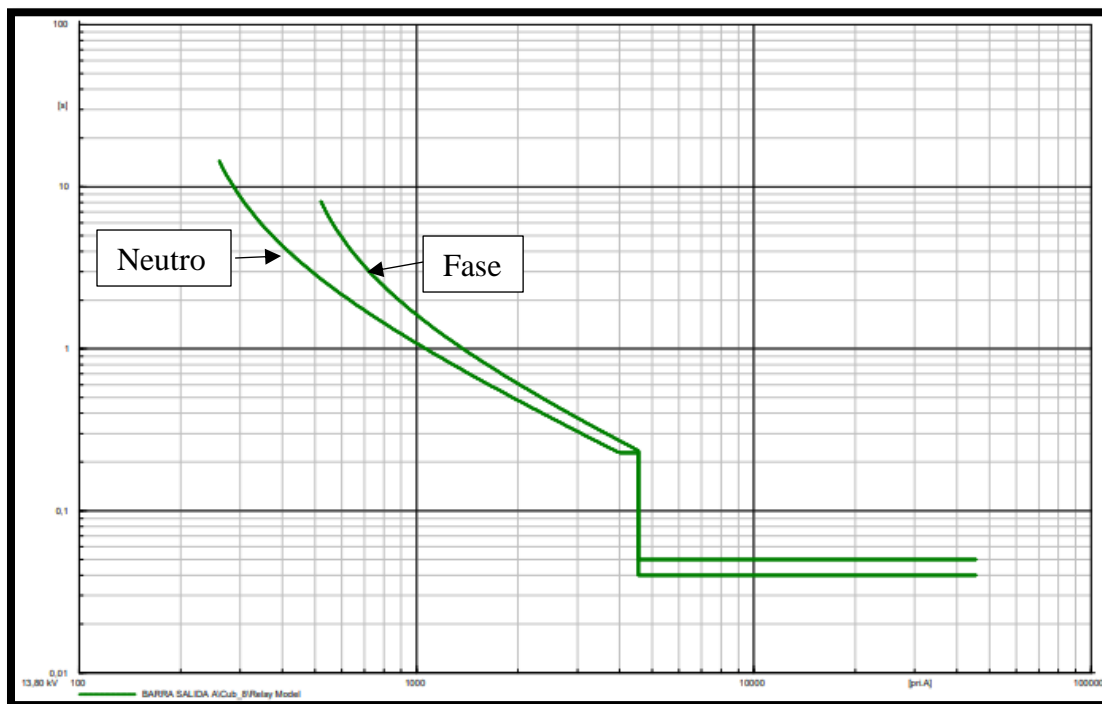


Figura 144: Gráfica de salida de “Comedores”

4.4.2.5 Protección de lado primario que alimenta el Patio B

Tabla 43: Datos de Línea B del lado primario del transformador

SUBESTACION/POSICION	DURÁN SUR B/52A2 ENTRADA 69kV
Tensión base (KVLL)	69kV
Marca/Modelo/Tipo de curva	ZIV/8IDV/IEC VI
Relación TC	300:5

Tabla 44: Protección para Fase "Línea B" del lado primario del transformador

Umbral de disparo (A)	220
Cuadrante (TD)	0.21
Opción instantánea	Sí
Instantánea	(2340, 0, 0.01)

Tabla 45: Protección para Neutro "Línea B" del lado primario del transformador

Umbral de disparo (A)	90
Cuadrante (TD)	0.05
Opción instantánea	Sí
Instantánea	(1420, 0, 0.01)

- Ingreso de transformador de corriente para Transformador patio B del lado primario

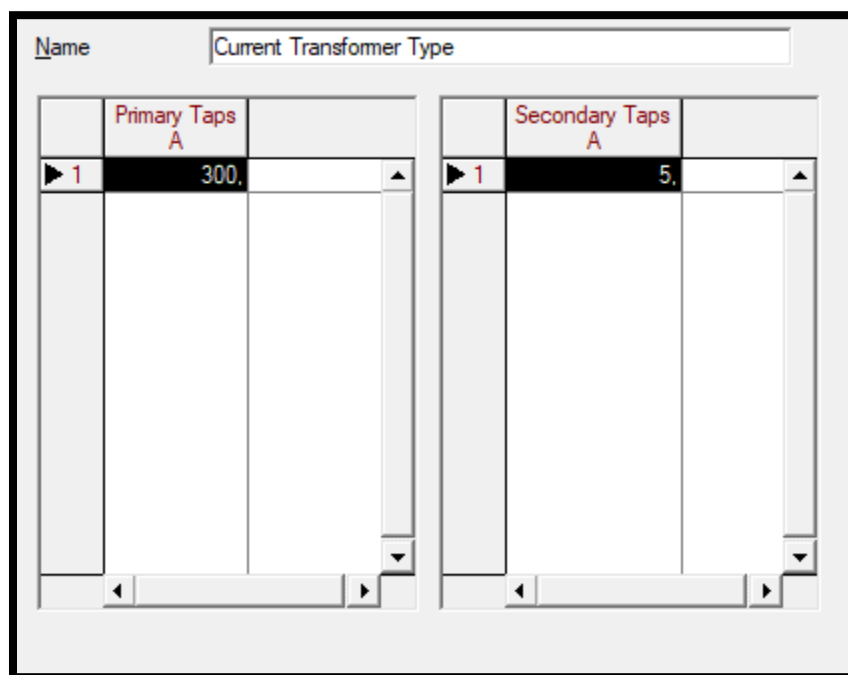


Figura 145: Transformador "PATIO B"

- Ingreso de parámetros para el relé de protección de transformador lado primario 69kV
 - ✓ $I > 51$
 - ✓ $I \gg 50$
 - ✓ $I_o > 51N$
 - ✓ $I_o \gg 50N$

- Para la protección de fase de 69kV los tipos de curvas en esta protección son “MUY INVERSA”

IEC Symbol:	I>t	ANSI Symbol:	51
Measure Type:	Phase Current (1ph)		
Name	<input type="text" value="I>"/>		
Type	→ ... ys\ABB\Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\I>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	None		
Characteristic	Very Inverse		
Current Setting	<input type="text" value="0,74"/> p.u.	3,7 sec.A	222, pri.A
Time Dial	<input type="text" value="0,21"/>		

Figura 146: Protección temporizada de fase para lado primario del transformador B

IEC Symbol:	I>>	ANSI Symbol:	50
Measure Type:	Phase Current (1ph)		
Name	<input type="text" value="I>>"/>		
Type	→ ... ABB\Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\I>>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	None		
Pickup Current	<input type="text" value="7,8"/> p.u.	39, sec.A	2340, pri.A
Time Setting	<input type="text" value="0,04"/> s		
Total Time	0,04 s		

Figura 147: Protección instantánea de fase para lado primario del transformador B

- En las protecciones de neutro usaremos curvas del tipo “MUY INVERSA”

IEC Symbol:	IE>t	ANSI Symbol:	51N
Measure Type:	Earth Current (3'I0)		
Name	<input type="text" value="lo>"/>		
Type	... ABB/Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\lo>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	None		
Characteristic	Very Inverse		
Current Setting	<input type="text" value="0,3"/> p.u.	1,5 sec.A	90, pri.A
Time Dial	<input type="text" value="0,05"/>		

Figura 148: Protección temporizada de neutro para lado primario del transformador B

IEC Symbol:	IE>>	ANSI Symbol:	50N
Measure Type:	Earth Current (3'I0)		
Name	<input type="text" value="lo>>"/>		
Type	... ABB/Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\lo>>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	None		
Pickup Current	<input type="text" value="4,733"/> p.u.	23,665 sec.A	1419,9 pri.A
Time Setting	<input type="text" value="0,05"/> s		
Total Time	0,05 s		

Figura 149: Protección instantánea de neutro para lado primario del transformador B

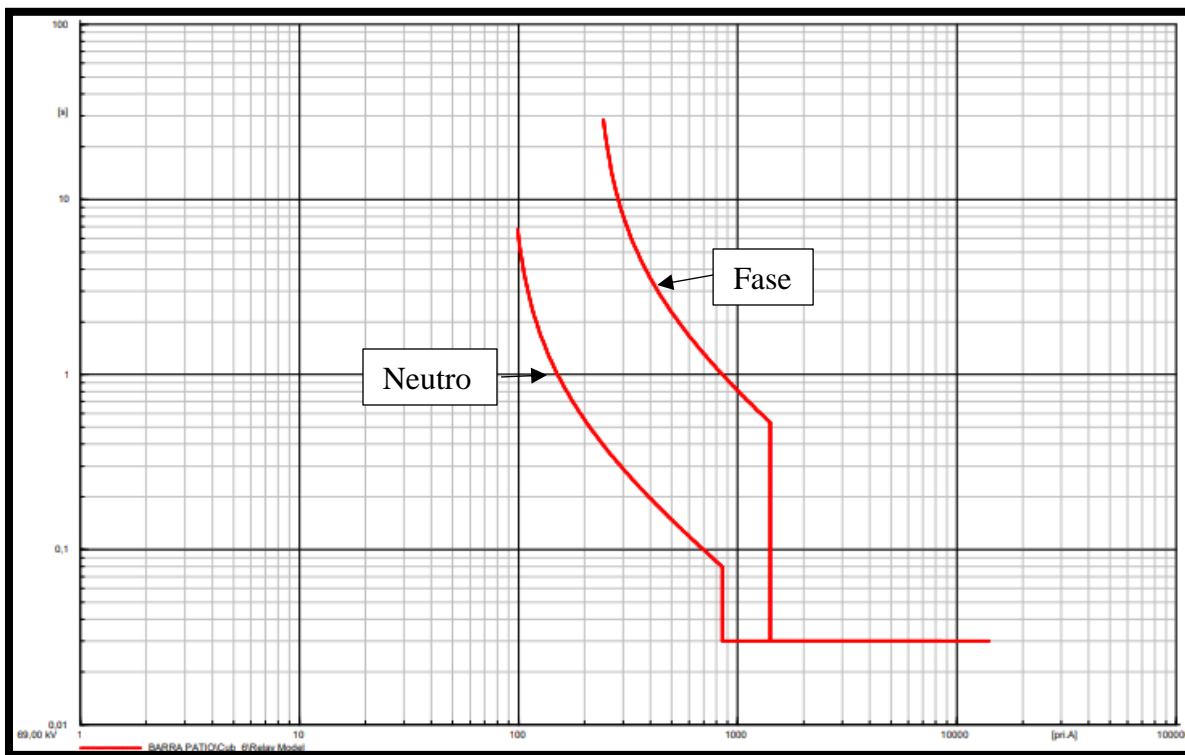


Figura 150: Curvas de protección de lado primario del transformador B

- Para poder realizar la coordinación de protecciones del transformador es necesario añadir la curva de daño de transformador, para ello hacemos click derecho sobre el elemento del transformador y seleccionamos “Show”, después “Time-Overcurrent Plot”.

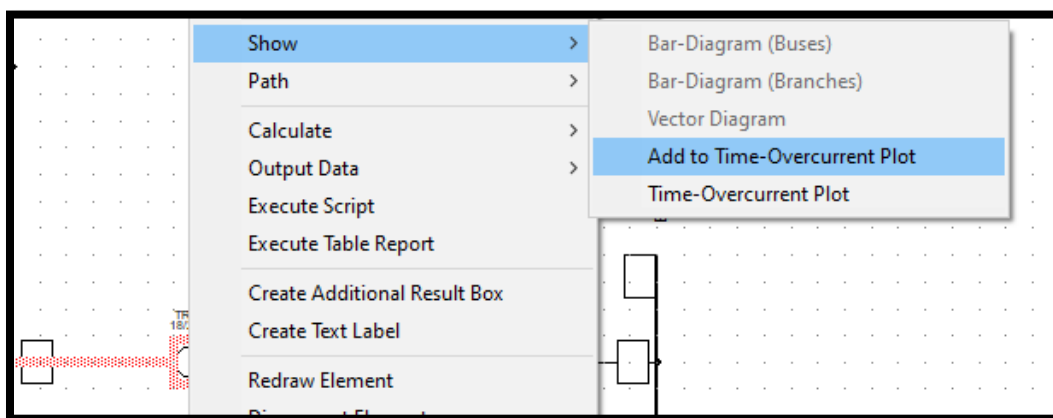


Figura 151: Pasos para añadir la curva de daño del transformador B

- Se muestra la siguiente gráfica, para la curva de daño se da click derecho sobre la gráfica buscamos la opción “Add” y se elige “Transformer Damage Curve”

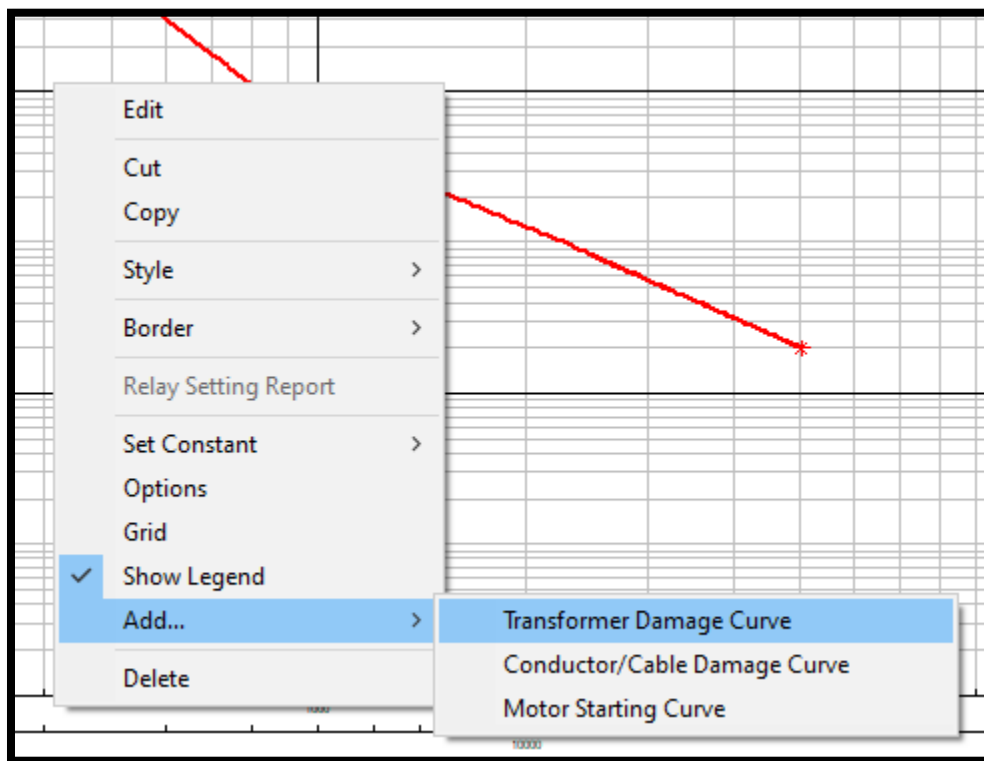


Figura 152: Añadir gráfica de curva de daño del transformador B

- Se ingresa los parámetros del transformador

Name	Transformer Damage Curve		
Rated Power (3 phase)	24,	MVA	Category III
Rated Voltage	13,8	kV	
Short-Circuit Voltage, uk	7,15	%	
Transformer Type	Liquid-Immersed		
Damage curve			
	<input checked="" type="checkbox"/> Frequent Fault (>10(5)/lifetime, Category II(III))		
	<input checked="" type="checkbox"/> ANSI Curve Shift		
Vector Groups	Dyn		
User Defined Curve	▼ → ...		

Figura 153: Parámetros del transformador B

- Se presenta la siguiente gráfica

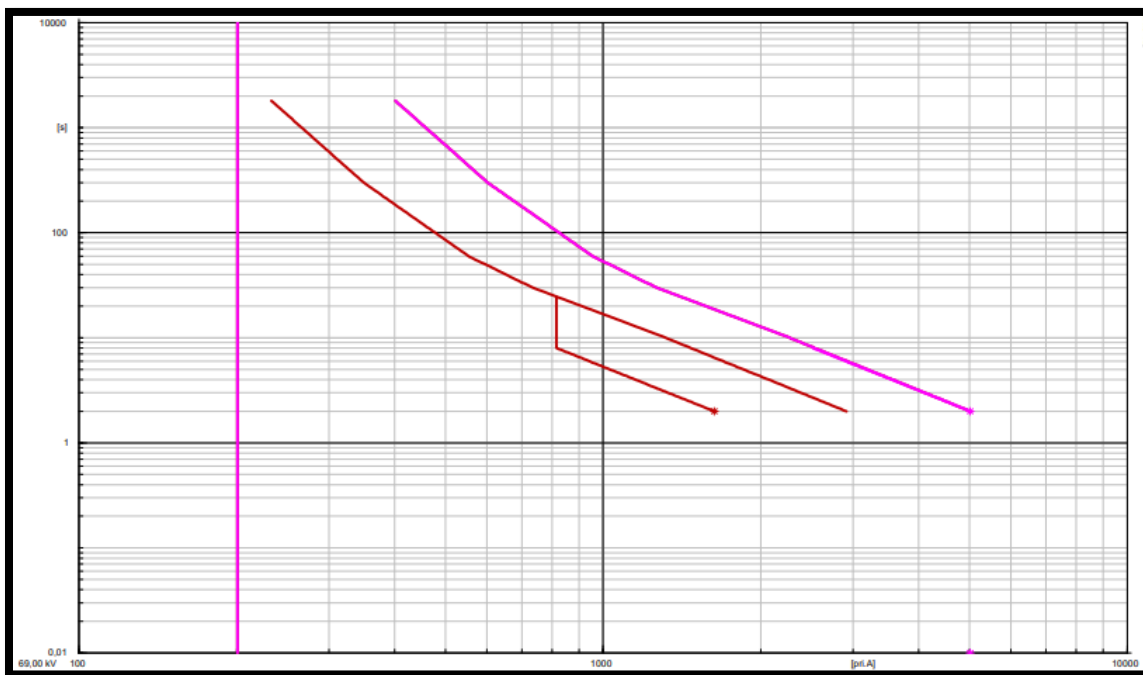


Figura 154: Curva del transformador "B" y curva de daño del transformador

4.4.2.6 Protección de lado secundario que alimenta el Patio B

- Procedemos a seguir con el lado secundario del transformador 13.8kV

Tabla 46: Datos de línea "B" del lado secundario del transformador B

SUBESTACION/POSICION	DURÁN SUR B/52B2 ENTRADA 13.8kV
Tensión base (KVLL)	13.8kV
Marca/Modelo/Tipo de curva	ZIV/8IDV/IEC VI
Relación TC	1200:5

Tabla 47: Protección para Fase de línea "B" del lado secundario del transformador B

Umbral de disparo (A)	1005.5
Cuadrante (TD)	0.13
Opción instantánea	No
Instantánea	(0)

Tabla 48: Protección para Neutro de línea "B" del lado secundario del transformador B

Umbral de disparo (A)	502.5
Cuadrante (TD)	0.28
Opción instantánea	No
Instantánea	(0)

- Ingreso de TC para Transformador del patio B

Primary Taps A		Secondary Taps A	
▶ 1	1200.	▶ 1	5.

Figura 155: Primario y Secundario del TC de 13.8kV del transformador B

- Este sistema actual no consta con protección instantánea

IEC Symbol:	I>	ANSI Symbol:	51
Measure Type:	Phase Current (1ph)		
Name	I>		
Type	...ys\ABB\Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\I>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	None		
Characteristic	Very Inverse		
Current Setting	1.6	p.u.	1.6 sec.A 1005,44 pri.A
Time Dial	0.13		

Figura 156: Datos de la protección temporizada de fase para el lado secundario del transformado B

IEC Symbol:	IE>t	ANSI Symbol:	51N
Measure Type:	Earth Current (3*I0)		
Name	<input type="text" value="lo>"/>		
Type	... ABB/Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\lo>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	None		
Characteristic	Very Inverse		
Current Setting	<input type="text" value="0,8"/> p.u.	0,8 sec.A	502,72 pri.A
Time Dial	<input type="text" value="0,28"/>		

Figura 157: Datos de la protección temporizada de neutro para el lado secundario del transformador B

- Para presentar las curvas de protección daremos click derecho sobre el extremo de la línea donde colocamos los dispositivos de protección y seleccionaremos “Create Time-Overcurrent Plot”.

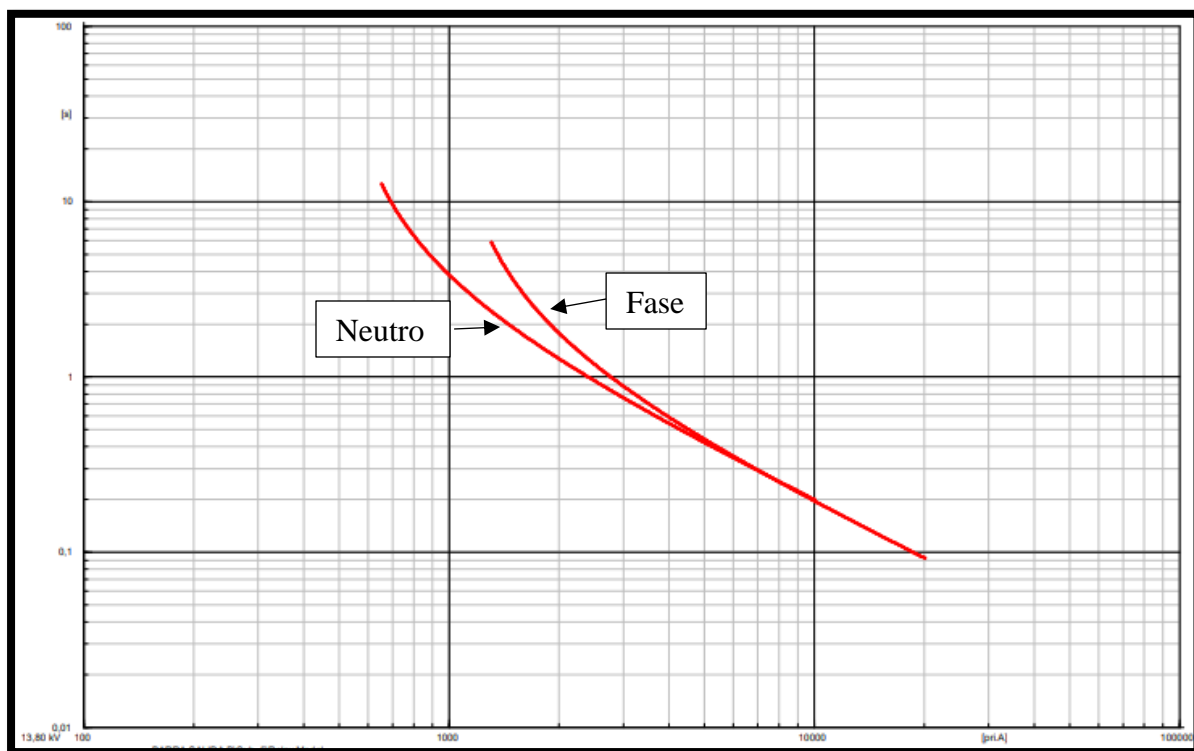


Figura 158: Curvas de protección de Barra de Salida B

4.4.2.7 Protección del Patio B

- Nos dirigimos a la página donde están las salidas del patio B para proceder a realizar la implementación de las protecciones respectivas.

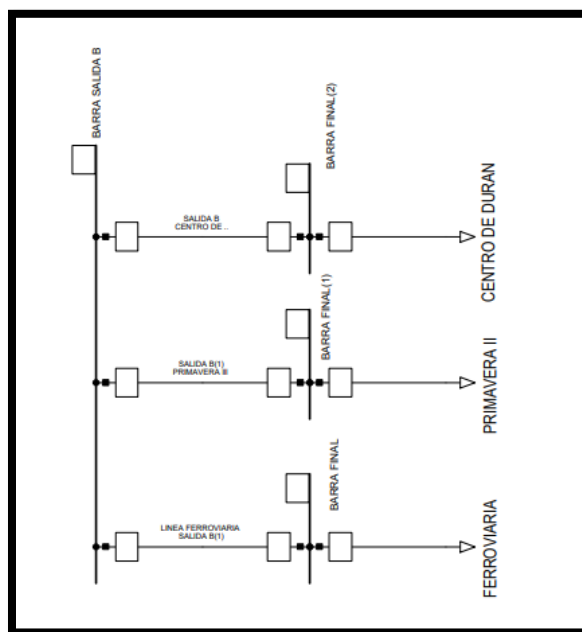


Figura 159: Cargas que alimenta el Patio B

4.4.2.7.1 Protección de Centro de Durán

Tabla 49: Datos de "Línea B" del lado secundario del transformador – Centro de Durán

SUBESTACION/POSICION	DURÁN SUR B/52F21 CENTRO DE DURÁN
Tensión base (KVLL)	13.8kV
Marca/Modelo/Tipo de curva	INGETEAM/PT5A/IEC VI
Relación TC	600:1

Tabla 50: Protección para Fase "Línea B" del lado secundario del transformador – Centro de Durán

Umbral de disparo (A)	400
Cuadrante (TD)	0.18
Opción instantánea	Sí
Instantánea	(5000, 0, 0.01)

Tabla 51: Protección para Neutro "Línea B" del lado secundario del transformador – Centro de Durán

Umbral de disparo (A)	240
Cuadrante (TD)	0.3
Opción instantánea	Sí
Instantánea	(5000, 0, 0.01)

- Ingresamos el equipo y valor de transformador de corriente para CENTRO DE DURÁN

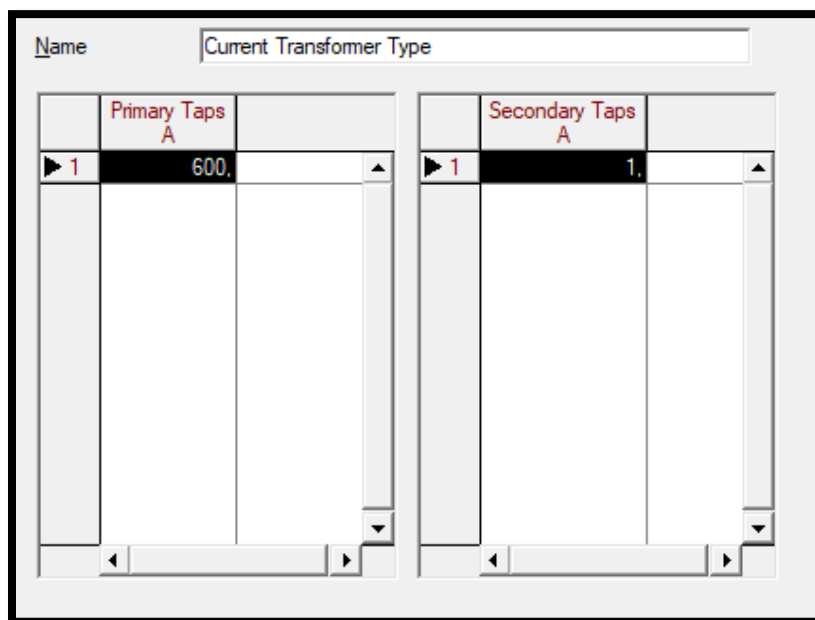


Figura 160: Relación de transformación de TC de Centro de Durán

- Ingresamos el equipo y parámetros de protecciones para CENTRO DE DURÁN. Los tipos de curvas en esta protección son “MUY INVERSA”

IEC Symbol:	I>	ANSI Symbol:	51
Measure Type:	Phase Current (1ph)		
Name	<input type="text" value="I>"/>		
Type	<input type="button" value="→"/> ... ys\ABB\Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\I>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	<input type="text" value="None"/>		
Characteristic	<input type="text" value="Very Inverse"/>		
Current Setting	<input type="text" value="0,671"/> p.u.	0,671 sec.A 402,6 pri.A	
Time Dial	<input type="text" value="0,18"/>		

Figura 161: Parámetros de temporizado de fase para Centro de Durán

IEC Symbol:	I>>	ANSI Symbol:	50
Measure Type:	Phase Current (1ph)		
Name	<input type="text" value="I>>"/>		
Type	<input type="button" value="→"/> ... ABB\Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\I>>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	<input type="text" value="None"/>		
Pickup Current	<input type="text" value="8,334"/> p.u.	8,334 sec.A 5000,4 pri.A	
Time Setting	<input type="text" value="0,04"/> s		
Total Time	0,04 s		

Figura 162: Parámetros de instantáneo de fase para Centro de Durán

IEC Symbol:	IE>	ANSI Symbol:	51N
Measure Type:	Earth Current (3*I0)		
Name	<input type="text" value="Io>"/>		
Type	<input type="button" value="..."/> ... ABB/Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\Io>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	<input type="text" value="None"/>		
Characteristic	<input type="text" value="Very Inverse"/>		
Current Setting	<input type="text" value="0,4"/> p.u.	0,4 sec.A	240, pri.A
Time Dial	<input type="text" value="0,3"/>		

Figura 163: Protección de neutro temporizado para Centro de Durán

IEC Symbol:	IE>>	ANSI Symbol:	50N
Measure Type:	Earth Current (3*I0)		
Name	<input type="text" value="Io>>"/>		
Type	<input type="button" value="..."/> ... ABB/Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\Io>>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	<input type="text" value="None"/>		
Pickup Current	<input type="text" value="8,334"/> p.u.	8,334 sec.A	5000,4 pri.A
Time Setting	<input type="text" value="0,05"/> s		
Total Time	0,05 s		

Figura 164: Protección de neutro instantáneo para Centro de Durán

- Se da clic en “OK” para presentar las curvas de protección
- Luego se da click derecho sobre el extremo de línea, donde colocamos los dispositivos de protección y se selecciona CREATE TIME-OVERCURRENT PLOT

- Presentamos la gráfica de la salida “CENTRO DE DURÁN”

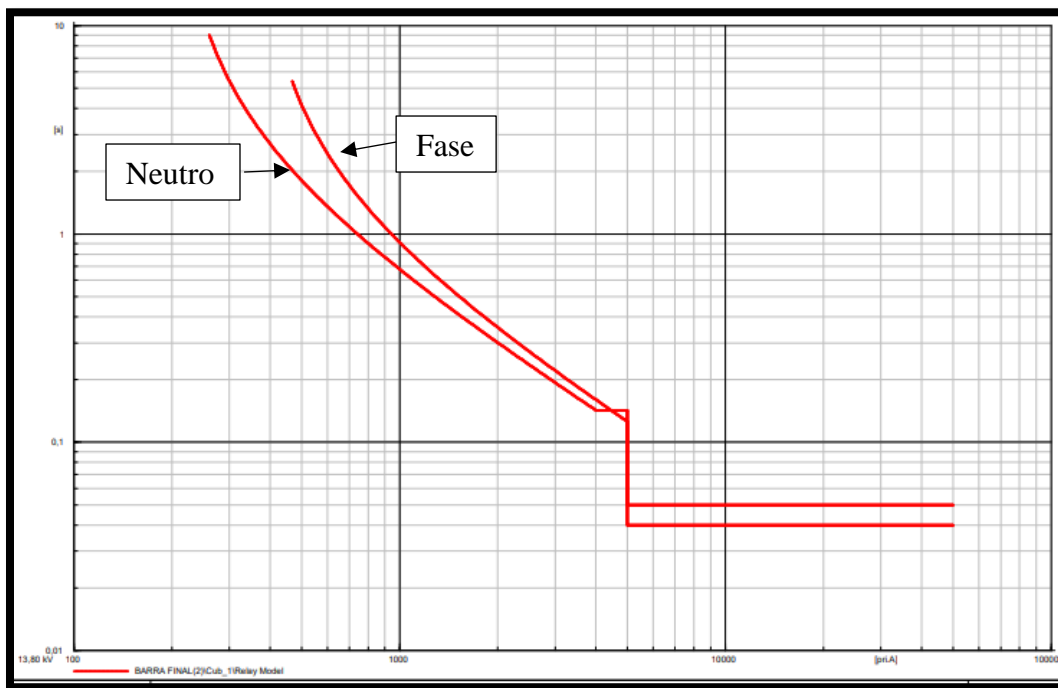


Figura 165: Gráfica de salida de “Centro de Durán”

4.4.2.7.2 Protección de Primavera II

Tabla 52: Datos de Línea B del lado secundario del transformador - Primavera II

SUBESTACION/POSICION	DURÁN SUR B/52F22 PRIMAVERA II
Tensión base (KVLL)	13.8kV
Marca/Modelo/Tipo de curva	FFU/R200I/IEC VI
Relación TC	1000:1

Tabla 53: Protección para Fase "Línea B" del lado secundario del transformador - Primavera II

Umbral de disparo (A)	320
Cuadrante (TD)	0.12
Opción instantánea	Sí
Instantánea	(5000, 0, 0.01)

Tabla 54: Protección para Neutro “Línea B” del lado secundario del transformador - Primavera II

Umbral de disparo (A)	200
Cuadrante (TD)	0.2
Opción instantánea	Sí
Instantánea	(5000, 0, 0.01)

- Ingresamos el equipo y parámetros de protecciones para PRIMAVERA II. Los tipos de curvas en esta protección son “MUY INVERSA”

The screenshot shows a configuration window for a protection device. The parameters are as follows:

- IEC Symbol:** I>
- ANSI Symbol:** 51
- Measure Type:** Phase Current (1ph)
- Name:** I>
- Type:** ...ys\ABB\Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\I>
- Out of Service**
- Tripping Direction:** None
- Characteristic:** Very Inverse
- Current Setting:** 0,5 p.u. 0,5 sec.A 320, pri.A
- Time Dial:** 0,18

Figura 166: Protección de temporizado de fase para Primavera II

IEC Symbol:	I>>	ANSI Symbol:	50
Measure Type:	Phase Current (1ph)		
Name	<input type="text" value="I>>"/>		
Type	<input type="button" value="→"/> ... ABB/Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\I>>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	<input type="text" value="None"/>		
Pickup Current	<input type="text" value="7,814"/>	p.u.	7,814 sec.A 5000,96 pri.A
Time Setting	<input type="text" value="0,04"/>	s	
Total Time	0,04 s		

Figura 167: Protección de instantáneo de fase para Primavera II

IEC Symbol:	IE>t	ANSI Symbol:	51N
Measure Type:	Earth Current (3*IO)		
Name	<input type="text" value="Io>"/>		
Type	<input type="button" value="→"/> ... ABB/Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\Io>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	<input type="text" value="None"/>		
Characteristic	<input type="text" value="Very Inverse"/>		
Current Setting	<input type="text" value="0,313"/>	p.u.	0,313 sec.A 200,32 pri.A
Time Dial	<input type="text" value="0,2"/>		

Figura 168: Protección de temporizado de neutro para Primavera II

IEC Symbol:	IE>>	ANSI Symbol:	50N
Measure Type:	Earth Current (3*I0)		
Name	<input type="text" value="lo>>"/>		
Type	<input type="button" value="→"/> ... ABB/Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\lo>>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	<input type="text" value="None"/>		
Pickup Current	<input type="text" value="7,814"/>	p.u.	7,814 sec.A 5000,96 pri.A
Time Setting	<input type="text" value="0,05"/>	s	
Total Time	0,05 s		

Figura 169: Protección de instantáneo de neutro para Primavera II

- Se da clic en “OK” y para presentar las curvas de protección
- Luego se da click derecho sobre el extremo de línea, donde colocamos los dispositivos de protección y se selecciona CREATE TIME-OVERCURRENT PLOT
- Presentamos la gráfica de la salida “PRIMAVERA II”

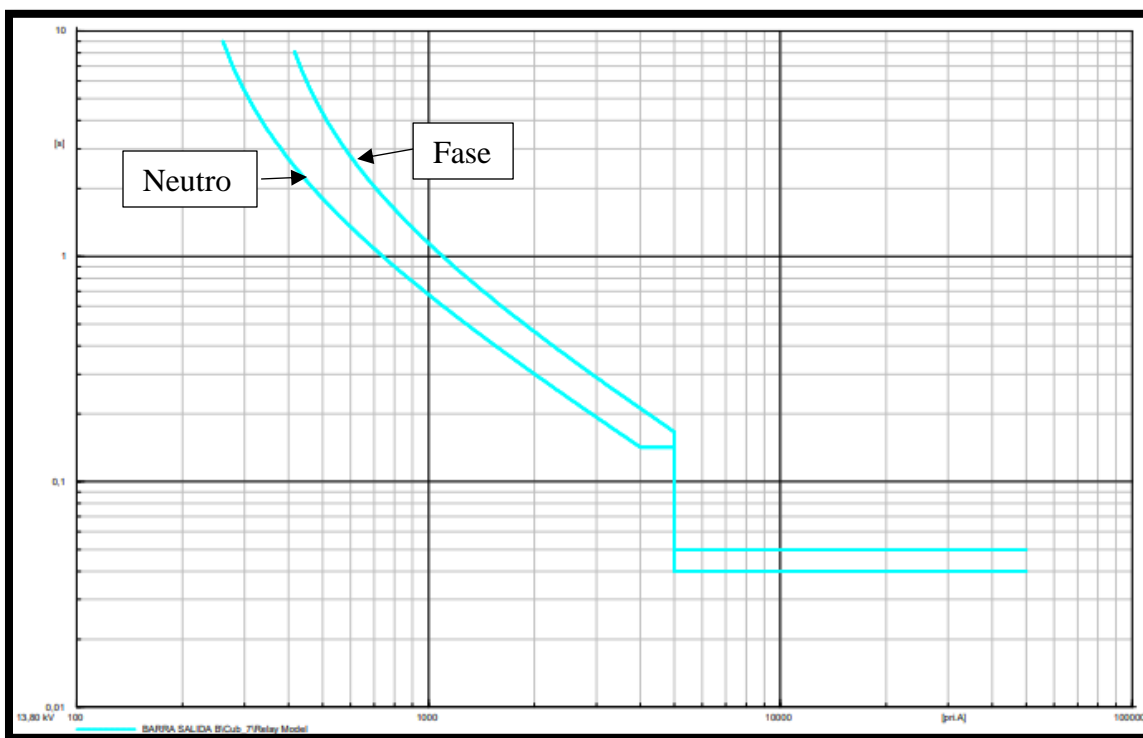


Figura 170: Gráfica de salida de "Primavera II"

4.4.2.7.3 Protección de Ferroviaria

Tabla 55: Datos de Línea B del lado secundario del transformador - Ferroviaria

SUBESTACION/POSICION	DURÁN SUR B/52F22 FERROVIARIA
Tensión base (KVLL)	13.8kV
Marca/Modelo/Tipo de curva	SCHWEITZER/C2/IEC VI
Relación TC	600:1

Tabla 56: Protección para Fase "Línea B" del lado secundario del transformador - Ferroviaria

Umbral de disparo (A)	360
Cuadrante (TD)	0.12
Opción instantánea	Sí
Instantánea	(5000, 0, 0.01)

Tabla 57: Protección para Neutro “Línea B” del lado secundario del transformador - Ferroviaria

Umbral de disparo (A)	200
Cuadrante (TD)	0.2
Opción instantánea	Sí
Instantánea	(5000, 0, 0.01)

- Ingresamos el equipo y parámetros de protecciones para FERROVIARIA. Los tipos de curvas en esta protección son “MUY INVERSA”

IEC Symbol: I> ANSI Symbol: 51
 Measure Type: Phase Current (1ph)
 Name: I>
 Type: ...ys\ABB\Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\>
 Out of Service
 Tripping Direction: None
 Characteristic: Very Inverse
 Current Setting: 0.6 p.u. 0.6 sec.A 360, pri.A
 Time Dial: 0.12

Figura 171: Protección de temporizado de fase para Ferroviaria

IEC Symbol:	I>>	ANSI Symbol:	50
Measure Type:	Phase Current (1ph)		
Name	<input type="text" value="I>>"/>		
Type	<input type="button" value="→"/> Parameter Name: loc_name PAJ 140C\I>>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	<input type="text" value="None"/>		
Pickup Current	<input type="text" value="8,334"/>	p.u.	8,334 sec.A 5000,4 pri.A
Time Setting	<input type="text" value="0,04"/>	s	
Total Time	0,04 s		

Figura 172: Protección de instantáneo de fase para Ferroviaria

IEC Symbol:	IE>t	ANSI Symbol:	51N
Measure Type:	Earth Current (3*10)		
Name	<input type="text" value="lo>"/>		
Type	<input type="button" value="→"/> ... ABB/Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\lo>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	<input type="text" value="None"/>		
Characteristic	<input type="text" value="Very Inverse"/>		
Current Setting	<input type="text" value="0,334"/>	p.u.	0,334 sec.A 200,4 pri.A
Time Dial	<input type="text" value="0,2"/>		

Figura 173: Protección de temporizado de neutro para Ferroviaria

IEC Symbol:	IE>>	ANSI Symbol:	50N
Measure Type:	Earth Current (3*I0)		
Name	Io>>		
Type	... ABB/Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\Io>>		
<input type="checkbox"/> Out of Service			
Tripping Direction	None		
Pickup Current	8,334	p.u.	8,334 sec.A 5000,4 pri.A
Time Setting	0,05	s	
Total Time	0,05 s		

Figura 174: Protección de instantáneo de neutro para Ferroviaria

- Se da clic en “OK” y para presentar las curvas de protección
- Luego se da click derecho sobre el extremo de línea, donde colocamos los dispositivos de protección y se selecciona CREATE TIME-OVERCURRENT PLOT
- Presentamos la gráfica de la salida “FERROVIARIA”

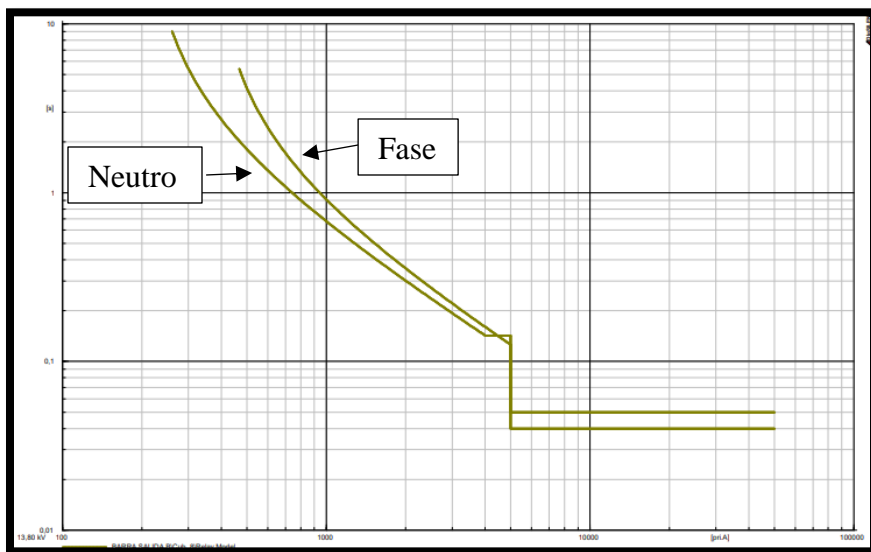


Figura 175: Gráfica de salida de “Ferroviaria”

CAPÍTULO 5

5.1 Simulación 1 en el laboratorio

5.1.1 Tema a tratar

Simulación de la S/E Durán Sur con los parámetros actuales de CNEL.

5.1.2 Objetivos a cumplir

- Demostrar la configuración actual de las protecciones de la subestación a través del software DIgSILENT y el uso del equipo OMICRON CMC 356, para poder verificar que nuestra simulación fue elaborada correctamente.

5.1.3 Recursos utilizados

- Dos computadoras
- Módulo didáctico de protecciones de redes de distribución en sistemas eléctricos de potencia.
- Software DIgSILENT
- Software AcSELerator QuickSet
- Software Test Universe
- RELÉ SEL-751
- Maleta OMICRON CMC 356
- Cables tipo banana

5.1.4 Procedimiento para la simulación

5.1.4.1 Sistema de distribución para Línea A – S/E Durán Sur

5.1.4.1.1 Lado primario del transformador – Línea A 69kV

1. Se procede a realizar la configuración del relé en el software AcSELerator QuickSet; es decir, el ingreso de los parámetros a los cuáles estará sujeto el relé, para posteriormente inyectarle corriente con la maleta de inyección de corriente y comprobar que el relé dispare a tiempo.

Principal

RID Identificador del relé (16 caracteres)

TID Identificador del terminal (16 caracteres)

Ajustes de configuración

CTR Relación TC de fase (IA, IB, IC)
 Rango = 1 a 5000

CTRN Relación TC de neutro (IN)
 Rango = 1 a 5000

Figura 176: Ingreso del relé en el AcSELeRator QuickSet

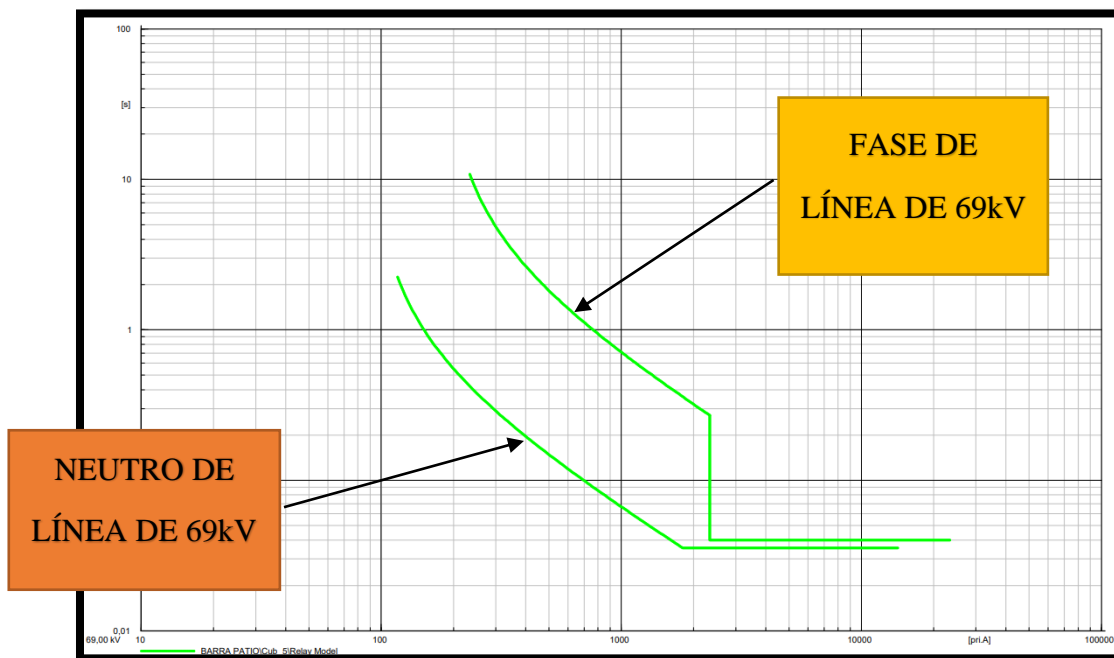


Figura 177: Curva en DIgSILENT del lado primario del transformador – Línea A

2. Tomamos de referencia la figura 60, la cual nos indica la coordinación de protecciones que maneja CNEL para la S/E Durán Sur. Se realiza el ingreso de parámetros mediante la fórmula de relación de transformación.

$$FASE 51 : 180 * \frac{RTC}{\left(\frac{500}{5}\right)} = \frac{180}{100} = 1.8$$

$$FASE 50 : 2340 * \frac{RTC}{\left(\frac{500}{5}\right)} = \frac{2340}{100} = 23.40$$

$$NEUTRO 51N : 90 * \frac{RTC}{\left(\frac{500}{5}\right)} = \frac{90}{100} = 0.9$$

$$NEUTRO 50N : 1420 * \frac{RTC}{\left(\frac{500}{5}\right)} = \frac{1420}{100} = 14.20$$

3. Se ingresa los resultados en la configuración del relé mediante el software AcSELerator QuickSet.

Sobrecorriente temporizado de fase máximo

Elemento 1

51P1P Pickup de disparo de sobrecorriente temporizado (amps sec.)
 Rango = 0,25 a 24,00, OFF

51P1C Selección de curva de sobrecorriente temporizado
 Seleccione: U1, U2, U3, U4, U5, C1, C2, C3, C4, C5

51P1TD Dial de tiempo de sobrecorriente temporizado
 Rango = 0,01 a 1,50

51P1RS Retardo de reposición electromecánica
 Seleccione: Y, N

51P1CT Sumador de tiempo constante (segundos)
 Rango = 0,00 a 1,00

51P1MR Tiempo de respuesta mínimo (segundos)
 Rango = 0,00 a 1,00

51P1TC Control de torque de sobrecorriente temporizado de fase máximo (SELogic)
 ...

Figura 178: Configuración de fase temporizada - lado primario del transformador A

51 de neutro

Elemento 1

51N1P Pickup de disparo de sobrecorriente temporizado (amps sec.)
 Rango = 0,05 a 4,80, OFF

51N1C Selección de curva de sobrecorriente temporizado
 Seleccione: U1, U2, U3, U4, U5, C1, C2, C3, C4, C5

51N1TD Dial de tiempo de sobrecorriente temporizado
 Rango = 0,01 a 1,50

51N1RS Retardo de reposición electromecánica
 Seleccione: Y, N

51N1CT Sumador de tiempo constante (segundos)
 Rango = 0,00 a 1,00

51N1MR Tiempo de respuesta mínimo (segundos)
 Rango = 0,00 a 1,00

51N1TC Control de torque de sobrecorriente de tiempo inverso de neutro (SELogic)
 ...

Figura 179: Configuración de neutro temporizado - lado primario del transformador A

Sobrecorriente de fase máxima

Elemento 1

50P1P Pickup de sobrecorriente de fase máxima (amps sec.)
 Rango = 0,25 a 100,00, OFF

50P1D Retardo de disparo del elemento de sobrecorriente de fase máxima (segundos)
 Rango = 0,00 a 400,00, OFF

50P1TC Control de torque del elemento de sobrecorriente de fase máxima (SELogic)
 ...

Figura 180: Configuración de fase instantáneo - lado primario del transformador A

Sobrecorriente de neutro

Elemento 1

50N1P Pickup de disparo de sobrecorriente de neutro (amps sec.)
14,20 Rango = 0,05 a 20,00, OFF

50N1D Retardo de disparo de sobrecorriente de neutro (segundos)
0,50 Rango = 0,00 a 400,00, OFF

50N1TC Control de torque del elemento de sobrecorriente de neutro (SELogic)
1

Figura 181: Configuración de neutro instantáneo - lado primario del transformador A

4. Para configurar los parámetros del relé en el TEST UNIVERSE debemos realizar cálculos mediante fórmula e ingresamos el resultado en los parámetros de la I de arranque.

$$FASE 51 : \frac{180}{500} = 0.36 A$$

$$FASE 50 : \frac{2340}{500} = 4.68 A$$

$$NEUTRO 51N : \frac{90}{500} = 0,18 A$$

$$NEUTRO 50N : \frac{1420}{500} = 2,84 A$$

5. Al ingresar los resultados podremos verificar que son correctos observando la I Absoluta, porque nos debería arrojar de manera automática el valor que configuramos en el relé.

Activo	Nombre del elemento	Características de disparo	I arranque	Absoluta	Tiempo	Relación de	Dirección
<input type="checkbox"/>	51	IEC muy Inversa	0,360 Iref	1,800 A	0,240	0,950	No direccional
<input type="checkbox"/>	50	IEC Tiempo definido	4,680 Iref	23,40 A	0,000 s	0,950	No direccional
<input checked="" type="checkbox"/>	51N	IEC muy Inversa	0,180 Iref	900,0 mA	0,050	0,950	No direccional
<input checked="" type="checkbox"/>	50N	IEC Tiempo definido	2,840 Iref	14,20 A	0,000 s	0,950	No direccional

Figura 182: Ventana de ingreso de valores del Test Universe – lado primario del transformador A

6. Para la simulación de falla en la fase 51 seleccionamos el nombre del elemento al cuál se le aplicará la prueba y por último el tipo de fallas; en este caso seleccionamos: L1-L2, L2-L3, L3-L1, L1-L2-L3.
7. Realizamos las pruebas de falla con un rango de 2 – 5 amperios, con pasos de 1 en 1.

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	51	IEC muy Inversa	0,36 Iref	0,24	0,95	No direccional
No	50	IEC Tiempo definido	4,68 Iref	0,00 s	0,95	No direccional
No	51N	IEC muy Inversa	0,18 Iref	0,05	0,95	No direccional
No	50N	IEC Tiempo definido	2,84 Iref	0,00 s	0,95	No direccional

Figura 183: Pruebas temporizadas de fase - lado primario del transformador A

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax
L1-L2	51	1,389	2,500 A	n/a	8,331 s	5,832 s	13,61 s
L1-L2	51	1,944	3,500 A	n/a	3,431 s	2,841 s	4,223 s
L1-L2	51	2,500	4,500 A	n/a	2,160 s	1,878 s	2,499 s
L1-L2	51	3,056	5,500 A	n/a	1,576 s	1,389 s	1,781 s
L2-L3	51	1,389	2,500 A	n/a	8,331 s	5,832 s	13,61 s
L2-L3	51	1,944	3,500 A	n/a	3,431 s	2,841 s	4,223 s
L2-L3	51	2,500	4,500 A	n/a	2,160 s	1,878 s	2,499 s
L2-L3	51	3,056	5,500 A	n/a	1,576 s	1,389 s	1,781 s
L3-L1	51	1,389	2,500 A	n/a	8,331 s	5,832 s	13,61 s
L3-L1	51	1,944	3,500 A	n/a	3,431 s	2,841 s	4,223 s
L3-L1	51	2,500	4,500 A	n/a	2,160 s	1,878 s	2,499 s
L3-L1	51	3,056	5,500 A	n/a	1,576 s	1,389 s	1,781 s
L1-L2-L3	51	1,389	2,500 A	n/a	8,331 s	5,832 s	13,61 s
L1-L2-L3	51	1,944	3,500 A	n/a	3,431 s	2,841 s	4,223 s
L1-L2-L3	51	2,500	4,500 A	n/a	2,160 s	1,878 s	2,499 s
L1-L2-L3	51	3,056	5,500 A	n/a	1,576 s	1,389 s	1,781 s

Figura 184: Corrida de los tipos de fallas para fase temporizada - lado primario del transformador A

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L1-L2	51	1,389	2,500 A	n/a	8,331 s	8,359 s	0,3309 %	No	Correct
L1-L2	51	1,944	3,500 A	n/a	3,431 s	3,444 s	0,3997 %	No	Correct
L1-L2	51	2,500	4,500 A	n/a	2,160 s	2,167 s	0,3333 %	No	Correct
L1-L2	51	3,056	5,500 A	n/a	1,576 s	1,582 s	0,3669 %	No	Correct
L2-L3	51	1,389	2,500 A	n/a	8,331 s	8,353 s	0,2589 %	No	Correct
L2-L3	51	1,944	3,500 A	n/a	3,431 s	3,443 s	0,3560 %	No	Correct
L2-L3	51	2,500	4,500 A	n/a	2,160 s	2,167 s	0,3148 %	No	Correct
L2-L3	51	3,056	5,500 A	n/a	1,576 s	1,586 s	0,6080 %	No	Correct
L3-L1	51	1,389	2,500 A	n/a	8,331 s	8,377 s	0,5410 %	No	Correct
L3-L1	51	1,944	3,500 A	n/a	3,431 s	3,446 s	0,4376 %	No	Correct
L3-L1	51	2,500	4,500 A	n/a	2,160 s	2,166 s	0,2963 %	No	Correct
L3-L1	51	3,056	5,500 A	n/a	1,576 s	1,586 s	0,5890 %	No	Correct
L1-L2-L3	51	1,389	2,500 A	n/a	8,331 s	8,339 s	0,08970 %	No	Correct
L1-L2-L3	51	1,944	3,500 A	n/a	3,431 s	3,437 s	0,1986 %	No	Correct
L1-L2-L3	51	2,500	4,500 A	n/a	2,160 s	2,163 s	0,1250 %	No	Correct
L1-L2-L3	51	3,056	5,500 A	n/a	1,576 s	1,583 s	0,3987 %	No	Correct

Figura 185: Resultado de tipos de fallas para fase temporizada - lado primario del transformador A

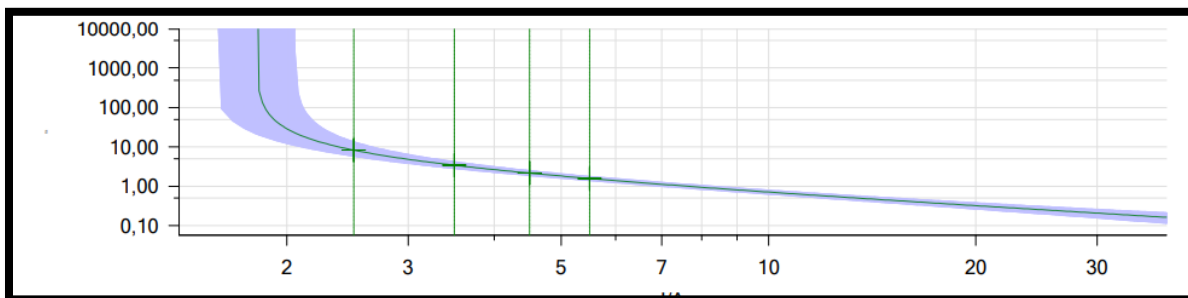


Figura 186: Curvas "51" de L1-L2 - lado primario del transformador A

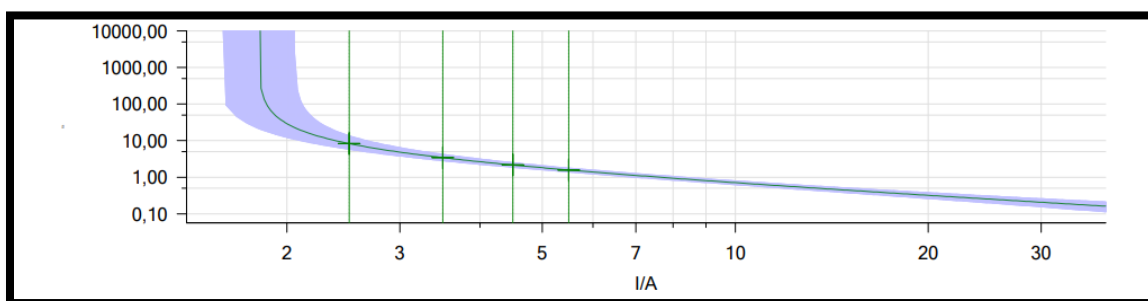


Figura 187: Curvas "51" de L2-L3 - lado primario del transformador A

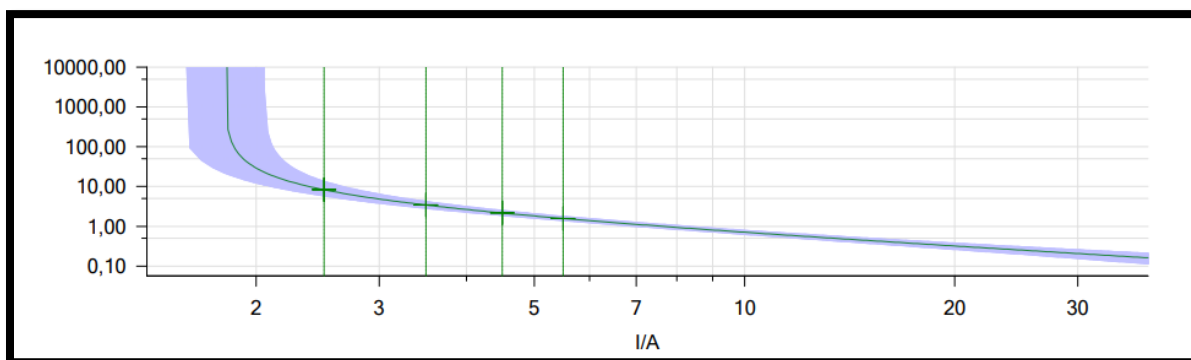


Figura 188: Curvas "51" de L3-L1 - lado primario del transformador A

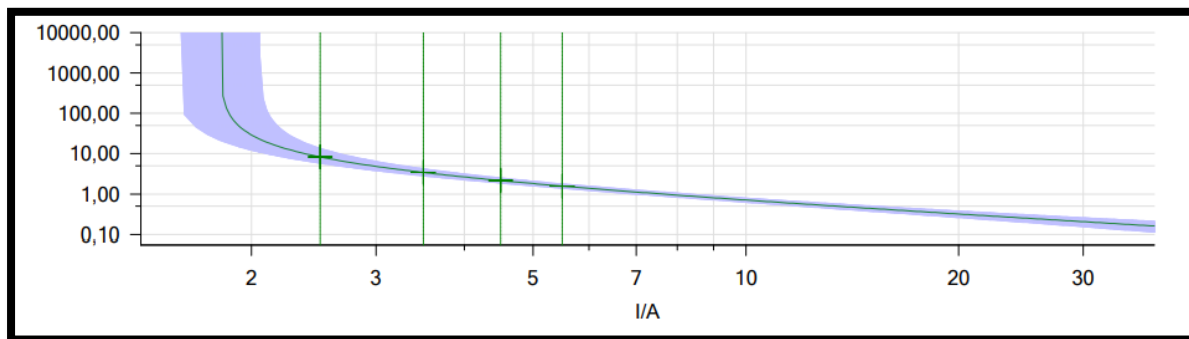


Figura 189: Curvas "51" de L1-L2-L3 - lado primario del transformador A

8. Para la simulación de falla en la fase 50 seleccionamos el nombre del elemento al cuál se le aplicará la prueba y por último el tipo de fallas; en este caso seleccionamos: L1-L2, L2-L3, L3-L1, L1-L2-L3.
9. Realizamos las pruebas de falla con un rango de 2 – 5 amperios, con pasos de 1 en 1.

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax
L1-L2	50	106,8 m	2,500 A	-60,00 °	8,331 s	5,832 s	13,61 s
L1-L2	50	149,6 m	3,500 A	-60,00 °	3,431 s	2,841 s	4,223 s
L1-L2	50	192,3 m	4,500 A	-60,00 °	2,160 s	1,878 s	2,499 s
L1-L2	50	235,0 m	5,500 A	-60,00 °	1,576 s	1,389 s	1,781 s
L2-L3	50	106,8 m	2,500 A	-60,00 °	8,331 s	5,832 s	13,61 s
L2-L3	50	149,6 m	3,500 A	-60,00 °	3,431 s	2,841 s	4,223 s
L2-L3	50	192,3 m	4,500 A	-60,00 °	2,160 s	1,878 s	2,499 s
L2-L3	50	235,0 m	5,500 A	-60,00 °	1,576 s	1,389 s	1,781 s
L3-L1	50	106,8 m	2,500 A	-60,00 °	8,331 s	5,832 s	13,61 s
L3-L1	50	149,6 m	3,500 A	-60,00 °	3,431 s	2,841 s	4,223 s
L3-L1	50	192,3 m	4,500 A	-60,00 °	2,160 s	1,878 s	2,499 s
L3-L1	50	235,0 m	5,500 A	-60,00 °	1,576 s	1,389 s	1,781 s
L1-L2-L3	50	106,8 m	2,500 A	-60,00 °	8,331 s	5,832 s	13,61 s
L1-L2-L3	50	149,6 m	3,500 A	-60,00 °	3,431 s	2,841 s	4,223 s
L1-L2-L3	50	192,3 m	4,500 A	-60,00 °	2,160 s	1,878 s	2,499 s
L1-L2-L3	50	235,0 m	5,500 A	-60,00 °	1,576 s	1,389 s	1,781 s

Figura 190: Corrida de los tipos de fallas para fase instantánea - lado primario del transformador A

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	t _{nom.}	t _{real}	Desviación	Sobrecarga	Result
L1-L2	50	106,8 m	2,500 A	-60,00 °	8,331 s	8,311 s	-0,2401 %	No	Correct
L1-L2	50	149,6 m	3,500 A	-60,00 °	3,431 s	3,451 s	0,5830 %	No	Correct
L1-L2	50	192,3 m	4,500 A	-60,00 °	2,160 s	2,140 s	-0,9259 %	No	Correct
L1-L2	50	235,0 m	5,500 A	-60,00 °	1,576 s	1,596 s	1,269 %	No	Correct
L2-L3	50	106,8 m	2,500 A	-60,00 °	8,331 s	8,311 s	-0,2401 %	No	Correct
L2-L3	50	149,6 m	3,500 A	-60,00 °	3,431 s	3,451 s	0,5830 %	No	Correct
L2-L3	50	192,3 m	4,500 A	-60,00 °	2,160 s	2,140 s	-0,9259 %	No	Correct
L2-L3	50	235,0 m	5,500 A	-60,00 °	1,576 s	1,596 s	1,269 %	No	Correct
L3-L1	50	106,8 m	2,500 A	-60,00 °	8,331 s	8,311 s	-0,2401 %	No	Correct
L3-L1	50	149,6 m	3,500 A	-60,00 °	3,431 s	3,451 s	0,5830 %	No	Correct
L3-L1	50	192,3 m	4,500 A	-60,00 °	2,160 s	2,140 s	-0,9259 %	No	Correct
L3-L1	50	235,0 m	5,500 A	-60,00 °	1,576 s	1,596 s	1,269 %	No	Correct
L1-L2-L3	50	106,8 m	2,500 A	-60,00 °	8,331 s	8,311 s	-0,2401 %	No	Correct
L1-L2-L3	50	149,6 m	3,500 A	-60,00 °	3,431 s	3,451 s	0,5830 %	No	Correct
L1-L2-L3	50	192,3 m	4,500 A	-60,00 °	2,160 s	2,140 s	-0,9259 %	No	Correct
L1-L2-L3	50	235,0 m	5,500 A	-60,00 °	1,576 s	1,596 s	1,269 %	No	Correct

Figura 191: Resultado de tipos de fallas para fase instantánea - lado primario del transformador A

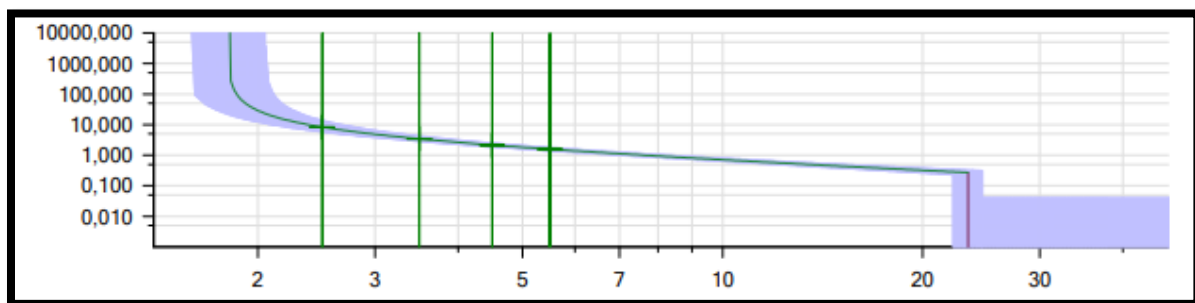


Figura 192: Curvas "50" de L1-L2 - lado primario del transformador A

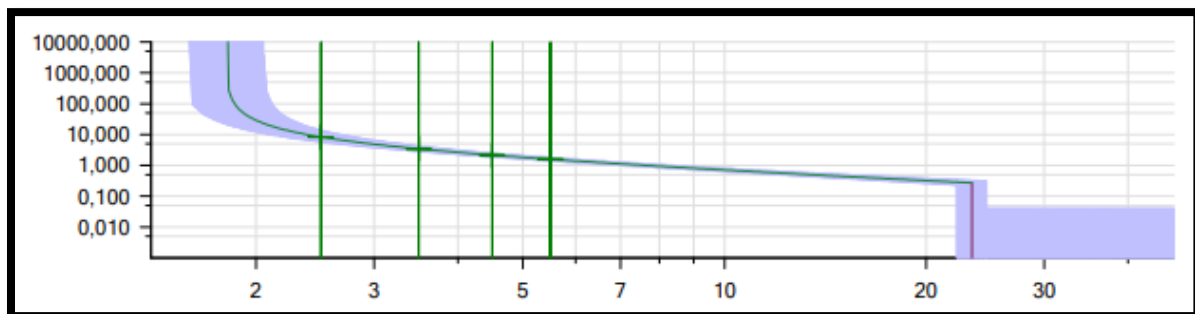


Figura 193: Curvas "50" de L2-L3 - lado primario del transformador A

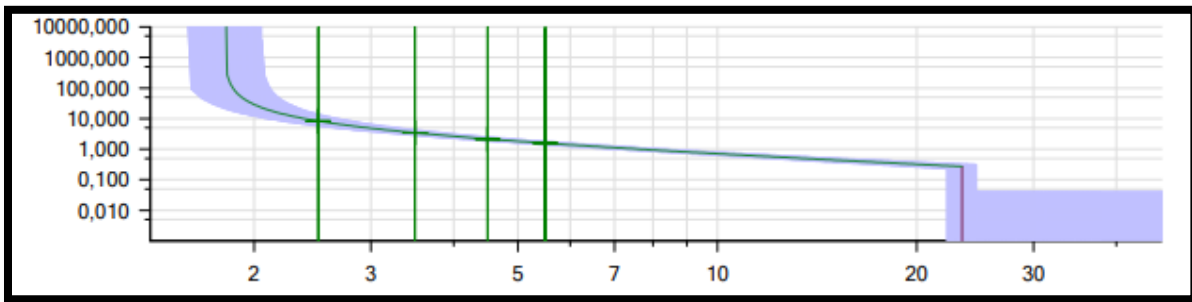


Figura 194: Curvas "50" de L3-L1 - lado primario del transformador A

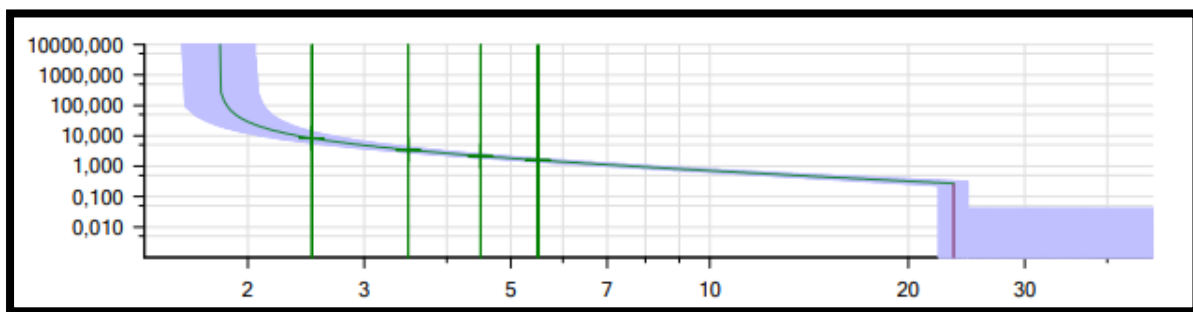


Figura 195: Curvas "50" de L1-L2-L3 - lado primario del transformador A

10. Para la simulación de falla en neutro 51N-50N seleccionamos el nombre del elemento al cuál se le aplicará la prueba y por último el tipo de fallas; en este caso seleccionamos: L1-E, L2-E, L3-E.
11. Realizamos las pruebas de falla con un rango de 2 – 5 amperios, con pasos de 1 en 1.

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
No	51	IEC muy Inversa	0,36 Iref	0,24	0,95	No direccional
No	50	IEC Tiempo definido	4,68 Iref	0,00 s	0,95	No direccional
Sí	51N	IEC muy Inversa	0,18 Iref	0,05	0,95	No direccional
Sí	50N	IEC Tiempo definido	2,84 Iref	0,00 s	0,95	No direccional

Figura 196: Pruebas temporizadas e instantáneas de neutro - lado primario del transformador A

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax
L1-E	51N	2,222	2,000 A	n/a	552,3 ms	410,0 ms	754,7 ms
L1-E	51N	3,333	3,000 A	n/a	289,3 ms	218,5 ms	368,4 ms
L1-E	51N	4,444	4,000 A	n/a	196,0 ms	141,3 ms	253,2 ms
L1-E	51N	5,556	5,000 A	n/a	148,2 ms	99,23 ms	197,8 ms
L2-E	51N	2,222	2,000 A	n/a	552,3 ms	410,0 ms	754,7 ms
L2-E	51N	3,333	3,000 A	n/a	289,3 ms	218,5 ms	368,4 ms
L2-E	51N	4,444	4,000 A	n/a	196,0 ms	141,3 ms	253,2 ms
L2-E	51N	5,556	5,000 A	n/a	148,2 ms	99,23 ms	197,8 ms
L3-E	51N	2,222	2,000 A	n/a	552,3 ms	410,0 ms	754,7 ms
L3-E	51N	3,333	3,000 A	n/a	289,3 ms	218,5 ms	368,4 ms
L3-E	51N	4,444	4,000 A	n/a	196,0 ms	141,3 ms	253,2 ms
L3-E	51N	5,556	5,000 A	n/a	148,2 ms	99,23 ms	197,8 ms
L1-E	50N	641,0 m	9,103 A	n/a	74,06 ms	29,98 ms	118,2 ms
L1-E	50N	683,8 m	9,709 A	n/a	68,96 ms	25,18 ms	112,8 ms
L1-E	50N	726,5 m	10,32 A	n/a	64,52 ms	21,00 ms	108,1 ms
L2-E	50N	641,0 m	9,103 A	n/a	74,06 ms	29,98 ms	118,2 ms
L2-E	50N	683,8 m	9,709 A	n/a	68,96 ms	25,18 ms	112,8 ms
L2-E	50N	726,5 m	10,32 A	n/a	64,52 ms	21,00 ms	108,1 ms
L3-E	50N	641,0 m	9,103 A	n/a	74,06 ms	29,98 ms	118,2 ms
L3-E	50N	683,8 m	9,709 A	n/a	68,96 ms	25,18 ms	112,8 ms
L3-E	50N	726,5 m	10,32 A	n/a	64,52 ms	21,00 ms	108,1 ms

Figura 197: Corrida de los tipos de fallas para neutro temporizado e instantáneo - lado primario del transformador A

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	trear	Desviación	Sobrecarga	Result
L1-E	51N	2,222	2,000 A	n/a	552,3 ms	564,3 ms	2,178 %	No	Correct
L1-E	51N	3,333	3,000 A	n/a	289,3 ms	294,9 ms	1,941 %	No	Correct
L1-E	51N	4,444	4,000 A	n/a	196,0 ms	209,1 ms	6,701 %	No	Correct
L1-E	51N	5,556	5,000 A	n/a	148,2 ms	160,5 ms	8,321 %	No	Correct
L2-E	51N	2,222	2,000 A	n/a	552,3 ms	561,6 ms	1,689 %	No	Correct
L2-E	51N	3,333	3,000 A	n/a	289,3 ms	297,6 ms	2,874 %	No	Correct
L2-E	51N	4,444	4,000 A	n/a	196,0 ms	206,2 ms	5,221 %	No	Correct
L2-E	51N	5,556	5,000 A	n/a	148,2 ms	161,7 ms	9,131 %	No	Correct
L3-E	51N	2,222	2,000 A	n/a	552,3 ms	564,9 ms	2,286 %	No	Correct
L3-E	51N	3,333	3,000 A	n/a	289,3 ms	298,3 ms	3,116 %	No	Correct
L3-E	51N	4,444	4,000 A	n/a	196,0 ms	208,4 ms	6,344 %	No	Correct
L3-E	51N	5,556	5,000 A	n/a	148,2 ms	161,8 ms	9,198 %	No	Correct
L1-E	50N	641,0 m	9,103 A	n/a	74,06 ms	85,70 ms	15,71 %	No	Correct
L1-E	50N	683,8 m	9,709 A	n/a	68,96 ms	80,00 ms	16,01 %	No	Correct
L1-E	50N	726,5 m	10,32 A	n/a	64,52 ms	71,30 ms	10,51 %	No	Correct
L2-E	50N	641,0 m	9,103 A	n/a	74,06 ms	85,70 ms	15,71 %	No	Correct
L2-E	50N	683,8 m	9,709 A	n/a	68,96 ms	81,40 ms	18,04 %	No	Correct
L2-E	50N	726,5 m	10,32 A	n/a	64,52 ms	71,50 ms	10,82 %	No	Correct
L3-E	50N	641,0 m	9,103 A	n/a	74,06 ms	82,90 ms	11,93 %	No	Correct
L3-E	50N	683,8 m	9,709 A	n/a	68,96 ms	78,10 ms	13,25 %	No	Correct
L3-E	50N	726,5 m	10,32 A	n/a	64,52 ms	76,40 ms	18,42 %	No	Correct

Figura 198: Resultado de tipos de fallas para neutro temporizado e instantáneo - lado primario del transformador A

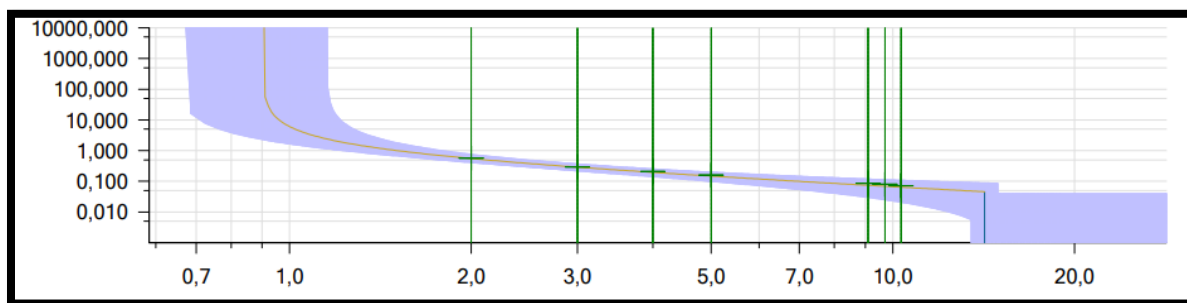


Figura 199: Curvas "51N y 50N" de L1-E - lado primario del transformador A

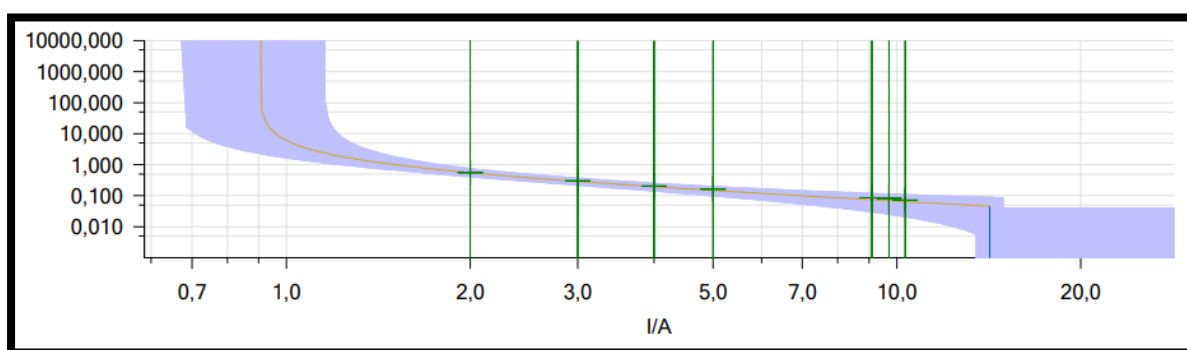


Figura 200: Curvas "51N y 50N" de L2-E - lado primario del transformador A

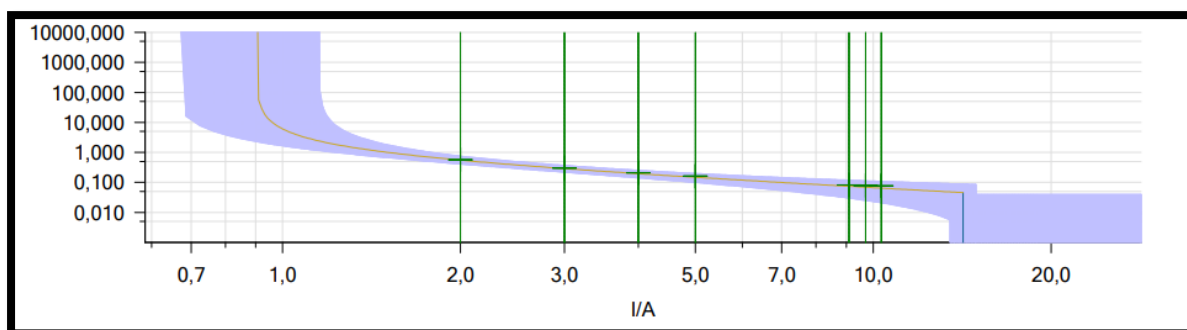


Figura 201: Curvas "51N y 50N" de L3-E - lado primario del transformador A

OBSERVACIONES:

Los tipos de curvas se manejan mediante normativa ANSI. Nosotros seleccionamos la de tipo "C2", que significa "Muy Inversa".

RECOMENDACIONES:

En el Test Universe se recomienda realizar la simulación de Fase (51-50) y Neutro (51N-50N) por separado, y especificar el tipo de curva para realizar los ajustes de protección.

5.1.4.1.2 Lado secundario del transformador – Línea A 13.8kV

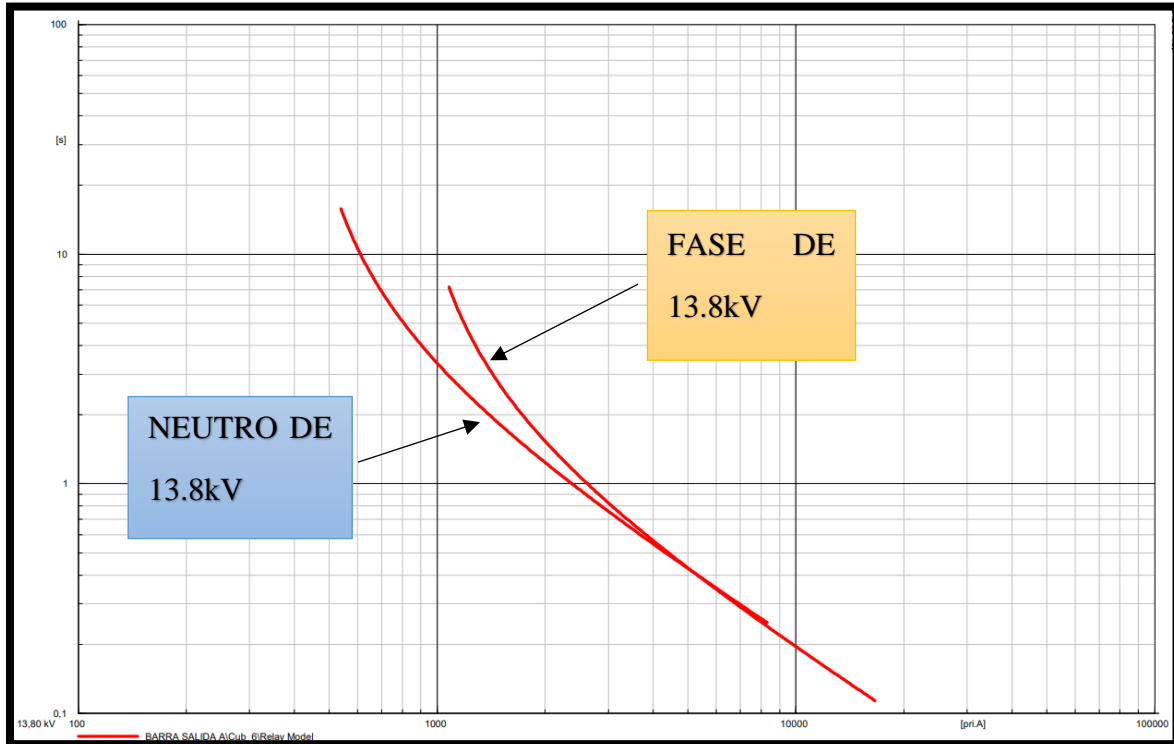


Figura 202: Curva en DigSILENT del lado secundario del transformador – Línea A

1. Tomamos de referencia la figura 60, la cual nos indica la coordinación de protecciones que maneja CNEL para la S/E Durán Sur. Se realiza el ingreso de parámetros mediante la fórmula de relación de transformación.

$$FASE 51 : 830 * \frac{RTC}{\left(\frac{2000}{5}\right)} = \frac{830}{400} = 2.075$$

$$NEUTRO 51N : 415 * \frac{RTC}{\left(\frac{2000}{5}\right)} = \frac{415}{400} = 1.0375$$

2. Se ingresa los resultados en la configuración del relé mediante el software AcSELeRator QuickSet.

Sobrecorriente temporizado de fase máximo

Elemento 1

51P1P Pickup de disparo de sobrecorriente temporizado (amps sec.)
2,08 Rango = 0,25 a 24,00, OFF

51P1C Selección de curva de sobrecorriente temporizado
C2 Seleccione: U1, U2, U3, U4, U5, C1, C2, C3, C4, C5

51P1TD Dial de tiempo de sobrecorriente temporizado
0,16 Rango = 0,01 a 1,50

51P1RS Retardo de reposición electromecánica
N Seleccione: Y, N

51P1CT Sumador de tiempo constante (segundos)
0,00 Rango = 0,00 a 1,00

51P1MR Tiempo de respuesta mínimo (segundos)
0,00 Rango = 0,00 a 1,00

51P1TC Control de torque de sobrecorriente temporizado de fase máximo (SELogic)
1

Figura 203: Configuración de fase temporizada - lado secundario del transformador A

51 de neutro

Elemento 1

51N1P Pickup de disparo de sobrecorriente temporizado (amps sec.)
1,04 Rango = 0,05 a 4,80, OFF

51N1C Selección de curva de sobrecorriente temporizado
C2 Seleccione: U1, U2, U3, U4, U5, C1, C2, C3, C4, C5

51N1TD Dial de tiempo de sobrecorriente temporizado
0,35 Rango = 0,01 a 1,50

51N1RS Retardo de reposición electromecánica
N Seleccione: Y, N

51N1CT Sumador de tiempo constante (segundos)
0,00 Rango = 0,00 a 1,00

51N1MR Tiempo de respuesta mínimo (segundos)
0,00 Rango = 0,00 a 1,00

51N1TC Control de torque de sobrecorriente de tiempo inverso de neutro (SELogic)
1

Figura 204: Configuración de neutro temporizado - lado secundario del transformador A

3. Para configurar los parámetros del relé en el TEST UNIVERSE debemos realizar cálculos mediante fórmula e ingresamos el resultado en los parámetros de la I de arranque.

$$FASE 51 : \frac{830}{2000} = 0.415$$

$$NEUTRO 51N : \frac{415}{2000} = 0,208$$

Activo	Nombre del elemento	Características de disparo	I arranque	Absoluta	Tiempo	Relación de	Dirección
<input type="checkbox"/>	51	IEC muy Inversa	0,415 Iref	2,075 A	0,240	0,950	No direccional
<input type="checkbox"/>	51N	IEC muy Inversa	0,208 Iref	1,038 A	1,000	0,950	No direccional

Figura 205: Ventana de ingreso de valores del Test Universe – lado secundario del transformador A

4. Para la simulación de falla en la fase 51 seleccionamos el nombre del elemento al cuál se le aplicará la prueba y por último el tipo de fallas; en este caso seleccionamos: L1-L2-L3.
5. Realizamos las pruebas de falla con un rango de 3 – 9 amperios, con pasos de 3 en 3.

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	51	IEC muy Inversa	0,42 Iref	0,16	0,95	No direccional
No	51N	IEC muy Inversa	0,21 Iref	0,35	0,95	No direccional

Figura 206: Pruebas temporizadas de fase - lado secundario del transformador A

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax
L1-L2-L3	51	1,446	3,000 A	n/a	4,845 s	3,624 s	6,972 s
L1-L2-L3	51	2,892	6,000 A	n/a	1,142 s	1,004 s	1,293 s
L1-L2-L3	51	4,337	9,000 A	n/a	647,2 ms	565,8 ms	729,9 ms

Figura 207: Corrida de los tipos de fallas para fase temporizada - lado secundario del transformador A

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L1-L2-L3	51	1,446	3,000 A	n/a	4,845 s	4,888 s	0,8832 %	No	Correct
L1-L2-L3	51	2,892	6,000 A	n/a	1,142 s	1,151 s	0,7609 %	No	Correct
L1-L2-L3	51	4,337	9,000 A	n/a	647,2 ms	657,5 ms	1,588 %	No	Correct

Figura 208: Resultado de tipos de fallas para fase temporizada - lado secundario del transformador A

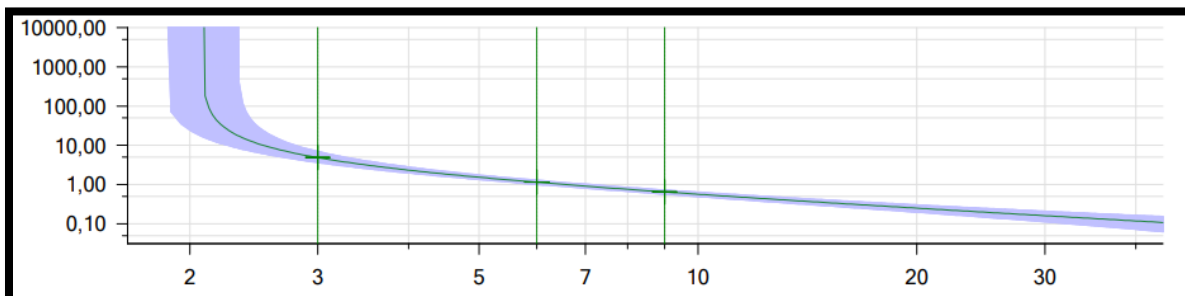


Figura 209: Curvas "51" de L1-L2-L3 - lado secundario del transformador A

OBSERVACIONES:

El sistema actual no posee protección instantánea

RECOMENDACIONES:

En el Test Universe se recomienda realizar la simulación de Fase (51-50) y Neutro (51N-50N) por separado, y especificar el tipo de curva para realizar los ajustes de protección.

- Para la simulación de falla en neutro 51N seleccionamos el nombre del elemento al cuál se le aplicará la prueba y por último el tipo de fallas; en este caso seleccionamos: L1-E, L2-E, L3-E.
- Realizamos las pruebas de falla con un rango de 3 – 9 amperios, con pasos de 3 en 3.

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
No	51	IEC muy Inversa	0,42 Iref	0,16	0,95	No direccional
Sí	51N	IEC muy Inversa	0,21 Iref	0,35	0,95	No direccional

Figura 210: Pruebas instantáneas de neutro - lado secundario del transformador A

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax
L1-E	51N	2,892	3,000 A	n/a	2,498 s	2,105 s	3,006 s
L1-E	51N	5,783	6,000 A	n/a	987,8 ms	882,3 ms	1,101 s
L1-E	51N	8,675	9,000 A	n/a	615,7 ms	541,1 ms	690,7 ms
L2-E	51N	2,892	3,000 A	n/a	2,498 s	2,105 s	3,006 s
L2-E	51N	5,783	6,000 A	n/a	987,8 ms	882,3 ms	1,101 s
L2-E	51N	8,675	9,000 A	n/a	615,7 ms	541,1 ms	690,7 ms
L3-E	51N	2,892	3,000 A	n/a	2,498 s	2,105 s	3,006 s
L3-E	51N	5,783	6,000 A	n/a	987,8 ms	882,3 ms	1,101 s
L3-E	51N	8,675	9,000 A	n/a	615,7 ms	541,1 ms	690,7 ms

Figura 211: Corrida de los tipos de fallas para neutro temporizado - lado secundario del transformador A

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L1-E	51N	2,892	3,000 A	n/a	2,498 s	2,527 s	1,144 %	No	Correct
L1-E	51N	5,783	6,000 A	n/a	987,8 ms	1,002 s	1,413 %	No	Correct
L1-E	51N	8,675	9,000 A	n/a	615,7 ms	629,3 ms	2,216 %	No	Correct
L2-E	51N	2,892	3,000 A	n/a	2,498 s	2,526 s	1,132 %	No	Correct
L2-E	51N	5,783	6,000 A	n/a	987,8 ms	1,005 s	1,696 %	No	Correct
L2-E	51N	8,675	9,000 A	n/a	615,7 ms	626,1 ms	1,696 %	No	Correct
L3-E	51N	2,892	3,000 A	n/a	2,498 s	2,520 s	0,8795 %	No	Correct
L3-E	51N	5,783	6,000 A	n/a	987,8 ms	1,003 s	1,524 %	No	Correct
L3-E	51N	8,675	9,000 A	n/a	615,7 ms	631,2 ms	2,524 %	No	Correct

Figura 212: Resultado de tipos de fallas para neutro temporizado - lado secundario del transformador A

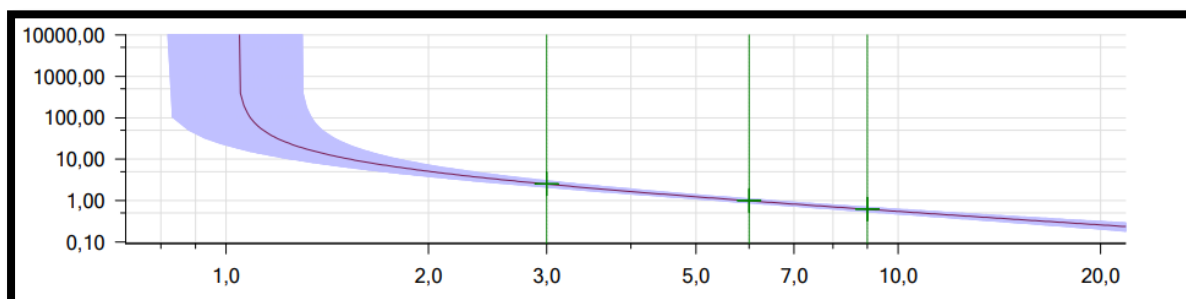


Figura 213: Curvas "51N" de L1-E - lado secundario del transformador A

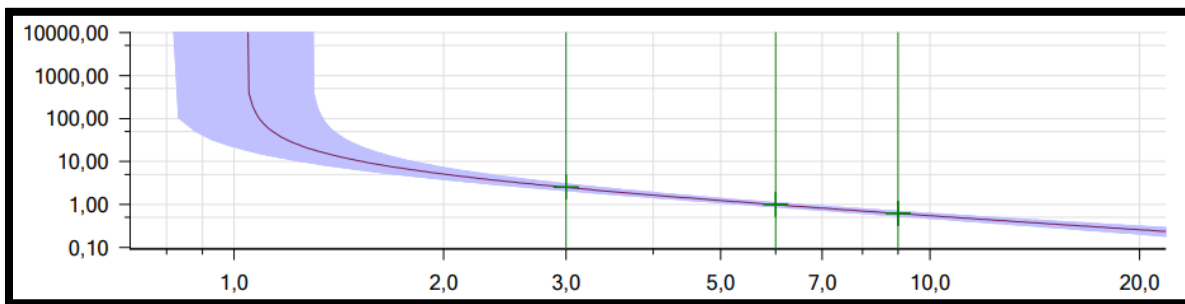


Figura 214: Curvas "51N" de L2-E - lado secundario del transformador A

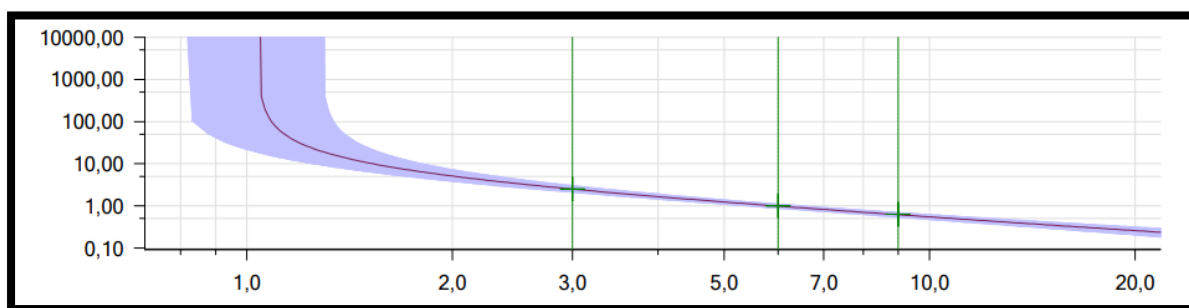


Figura 215: Curvas "51N" de L3-E - lado secundario del transformador A

OBSERVACIONES:

El sistema actual no posee protección instantánea 50.

RECOMENDACIONES:

En el Test Universe se recomienda realizar la simulación de Fase (51-50) y Neutro (51N-50N) por separado, y especificar el tipo de curva para realizar los ajustes de protección.

5.1.4.2 Sistema de distribución para Línea B – S/E Durán Sur

5.1.4.2.1 Lado primario del transformador – Línea B 69kV

1. Se procede a realizar la configuración del relé en el software AcSELeRator QuickSet; es decir, el ingreso de los parámetros a los cuáles estará sujeto el relé, para posteriormente inyectarle corriente con la maleta de inyección de corriente y comprobar que el relé dispare a tiempo.

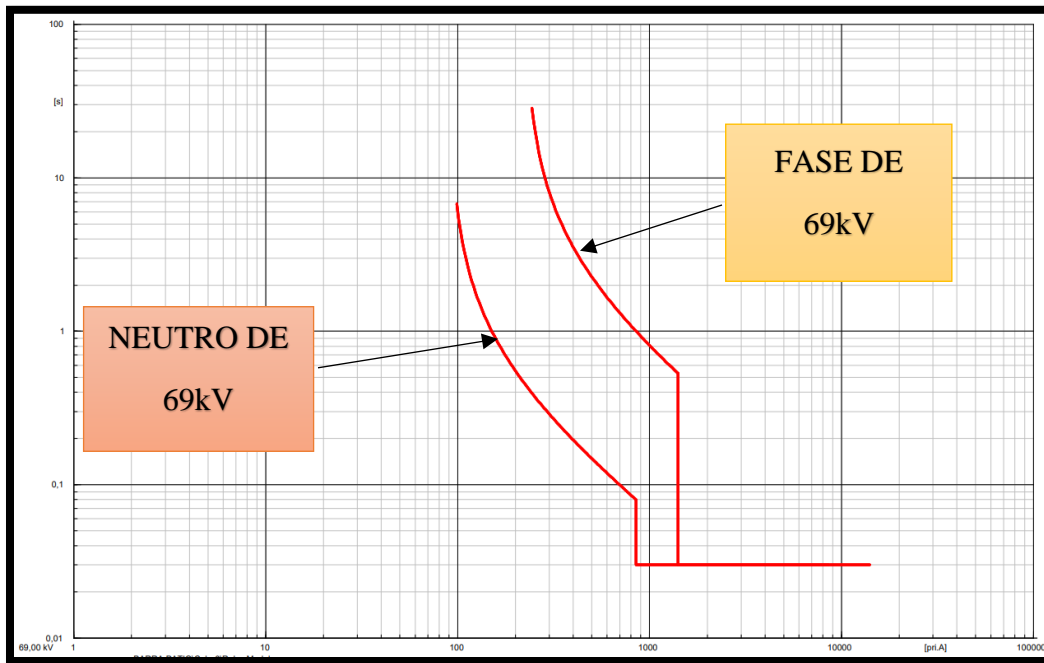


Figura 216: Curva en DigSILENT del lado primario del transformador – Línea B

2. Tomamos de referencia la figura 60, la cual nos indica la coordinación de protecciones que maneja CNEL para la S/E Durán Sur. Se realiza el ingreso de parámetros mediante la fórmula de relación de transformación.

$$FASE 51 : 220 * \frac{RTC}{\left(\frac{300}{5}\right)} = \frac{220}{60} = 3.6$$

$$FASE 50 : 2340 * \frac{RTC}{\left(\frac{300}{5}\right)} = \frac{2340}{60} = 39$$

$$NEUTRO 51N : 90 * \frac{RTC}{\left(\frac{300}{5}\right)} = \frac{90}{60} = 1.5$$

$$NEUTRO 50N : 1420 * \frac{RTC}{\left(\frac{300}{5}\right)} = \frac{1420}{60} = 23.67$$

Sobrecorriente temporizado de fase máximo

Elemento 1

51P1P Pickup de disparo de sobrecorriente temporizado (amps sec.)
 Rango = 0,25 a 24,00, OFF

51P1C Selección de curva de sobrecorriente temporizado
 Seleccione: U1, U2, U3, U4, U5, C1, C2, C3, C4, C5

51P1TD Dial de tiempo de sobrecorriente temporizado
 Rango = 0,01 a 1,50

51P1RS Retardo de reposición electromecánica
 Seleccione: Y, N

51P1CT Sumador de tiempo constante (segundos)
 Rango = 0,00 a 1,00

51P1MR Tiempo de respuesta mínimo (segundos)
 Rango = 0,00 a 1,00

51P1TC Control de torque de sobrecorriente temporizado de fase máximo (SELogic)
 ...

Figura 217: Configuración de fase temporizada - lado primario del transformador B

51 de neutro

Elemento 1

51N1P Pickup de disparo de sobrecorriente temporizado (amps sec.)
 Rango = 0,05 a 4,80, OFF

51N1C Selección de curva de sobrecorriente temporizado
 Seleccione: U1, U2, U3, U4, U5, C1, C2, C3, C4, C5

51N1TD Dial de tiempo de sobrecorriente temporizado
 Rango = 0,01 a 1,50

51N1RS Retardo de reposición electromecánica
 Seleccione: Y, N

51N1CT Sumador de tiempo constante (segundos)
 Rango = 0,00 a 1,00

51N1MR Tiempo de respuesta mínimo (segundos)
 Rango = 0,00 a 1,00

51N1TC Control de torque de sobrecorriente de tiempo inverso de neutro (SELogic)
 ...

Figura 218: Configuración de neutro temporizado - lado primario del transformador B

Sobrecorriente de fase máxima

Elemento 1

50P1P Pickup de sobrecorriente de fase máxima (amps sec.)
 Rango = 0,25 a 100,00, OFF

50P1D Retardo de disparo del elemento de sobrecorriente de fase máxima (segundos)
 Rango = 0,00 a 400,00, OFF

50P1TC Control de torque del elemento de sobrecorriente de fase máxima (SELogic)
 ...

Figura 219: Configuración de fase instantáneo - lado primario del transformador B

Sobrecorriente de neutro

Elemento 1

50N1P Pickup de disparo de sobrecorriente de neutro (amps sec.)
 Rango = 0,05 a 20,00, OFF

50N1D Retardo de disparo de sobrecorriente de neutro (segundos)
 Rango = 0,00 a 400,00, OFF

50N1TC Control de torque del elemento de sobrecorriente de neutro (SELogic)
 ...

Figura 220: Configuración de neutro instantáneo - lado primario del transformador B

3. Para configurar los parámetros del relé en el OMICRON CMC 356 debemos realizar cálculos mediante fórmula e ingresamos el resultado en los parámetros de la I de arranque.

$$FASE 51 : \frac{220}{300} = 0.73$$

$$FASE 50 : \frac{2340}{300} = 7.80$$

$$FASE 51N : \frac{90}{300} = 0,30$$

$$FASE 50N : \frac{1420}{300} = 4.73$$

4. Al ingresar los resultados podremos verificar que son correctos observando la I Absoluta, porque nos debería arrojar de manera automática el valor que configuramos en el relé.

Activo	Nombre del elemento	Características de disparo	I arranque	Absoluta	Tiempo	Relación de	Dirección
<input type="checkbox"/>	51	IEC muy Inversa	0,730 Iref	3,650 A	0,240	0,950	No direccional
<input type="checkbox"/>	50	IEC muy Inversa	7,800 Iref	39,00 A	0,000	0,950	No direccional
<input type="checkbox"/>	50N	IEC muy Inversa	4,730 Iref	23,65 A	0,000	0,950	No direccional
<input type="checkbox"/>	51N	IEC muy Inversa	0,300 Iref	1,500 A	0,050	0,950	No direccional

Figura 221: Ventana de ingreso de valores del Test Universe – lado primario del transformador B

5. Para la simulación de falla en la fase 51 seleccionamos el nombre del elemento al cuál se le aplicará la prueba y por último el tipo de fallas; en este caso seleccionamos: L1-L2-L3.
6. Realizamos las pruebas de falla con un rango de 4 – 14 amperios, con pasos de 2 en 2.

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	51	IEC muy Inversa	0,73 Iref	0,21	0,95	No direccional
Sí	50	IEC muy Inversa	7,80 Iref	0,00	0,95	No direccional
No	50N	IEC muy Inversa	0,30 Iref	0,00	0,95	No direccional
No	51N	IEC muy Inversa	4,73 Iref	0,05	0,95	No direccional

Figura 222: Pruebas temporizadas de fase - lado primario del transformador B

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax
L1-L2-L3	51	1,091	4,000 A	-60,00 °	31,02 s	16,87 s	128,4 s
L1-L2-L3	51	1,637	6,000 A	-60,00 °	4,450 s	3,724 s	5,324 s
L1-L2-L3	51	2,183	8,000 A	-60,00 °	2,397 s	2,075 s	2,759 s
L1-L2-L3	51	2,729	10,00 A	-60,00 °	1,640 s	1,439 s	1,862 s
L1-L2-L3	51	3,274	12,00 A	-60,00 °	1,247 s	1,101 s	1,405 s
L1-L2-L3	51	3,820	14,00 A	-60,00 °	1,005 s	891,5 ms	1,128 s

Figura 223: Corrida de los tipos de fallas para fase temporizada - lado primario del transformador B

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L1-L2-L3	51	1,091	4,000 A	-60,00 °	31,02 s	31,00 s	-0,06450 %	No	Correct
L1-L2-L3	51	1,637	6,000 A	-60,00 °	4,450 s	4,470 s	0,4495 %	No	Correct
L1-L2-L3	51	2,183	8,000 A	-60,00 °	2,397 s	2,377 s	-0,8344 %	No	Correct
L1-L2-L3	51	2,729	10,00 A	-60,00 °	1,640 s	1,660 s	1,219 %	No	Correct
L1-L2-L3	51	3,274	12,00 A	-60,00 °	1,247 s	1,227 s	-1,604 %	No	Correct
L1-L2-L3	51	3,820	14,00 A	-60,00 °	1,005 s	1,025 s	1,989 %	No	Correct

Figura 224: Resultado de tipos de fallas para fase temporizada - lado primario del transformador B

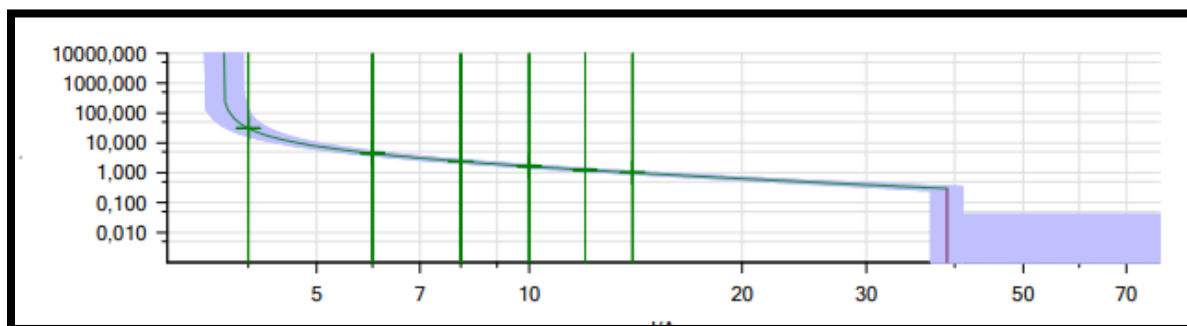


Figura 225: Curvas "51" de L1-L2-L3 - lado primario del transformador B

7. Para la simulación de falla en los neutros 51N-50N seleccionamos el nombre del elemento al cuál se le aplicará la prueba y por último el tipo de fallas; en este caso seleccionamos: L1-E, L2-E, L3-E.
8. Realizamos las pruebas de falla con un rango de 2 – 10 amperios, con pasos de 2 en 2.

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax
L1-E	51N	1,333	2,000 A	-60,00 °	2,025 s	1,283 s	4,253 s
L1-E	51N	2,667	4,000 A	-60,00 °	405,0 ms	328,2 ms	490,0 ms
L1-E	51N	4,000	6,000 A	-60,00 °	225,0 ms	170,2 ms	280,3 ms
L1-E	51N	5,333	8,000 A	-60,00 °	155,8 ms	106,3 ms	205,5 ms
L1-E	51N	6,667	10,00 A	-60,00 °	119,1 ms	72,17 ms	166,2 ms
L2-E	51N	1,333	2,000 A	-60,00 °	2,025 s	1,283 s	4,253 s
L2-E	51N	2,667	4,000 A	-60,00 °	405,0 ms	328,2 ms	490,0 ms
L2-E	51N	4,000	6,000 A	-60,00 °	225,0 ms	170,2 ms	280,3 ms
L2-E	51N	5,333	8,000 A	-60,00 °	155,8 ms	106,3 ms	205,5 ms
L2-E	51N	6,667	10,00 A	-60,00 °	119,1 ms	72,17 ms	166,2 ms
L3-E	51N	1,333	2,000 A	-60,00 °	2,025 s	1,283 s	4,253 s
L3-E	51N	2,667	4,000 A	-60,00 °	405,0 ms	328,2 ms	490,0 ms
L3-E	51N	4,000	6,000 A	-60,00 °	225,0 ms	170,2 ms	280,3 ms
L3-E	51N	5,333	8,000 A	-60,00 °	155,8 ms	106,3 ms	205,5 ms
L3-E	51N	6,667	10,00 A	-60,00 °	119,1 ms	72,17 ms	166,2 ms
L1-E	50N	1,002	23,70 A	-60,00 °	0,000 s	0,000 s	88,05 ms
L1-E	50N	1,023	24,20 A	-60,00 °	0,000 s	0,000 s	86,99 ms
L1-E	50N	1,044	24,70 A	-60,00 °	0,000 s	0,000 s	85,97 ms
L2-E	50N	1,002	23,70 A	-60,00 °	0,000 s	0,000 s	88,05 ms
L2-E	50N	1,023	24,20 A	-60,00 °	0,000 s	0,000 s	86,99 ms
L2-E	50N	1,044	24,70 A	-60,00 °	0,000 s	0,000 s	85,97 ms
L3-E	50N	1,002	23,70 A	-60,00 °	0,000 s	0,000 s	88,05 ms
L3-E	50N	1,023	24,20 A	-60,00 °	0,000 s	0,000 s	86,99 ms
L3-E	50N	1,044	24,70 A	-60,00 °	0,000 s	0,000 s	85,97 ms

Figura 226: Corrida de los tipos de fallas para neutro temporizado e instantáneo - lado primario del transformador B

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L1-E	51N	1,333	2,000 A	-60,00 °	2,025 s	2,005 s	-0,9877 %	No	Correct
L1-E	51N	2,667	4,000 A	-60,00 °	405,0 ms	425,0 ms	4,938 %	No	Correct
L1-E	51N	4,000	6,000 A	-60,00 °	225,0 ms	205,0 ms	-8,889 %	No	Correct
L1-E	51N	5,333	8,000 A	-60,00 °	155,8 ms	175,8 ms	12,84 %	No	Correct
L1-E	51N	6,667	10,00 A	-60,00 °	119,1 ms	99,12 ms	-16,79 %	No	Correct
L2-E	51N	1,333	2,000 A	-60,00 °	2,025 s	2,045 s	0,9877 %	No	Correct
L2-E	51N	2,667	4,000 A	-60,00 °	405,0 ms	385,0 ms	-4,938 %	No	Correct
L2-E	51N	4,000	6,000 A	-60,00 °	225,0 ms	245,0 ms	8,889 %	No	Correct
L2-E	51N	5,333	8,000 A	-60,00 °	155,8 ms	135,8 ms	-12,84 %	No	Correct
L2-E	51N	6,667	10,00 A	-60,00 °	119,1 ms	139,1 ms	16,79 %	No	Correct
L3-E	51N	1,333	2,000 A	-60,00 °	2,025 s	2,005 s	-0,9877 %	No	Correct
L3-E	51N	2,667	4,000 A	-60,00 °	405,0 ms	425,0 ms	4,938 %	No	Correct
L3-E	51N	4,000	6,000 A	-60,00 °	225,0 ms	205,0 ms	-8,889 %	No	Correct
L3-E	51N	5,333	8,000 A	-60,00 °	155,8 ms	175,8 ms	12,84 %	No	Correct
L3-E	51N	6,667	10,00 A	-60,00 °	119,1 ms	99,12 ms	-16,79 %	No	Correct
L1-E	50N	1,002	23,70 A	-60,00 °	0,000 s	20,00 ms	n/a	No	Correct
L1-E	50N	1,023	24,20 A	-60,00 °	0,000 s	0,000 s	n/a	No	Correct
L1-E	50N	1,044	24,70 A	-60,00 °	0,000 s	20,00 ms	n/a	No	Correct
L2-E	50N	1,002	23,70 A	-60,00 °	0,000 s	0,000 s	n/a	No	Correct
L2-E	50N	1,023	24,20 A	-60,00 °	0,000 s	20,00 ms	n/a	No	Correct
L2-E	50N	1,044	24,70 A	-60,00 °	0,000 s	0,000 s	n/a	No	Correct
L3-E	50N	1,002	23,70 A	-60,00 °	0,000 s	20,00 ms	n/a	No	Correct
L3-E	50N	1,023	24,20 A	-60,00 °	0,000 s	0,000 s	n/a	No	Correct
L3-E	50N	1,044	24,70 A	-60,00 °	0,000 s	20,00 ms	n/a	No	Correct

Figura 227: Resultado de tipos de fallas para neutro temporizado e instantáneo - lado primario del transformador B

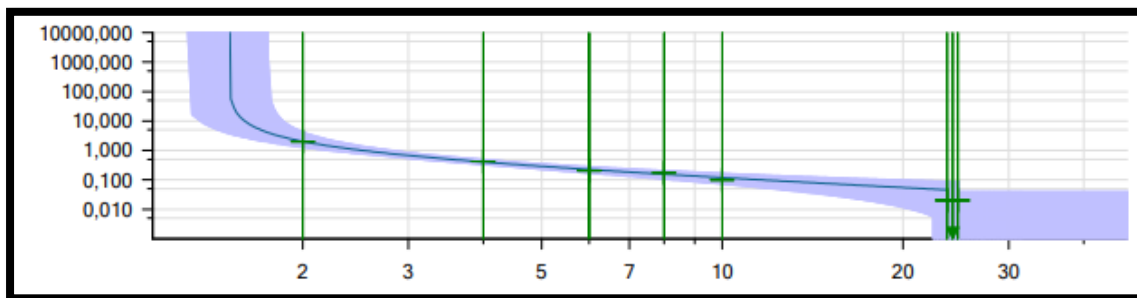


Figura 228: Curvas "51N y 50N" de L1-E - lado primario del transformador B

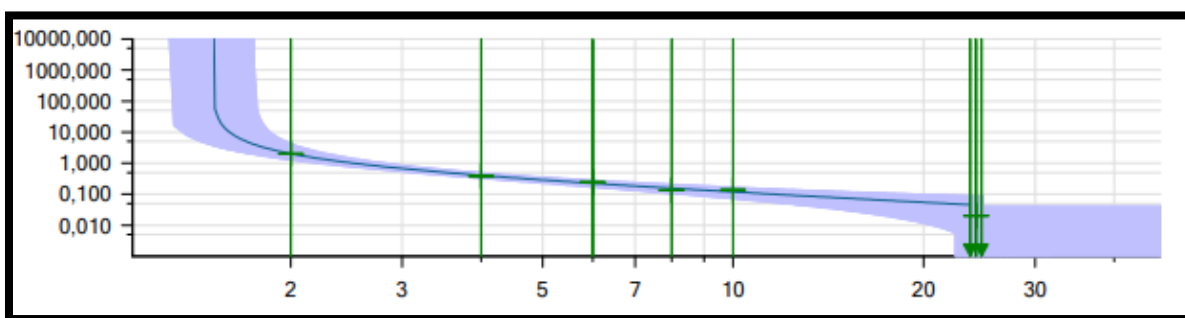


Figura 229: Curvas "51N y 50N" de L2-E - lado primario del transformador B

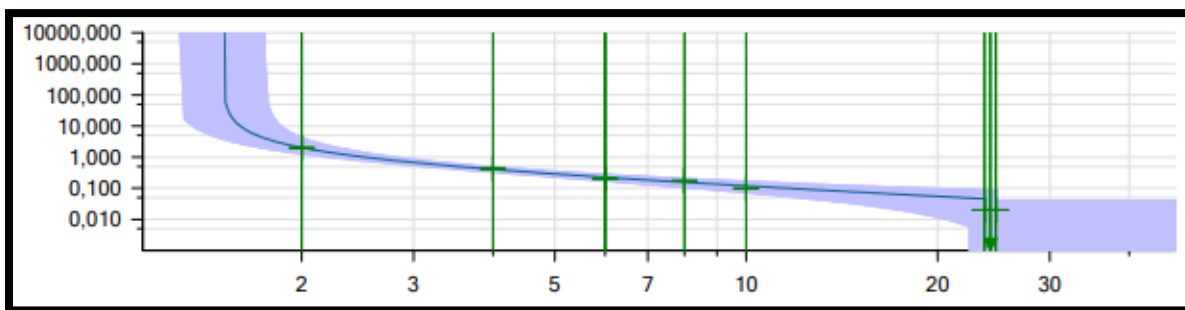


Figura 230: Curvas "51N y 50N" de L3-E - lado primario del transformador B

OBSERVACIONES:

No se pudo realizar la prueba de falla de la Función 50 del relé debido a que el sistema OMICRON solo permite simulaciones hasta 32 Amperios y esta para esta simulación se requiere de 39 A.

RECOMENDACIONES:

Se recomienda realizar la simulación hasta un máximo de 25 amperios

5.1.4.2.2 Lado secundario del transformador – Línea B 13.8kV

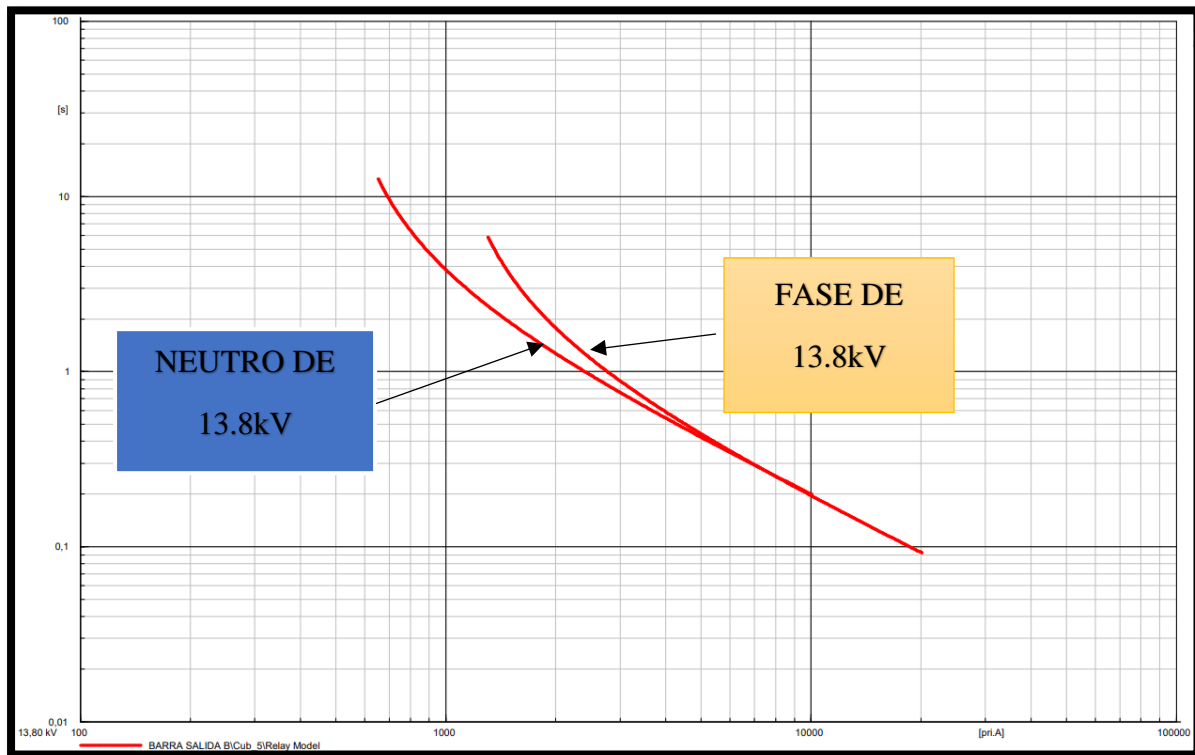


Figura 231: Curva en DigSILENT del lado secundario del transformador – Línea B

1. Tomamos de referencia la figura 60, la cual nos indica la coordinación de protecciones que maneja CNEL para la S/E Durán Sur. Se realiza el ingreso de parámetros mediante la fórmula de relación de transformación.

$$FASE 51 : 1005 * \frac{RTC}{\left(\frac{1200}{5}\right)} = \frac{1005}{240} = 4.1875$$

$$NEUTRO 51N : 502,50 * \frac{RTC}{\left(\frac{1200}{5}\right)} = \frac{502.5}{240} = 2.09$$

2. Se ingresa los resultados en la configuración del relé mediante el software AcSELerator QuickSet.

Sobrecorriente temporizado de fase máximo

Elemento 1

51P1P Pickup de disparo de sobrecorriente temporizado (amps sec.)
 Rango = 0,25 a 24,00, OFF

51P1C Selección de curva de sobrecorriente temporizado
 Seleccione: U1, U2, U3, U4, U5, C1, C2, C3, C4, C5

51P1TD Dial de tiempo de sobrecorriente temporizado
 Rango = 0,01 a 1,50

51P1RS Retardo de reposición electromecánica
 Seleccione: Y, N

51P1CT Sumador de tiempo constante (segundos)
 Rango = 0,00 a 1,00

51P1MR Tiempo de respuesta mínimo (segundos)
 Rango = 0,00 a 1,00

51P1TC Control de torque de sobrecorriente temporizado de fase máximo (SELogic)
 ...

Figura 232: Configuración de fase temporizada - lado secundario del transformador B

51 de neutro

Elemento 1

51N1P Pickup de disparo de sobrecorriente temporizado (amps sec.)
 Rango = 0,05 a 4,80, OFF

51N1C Selección de curva de sobrecorriente temporizado
 Seleccione: U1, U2, U3, U4, U5, C1, C2, C3, C4, C5

51N1TD Dial de tiempo de sobrecorriente temporizado
 Rango = 0,01 a 1,50

51N1RS Retardo de reposición electromecánica
 Seleccione: Y, N

51N1CT Sumador de tiempo constante (segundos)
 Rango = 0,00 a 1,00

51N1MR Tiempo de respuesta mínimo (segundos)
 Rango = 0,00 a 1,00

51N1TC Control de torque de sobrecorriente de tiempo inverso de neutro (SELogic)
 ...

Figura 233: Configuración de neutro temporizado - lado secundario del transformador B

- Para configurar los parámetros del relé en el OMICRON CMC 356 debemos realizar cálculos mediante fórmula e ingresamos el resultado en los parámetros de la I de arranque.

$$FASE 51 : \frac{1005}{1200} = 0.8375$$

$$FASE 51N : \frac{502.5}{1200} = 0,419 A$$

- Para la simulación de falla en la fase 51 seleccionamos el nombre del elemento al cuál se le aplicará la prueba y por último el tipo de fallas; en este caso seleccionamos: L1-L2-L3.
- Realizamos las pruebas de falla con un rango de 5 – 14 amperios, con pasos de 3 en 3.

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
No	51N	IEC muy Inversa	0,42 Iref	0,28	0,95	No direccional
SI	51	IEC muy Inversa	0,84 Iref	0,13	0,95	No direccional

Figura 234: Pruebas temporizadas de fase - lado secundario del transformador B

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax
L1-L2-L3	51	1,194	5,000 A	n/a	9,045 s	6,491 s	13,72 s
L1-L2-L3	51	1,910	8,000 A	n/a	1,928 s	1,649 s	2,249 s
L1-L2-L3	51	2,627	11,00 A	n/a	1,079 s	944,6 ms	1,227 s
L1-L2-L3	51	3,343	14,00 A	n/a	748,9 ms	656,6 ms	843,7 ms

Figura 235: Corrida de los tipos de fallas para fase temporizada - lado secundario del transformador B

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L1-L2-L3	51	1,194	5,000 A	n/a	9,045 s	8,952 s	-1,025 %	No	Correct
L1-L2-L3	51	1,910	8,000 A	n/a	1,928 s	1,935 s	0,3568 %	No	Correct
L1-L2-L3	51	2,627	11,00 A	n/a	1,079 s	1,085 s	0,5505 %	No	Correct
L1-L2-L3	51	3,343	14,00 A	n/a	748,9 ms	760,3 ms	1,516 %	No	Correct

Figura 236: Resultado de tipos de fallas para fase temporizada - lado secundario del transformador B

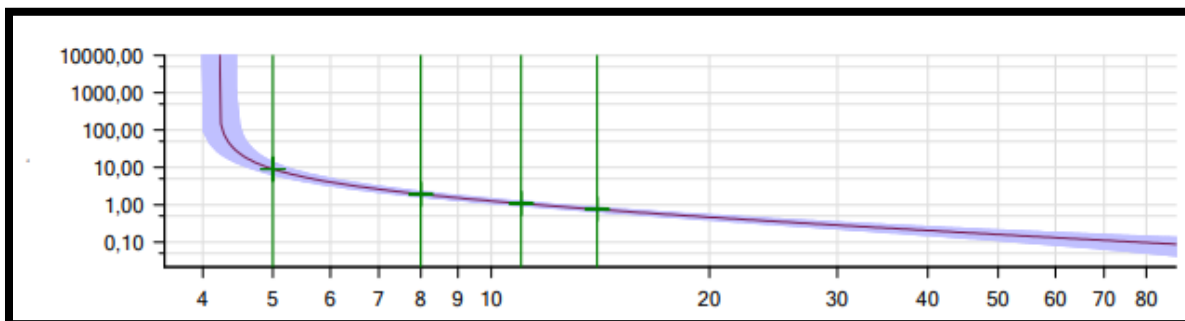


Figura 237: Curvas "51" de L1-L2-L3 - lado secundario del transformador B

6. Para la simulación de falla en neutro 51N seleccionamos el nombre del elemento al cuál se le aplicará la prueba y por último el tipo de fallas; en este caso seleccionamos: L1-E, L2-E, L3-E.
7. Realizamos las pruebas de falla con un rango de 3 – 12 amperios, con pasos de 3 en 3.

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax
L1-E	51N	1,433	3,000 A	n/a	8,730 s	6,500 s	12,66 s
L1-E	51N	2,866	6,000 A	n/a	2,026 s	1,781 s	2,295 s
L1-E	51N	4,299	9,000 A	n/a	1,146 s	1,019 s	1,283 s
L1-E	51N	5,732	12,00 A	n/a	798,8 ms	710,9 ms	890,1 ms
L2-E	51N	1,433	3,000 A	n/a	8,730 s	6,500 s	12,66 s
L2-E	51N	2,866	6,000 A	n/a	2,026 s	1,781 s	2,295 s
L2-E	51N	4,299	9,000 A	n/a	1,146 s	1,019 s	1,283 s
L2-E	51N	5,732	12,00 A	n/a	798,8 ms	710,9 ms	890,1 ms
L3-E	51N	1,433	3,000 A	n/a	8,730 s	6,500 s	12,66 s
L3-E	51N	2,866	6,000 A	n/a	2,026 s	1,781 s	2,295 s
L3-E	51N	4,299	9,000 A	n/a	1,146 s	1,019 s	1,283 s
L3-E	51N	5,732	12,00 A	n/a	798,8 ms	710,9 ms	890,1 ms

Figura 238: Corrida de los tipos de fallas para neutro temporizado - lado secundario del transformador B

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L1-E	51N	1,433	3,000 A	n/a	8,730 s	8,736 s	0,07270 %	No	Correct
L1-E	51N	2,866	6,000 A	n/a	2,026 s	2,029 s	0,1576 %	No	Correct
L1-E	51N	4,299	9,000 A	n/a	1,146 s	1,153 s	0,5852 %	No	Correct
L1-E	51N	5,732	12,00 A	n/a	798,8 ms	805,7 ms	0,8623 %	No	Correct
L2-E	51N	1,433	3,000 A	n/a	8,730 s	8,736 s	0,06930 %	No	Correct
L2-E	51N	2,866	6,000 A	n/a	2,026 s	2,034 s	0,4143 %	No	Correct
L2-E	51N	4,299	9,000 A	n/a	1,146 s	1,153 s	0,5940 %	No	Correct
L2-E	51N	5,732	12,00 A	n/a	798,8 ms	810,7 ms	1,488 %	No	Correct
L3-E	51N	1,433	3,000 A	n/a	8,730 s	8,726 s	-0,03950 %	No	Correct
L3-E	51N	2,866	6,000 A	n/a	2,026 s	2,032 s	0,2908 %	No	Correct
L3-E	51N	4,299	9,000 A	n/a	1,146 s	1,153 s	0,6114 %	No	Correct
L3-E	51N	5,732	12,00 A	n/a	798,8 ms	812,0 ms	1,651 %	No	Correct

Figura 239: Resultado de tipos de fallas para neutro temporizado - lado secundario del transformador B

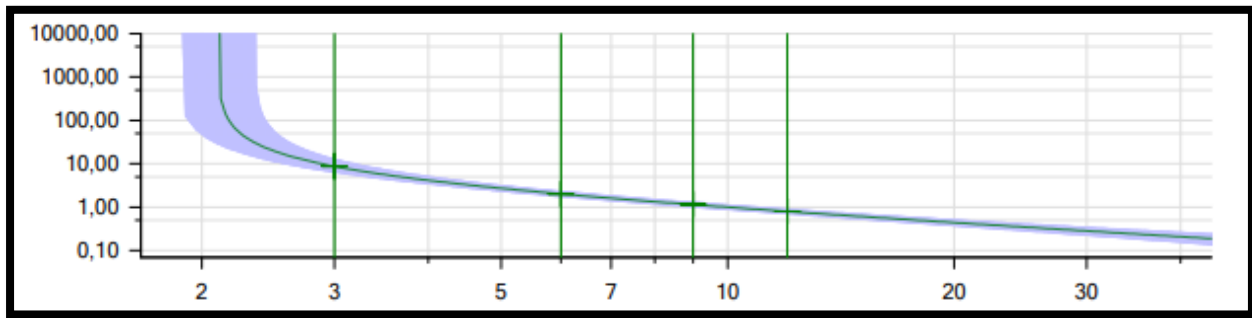


Figura 240: Curvas "51N" de L1-E - lado secundario del transformador B

OBSERVACIONES:

El sistema actual no posee protección instantánea 50.

RECOMENDACIONES:

Se recomienda realizar la simulación hasta un máximo de 25 amperios y especificar el tipo de curva para realizar los ajustes de protección.

5.1.5 Conclusiones de la Simulación 1

- Las simulaciones se efectuaron sin inconveniente alguno.
- Hubo simulaciones que no pudimos efectuar en el relé, porque la maleta de inyección de corriente OMICRON CMC 356 tiene un límite de 32 A, y en ciertas protecciones la corriente era mayor a ese valor.

5.2 Simulación 2 en el laboratorio

5.2.1 Tema a tratar

Simulación de la S/E Durán Sur con las actualizaciones propuestas según las normativas mencionadas.

5.2.2 Objetivos a cumplir

- Demostrar que las actualizaciones propuestas para ciertas zonas de la S/E Durán Sur funcionan de manera óptima, usando el equipo OMICRON CMC 356 para comprobar la coordinación elaborada al testear sus protecciones

5.2.3 Recursos utilizados

- Dos computadoras
- Módulo didáctico de protecciones de redes de distribución en sistemas eléctricos de potencia.
- Software DIgSILENT
- Software AcSELerator QuickSet
- Software Test Universe
- RELÉ SEL-751
- Maleta OMICRON CMC 356
- Cables tipo banana

5.2.4 Procedimiento para la simulación

5.2.4.1 Sistema de distribución actualizado bajo propuesta mediante normativas

5.2.4.1.1 Diagrama principal del sistema actual de la S/E Durán Sur en DIgSILENT – Línea A

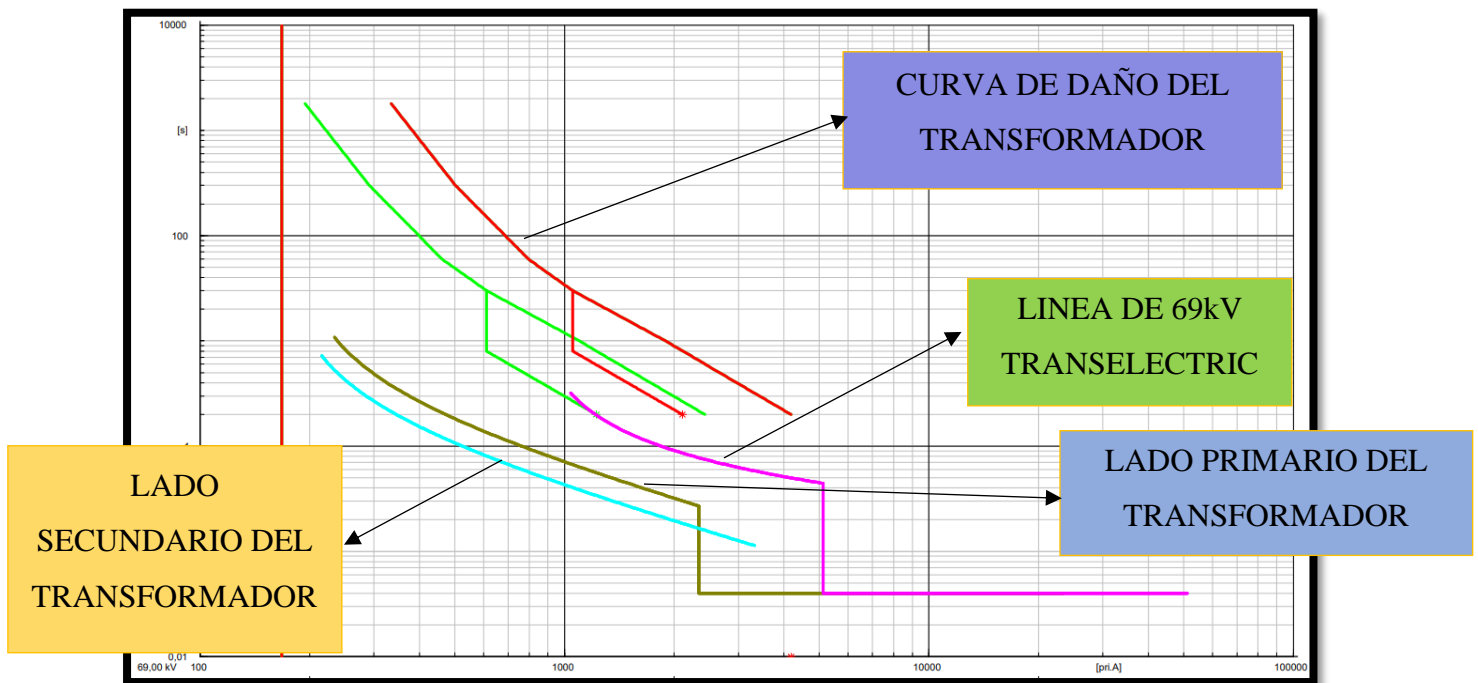


Figura 241: Curvas de fase – Línea A

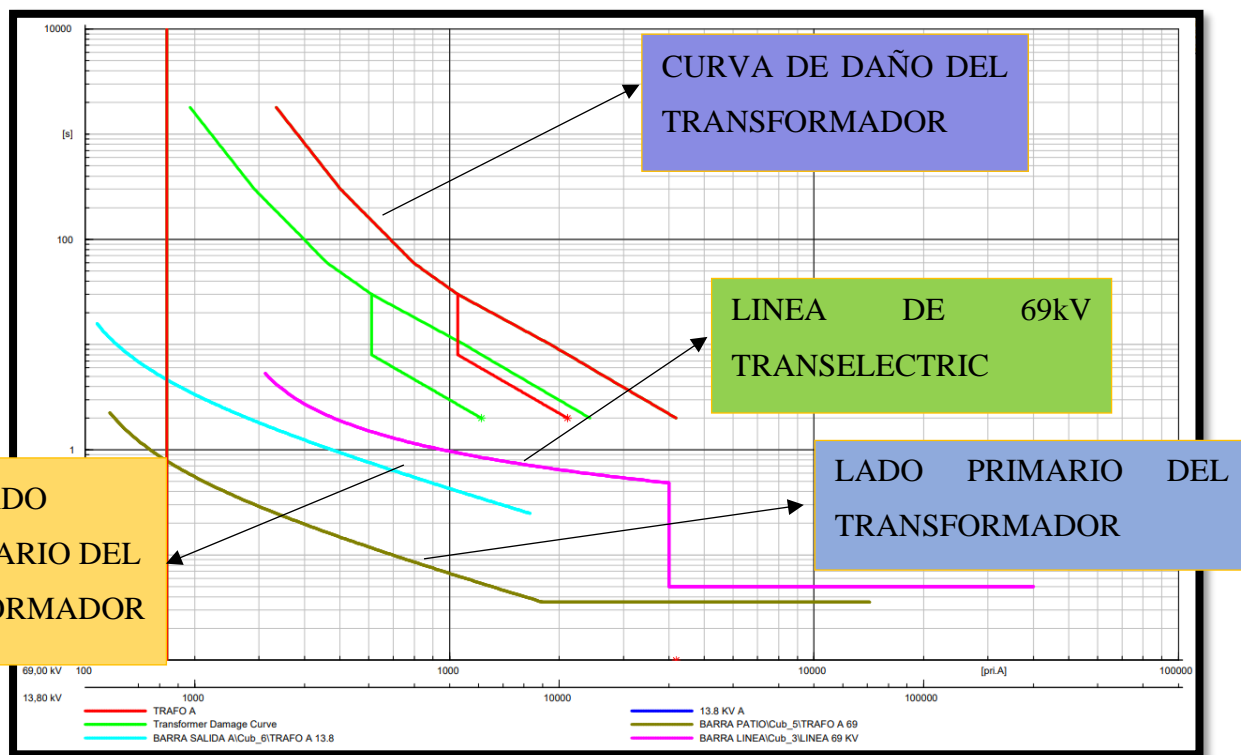


Figura 242: Curvas de neutro – Línea A

Observaciones:

- La curva de protección de la línea principal que alimenta a la subestación; es decir, la que proviene de TRANSELECTRIC, topa con la curva de daño de transformador.
- Las curvas de protección tienen una separación de 0.23 segundos aproximadamente.
- Se ingresó la curva de daño del transformador, además se presentó la curva desplazada.
- Las curvas de protección de neutro tienen una descoordinación entre la curva de lado primario y el secundario del transformador.

Propuesta:

Tomando en consideración las normativas mencionadas anteriormente se propone lo siguiente:

- Coordinar el sistema de protección de la línea principal de 69kV en las “Fases”, a través de la curva de daño del transformador.

- Poner un tiempo de margen en las curvas de 0.3 segundos, que otorgan una función óptima y duradera en el sistema de protección en las “Fases”.

5.2.4.1.2 Simulación de las fases del Sistema de Distribución A

Time Overcurrent - PRUEBA2\BARRA LINEA 69\Cub_1\Relay Model\I>.RelToc

Basic Data

IEC Symbol: I> ANSI Symbol: 51

Measure Type: Phase Current (1ph)

Name: []

Type: [...ys\ABB\Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\I>]

Out of Service

Tripping Direction: [None]

Characteristic: [Normal Inverse]

Current Setting: [1.9] p.u. [1.9 sec.A] [760, pri.A]

Time Dial: [0.08]

OK

Cancel

Relay

Calculate

Figura 243: Nuevos parámetros de línea alimentadora - 69kV

IEC Symbol: I> ANSI Symbol: 51

Measure Type: Phase Current (1ph)

Name: []

Type: [...ys\ABB\Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\I>]

Out of Service

Tripping Direction: [None]

Characteristic: [Very Inverse]

Current Setting: [1.] p.u. [1, sec.A] [150, pri.A]

Time Dial: [0.24]

OK

Cancel

Relay

Calculate

Figura 244: Actualización de lado primario del transformador - 69kV

IEC Symbol:	I>t	ANSI Symbol:	51	OK
Measure Type:		Phase Current (1ph)		Cancel
Name	<input type="text"/>			Relay
Type	<input type="text" value="...ys\ABB\Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\I>"/>			Calculate
<input type="checkbox"/> Out of Service				
Tripping Direction	None			
Characteristic	Very Inverse			
Current Setting	0,8	p.u.	0,8 sec.A	415,04 pri.A
Time Dial	0,14			

Figura 245: Actualización de lado secundario del transformador – 13.8kV

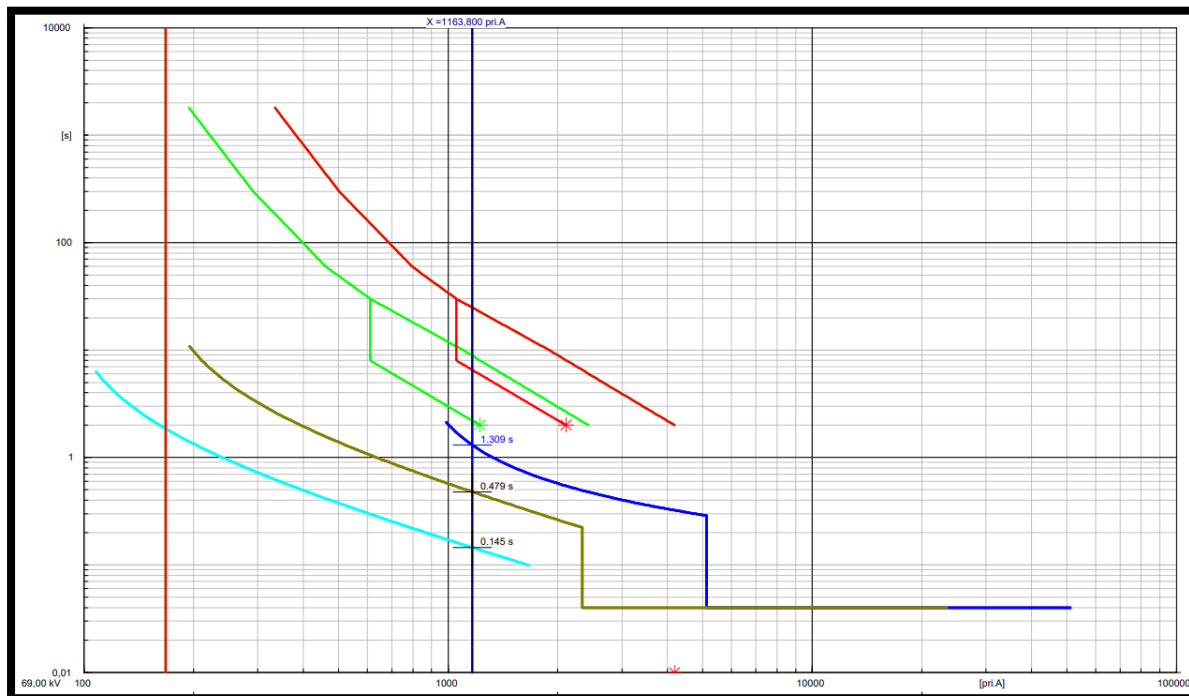


Figura 246: Diagrama actualizado

- Se ingresa los parámetros resultantes de los cálculos de los valores actualizados según las normativas, en el relé y el test universe.
 - Cálculos para ingresar al relé

$$FASE\ 51 = \frac{RTC}{\left(\frac{800}{5}\right)} = \frac{760}{160} = 4.75$$

$$FASE\ 50 = \frac{5120}{\left(\frac{800}{5}\right)} = \frac{5120}{160} = 32$$

- Cálculos para ingresar en el Test Universe

$$FASE\ 51 = \frac{RTC}{800} = \frac{760}{800} = 0.95$$

$$FASE\ 50 = \frac{5120}{800} = \frac{5120}{800} = 6.4$$

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	51	IEC muy Inversa	0,95 Iref	0,08	0,95	No direccional
Sí	50	IEC Tiempo definido	6,40 Iref	0,00 s	0,95	No direccional

Figura 247: Línea de 69kV – Línea A

- Realizamos la simulación de pruebas falla en la fase 51 con un rango de 5 - 14 amperios, con pasos de 3 en 3.

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax
L1-L2-L3	51	3,333	5,000 A	-60,00 °	1,389 s	1,227 s	1,570 s
L1-L2-L3	51	5,333	8,000 A	-60,00 °	747,7 ms	662,2 ms	834,2 ms
L1-L2-L3	51	7,333	11,00 A	-60,00 °	511,6 ms	442,2 ms	581,4 ms
L1-L2-L3	51	9,333	14,00 A	-60,00 °	388,8 ms	327,2 ms	450,7 ms

Figura 248: Pruebas temporizadas de fase – Línea A (actualización)

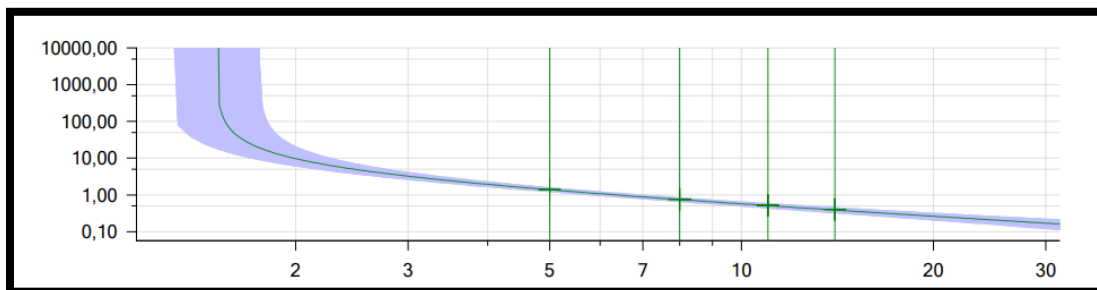


Figura 249: Curvas "51" de L1-L2-L3 – Línea A (actualización)

3. Para la simulación de falla instantánea en fase seleccionamos el nombre del elemento al cuál se le aplicará la prueba y por último el tipo de fallas; en este caso seleccionamos: L1-L2-L3.
4. Realizamos las pruebas de falla con un rango de 8 – 32 amperios, con pasos de 8 en 8.

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax
L1-L2-L3	50	250,0 m	8,000 A	n/a	1,579 s	1,328 s	1,878 s
L1-L2-L3	50	500,0 m	16,00 A	n/a	456,0 ms	384,2 ms	529,1 ms
L1-L2-L3	50	750,0 m	24,00 A	n/a	266,5 ms	210,1 ms	323,3 ms
L1-L2-L3	50	1,000	32,00 A	n/a	0,000 s	0,000 s	239,4 ms

Figura 250: Corrida de los tipos de fallas para instantáneo de fase – Línea A (actualización)

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L1-L2-L3	50	250,0 m	8,000 A	n/a	1,579 s	1,559 s	-1,267 %	No	Correct
L1-L2-L3	50	500,0 m	16,00 A	n/a	456,0 ms	476,0 ms	4,386 %	No	Correct
L1-L2-L3	50	750,0 m	24,00 A	n/a	266,5 ms	246,5 ms	-7,505 %	No	Correct
L1-L2-L3	50	1,000	32,00 A	n/a	0,000 s	20,00 ms	n/a	No	Correct

Figura 251: Resultado de tipos de fallas para instantáneo de fase – Línea A (actualización)

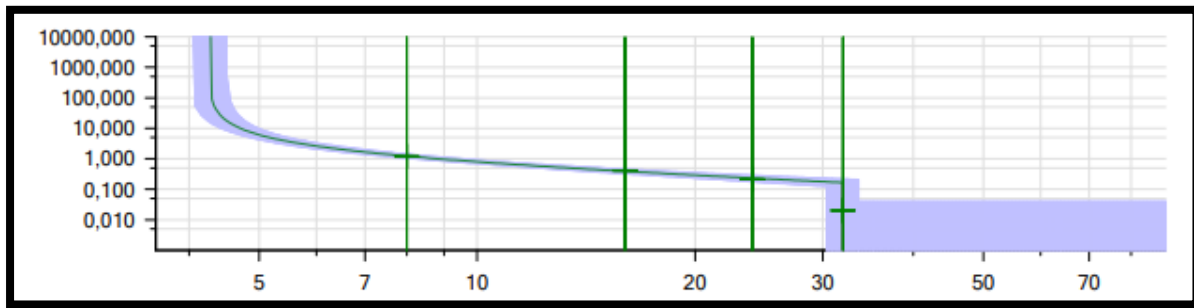


Figura 252: Curva "51 y 50" de L1-L2-L3 – Línea A (actualización)

5.2.4.1.3 Actualización lado primario del transformador – Línea A 69kV

- Cálculos para ingresar al relé

$$FASE 51 = \frac{RTC}{\left(\frac{500}{5}\right)} = \frac{150}{100} = 1.5$$

$$FASE 50 = \frac{2340}{\left(\frac{500}{5}\right)} = \frac{2340}{100} = 23.4$$

- Cálculos para ingresar en el Test Universe

$$FASE 51 = \frac{RTC}{500} = \frac{150}{500} = 0.3$$

$$FASE 50 = \frac{2340}{500} = 4.68$$

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	51	IEC muy Inversa	0,30 Iref	0,24	0,95	No direccional
Sí	50	IEC muy Inversa	4,68 Iref	0,00	0,95	No direccional

Figura 253: Pruebas temporizadas de fase – actualización lado primario del transformador A

1. Para la simulación de falla en la fase 51 seleccionamos el nombre del elemento al cuál se le aplicará la prueba y por último el tipo de fallas; en este caso seleccionamos: L1-L2-L3.
2. Realizamos las pruebas de falla con un rango de 5 – 14 amperios, con pasos de 3 en 3.

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax
L1-L2-L3	51	3,333	5,000 A	-60,00 °	1,389 s	1,227 s	1,570 s
L1-L2-L3	51	5,333	8,000 A	-60,00 °	747,7 ms	662,2 ms	834,2 ms
L1-L2-L3	51	7,333	11,00 A	-60,00 °	511,6 ms	442,2 ms	581,4 ms
L1-L2-L3	51	9,333	14,00 A	-60,00 °	388,8 ms	327,2 ms	450,7 ms

Figura 254: Corrida de los tipos de fallas para fase temporizada – actualización lado primario del transformador A

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L1-L2-L3	51	1,177	5,000 A	n/a	6,120 s	6,099 s	-0,3513 %	No	Correct
L1-L2-L3	51	1,882	8,000 A	n/a	1,224 s	1,234 s	0,7843 %	No	Correct
L1-L2-L3	51	2,588	11,00 A	n/a	680,0 ms	690,0 ms	1,471 %	No	Correct
L1-L2-L3	51	3,294	14,00 A	n/a	470,8 ms	475,7 ms	1,047 %	No	Correct

Figura 255: Resultado de tipos de fallas para fase temporizada – actualización lado primario del transformador A

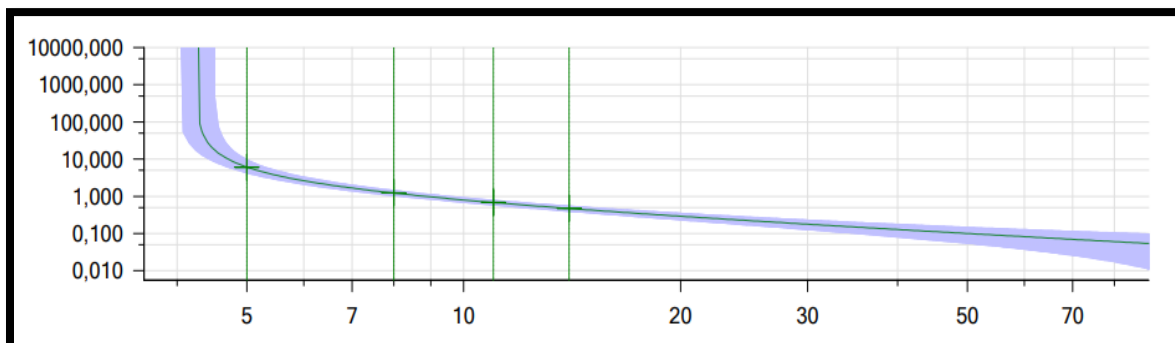


Figura 256: Curvas "51" de L1-L2-L3 – actualización lado primario del transformador A

- Para la simulación de falla en la fase 50 seleccionamos el nombre del elemento al cuál se le aplicará la prueba y por último el tipo de fallas; en este caso seleccionamos: L1-L2-L3.
- Realizamos las pruebas de falla con un rango de 2 – 22 amperios, con pasos de 4 en 4

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax
L1-L2-L3	50	85,47 m	2,000 A	-60,00 °	9,720 s	6,156 s	20,41 s
L1-L2-L3	50	256,4 m	6,000 A	-60,00 °	1,080 s	958,7 ms	1,211 s
L1-L2-L3	50	427,4 m	10,00 A	-60,00 °	571,8 ms	498,4 ms	645,7 ms
L1-L2-L3	50	598,3 m	14,00 A	-60,00 °	388,8 ms	327,2 ms	450,7 ms
L1-L2-L3	50	769,2 m	18,00 A	-60,00 °	294,5 ms	238,6 ms	350,7 ms
L1-L2-L3	50	940,2 m	22,00 A	-60,00 °	237,1 ms	184,4 ms	289,8 ms

Figura 257: Corrida de los tipos de fallas para fase instantánea – actualización lado primario del transformador A

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L1-L2-L3	50	85,47 m	2,000 A	-60,00 °	9,720 s	9,715 s	-0,05450 %	No	Correct
L1-L2-L3	50	256,4 m	6,000 A	-60,00 °	1,080 s	1,089 s	0,7870 %	No	Correct
L1-L2-L3	50	427,4 m	10,00 A	-60,00 °	571,8 ms	581,8 ms	1,755 %	No	Correct
L1-L2-L3	50	598,3 m	14,00 A	-60,00 °	388,8 ms	397,9 ms	2,341 %	No	Correct
L1-L2-L3	50	769,2 m	18,00 A	-60,00 °	294,5 ms	304,3 ms	3,312 %	No	Correct
L1-L2-L3	50	940,2 m	22,00 A	-60,00 °	237,1 ms	246,1 ms	3,808 %	No	Correct

Figura 258: Resultado de tipos de fallas para fase instantánea – actualización lado primario del transformador A

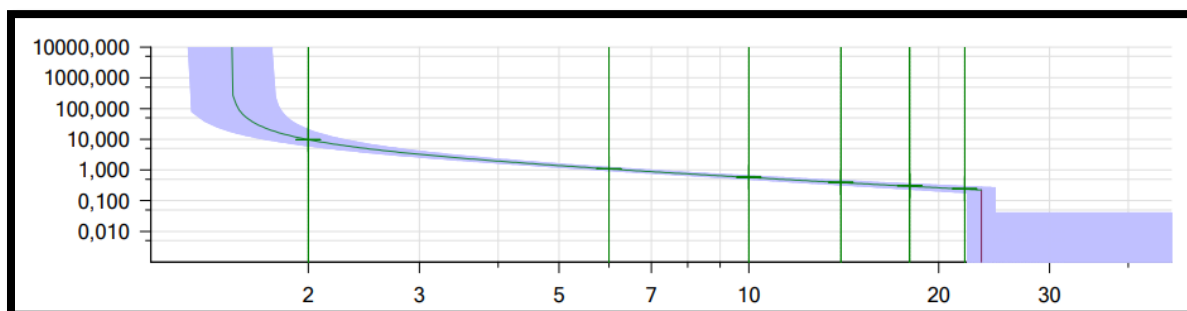


Figura 259: Curvas “51 y 50” de L1-L2-L3 – actualización lado primario del transformador A

5.2.4.1.4 Actualización lado secundario del transformador – Línea A 13.8kV

1. Para la simulación de falla en la fase 51 seleccionamos el nombre del elemento al cuál se le aplicará la prueba y por último el tipo de fallas; en este caso seleccionamos: L1-L2-L3.
2. Realizamos las pruebas de falla con un rango de 5 – 25 amperios, con pasos de 5 en 5.

- Cálculos para ingresar al relé

$$FASE\ 51 = \frac{RTC}{\left(\frac{2000}{5}\right)} = \frac{415}{400} = 1.0375$$

- Cálculos para ingresar en el Test Universe

$$FASE\ 51 = \frac{RTC}{2000} = \frac{415}{2000} = 0.2075$$

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	51	IEC muy Inversa	0,21 Iref	0,14	0,95	No direccional

Figura 260: Pruebas temporizadas de fase – actualización lado secundario del transformador A

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax
L1-L2-L3	51	4,819	5,000 A	n/a	494,9 ms	424,0 ms	568,2 ms
L1-L2-L3	51	9,639	10,00 A	n/a	218,8 ms	166,7 ms	271,1 ms
L1-L2-L3	51	14,46	15,00 A	n/a	140,4 ms	92,92 ms	188,0 ms
L1-L2-L3	51	19,28	20,00 A	n/a	103,4 ms	57,97 ms	148,9 ms
L1-L2-L3	51	24,10	25,00 A	n/a	81,83 ms	37,57 ms	126,1 ms

Figura 261: Corrida de los tipos de fallas para fase temporizada – actualización lado secundario del transformador A

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L1-L2-L3	51	4,819	5,000 A	n/a	494,9 ms	474,9 ms	-4,042 %	No	Correct
L1-L2-L3	51	9,639	10,00 A	n/a	218,8 ms	238,8 ms	9,141 %	No	Correct
L1-L2-L3	51	14,46	15,00 A	n/a	140,4 ms	120,4 ms	-14,24 %	No	Correct
L1-L2-L3	51	19,28	20,00 A	n/a	103,4 ms	123,4 ms	19,34 %	No	Correct
L1-L2-L3	51	24,10	25,00 A	n/a	81,83 ms	61,83 ms	-24,44 %	No	Correct

Figura 262: Resultado de tipos de fallas para fase temporizada – actualización lado secundario del transformador A

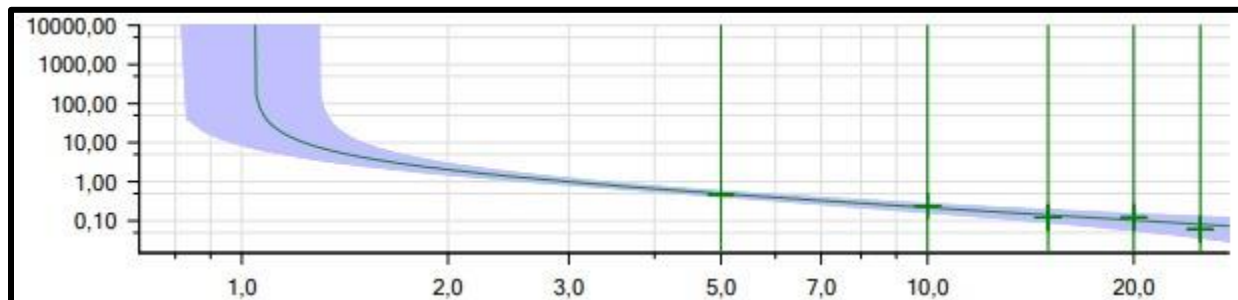


Figura 263: Curvas “51” de L1-L2-L3 – actualización lado secundario del transformador A

Observaciones:

En el momento en que fuimos avanzando con las simulaciones se procedieron a realizar los respectivos cálculos, al igual que se hizo anteriormente con los datos de CNEL, para ingresar la configuración correcta en el relé y en el equipo TEST UNIVERSE.

Conclusiones:

Se realizó el cambio de parámetros para el relé de la zona que alimenta la subestación, y el lado primario y secundario de cada transformador presente en la línea “A” y “B”, para de esa manera poder realizar la coordinación respectiva bajo las normativas propuestas y comprobar si hubo alguna mejoría en comparación con la configuración actual de CNEL; además, se comprobó que las protecciones actuaran de manera inmediata, a través de la inyección de corriente con la maleta OMICRON CMC 356 al relé SEL-751. La normativa recomienda trabajar con tiempos que vayan desde 0.3 – 0.4s y por ende se reguló las curvas de protección para poder cumplir con este parámetro.

La coordinación se dio de manera exitosa, otorgando condiciones más seguras y con mejores curvas de protección a la S/E Durán Sur.

Recomendaciones:

- Al momento de realizar cambios en el relé de la línea principal de 69kV proveniente de TRANSELECTRIC, la cual alimenta a la subestación, se deberá realizar estudios en las otras subestaciones a las que alimenta esta línea para lograr realizar una correcta y adecuada coordinación.
- En lo posible evitar hacer simulaciones con un rango mayor a 25A al momento de inyectar corriente; aunque la maleta soporte hasta la entrega de 32A, porque podría ocasionar daños en las bobinas del equipo.

5.2.4.1.5 Diagrama principal del sistema actual de la S/E Durán Sur en DigSILENT – Línea B

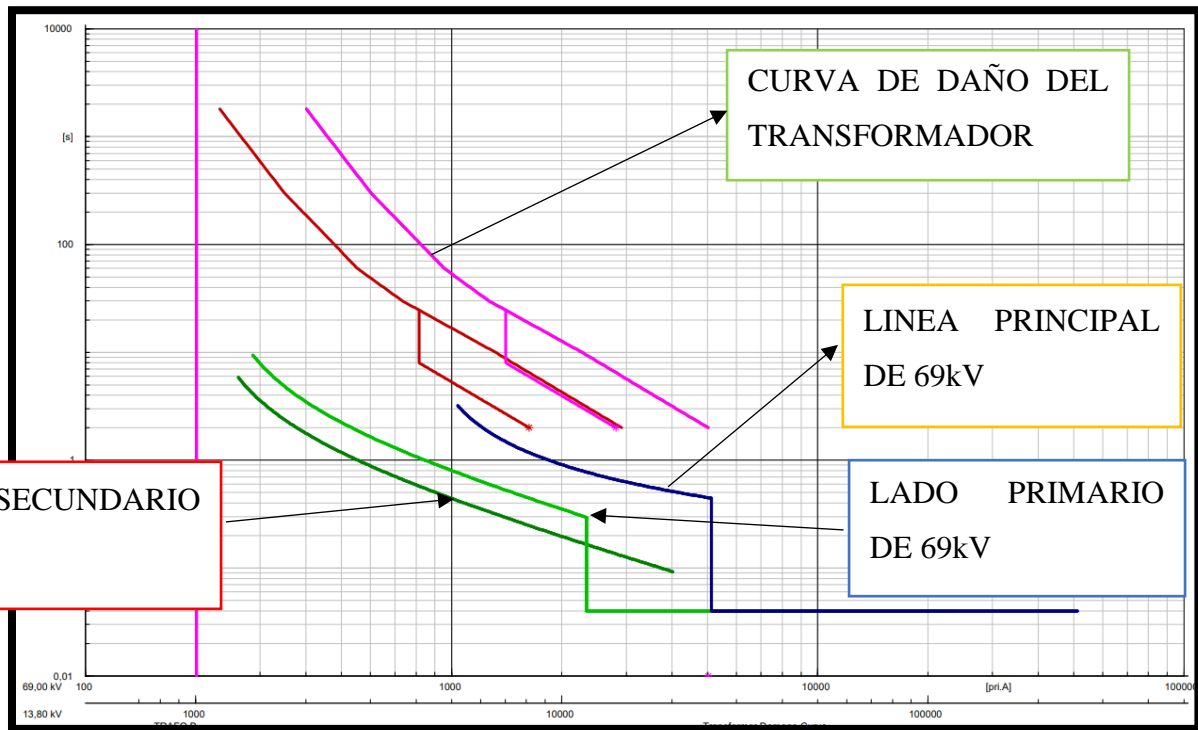


Figura 264: Curvas de fase - Línea B

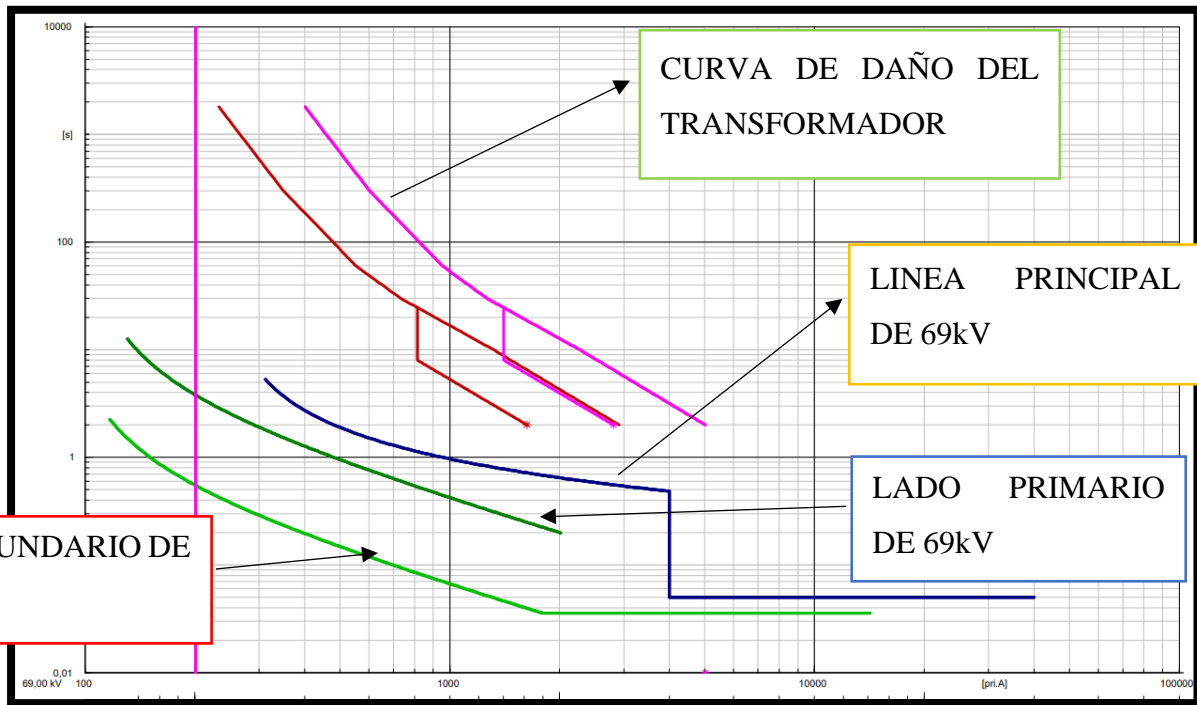


Figura 265: Curvas de neutro - Línea B

Observaciones:

- Los parámetros de la línea de 69kV son iguales para la línea A y B.
- Las curvas de protección tienen una separación de 0.23 segundos aproximadamente.
- Las curvas de protección de Neutro tienen una descoordinación entre la curva de lado primario y secundario del transformador
- Se ingresó la curva de daño del transformador, además se debe realizar la curva desplazada

Propuesta:

Tomando en consideración las normativas mencionadas anteriormente se tomará en consideración lo siguiente:

- Coordinar el sistema de protección de la línea principal de 69kV en las “Fases”, a través de la curva de daño del transformador.
- Poner un tiempo de margen en las curvas de 0,3 segundos, que otorgan una función óptima y duradera en el sistema de protección en las “Fases”.

- Proponer una coordinación óptima para la línea de 69kV para las líneas A y B

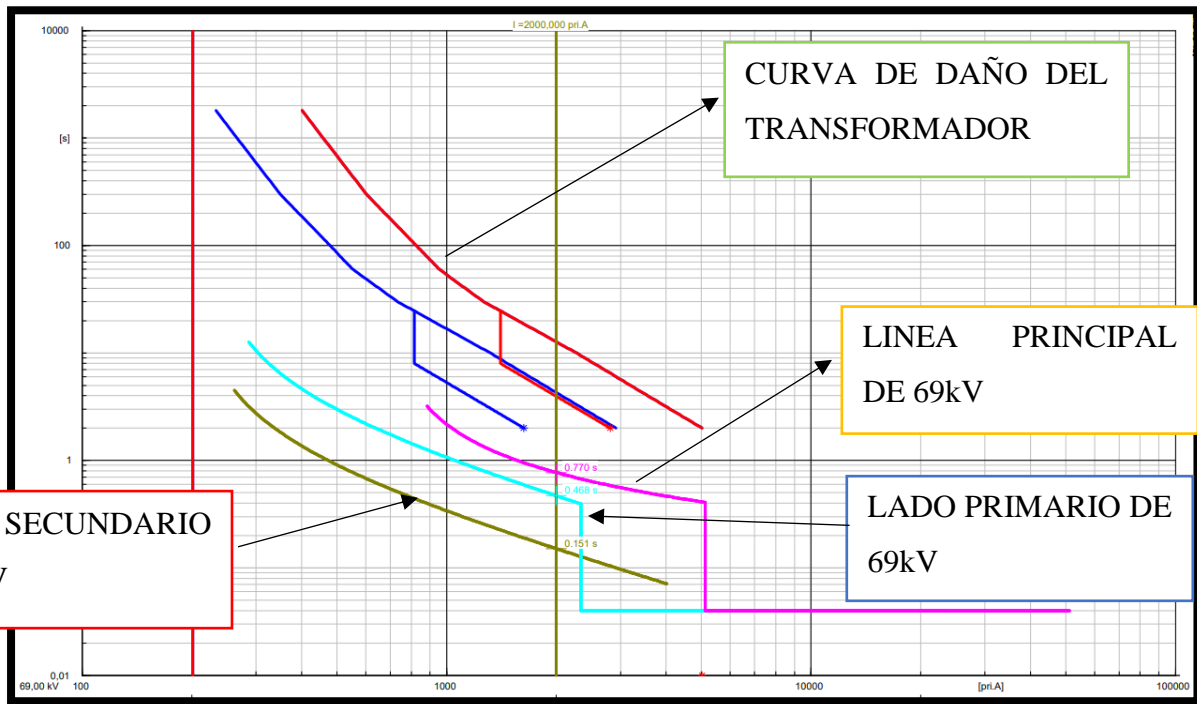


Figura 266: Curvas resultantes de la aplicación de normativas propuestas

5.2.4.1.6 Simulación de las fases del Sistema de Distribución B

IEC Symbol:	I>	ANSI Symbol:	51	OK
Measure Type:		Phase Current (1ph)		Cancel
Name	<input type="text"/>			Relay
Type	<input type="text" value="... ys\ABB\Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\>"/>			Calculate
<input type="checkbox"/> Out of Service				
Tripping Direction	None			
Characteristic	Normal Inverse			
Current Setting	<input type="text" value="1.7"/> p.u.	<input type="text" value="1.7"/> sec.A	<input type="text" value="680"/> pri.A	
Time Dial	<input type="text" value="0.12"/>			

Figura 267: Nuevos parámetros de línea alimentadora de Línea B - 69kV

IEC Symbol:	I>t	ANSI Symbol:	51	OK
Measure Type:		Phase Current (1ph)		Cancel
Name	<input type="text" value="I>t"/>			Relay
Type	<input type="text" value="...ys\ABB\Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\I>"/>			Calculate
<input type="checkbox"/> Out of Service				
Tripping Direction	None			
Characteristic	Very Inverse			
Current Setting	<input type="text" value="1,47"/>	p.u.	1,47 sec.A 220,5 pri.A	
Time Dial	<input type="text" value="0,28"/>			

Figura 268: Actualización de lado primario del transformado Línea B - 69kV

IEC Symbol:	I>t	ANSI Symbol:	51	OK
Measure Type:		Phase Current (1ph)		Cancel
Name	<input type="text" value="I>t"/>			Relay
Type	<input type="text" value="...ys\ABB\Westinghouse\SPAJ\SPAJ 140C\I>"/>			Calculate
<input type="checkbox"/> Out of Service				
Tripping Direction	None			
Characteristic	Very Inverse			
Current Setting	<input type="text" value="1,6"/>	p.u.	1,6 sec.A 1005,44 pri.A	
Time Dial	<input type="text" value="0,1"/>			

Figura 269: Actualización de lado secundario del transformado Línea B - 13.8kV

1. Se ingresa los nuevos parámetros resultantes de las actualizaciones bajo normativa en el relé y el test universe.

- Cálculos para ingresar al relé

$$FASE 51 = \frac{RTC}{\left(\frac{800}{5}\right)} = \frac{680}{160} = 4.25$$

$$FASE 50 = \frac{5120}{\left(\frac{800}{5}\right)} = \frac{5120}{160} = 32$$

- Cálculos para ingresar en el Test Universe

$$FASE 51 = \frac{680}{800} = 0.85$$

$$FASE 50 = \frac{5120}{800} = 6.4$$

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	51	IEC muy Inversa	0,85 Iref	0,12	0,95	No direccional
No	50	IEC muy Inversa	6,40 Iref	0,00	0,95	No direccional

Figura 270: Línea de 69kV - Línea B

2. Realizamos la simulación de pruebas falla en la fase 51 con un rango de 5 - 14 amperios, con pasos de 3 en 3.

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax
L1-L2-L3	51	1,177	5,000 A	-60,00 °	9,180 s	6,456 s	14,46 s
L1-L2-L3	51	1,882	8,000 A	-60,00 °	1,836 s	1,568 s	2,146 s
L1-L2-L3	51	2,588	11,00 A	-60,00 °	1,020 s	892,5 ms	1,161 s
L1-L2-L3	51	3,294	14,00 A	-60,00 °	706,2 ms	616,5 ms	798,0 ms

Figura 271: Pruebas temporizadas de fase – Línea B (actualización)

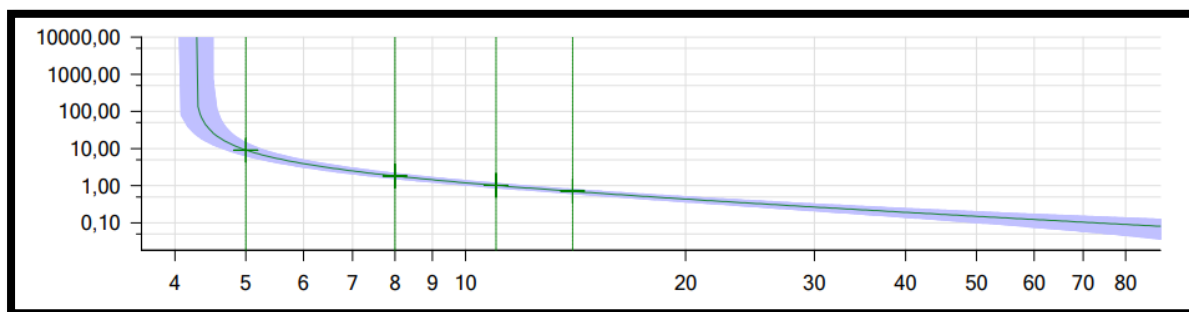


Figura 272: Curvas "51" de L1-L2-L3 – Línea B (actualización)

3. Para la simulación de falla instantánea en fase seleccionamos el nombre del elemento al cuál se le aplicará la prueba y por último el tipo de fallas; en este caso seleccionamos: L1-L2-L3.
4. Realizamos las pruebas de falla con un rango de 8 – 32 amperios, con pasos de 8 en 8

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax
L1-L2-L3	50	250,0 m	8,000 A	-60,00 °	1,836 s	1,568 s	2,146 s
L1-L2-L3	50	500,0 m	16,00 A	-60,00 °	586,0 ms	506,8 ms	666,6 ms
L1-L2-L3	50	750,0 m	24,00 A	-60,00 °	348,6 ms	287,7 ms	410,0 ms
L1-L2-L3	50	1,000	32,00 A	-60,00 °	0,000 s	0,000 s	302,5 ms

Figura 273: Corrida de los tipos de fallas para instantáneo de fase – Línea B (actualización)

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L1-L2-L3	50	250,0 m	8,000 A	-60,00 °	1,836 s	1,841 s	0,2778 %	No	Correct
L1-L2-L3	50	500,0 m	16,00 A	-60,00 °	586,0 ms	598,5 ms	2,141 %	No	Correct
L1-L2-L3	50	750,0 m	24,00 A	-60,00 °	348,6 ms	359,4 ms	3,096 %	No	Correct
L1-L2-L3	50	1,000	32,00 A	-60,00 °	0,000 s	31,00 ms	n/a	No	Correct

Figura 274: Resultado de tipos de fallas para instantáneo de fase – Línea B (actualización)

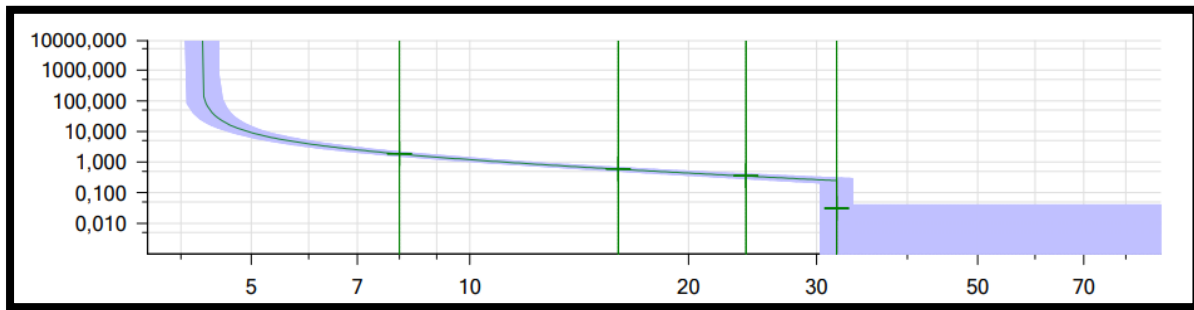


Figura 275: Curva "51 y 50" de L1-L2-L3 – Línea B (actualización)

5.2.4.1.7 Actualización lado primario del transformador – Línea B 69kV

- Cálculos para ingresar al relé

$$FASE\ 51 = \frac{RTC}{\left(\frac{300}{5}\right)} = \frac{220}{60} = 3.6$$

$$FASE\ 50 = \frac{2340}{\left(\frac{300}{5}\right)} = \frac{2340}{60} = 39$$

- Cálculos para ingresar en el Test Universe

$$FASE\ 51 = \frac{220}{300} = 0.733$$

$$FASE\ 50 = \frac{2340}{800} = 7.8$$

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
Sí	51	IEC muy Inversa	0,73 Iref	0,28	0,95	No direccional
Sí	50	IEC muy Inversa	7,80 Iref	0,00	0,95	No direccional

Figura 276: Pruebas temporizadas de fase – actualización lado primario del transformador B

1. Para la simulación de falla en la fase 51 seleccionamos el nombre del elemento al cuál se le aplicará la prueba y por último el tipo de fallas; en este caso seleccionamos: L1-L2-L3.
2. Realizamos las pruebas de falla con un rango de 5 – 25 amperios, con pasos de 5 en 5.

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax
L1-L2-L3	51	1,370	5,000 A	n/a	10,22 s	8,125 s	13,17 s
L1-L2-L3	51	2,740	10,00 A	n/a	2,173 s	1,906 s	2,466 s
L1-L2-L3	51	4,110	15,00 A	n/a	1,216 s	1,080 s	1,362 s
L1-L2-L3	51	5,480	20,00 A	n/a	843,9 ms	752,8 ms	940,9 ms
L1-L2-L3	51	6,849	25,00 A	n/a	646,2 ms	568,7 ms	724,4 ms

Figura 277: Corrida de los tipos de fallas para fase temporizada – actualización lado primario del transformador B

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Resultado
L1-L2-L3	51	1,370	5,000 A	n/a	10,22 s	10,20 s	-0,1957 %	No	Correcto
L1-L2-L3	51	2,740	10,00 A	n/a	2,173 s	2,193 s	0,9205 %	No	Correcto
L1-L2-L3	51	4,110	15,00 A	n/a	1,216 s	1,196 s	-1,645 %	No	Correcto
L1-L2-L3	51	5,480	20,00 A	n/a	843,9 ms	863,9 ms	2,370 %	No	Correcto
L1-L2-L3	51	6,849	25,00 A	n/a	646,2 ms	626,2 ms	-3,095 %	No	Correcto

Figura 278: Resultado de tipos de fallas para fase temporizada – actualización lado primario del transformador B

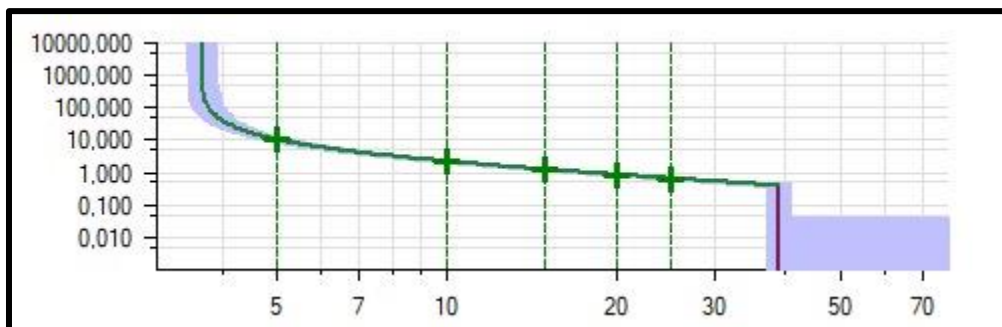


Figura 279: Curvas "51" de L1-L2-L3 – actualización lado primario del transformador B

5.2.4.1.8 Actualización lado secundario del transformador – Línea B 13.8kV

1. Para la simulación de falla en la fase 51 seleccionamos el nombre del elemento al cuál se le aplicará la prueba y por último el tipo de fallas; en este caso seleccionamos: L1-L2-L3.
2. Realizamos las pruebas de falla con un rango de 5 – 25 amperios, con pasos de 5 en 5.
 - Cálculos para ingresar al relé

$$FASE\ 51 = \frac{RTC}{\left(\frac{1200}{5}\right)} = \frac{1005}{240} = 4.1875$$

- Cálculos para ingresar en el Test Universe

$$FASE 51 = \frac{1005}{1200} = 0.8375$$

Activo	Nombre	Característica de disparo	I arranque	Tiempo	Relación de restauración:	Dirección
SÍ	51	IEC muy Inversa	0,84 Iref	0,10	0,95	No direccional

Figura 280: Pruebas temporizadas de fase – actualización lado secundario del transformador B

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	tmin	tmax
L1-L2-L3	51	1,194	5,000 A	-60,00 °	6,958 s	4,993 s	10,55 s
L1-L2-L3	51	2,388	10,00 A	-60,00 °	972,6 ms	847,2 ms	1,112 s
L1-L2-L3	51	3,582	15,00 A	-60,00 °	522,8 ms	447,3 ms	599,8 ms
L1-L2-L3	51	4,776	20,00 A	-60,00 °	357,5 ms	295,2 ms	420,4 ms
L1-L2-L3	51	5,970	25,00 A	-60,00 °	271,6 ms	215,5 ms	328,1 ms

Figura 281: Corrida de los tipos de fallas para fase temporizada – actualización lado secundario del transformador B

Tipo	Relativa a	Factor	Magnitud	Ángulo	tnom.	treal	Desviación	Sobrecarga	Result
L1-L2-L3	51	1,194	5,000 A	-60,00 °	6,958 s	6,862 s	-1,383 %	No	Correct
L1-L2-L3	51	2,388	10,00 A	-60,00 °	972,6 ms	976,2 ms	0,3721 %	No	Correct
L1-L2-L3	51	3,582	15,00 A	-60,00 °	522,8 ms	530,2 ms	1,409 %	No	Correct
L1-L2-L3	51	4,776	20,00 A	-60,00 °	357,5 ms	368,2 ms	2,990 %	No	Correct
L1-L2-L3	51	5,970	25,00 A	-60,00 °	271,6 ms	279,2 ms	2,790 %	No	Correct

Figura 282: Resultado de tipos de fallas para fase temporizada – actualización lado secundario del transformador B

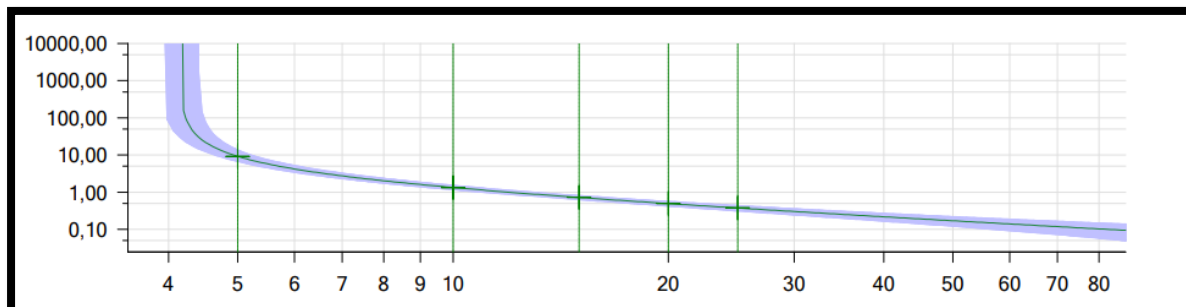


Figura 283: Curvas "51" de L1-L2-L3 – actualización lado secundario del transformador B

Observaciones:

- En el momento en que fuimos avanzando con las simulaciones se procedieron a realizar los respectivos cálculos, al igual que se hizo anteriormente con los datos de CNEL, para ingresar la configuración correcta en el relé y en el equipo TEST UNIVERSE.
- No se realizó la simulación de la función 50 del lado primario y secundario del transformador, debido a que la corriente para ingresar en los relés excede sus valores predeterminados.

Recomendaciones:

- Al momento de realizar cambios en el relé de la línea principal de 69kV proveniente de TRANSELECTRIC, la cual alimenta a la subestación, se deberá realizar estudios en las otras subestaciones a las que alimenta esta línea para lograr realizar una correcta y adecuada coordinación.
- En lo posible evitar hacer simulaciones con un rango mayor a 25A al momento de inyectar corriente; aunque la maleta soporte hasta la entrega de 32A, porque podría ocasionar daños en las bobinas del equipo.

5.2.4.1.9 Coordinación de la línea principal de 69kV y las curvas de daño del transformador

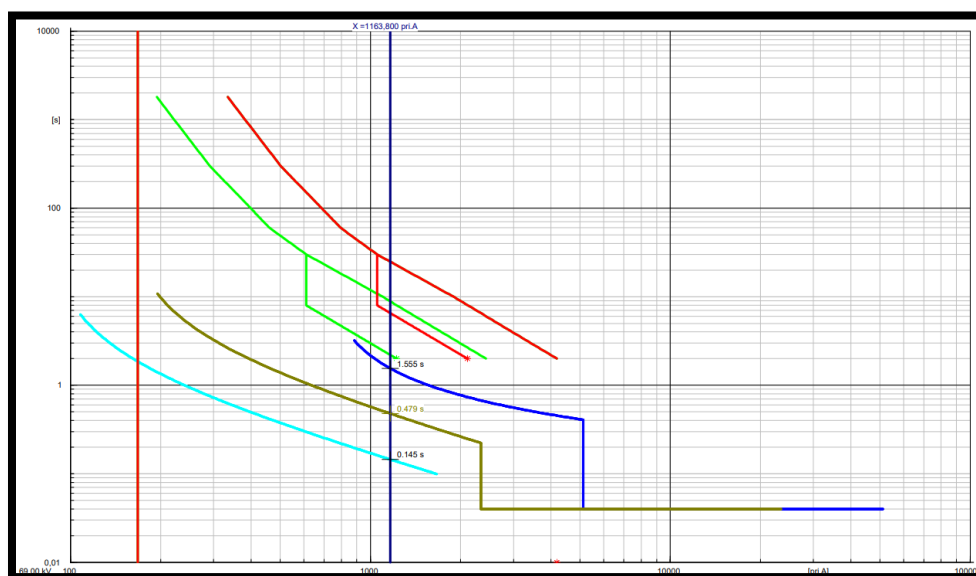


Figura 284: Coordinación de Patio A

CAPÍTULO 6

6.1 CONCLUSIONES

- Se pudo identificar a los equipos presentes en la S/E Durán Sur, los mismos que fueron simulados a través del software DIgSILENT.
- Se realizó con éxito la simulación de la subestación en el software DIgSILENT, dándonos los valores actuales que maneja CNEL como comprobación de que todo estaba correcto y he ahí que pudimos evidenciar zonas en las que propusimos una actualización en sus protecciones.
- En las simulaciones realizadas se pudo constatar el cumplimiento de las normativas IEEE – c37.2, IEEE STD 242-2001 y por último IEEE STD c37.91 – 2000. Las cuales hacen referencia a protecciones de sobrecorriente y el tiempo de separación entre las curvas de protecciones; todos estos parámetros están establecidos en base a los objetivos y alcances propuesto por la compañía. Para nuestra sugerencia de mejoras hemos establecido ciertos cambios de parámetros que nos ayudarán a tener una mejor coordinación mediante las normativas propuestas, en las que se puede destacar el tiempo de coordinación de 0.3 seg; además, realizar la coordinación empleando la curva del transformador con la línea de principal (Transelectric).
- Se usó el laboratorio de protecciones junto con la maleta OMICRON CMC 356 y el relé SEL-751 para simular las pruebas de falla, tanto con los valores que maneja actualmente CNEL, como con los que obtuvimos de la actualización bajo normativas. Todas las pruebas resultaron correctas.

6.2 RECOMENDACIONES

- Tomar en consideración las zonas que evaluamos en este proyecto, porque si bien es cierto, no está mal la coordinación que maneja CNEL en la actualidad, pero se la puede mejorar.
- Realizar la coordinación de la línea principal de TRANSELECTRIC, la que alimenta a la S/E Durán Sur, pero tomar en consideración a las demás subestaciones a las cuales alimenta, porque todas deben funcionar correctamente según la configuración que se le realice.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] I. Matulic, “Introducción a los Sistema Eléctricos de Potencia,” *SciELO*, 2003, Accessed: Jan. 17, 2023. [Online]. Available: http://www.scielo.org.bo/pdf/ran/v2n2/v2n2_a05.pdf
- [2] G. Espinoza, J. Rodríguez, and J. Salinas, “Desarrollo de una interfaz gráfica para el análisis de flujos de potencia,” INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA, Ciudad de México, 2017. Accessed: Feb. 01, 2023. [Online]. Available: <https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/27973/1/tesis%20final.pdf>
- [3] D. Jaramillo, A. Fonseca, and F. Pérez, “Metodología para Determinar la Distribución de Corrientes de Desbalance en Líneas Aéreas de Transmisión de Energía Eléctrica,” *Quito*, vol. 44, no. 2, 2020, Accessed: Jan. 23, 2023. [Online]. Available: https://revistapolitecnica.epn.edu.ec/ojs2/index.php/revista_politecnica2/article/view/1136/504
- [4] J. Espinoza and P. Estupiñán, “Guía de selección de sistema de protección en subestaciones por medio de relés basados en microprocesadores aplicado en subestaciones de transmisión,” *Guayaquil*, Mar. 2010. <https://docplayer.es/33554770-Universidad-politecnica-salesiana.html> (accessed Jan. 23, 2023).
- [5] A. Robles, “Modelo de gestión comercial de energía eléctrica en el Ecuador,” Universidad de Cuenca, Cuenca, 2010. Accessed: Jan. 25, 2023. [Online]. Available: <http://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/2599/1/tm4388.pdf>
- [6] L. Fiaschetti, “SISTEMA DE GESTIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA CON APLICACIÓN EN EL ÁMBITO REGIONAL,” Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires, Buenos Aires, 2021. Accessed: Jan. 25, 2023. [Online]. Available: <https://ridaa.unicen.edu.ar:8443/server/api/core/bitstreams/ce03e4bc-3aea-4ae5-b27d-3fb7ea24a451/content>
- [7] J. Juárez, *Sistemas de distribución de energía eléctrica*, Primera. Ciudad de México, 1995. Accessed: Jan. 25, 2023. [Online]. Available: <https://core.ac.uk/download/pdf/48392416.pdf>

- [8] R. Dashti, M. Ghasemi, and M. Daisy, "Fault location in power distribution network with presence of distributed generation resources using impedance based method and applying Π line model," *Energy*, vol. 159, pp. 344–360, Sep. 2018, doi: 10.1016/J.ENERGY.2018.06.111.
- [9] L. Sarmiento, "Desarrollo de una herramienta computacional para la operación del Sistema de Transmisión Nacional según los lineamientos establecidos en el código de redes," Universidad de La Salle, Bogotá, 2018. Accessed: Jan. 30, 2023. [Online]. Available: https://ciencia.lasalle.edu.co/cgi/viewcontent.cgi?article=1178&context=ing_electrica
- [10] R. Espinosa, *SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN*, Primera. LIMUSA, 1990. Accessed: Jan. 30, 2023. [Online]. Available: <https://dokumen.tips/documents/sistemas-de-distribucion-5693afc7054c9.html?page=5>
- [11] F. Gonzales, "Anormalidades en Sistemas de Potencia." 2008. Accessed: Feb. 01, 2023. [Online]. Available: https://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP_I/PPT-4.Anorm.pdf
- [12] G. Huerta, "Fallas en sistemas eléctricos," Jan. 21, 2020. <https://siticed.com.mx/2020/01/21/fallas-en-sistemas-electricos/><https://siticed.com.mx/2020/01/21/fallas-en-sistemas-electricos/> (accessed Jan. 30, 2023).
- [13] S. Ramírez, "PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS." https://www.academia.edu/19304042/PROTECCION_DE_SISTEMAS_EL%C3%89CTRICOS. (accessed Jan. 30, 2023).
- [14] F. Mora and J. Limones, "DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE PRUEBAS DE FALLAS EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE EL USO DEL EQUIPO OMICRON CMC 356 PARA EL RELÉ SEL-751.," Universidad Politécnica Salesiana, Guayaquil, 2021. Accessed: Jan. 30, 2023. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/21326/1/UPS-GT003494.pdf>
- [15] M. López, "UBICACIÓN DE FALLAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA BASADO EN SENSADO COMPRIMIDO," UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE QUITO, Quito, 2018. Accessed: Jan. 30, 2023. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/15722/1/UPS%20-%20ST003594.pdf>

- [16] F. Calero, “LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA USANDO GENERACIÓN DISTRIBUIDA BASADO EN EL MÉTODO DE RATÁN DAS ,” UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE QUITO, Quito, 2019. Accessed: Jan. 30, 2023. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/16921/1/UPS-ST003936.pdf>
- [17] D. Acuña, “LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN BASADOS EN LA MATRIZ DE IMPEDANCIA DE BARRA,” UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE QUITO, Quito, 2017. Accessed: Jan. 30, 2023. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/14294/6/UPS-KT01379.pdf>
- [18] H. Guaigua, “Estandarización de ajustes, pruebas y programación de las funciones complementarias en relés numéricos de protección,” Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2019.
- [19] J. Figueroa, “PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS.” Accessed: Feb. 01, 2023. [Online]. Available: https://www.academia.edu/44489268/PROTECCI%C3%93N_DE_SISTEMAS_EL%C3%89CTRICOS
- [20] R. Poyato, “Calidad eléctrica y pérdidas de energía en el cableado.” <https://docplayer.es/86592127-Calidad-electrica-y-perdidas-de-energia-en-el-cableado-roberto-poyato-responsable-de-soporte-tecnico-fluke-iberica-e-italia.html> (accessed Feb. 01, 2023).
- [21] “PERTURBACIONES DE LA RED ELECTRICA”, Accessed: Feb. 01, 2023. [Online]. Available: <http://www.fernandezfica.cl/img/articulos/perturbaciones.pdf>
- [22] Iberdrola, “Efectos y Soluciones en Instalaciones Industriales.” Accessed: Feb. 01, 2023. [Online]. Available: https://iicv.net/wp-content/uploads/documents-and-technical-tools/perturbaciones_electricas_castellon_2018.pdf
- [23] I. Real de la Barreda, “ANÁLISIS DE HUECOS DE TENSIÓN EN REDES DE DISTRIBUCIÓN,” Universidad Politécnica de Madrid, Madrid, 2017. Accessed: Feb. 01, 2023. [Online]. Available: https://oa.upm.es/46129/1/TFG_IRENE_REAL_DE_LA_BARREDA.pdf

- [24] B. Armengol, “Protecciones de Sistemas de Potencia,” Dec. 17, 2015. <https://docplayer.es/85879867-Protecciones-de-sistemas-de-potencia-armengol-blanco-benito-facultad-nacional-de-ingenieria-ingenieria-electrica-e-ingenieria-electronica.html> (accessed Feb. 05, 2023).
- [25] “Relé numérico - Numerical relay.” https://es.abcdef.wiki/wiki/Numerical_relay (accessed Feb. 05, 2023).
- [26] “Diferencia entre breaker o disyuntores MCB, MCCB, ELCB y RCCB,” 2018. <https://www.electricaplicada.com/diferencia-entre-breaker-o-interruptores-mcb-mccb-elcb-rccb-y-sus-caracteristicas/> (accessed Feb. 05, 2023).
- [27] “Relé de protección - Protective relay.” https://es.abcdef.wiki/wiki/Protective_relay (accessed Feb. 05, 2023).
- [28] E. Purcell and D. Morin, *Electricity and Magnetism*, Third. Massachusetts: Harvard University, 2013. Accessed: Feb. 05, 2023. [Online]. Available: https://physicaeducator.files.wordpress.com/2017/11/electricity_and_magnetism-by-purcell-3ed-ed.pdf
- [29] M. Rashid, *POWER ELECTRONICS*, Third. Florida: ELSEVIER, 2011. Accessed: Feb. 05, 2023. [Online]. Available: http://powerunit-ju.com/wp-content/uploads/2016/11/Book-Power_Electronics_Handbook_3rd_Edition_M_Rashid.pdf
- [30] A. Robayo, “OPTIMIZACIÓN DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN BASADA EN LA MINIMIZACIÓN DE PÉRDIDAS POR CAPACIDAD OCIOSA Y CONEXIONES INADECUADAS,” UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE QUITO, Quito, 2015. Accessed: Feb. 05, 2023. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/8013/6/UPS-KT00920.pdf>
- [31] R. Pelaes, “COORDINACIÓN AUTOMÁTICA DE PROTECCIONES DE DISTANCIA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN FRENTE A UNA CONTINGENCIA EXTREMA,” UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE QUITO, Quito, 2019.
- [32] S. Horowitz and A. Phadke, *Power System Relaying*, Fourth. 2014. Accessed: Feb. 05, 2023. [Online]. Available: https://bank.engzenon.com/tmp/56122028-4370-460a-8d96-485ec0feb99b/565727ab-789c-4920-a807-4447c0feb99b/power_system_relaying_by_stanley_h_horowitz_4th.pdf

- [33] “El CT abierto y el PT en corto,” Dec. 05, 2017. <https://www.sectorelectricidad.com/18983/protecciones-electricas/> (accessed Feb. 05, 2023).
- [34] T. Gonen, *ELECTRIC POWER DISTRIBUTION ENGINEERING*, Third. 2014.
- [35] “Centros de Transformación MT/BT,” *Schneider Electric*, Nov. 2000.
- [36] P. Y and B. S, *Fundamentals of Power System Protection*. 2003. Accessed: Feb. 05, 2023. [Online]. Available: <https://bayanbox.ir/view/523835919941340374/Protection.pdf>
- [37] G. Gómez, “Evolución y tendencias de índices de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia,” vol. 29, no. 2, pp. 3–13, 2016, Accessed: Feb. 05, 2023. [Online]. Available: <https://www.scielo.sa.cr/pdf/tem/v29n2/0379-3982-tem-29-02-3.pdf>
- [38] M. Ramírez, “Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia,” Nuevo León, Jul. 2005. Accessed: Feb. 06, 2023. [Online]. Available: https://www.ingenieros.es/files/proyectos/Proteccion_Sistemas_Electricos_Potencia.pdf
- [39] O. Núñez, “SISTEMA DE PROTECCIÓN ADAPTATIVO PARA MICRO-REDES BASADO EN OPTIMIZACIÓN ROBUSTA,” Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2018. Accessed: Feb. 06, 2023. [Online]. Available: <https://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/164012/Sistema-de-protecci%c3%b3n-adaptativo-para-micro-redes-basado-en-optimizaci%c3%b3n-robusta.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [40] X. Bustos and H. Oñate, “PRUEBA DE INYECCIÓN DE CORRIENTE SECUNDARIA A LOS RELÉS DE PROTECCIONES DE LOS MÓDULOS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA UTILIZANDO LA OMICRON CMC 356,” Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil, Guayaquil, 2020.
- [41] K. Cruz and C. Morales, “DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN MÓDULO DIDÁCTICO DE PROTECCIONES PARA SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA (SEP) APLICADO A SISTEMAS DE TRANSMISIÓN,” Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil, Guayaquil, 2016. Accessed: Feb. 06, 2023. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/13452/1/UPS-GT001816.pdf>
- [42] “SEL-751 Feeder Protection Relay | Schweitzer Engineering Laboratories.” <https://selinc.com/products/751/> (accessed Feb. 06, 2023).

- [43] “SEL - 700G.” <https://studylib.net/doc/25781493/700g-im-> (accessed Feb. 06, 2023).
- [44] J. Molina and L. Vargas, “DESARROLLO DE PRUEBAS DE LABORATORIO PARA INYECCIÓN DE RELÉS DE PROTECCIÓN FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA-ELECTRÓNICA INGENIERÍA ELÉCTRICA MEDELLÍN 2014,” UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA ESCUELA DE INGENIERÍA, Medellín, 2014. Accessed: Feb. 07, 2023. [Online]. Available: <https://repository.upb.edu.co/bitstream/handle/20.500.11912/2292/DESARROLLO%20DE%20PRUEBAS%20DE%20LABORATORIO.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [45] R. Ayala and J. Tenesaca, “Implementación de un sistema de comunicación IEC 61850 para monitoreo y control de los módulos de protección de líneas de transmisión, sistemas de generación y redes de distribución,” Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil, Guayaquil, 2018. Accessed: Feb. 07, 2023. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/15569/1/UPS-GT002146.pdf>
- [46] J. Jara, “Optimización de la protección eléctrica de la subestación Tierra Colorada,” Universidad de Piura, Piura, 2015. Accessed: Feb. 07, 2023. [Online]. Available: https://pirhua.udep.edu.pe/bitstream/handle/11042/2560/IME_192.pdf?sequence=%201&isAllowed=y
- [47] “Test Universe.” <https://www.omicronenergy.com/es/productos/test-universe/documents/#contact-menu-open> (accessed Feb. 08, 2023).
- [48] F. Arévalo, “GUÍA METODOLÓGICA PARA PRUEBAS DE RELÉS DE PROTECCIÓN MULTIFUNCIONAL CON EL EQUIPO DE INYECCIÓN OMICRON CMC,” Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Bogotá, 2015. Accessed: Feb. 08, 2023. [Online]. Available: <https://repository.udistrital.edu.co/bitstream/handle/11349/4674/Ar%c3%a9valoMorenoFreddyWilson2016.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- [49] J. Delgadillo and E. Mirela, “Pruebas rele de protección modelo PCS 985aw con maleta de pruebas CMC356 en C.H. Huanza G1 realizado por la Empresa Tabraj y Asociados,” *Universidad Nacional del Centro del Perú*, 2018. <https://renati.sunedu.gob.pe/handle/sunedu/2391565> (accessed Feb. 08, 2023).

- [50] “SEL-5030 ACCELERATOR QuickSet Software | Schweitzer Engineering Laboratories.” <https://selinc.com/products/5030/> (accessed Feb. 08, 2023).
- [51] F. Barberán and M. Suárez, “DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN MÓDULO DIDÁCTICO DE PROTECCIONES DE REDES DE DISTRIBUCIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA,” Universidad Politécnica Salesiana Sede Guayaquil, Guayaquil, 2017. Accessed: Feb. 08, 2023. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/14178/1/UPS-GT001872.pdf>
- [52] “SEL-751A Feeder Protection Relay | Schweitzer Engineering Laboratories.” <https://selinc.com/products/751A/> (accessed Feb. 08, 2023).
- [53] “CMC 356 - Universal relay test set and commissioning tool - OMICRON.” <https://www.omicronenergy.com/en/products/cmc-356/> (accessed Feb. 09, 2023).
- [54] “Plan Maestro de Electricidad.” Accessed: Feb. 10, 2023. [Online]. Available: <https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2020/01/Plan-Maestro-de-Electricidad-2018-2027.pdf>
- [55] CELEC EP TRANSELECTRIC, “Políticas y Procedimientos para el Diseño de Subestaciones,” Mar. 16, 2016. https://www.celec.gob.ec/transselectric/images/stories/baners_home/LOTAIP_NEW/2016/04-2016/a3_Regulaciones%20y%20procedimientos/Resources/Disenio%20de%20Subestaciones.pdf (accessed Feb. 10, 2023).
- [56] “Knowledge Base PowerFactory - DIGSILENT.” <https://www.digsilent.de/en/faq-powerfactory/tags/external-grid.html> (accessed Feb. 10, 2023).
- [57] IEEE SA (STANDARDS ASSOCIATION), “IEEE SA - IEEE C37.2-2008,” Oct. 03, 2008. <https://standards.ieee.org/ieee/C37.2/4293/> (accessed Feb. 10, 2023).
- [58] A. Granero, “Ingeniería de Máquinas y Sistemas Eléctricos: Nomenclatura ANSI/IEEE para dispositivos de protección,” Jan. 23, 2016. <http://imseingenieria.blogspot.com/2016/01/nomenclatura-ansiieee-para-dispositivos.html> (accessed Feb. 06, 2023).
- [59] IEEE Power and Energy Society, “IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations,” p. 56, 2008, Accessed: Feb. 11,

2023. [Online]. Available:
https://www.academia.edu/15690566/IEEE_Std_C37_2_2008_IEEE_Standard_for_Electrical_Power_System_Device_Function_Numbers_Acronyms_and_Contact_Designations_IEEE_Power_and_Energy_Society
- [60] J. Pico, D. Celeita, and G. Ramos, "Protection Coordination Analysis Under a Real-Time Architecture for Industrial Distribution Systems Based on the Std IEEE 242-2001," vol. 52, no. 4, 2016, Accessed: Feb. 11, 2023. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=7426407>
- [61] "242-2001 - IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Buff Book)," *IEEE*, Dec. 2001.

ANEXOS

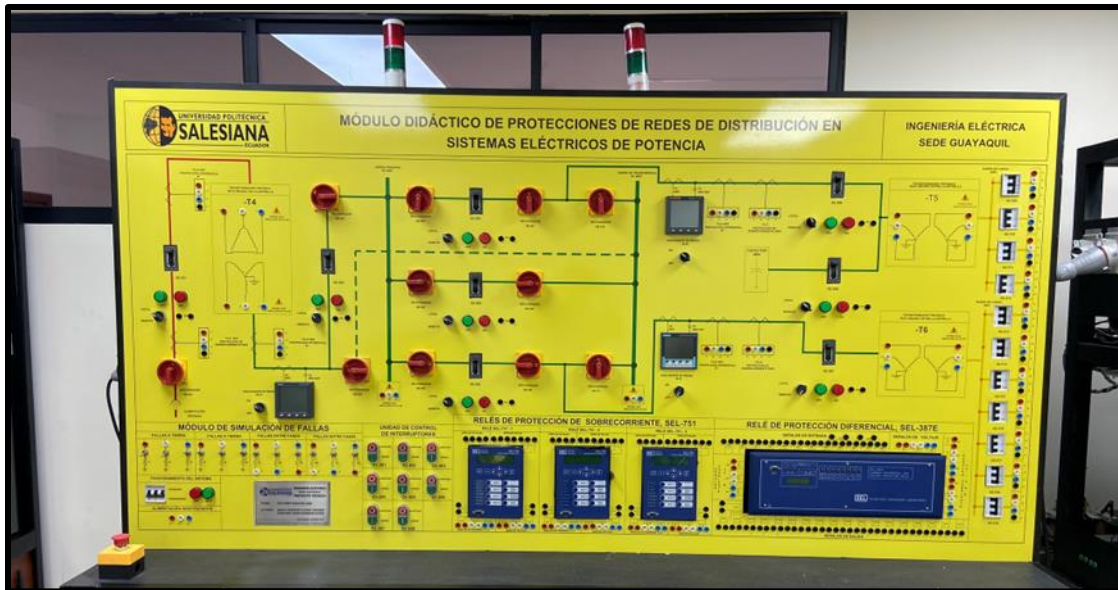


Figura 286: Módulo Didáctico de Protecciones de Redes de Distribución en Sistemas Eléctricos de Potencia



Figura 287: Maleta de inyección de corriente OMICRON CMC 356



Figura 288: Relé SEL-751 del módulo de protecciones



Figura 289: Conexión del cableado del OMICRON CMC 356 al módulo de protecciones

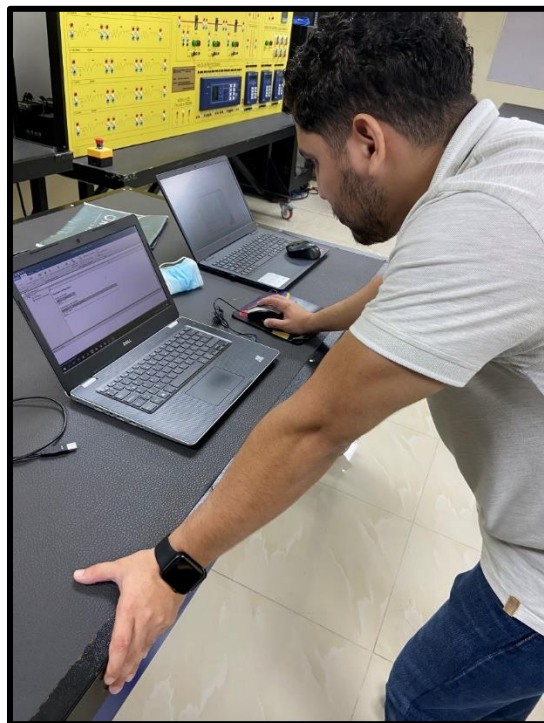


Figura 290: Ingreso de valores mediante el AcSELerator QuickSet



Figura 291: Equipos conectados para las pruebas



Figura 292: Configuración de Parámetros en el Test Universe para las pruebas de falla en el relé

Achieving proper selectivity between time-overcurrent relays. The characteristic curves are not extended past the maximum short-circuit current shown because the devices should never have to operate above these values. In this example all the relay settings and circuit breaker settings have adequate coordination margins. If a relay

cannot produce a coordinated tripping curve, then alternatives, such as the following, should be tried:

- 1) Select a different tap. (This change would shift the curve to the right or left.)
- 2) Adjust the relay minimum pickup setting between taps (if available) or adjust time-dial settings between calibration marking, or do both. Calibrating the relay can verify the more refined settings often required.
- 3) Select a different relay characteristic (e.g., inverse, extremely inverse). The extremely inverse relays also coordinate better with most fuse curves.
- 4) Use a different CT ratio or auxiliary CT. (Many transformer bushing CTs are multiratio.)
- 5) Change devices or settings of adjacent devices.

Figura 293: MEJORAMIENTO DE COORDINACION DE CURVAS/PÁGINA 622-626/NORMATIVA STD 242-2001

The overcurrent device on the transformer primary should provide protection against thermal and mechanical damage, yet allow the normal connected load to flow. (Refer to Chapter 11 for the details concerning overload protection, thermal, and mechanical damage curves.)

Figure 15-4a and Figure 15-4b illustrate the factors described in this subclause using a variety of protective devices.

Figura 294: Curva de daño del transformador Norma STD 242-2001

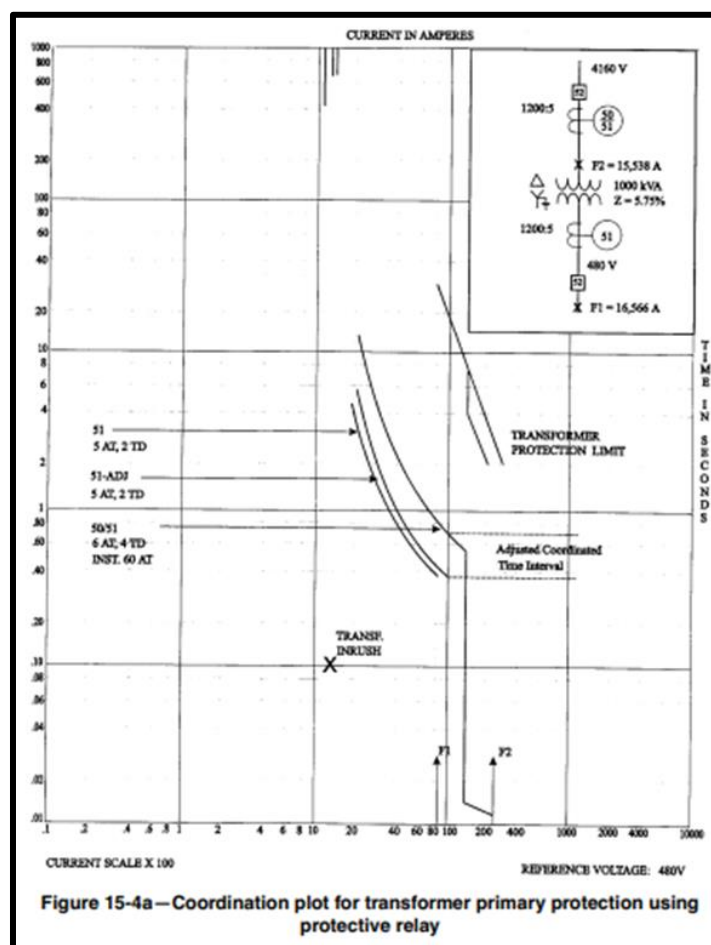


Figura 295: Curva de daño del transformador Norma STD 242-2001

**Table A.1—Summary of through-fault protection curves;
minimum nameplate (kVA) of principal winding**

Category	Single phase (kVA)	Three phase (kVA)	Through-fault protection curve ^a
I	5 to 500	15 to 500	Figure A.1
II	501 to 1 667	501 to 5 000	Figure A.2
III	1 668 to 10 000	5 001 to 30 000	Figure A.3
IV	≥ 10 000	≥ 30 000	Figure A.4

^a The times normal base current scale in Figure A.1, Figure A.2, Figure A.3, and Figure A.4 relates to minimum nameplate kVA. Low values of 3.5 or less times normal base current may result from overloads rather than faults, and for such cases, loading guides may indicate allowable time durations different from those given in Figure A.1, Figure A.2, Figure A.3, and Figure A.4. (For more details, see IEEE Std C57.91-1995, IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers.)

Figura 296: Coordinación con la curva del transformador - Norma C37.91-2000

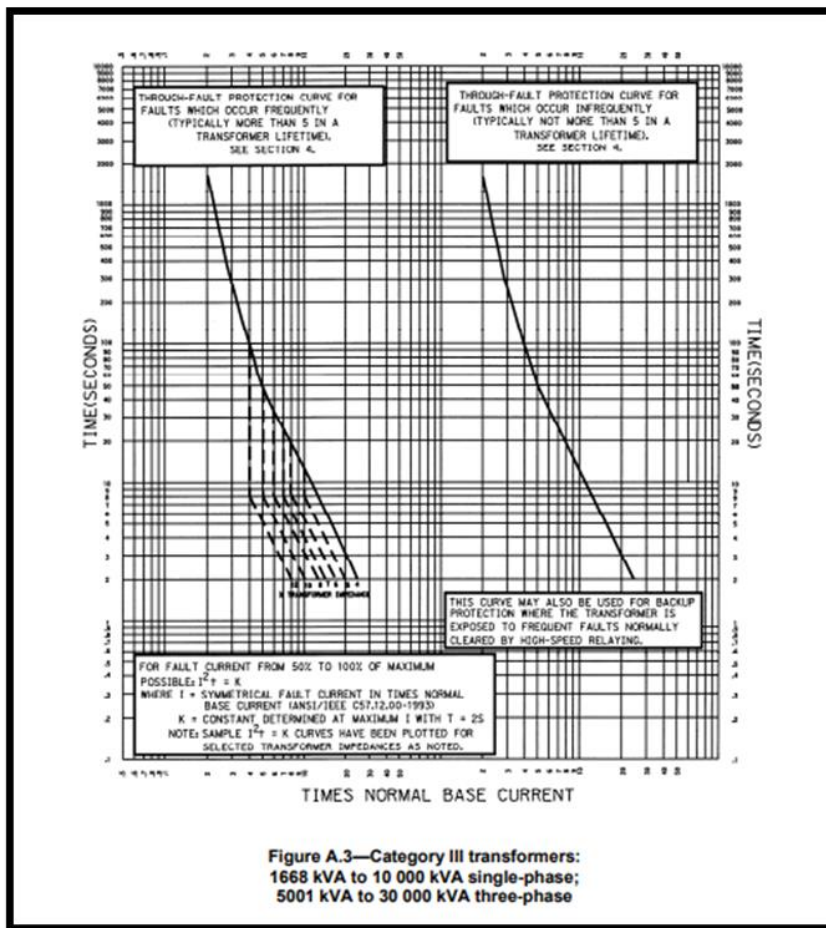


Figura 297: Coordinación con la curva del transformador - Norma C37.91-2000

Table 15-2—CTIs with field calibration

Components	CTI with field testing	
	Electromechanical	Static
Circuit breaker opening time (5 cycles)	0.08 s	0.08 s
Relay overtravel	0.10 s	0.00 s
Relay tolerance and setting errors	0.12 s	0.12 s
Total CTI	0.30 s	0.20 s

Figura 298: Tiempo de coordinación de relés de protección/Página 602-604/Norma STD 242-2001

A 0.30 s margin, representing a conservative average, is widely used in field-tested systems employing very and extremely inverse electromechanical overcurrent relays with 8-cycle breakers.

Figura 299: Tiempo de coordinación de relés de protección/Página 602-604/Norma STD 242-2001