

Universidad Técnica Nacional

Sede del Pacífico

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Título del Proyecto:

Levantamiento y estudios de ingeniería del sistema eléctrico de la Compañía Arrocera

Industrial, basado en la normativa NFPA-70 y estándares IEEE-551 e IEEE-242

Trabajo Final de Graduación para optar por el grado académico de Licenciatura en

Ingeniería Eléctrica

ESTUDIANTES

Jean Paul Fernández Mellado

Andrey Alberto Sosa Madrigal

Puntarenas, Costa Rica

Mayo 2021

ACTA DE APROBACIÓN

En la ciudad de Puntarenas, a los 07 días del mes de mayo del año 2021 al ser las 14:30 horas, estando presentes en el Campus Juan Rafael Mora Porras de la Sede del Pacífico de la Universidad Técnica Nacional, las siguientes personas:

Profesor Tutor: José A. Vásquez Araya
Profesor Lector Externo: Milton Moreno de la O
Profesor Lector Interno: Billy Quesada Solano
Presidente del Tribunal Examinador: Carlos Ruiz Rodríguez

En su condición de miembros del Tribunal Evaluador, para evaluar el Proyecto de Graduación para optar por el grado de **Licenciatura en Ingeniería Eléctrica**, de las personas estudiantes, **Jean Paul Fernández Mellado** cédula de identidad **604270170** y **Andrey Alberto Sosa Madrigal** cédula de identidad **604270834**.

Reunido el Tribunal Evaluador los aspirantes procedieron a presentar y defender su Proyecto de Graduación titulado **“Levantamiento y estudios de ingeniería del sistema eléctrico de la Compañía Arrocera Industrial, basado en la normativa NFPA-70 y estándares IEEE-551 e IEEE-242.”**

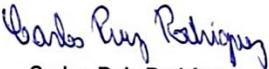
Concluida la presentación y defensa del Proyecto de Graduación, el Tribunal Evaluador consideró que, de conformidad con la normativa en la materia, las personas estudiantes obtuvieron una calificación de 92, cumpliendo con las exigencias requeridas para la aprobación del Proyecto y le es conferido el grado de **Licenciados en Ingeniería Eléctrica**.

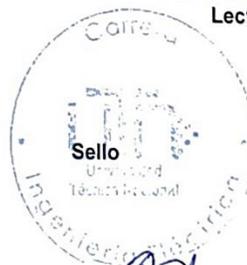
No Si () mención honorífica


José A. Vásquez Araya
Profesor Tutor


Billy Quesada Solano
Lector interno


Milton Moreno de la O
Lector Externo


Carlos Ruiz Rodríguez
Presidente del Tribunal Examinador



Estudiantes:


Jean Paul Fernández Mellado
Cédula 604270170


Andrey Alberto Sosa Madrigal
Cédula 604270834

Dedicatoria

A mi madre, Carmen; a mi padre, Eduardo y a mis hermanos, Yashin y Pamela, quienes siempre me han dado su apoyo incondicional. A mi hermosa compañera, Sharon, quien fue parte de este apoyo.

Jean Paul Fernández Mellado

A mis padres y a mi familia, personas que son parte esencial de mi vida.

Andrey Alberto Sosa Madrigal

Agradecimientos

A mi madre, Carmen; a mi padre, Eduardo y a mis hermanos, Yashin y Pamela, por su apoyo incondicional. A mi bella compañera, Sharon, por ser mi gran inspiración; a Milton Moreno de la O, por su apoyo como lector y en el área técnica, pues siempre nos dio una guía en este camino; a mis profesores, por ser facilitadores de los conocimientos que hoy demostramos usar en nuestro día a día.

Jean Paul Fernández Mellado

A mis padres y a mi familia, quienes brindaron su importante e incondicional apoyo durante esta etapa. A nuestro profesor tutor y a nuestros lectores, que con su conocimiento contribuyeron y nos guiaron para que este proceso culminara de manera exitosa.

Andrey Alberto Sosa Madrigal

Tabla de Contenido

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1. Nombre del proyecto	2
1.2. Antecedentes	2
1.3. Planteamiento del problema	4
1.4. Justificación e importancia de la investigación	5
1.5. Objetivos	6
1.5.1 Objetivo general	6
1.5.2 Objetivos específicos	6
1.6. Alcance	7
1.7. Limitaciones	7
1.8. Viabilidad	8
1.9. Cronograma de proyecto	9
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO	10
2.1. Descripción de una corriente de cortocircuito	11
2.2. Corriente de cortocircuito disponible	12
2.3. Corrientes simétricas y asimétricas	13
2.4. Cálculos de cortocircuito	16
2.5. Corriente total de cortocircuito	20
2.6. Tipos de fallas	24

2.7. Contribuciones a la corriente de cortocircuito	27
2.7.1 Contribuciones del motor de inducción	27
2.7.2 Contribuciones de máquinas sincrónicas	31
2.7.3 Contribución de la compañía de suministro de energía eléctrica	36
2.7.4 Contribución banco de capacitores	40
2.7.5 Contribución de inversores y rectificadores	50
2.8 Capacidad interruptiva y soportes de cortocircuito	55
2.9 Coordinación de protecciones	59
2.10 Equipos de protección de sistemas en baja tensión	62
2.10.1 Fusibles	62
2.10.2 Relés de sobrecorriente	66
2.10.3 Disyuntores	69
2.11 Consideraciones para coordinación entre protecciones	74
2.11.1 Fusible - Fusible	75
2.11.2 Interruptor termomagnético (Itm) – Interruptor termomagnético (Itm)	76
2.11.3 Fusible – Interruptor termomagnético (Itm)	77
2.11.4 Relés térmicos – Interruptor termomagnético (Itm) o fusibles	78
2.11.5 Relés de sobrecorriente - Relés de sobrecorriente	80
CAPITULO III: MARCO METODOLÓGICO	81
CAPÍTULO IV: DESARROLLO DEL PROYECTO	86

4.1 Levantamiento de cargas y diagramas unifilares de sistema eléctrico de CAI	87
4.2 Corrientes de cortocircuito disponible en red de media tensión basados en ambos escenarios	92
4.3 Resultados de estudio de cortocircuito en transformador de 2.5 MVA	94
4.4 Resultados de estudio de cortocircuito en transformador de 2 MVA	97
4.5 Resultados de estudio de cortocircuito en transformador de 0.75 MVA	99
4.6 Resultados de estudio de coordinación de protecciones en transformador de 0.75 MVA	100
4.7 Resultados de estudio de coordinación de protecciones en transformador de 2 MVA	105
4.8 Resultados de correcciones que se pueden realizar en coordinación de protecciones, para transformador de 2 MVA	113
4.9 Resultados de estudio de coordinación de protecciones en transformador de 2.5 MVA (circuitos de barra principal R01M1)	117
4.10 Resultados de estudio de coordinación de protecciones en transformador de 2.5 MVA (circuitos de barra principal R01M2)	127
4.11 Resultados de estudio de coordinación de protecciones en transformador de 2.5 MVA (circuitos de barra principal R01M3)	130
4.12 Resultados de estudio de coordinación de protecciones en transformador de 2.5 MVA (circuitos de barra principal R01M4)	133

4.13 Resultados de estudio de coordinación de protecciones en transformador de 2.5 MVA (circuitos de barra principal R01M5)	135
4.14 Resultados de estudio de coordinación de protecciones en transformador de 2.5 MVA (circuitos de barra principal R01M6)	138
4.15 Resultados de correcciones que se pueden realizar en coordinación de protecciones, para transformador de 2.5 MVA	139
CONCLUSIONES	142
RECOMENDACIONES	145
REFERENCIAS	148
ANEXOS	149

Índice de figuras

Cronograma de desarrollo del proyecto	9
Onda de corriente alterna simétrica	14
Onda de corriente alterna totalmente compensada	15
Onda corriente alterna simétrica decreciente	15
Onda CA de corriente de falla asimétrica	16
Modelo de circuito para asimetría	17
Modelo de circuito con fuentes de corriente CA en estado estable y decreciente	23
Corriente de cortocircuito CA asimétrica compuesta de CC, corriente alterna decreciente y corriente alterna simétrica	24
Representación de categorías de cortocircuito	25
Corrientes de cortocircuito trifásicas de un motor de inducción (el eje vertical representa la corriente; el eje horizontal representa el tiempo)	28
Corrientes de cortocircuito trifásicas de una máquina síncrona	32
Escenario nominal del aporte de la empresa de suministro	38
Escenario con derivación en el primario en aporte de la empresa de suministro	39
Escenario con derivación en el secundario en aporte de la empresa de suministro	40
Comportamiento de banco de capacitores de 10MVar	42
Corriente de falla con cable de 30m y banco de Capacitores de 10MVar	43
Corriente de falla con cable de 15m y banco de capacitores de 10MVar	44

Corriente de falla con cable de 300m y banco de capacitores de 10MVar	45
Aporte de etapa de 5MVar con un filtro de 5ta armónica	47
Aporte de etapa de 10MVar con un filtro de 5ta armónica	47
Aporte de etapa de 20MVar con un filtro de 5ta armónica	48
Corriente de cortocircuito de motor 700HP y empresa de suministro 500MVA	49
Aporte de configuración anterior con etapa de 0.2MVar	49
Diagrama equivalente con fuente inversora y posibles puntos de cortocircuito en el lado de CA	51
Diagrama equivalente de un sistema AC-DC	52
Diagrama equivalente de un sistema AC-DC con una falla en AC	53
Comportamiento de falla del lado DC con grid-control	54
Comportamiento de falla del lado DC sin grid-control	54
Destrucción de equipos de protección	56
Corriente de falla permitido para conductores con aislamiento a 90°C	59
Concepto de coordinación selectiva de protecciones	61
Curva de característica tiempo-corriente de un fusible	63
Curvas de disparo de un relé de sobrecorriente	67
Curva de disparo de un disyuntor térmico	70
Curva de disparo de un disyuntor termomagnético	72
Curva de disparo de un disyuntor de disparo electrónico	73

Coordinación fusible-fusible	75
Coordinación Itm-Itm	76
Coordinación de fusible aguas debajo de un Itm	77
Coordinación de fusible aguas debajo de un Itm	78
Coordinación relé térmico e Itm	79
Coordinación relé térmico y fusibles	79
Coordinación de dos relés de sobrecorriente	80
Diagrama unifilar del levantamiento de cargas en transformador de 2.5 MVA	89
Diagrama unifilar del levantamiento de cargas en transformador de 2 MVA	90
Diagrama unifilar del levantamiento de cargas en transformador de 0.75 MVA	91
Resultados de coordinación entre buses A0100 y A01001	101
Resultados de coordinación entre buses A0100 y A01004	102
Resultados de coordinación entre buses A0100 y A01002	103
Resultados de coordinación entre buses A0100 y A01003	104
Resultados de coordinación entre buses E10001, E10000 y EA0000	106
Resultados de coordinación en bus E20000 y EA0000	107
Resultados de coordinación entre buses EA0200 y BUS-2	108
Resultados de coordinación en bus E000200, E10002 y E10000	109
Resultados de coordinación en bus E30000 y EA0000	110
Resultados de coordinación en bus E010200, E10102 y EA0100	111

Resultados de coordinación en bus EA10101 y EA0100	112
Recomendación de ajustes para protecciones y coordinación en buses E10001, E10000 y EA0000	114
Recomendación de ajustes para protecciones y coordinación en buses E20000 y EA0000	115
Recomendación de ajustes para protecciones y coordinación en buses E30000 y EA0000	116
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M1-R01M100	118
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M1-R01M101	119
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M1-R01M102	120
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M1-R01M103	121
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M1-R01M104	122
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M1-R01M105	123
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M1-R01M106	124
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M1-R01M107	125
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M1-R01M108	126
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M2-R01M201	127
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M2-R01M202	128
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M2-R01M203	129
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M3-R01M300	130

Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M3-R01M301	131
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M3-R01M302	132
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M4-R01M400	133
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M4-R01M401	134
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M5-R01M500	135
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M5-R01M501	136
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M5-R01M502	137
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M6-R01M600	138
Recomendación de ajustes para protecciones y coordinación en buses R01CM-R01M1- R01M104	139
Recomendación de ajustes para protecciones y coordinación en buses R01CM-R01M1- R01M105	140
Recomendación de ajustes para protecciones y coordinación en buses R01CM-R01M2- R01M203	141

Índice de tablas

Reactancias o factores recomendados para motores de inducción	30
Factores multiplicativos para reactancias de máquinas síncronas	34
Reactancias típicas para máquinas síncronas	35
Resumen de estrategia metodológica	85
Corriente de cortocircuito disponible en red eléctrica de media tensión, escenario generación y compañía de suministro de energía presentes	93
Corriente de cortocircuito disponible en red eléctrica de media tensión, escenario compañía de suministro de energía presente	93
Resultados de estudio de cortocircuito en transformador de 2.5 MVA	94
Protecciones con capacidad interruptiva inadecuada según resultados de estudio de cortocircuito en transformador de 2.5 MVA	96
Resultados de estudio de cortocircuito en transformador de 2 MVA	97
Protección con capacidad interruptiva inadecuada según resultados de estudio de cortocircuito en transformador de 2 MVA	98
Resultados de estudio de cortocircuito en transformador de 0.75 MVA	99
Reporte completo de estudio de cortocircuito en transformador de 2.5 MVA	149
Reporte completo de estudio de cortocircuito en transformador de 2 MVA	162
Reporte completo de estudio de cortocircuito en transformador de 0.75 MVA	171

Resumen

Este documento presenta la información sobre el proyecto final de graduación denominado: Levantamiento y estudios de ingeniería del sistema eléctrico de Compañía Arrocería Industrial, basado en la normativa NFPA-70 y estándares IEEE-551 e IEEE-242, el cual comprende un levantamiento de cargas del sistema eléctrico, un estudio de cortocircuito y otro de coordinación de protecciones.

En el primer capítulo o parte introductoria, se encuentran los antecedentes, planteamiento del problema y justificación, así como los objetivos de este proyecto, el alcance, las limitaciones, viabilidad y cronograma de ejecución.

Posteriormente, el capítulo dos corresponde al marco teórico, en este se abordan temas relacionados con la naturaleza de las corrientes de cortocircuito, tipos de fallas y contribuciones y capacidad interruptiva de equipos de protección; además, la temática de coordinación de protecciones y su importancia, los tipos de elementos de protección y sus curvas características.

Seguidamente, se presenta el capítulo tres con el marco metodológico, donde se establece el tipo de investigación por realizar, su alcance y la estrategia por seguir para el cumplimiento de los objetivos. En el cuarto capítulo está el desarrollo del proyecto, donde se muestran los resultados obtenidos del levantamiento de cargas realizado y los resultados de los estudios de ingeniería realizados posteriormente.

Finalmente, se tienen los apartados de conclusiones y recomendaciones, donde se establecieron las ideas obtenidas de los análisis realizados y las sugerencias oportunas, en vista de la determinación del estado del sistema eléctrico.

CAPÍTULO I
INTRODUCCIÓN

1.1. Nombre del proyecto

El proyecto de graduación lleva por nombre: Levantamiento y estudios de ingeniería del sistema eléctrico de la Compañía Arrocera Industrial, basado en la normativa NFPA-70 y estándares IEEE-551 e IEEE-242.

1.2. Antecedentes

La Norma para la Seguridad Eléctrica en los Lugares de Trabajo NFPA 70E, de la National Fire Protection Association (NFPA, 2015), puntualmente en su artículo 205.2, indica que “un diagrama unifilar, donde sea provisto para el sistema eléctrico, debe mantenerse en condición legible y actualizada” (p. 44).

Además de esta norma, el Código Eléctrico Nacional NFPA 70, la NFPA (2014), establece, primeramente, en su artículo 110.9:

Los equipos destinados a interrumpir las corrientes de falla deben tener un rango nominal de interrupción suficiente para la tensión nominal del circuito y para la corriente existente en los terminales de línea del equipo. Los equipos destinados para interrumpir la corriente a otros niveles distintos del de falla, deben tener rango de interrupción a la tensión nominal del circuito, suficiente para la corriente que se debe interrumpir (p. 40).

Seguidamente, la NFPA (2014) hace referencia a la necesidad de la coordinación de protecciones; el artículo 110.10 lo expresa de la siguiente manera:

Los dispositivos de protección contra sobrecorriente, la impedancia total, los componentes de la corriente nominal de cortocircuito de los componentes y otras características del circuito que se va a proteger, se deben elegir y coordinar de modo que permitan que los dispositivos para protección del circuito utilizados para eliminar

una falla lo hagan sin que se produzcan daños extensos de los componentes eléctricos del circuito. Se debe considerar que la falla puede ocurrir entre dos o más conductores del circuito o entre cualquier conductor del circuito y el conductor de puesta a tierra o la canalización metálica que los contiene. Se debe considerar que los productos listados, utilizados de acuerdo con su listado, cumplen con los requisitos de esta Sección (p. 40).

En este apartado de protección y coordinación también se tiene el estándar IEEE 242; el Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE, 2001), en la sección 1.3 menciona:

La protección del sistema es una de las características más básicas y esenciales de un sistema eléctrico y debe considerarse simultáneamente con todas las demás características esenciales. Con demasiada frecuencia, la protección del sistema se considera después de que se hayan determinado todas las demás características de diseño y se haya establecido el diseño básico del sistema. Tal enfoque puede resultar en un sistema insatisfactorio que no puede ser protegido adecuadamente (p. 5).

Asimismo, este estándar indica las características, que, en este sentido, se recomiendan para un sistema eléctrico; estas son:

1. Aísle rápidamente la parte afectada del sistema y, de esta manera, mantenga un servicio completo para la mayor cantidad de sistema posible. Este aislamiento también minimiza el daño a la parte afectada del sistema.
2. Minimice la magnitud de la corriente de cortocircuito disponible y, de esta manera, minimice el daño potencial al sistema, sus componentes y el equipo de utilización que suministra.

3. Proporcione circuitos alternativos, transferencias automáticas o dispositivos de recierre automático, donde corresponda, a fin de minimizar la duración o el alcance de las interrupciones en el suministro y la utilización del equipo (IEEE, 2001, p. 5).

El Ing. Carlos Vásquez, encargado de mantenimiento de esta planta, comenta que se han presentado eventos en los cuales cuando se da una falla en algún punto, se accionan otras protecciones aguas arriba a la protección más cercana a esa falla; y que además esto, causa la salida innecesaria de otras partes del sistema donde no se han presentado problemas. Asimismo, menciona que en ocasiones se han presentado fallas ante las cuales los dispositivos de protección no han podido actuar debido a falta de capacidad interruptiva, lo que causa su daño permanente.

1.3. Planteamiento del problema

El Grupo Arrocería Industrial es una empresa consolidada con un proceso productivo ya definido, sin embargo, carece de información actualizada que permita mejorar la gestión del mantenimiento, la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico; a su vez, esto produce el incumplimiento de requerimientos de las normas NFPA 70, NFPA 70E y de las recomendaciones del estándar IEEE 242-2001.

Por ello, se pretende llevar a cabo los siguientes puntos: un levantamiento de cargas y con esto, la actualización del diagrama unifilar, también un estudio de cortocircuito, además de un estudio de coordinación selectiva de protecciones. Por medio de este proceso se obtendrá la información necesaria que se desea compensar, con lo cual se contribuirá a mejorar la gestión del Departamento de Mantenimiento y a su vez, se cumplirá con la

normativa vigente, para mejorar así la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico de esta empresa.

1.4. Justificación e importancia de la investigación

Como se mencionó en el apartado de antecedentes, la norma NFPA 70E (2015) indica: “Un diagrama unifilar, donde sea provisto para el sistema eléctrico, debe mantenerse en condición legible y actualizada” (p. 44). Según lo anterior, el no contar con un diagrama unifilar actualizado por parte de la empresa, implica el incumplimiento de dicha norma. Este es uno de los requisitos para mantener la seguridad eléctrica en los lugares de trabajo. Otro aspecto por destacar es que, la falta de esta información imposibilita realizar otros estudios de ingeniería que se requieren.

Asimismo, debido a que se han presentado las fallas eléctricas indicadas anteriormente en el apartado de antecedentes, relacionadas con la capacidad interruptiva de los dispositivos de protección, es necesario un estudio de cortocircuito, para cumplir con el requerimiento demandado por el artículo 110.9 del Código Eléctrico Nacional NFPA 70 (2014): “Los equipos destinados a interrumpir las corrientes de falla deben tener un rango nominal de interrupción suficiente para la tensión nominal del circuito y para la corriente existente en los terminales de línea del equipo” (p. 40).

Con el fin de complementar lo descrito en el párrafo anterior, se debe realizar un estudio de coordinación selectiva de protecciones, debido a que las fallas descritas en antecedentes también se relacionan con este tema, lo cual resulta contraproducente, pues, según el Código Eléctrico Nacional NFPA 70 (2014), en su artículo 110.10:

Los dispositivos de protección contra sobrecorriente, la impedancia total, los componentes de la corriente nominal de cortocircuito de los componentes y otras

características del circuito que se va a proteger, se deben elegir y coordinar de modo que permitan que los dispositivos para protección del circuito utilizados para eliminar una falla, lo hagan sin que se produzcan daños extensos de los componentes eléctricos del circuito. (p. 40).

Además, este último punto se debe atender con el propósito de cumplir con las recomendaciones del estándar 242 de la IEEE (2001), pues, según este estándar, “La protección del sistema es una de las características más básicas y esenciales de un sistema eléctrico y debe considerarse simultáneamente con todas las demás características esenciales” (p. 5).

1.5. Objetivos

1.5.1 Objetivo general

Realizar el diagrama unifilar, estudio de cortocircuito y coordinación selectiva de protecciones en la planta Compañía Arrocera Industrial, con aplicación de los estándares IEEE 242-2001, IEEE 551-2006 y las normas NFPA 70 y 70E, para mayor confiabilidad y seguridad en el sistema eléctrico.

1.5.2 Objetivos específicos

- Proceder con el levantamiento de cargas del sistema mediante una base de datos digital, con el plasmado esta información en un diagrama unifilar actualizado.

Medidor de éxito: Diagrama unifilar.

- Determinar la corriente de falla en cada punto del sistema mediante un estudio de cortocircuito basado en el estándar IEEE 551-2006, para verificación de la capacidad interruptiva adecuada para las protecciones de este sistema.

Medidor de éxito: Datos de corrientes de cortocircuito disponibles.

- Realizar el estudio de coordinación selectiva de protecciones con el seguimiento de las recomendaciones del estándar IEEE 242-2001 para el resguardo adecuado del sistema eléctrico ante fallas que se presenten.

Medidor de éxito: Información sobre el estado de coordinación de las protecciones.

- Establecer las recomendaciones necesarias para el sistema eléctrico, mediante el análisis de los estudios realizados, para el mejoramiento de la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

Medidor de éxito: Recomendaciones establecidas.

1.6. Alcance

Por medio de este proyecto se pretende realizar un levantamiento de las cargas que forman parte de la red eléctrica de Compañía Arrocera Industrial (CAI) a nivel de baja tensión; con base en lo anterior, se realizará el diagrama unifilar de la misma red. A partir de este diagrama se planteará una metodología para llevar a cabo un estudio de cortocircuito y obtener las corrientes disponibles en dicho sistema eléctrico y otro de coordinación selectiva de protecciones en la red eléctrica de CAI a nivel de baja tensión.

Basados en la información obtenida, con el uso de criterios técnicos y la normativa aplicable, se determinarán las recomendaciones necesarias para mejorar la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico de esta planta.

1.7. Limitaciones

Para la asistencia a las actividades que conlleva el proyecto no se contará con la ayuda de personal técnico de tiempo completo; el recurso humano que se proporcionará será solo por medio tiempo.

Además, no se pagarán horas extras por jornadas extendidas a los técnicos que colaborarán en el levantamiento de cargas de la planta, lo cual dificulta que alguno de ellos pueda quedarse después de su jornada, por lo tanto, este factor atañe de manera directa el recurso humano que el equipo de trabajo de la empresa pueda aportar.

Se podrá tener acceso, pero no exponer datos o información que la empresa considere delicada, esto, con el fin de no hacer pública información que pueda comprometer a la empresa ante la competencia.

1.8. Viabilidad

Como se menciona en el capítulo de marco metodológico, se cuenta con los insumos necesarios para realizar este proyecto, pues se posee el software requerido para realizar los estudios de ingeniería necesarios y el software de dibujo para realizar el diagrama unifilar.

La empresa podrá acatar las recomendaciones resultantes de este proyecto, pues no existe limitación económica que afecte la aplicación de estas. No obstante, se deben esperar los resultados del estudio de cortocircuito, para determinar qué porción de las protecciones actuales deben ser reemplazadas por otras realmente adecuadas para este sistema eléctrico.

Se contará con la asistencia de personal técnico provisto por la empresa, para ayudar con las actividades que demanda el proyecto, como el proceso de recolección de datos del levantamiento de cargas.

1.9. Cronograma de proyecto

En la figura 1 se puede observar el cronograma propuesto para la realización del presente proyecto, el cual incluye todas las actividades realizadas y los plazos para cada una de estas. Además, el tiempo total que requirió el proyecto para su culminación.

Figura 1

Cronograma de desarrollo del proyecto

Programación de actividades		Fechas			Meses año 2019							Meses año 2020							Meses año 2021									
Nº	Nombre de tarea a realizar	Duración	Inicio	Fin	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4
0	Levantamiento y estudios de Ingeniería del sistema eléctrico de Grupo Arrocería Industrial, basado en normativa NFPA e IEEE	24 meses	18/5/19	30/4/21																								
1	Revisión de información y de diagramas antiguos del sistema eléctrico	1 mes	1/5/19	1/6/19																								
2	Elaborar formato para recolectar los datos de las cargas, protecciones, conductores y otros elementos de interés	1 mes	1/5/19	1/6/19																								
3	Identificación y ubicación de centros de carga principales, secundarios y otros	2 meses	1/6/19	1/8/19																								
4	Recolectar datos de cargas, protecciones, conductores y otros elementos para realizar el diagrama unifilar	5 meses	1/6/19	1/10/19																								
5	Generar base de datos digital para los datos de las cargas, protecciones, conductores y otros elementos de interés	3 meses	1/9/19	1/12/19																								
6	Dibujar en software la disposición y cargas del sistema eléctrico de la empresa	3 meses	1/11/19	1/3/20																								
7	Pausa en TFG por cierre universitario debido a pandemia y falta de software	7 meses	1/3/20	1/10/20																								
8	Consultar normas y estándares relacionados con el estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones	1 mes	1/10/20	1/11/20																								
9	Proceder con el estudio de cortocircuito mediante software para cálculos de ingeniería	3 meses	1/10/20	1/1/21																								
10	Realizar el análisis de las corrientes de cortocircuito disponibles junto con las capacidades interruptivas de protecciones	2 meses	1/11/20	1/1/21																								
11	Mediante software para cálculos de ingeniería realizar el estudio de coordinación selectiva de protecciones	3 meses	1/1/21	1/3/21																								
12	Avance 1 de Informe final (Tutor)	1 semana	8/2/21	12/2/21																								
13	Avance 2 de Informe final (Tutor)	1 semana	8/3/21	12/3/21																								
14	Avance 1 de Informe final (Lectores)	1 semana	8/3/21	12/3/21																								
15	Establecer recomendaciones necesarias para generar mayor grado de protección y seguridad del sistema eléctrico	1 mes	1/3/21	1/4/21																								
16	Avance 3 de Informe final (Tutor)	1 semana	12/4/21	16/4/21																								
17	Avance 2 de Informe final (Lectores)	1 semana	12/4/21	16/4/21																								
18	Presentación de Informe final	1 semana	26/4/21	30/4/21																								

Fuente: Elaboración propia.

CAPITULO II
MARCO TEÓRICO

Este capítulo está integrado por las temáticas afines a las áreas de estudio del proyecto, las cuales guían su desarrollo. Aquí se puede encontrar información relacionada con la naturaleza de las corrientes de cortocircuito, los tipos de fallas y contribuciones que se pueden presentar, además de la capacidad interruptiva de equipos de protección; asimismo, se abordan tópicos sobre coordinación de protecciones y su importancia, además de los tipos de elementos de protección y sus curvas características o TCC.

2.1. Descripción de una corriente de cortocircuito

Los sistemas de energía eléctrica deben estar diseñados para estar libres de fallas cuanto sea posible, esto, a través del diseño del sistema, del equipo, de la instalación adecuada del equipo y su mantenimiento. A pesar de esto, se pueden producir fallas en el sistema, aun cuando se utilizan las prácticas antes mencionadas. Algunas de las causas de las fallas se indican a continuación:

- Presencia de animales en el equipo.
- Conexiones deficientes que causan sobrecalentamiento del equipo.
- Sobretensiones.
- Deterioro del aislamiento de los conductores.
- Tensión mecánica que pueda ser aplicada al equipo.
- Acumulación de humedad y otros contaminantes.
- La intromisión de objetos metálicos, conductores en el equipo o diferentes herramientas.
- Algunas otras causas variadas e indeterminadas.

Cuando se produce un cortocircuito en un sistema de energía eléctrica, pueden ocurrir varias situaciones que se mencionaran a continuación:

- Las corrientes de cortocircuito pueden ser muy altas y esto genera una cantidad elevada de energía en la falla.
- En el punto de falla, pueden originarse arcos y generación de calor que dañan el equipo cercano, además, se provoca un riesgo de quemaduras por arco eléctrico para las personas que interactúan con el equipo.
- Las corrientes de falla provienen desde diversas máquinas rotativas, que pueden estar presentes en el sistema eléctrico, hasta la ubicación del cortocircuito.
- Cada uno de los elementos que transportan las corrientes de falla se ven expuestos a tensiones térmicas y mecánicas generadas por el flujo de corriente de cortocircuito, las cuales pueden dañar los componentes del sistema. Esta tensión está determinada por la magnitud de la corriente al cuadrado y la duración del paso de corriente (I^2t).
- Se da una disminución en los niveles de tensión del sistema proporcional a la magnitud de las corrientes de falla que fluyen a través de los componentes del sistema eléctrico. El valor mínimo de tensión, debido a esta caída, se alcanza en el punto donde ocurre la falla (puede ser hasta cero en el caso de una falla atornillada); sin embargo, en todas las partes del sistema de alimentación, en alguna medida, se presentará una disminución en el nivel de tensión (IEEE, 2006).

2.2. Corriente de cortocircuito disponible

La corriente de cortocircuito disponible es definida como el máximo valor posible de corriente que puede ocurrir en determinado punto del sistema de distribución eléctrica. La corriente de falla disponible es dependiente del tamaño y la capacidad de las fuentes de corriente de cortocircuito, como la red de la compañía del suministro eléctrico, generadores internos y motores. Cuanto mayor sea la capacidad de las fuentes de alimentación del sistema,

mayor será la corriente de cortocircuito disponible. Los factores más destacados que determinan la magnitud y la duración de las corrientes de cortocircuito son: el tipo de falla, las fuentes de corriente de falla presentes en el sistema y las impedancias entre las fuentes de corriente de falla y el punto donde ocurre el cortocircuito. Las características, ubicaciones y tamaños de las fuentes de corriente de falla conectadas al sistema eléctrico en el momento del cortocircuito, condicionan tanto la magnitud inicial como la forma de onda de la corriente de cortocircuito.

La corriente alterna (CA o AC) de motores síncronos y de inducción, generadores y conexiones de servicios públicos son las fuentes predominantes de corrientes de cortocircuito. En el momento del cortocircuito, los motores síncronos y de inducción actuarán como generadores y suministrarán corriente al cortocircuito en función de la cantidad de energía eléctrica almacenada en ellos. En una planta industrial, los motores a menudo contribuyen con una parte significativa de la corriente de cortocircuito total disponible (IEEE, 2006).

2.3. Corrientes simétricas y asimétricas

Los conceptos de corriente simétrica y corriente asimétrica describen las formas de onda de corriente alterna sobre el eje cero. Si los picos positivo y negativo de la forma de onda son simétricos con referencia en el eje cero, se denomina corriente simétrica, y se puede observar en la Figura 2.

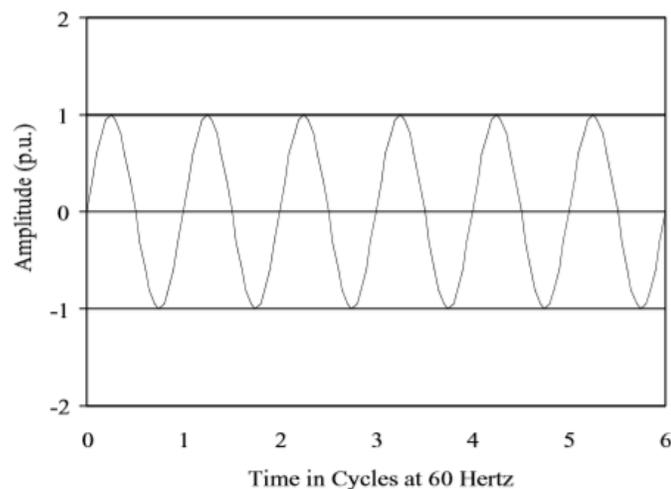
Si los picos positivos y negativos no son simétricos respecto al eje cero, se denomina corriente asimétrica. La Figura 3 muestra una forma de onda de corriente de falla totalmente desviada (no decreciente). La medida de compensación que se da en una forma de onda de corriente de falla depende del instante en que se produce la falla en la forma de onda de

tensión de corriente alterna y de la resistencia y reactancias del sistema eléctrico. La corriente de falla en un sistema puramente reactivo podría no tener ningún grado de compensación hasta una compensación completa, dependiendo del momento en que inicie y la compensación sería sostenida. Una falla que ocurra en un sistema puramente resistivo no tendría compensación alguna en la forma de onda. En un sistema que contenga resistencias y reactancias, usualmente se dará un desplazamiento en la corriente de falla (hasta el máximo) y paulatinamente, la corriente regresará a la simétrica (debido a la caída del desplazamiento) con respecto al eje cero (IEEE, 2006).

Como se ha mencionado, las máquinas de inducción y síncronas conectadas en el sistema eléctrico suministran corrientes de falla, pero sus aportes disminuyen con el tiempo pues la cantidad de energía eléctrica almacenada en ellas es limitada. La Figura 4 muestra la parte simétrica de una forma de onda de corriente de falla decreciente típica para dicho equipo.

Figura 2

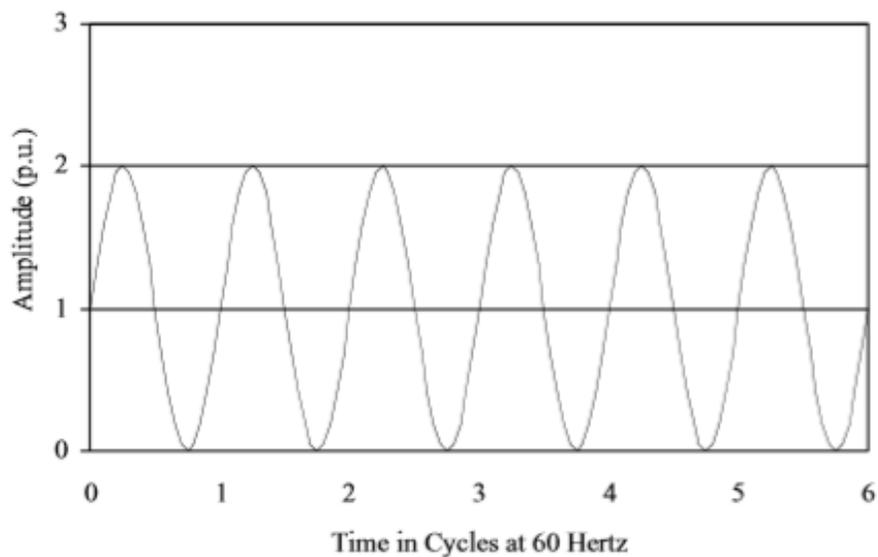
Onda de corriente alterna simétrica



Fuente: IEEE (2006).

Figura 3

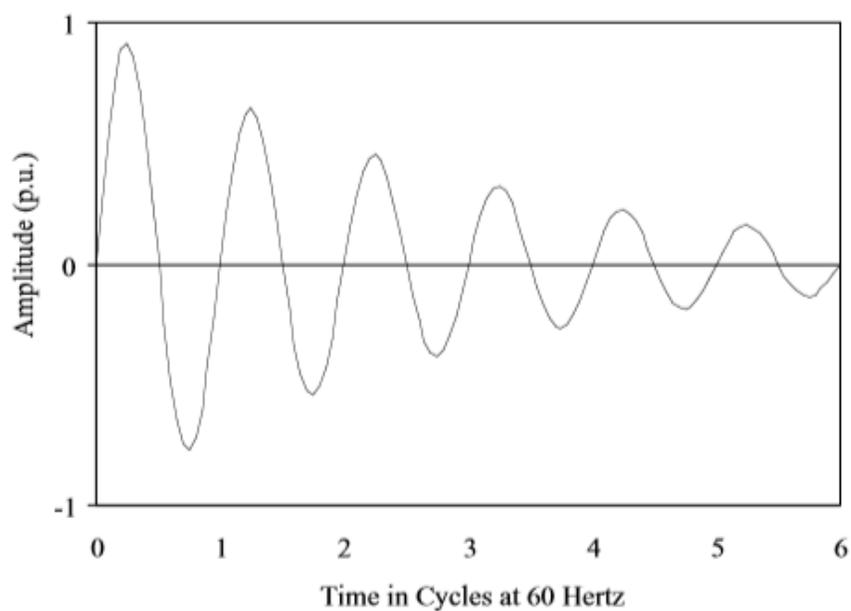
Onda de corriente alterna totalmente compensada



Fuente: IEEE (2006).

Figura 4

Onda corriente alterna simétrica decreciente

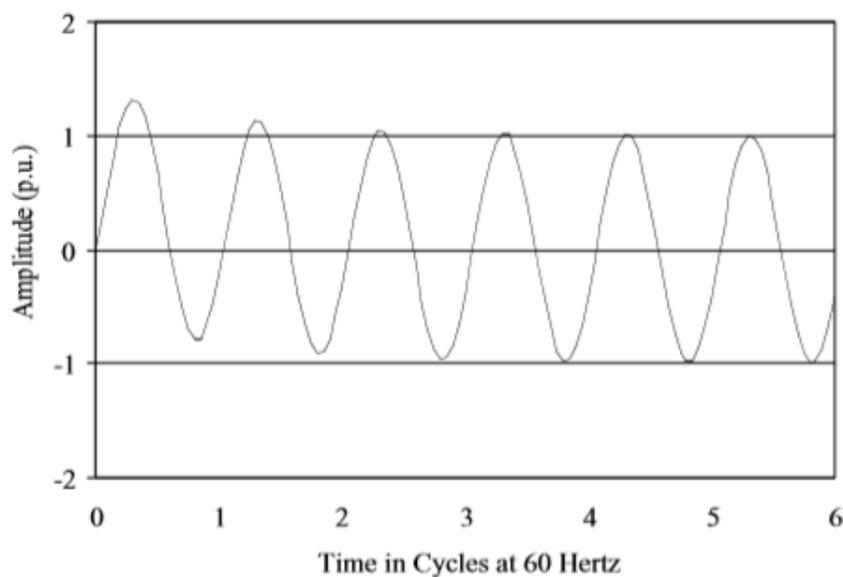


Fuente: IEEE (2006).

Las corrientes de cortocircuito usualmente son asimétricas durante los primeros ciclos del intervalo de tiempo en el que se da la falla y se conforman componentes de corriente continua y corriente alterna. El componente de corriente asimétrica o corriente directa (CC o DC) se encuentra en su valor máximo durante el primer ciclo después de iniciada la falla y dicho componente de CC va decreciendo hasta llegar a cero. En la figura 5 se puede observar una típica onda de corriente de falla asimétrica.

Figura 5

Onda CA de corriente de falla asimétrica



Fuente: IEEE (2006).

2.4. Cálculos de cortocircuito

Calcular la magnitud de una corriente de cortocircuito en un momento específico después del instante en el que se da una falla es un proceso muy complejo. Debido a esto, se ha optado por desarrollar métodos simplificados de los que se obtienen cálculos de corrientes

de falla aceptables, las cuales se pueden comparar con las clasificaciones de corriente de falla de los dispositivos de protección del sistema eléctrico (IEEE, 2006).

Mediante la Figura 6 se comprende la forma de la onda de la corriente de falla y, con esto, la magnitud de la corriente de falla en cualquier momento. El circuito se compone de una fuente de voltaje sinusoidal ideal y en serie una resistencia, una inductancia y un interruptor. El inicio de la falla se dará al cerrar el interruptor. El valor de la corriente de falla simétrica rms I , se determina mediante el uso de la impedancia en la ecuación 1:

$$I = \frac{E}{Z} \quad \text{Ecuación (1)}$$

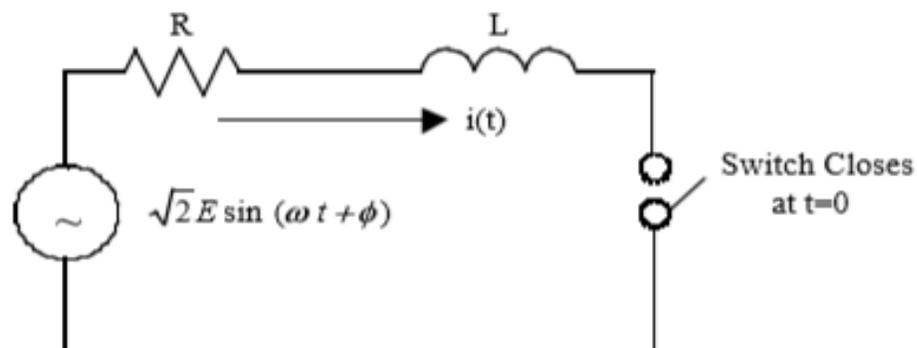
Donde:

E : es la tensión de activación eficaz

Z : (o X) es la impedancia (o reactancia) equivalente del sistema de Thevenin desde el punto de falla hasta la fuente o fuentes de corrientes de cortocircuito del sistema eléctrico.

Figura 6

Modelo de circuito para asimetría



Fuente: IEEE (2006).

La simplificación que se realiza es que todas las tensiones internas de las máquinas son iguales. En realidad, los voltajes equivalentes utilizados son los voltajes internos de las máquinas eléctricas, donde cada máquina tiene un voltaje diferente en función de la carga y la impedancia. Durante una falla, el voltaje interno de la máquina se reduce más rápido de lo que puede ser reemplazado por la energía suministrada por el campo de la máquina. Esto desencadena la reducción paulatina del voltaje de activación con el tiempo. La tasa de disminución varía según la fuente. La resistencia y la reactancia de las máquinas es un valor fijo basado en su diseño. Analizar un sistema con elementos variados con muchas fuentes de voltaje variables es complicado. Se puede obtener la misma corriente manteniendo el voltaje fijo y variando la impedancia de la máquina con el tiempo; este intercambio facilita los cálculos. El valor de la impedancia a utilizarse los cálculos está condicionado por la base de clasificación para el dispositivo o equipo de protección de interés. Diferentes tipos de dispositivos de protección requieren diferentes impedancias de la máquina para determinar la corriente de falla. El equipo evaluado en el primer ciclo usaría una impedancia de máquina más baja y, por lo tanto, una corriente más alta, que un equipo evaluado en un tiempo de interrupción de 1.5 a 8 ciclos, el cual usaría una impedancia más alta (IEEE, 2006).

Cómo determinar el comportamiento de la corriente de falla en función del tiempo implica la expansión de la ecuación (1) y la solución de la siguiente ecuación diferencial, ecuación (2), para la corriente i :

$$Ri + L \frac{di}{dt} = \sqrt{2} E \sin(\omega t + \phi) \quad \text{Ecuación (2)}$$

Donde:

E : es la magnitud eficaz de la fuente de tensión sinusoidal

i : es la corriente instantánea en el circuito en cualquier momento después de que se cierra el interruptor

R : es la resistencia del circuito en ohmios

L : es la inductancia del circuito en Henrios (= reactancia del circuito dividida entre ω)

t : es el tiempo en segundos

ϕ : es el ángulo del voltaje aplicado en radianes cuando ocurre la falla

ω : es el $2\pi f$ donde f es la frecuencia del sistema en hercios (Hz)

Suponiendo que el corriente prefalla a través del circuito sea cero, entonces la solución de corriente instantánea a la ecuación (2) es:

$$i = -\frac{\sqrt{2}E}{Z} \sin \sin (\alpha - \phi) e^{\frac{-\omega t R}{X}} + \frac{\sqrt{2}E}{Z} \sin \sin (\omega t + \alpha - \phi) \quad \text{Ecuación (3)}$$

$$i = -i_{dc} \sin \sin (\alpha - \phi) e^{\frac{-\omega R t}{X}} + \sqrt{2} I_{ac,rms} \sin \sin (\omega t + \alpha - \phi) \quad \text{Ecuación (4)}$$

Donde:

$$\phi = \left(\frac{\omega L}{R} \right) = \left(\frac{X}{R} \right)$$

$$X = \omega L$$

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2}$$

si el tiempo t se expresa en ciclos, la ecuación (4) se convierte en

$$i = -i_{dc} \sin \sin (\alpha - \phi) e^{\frac{-2\pi R t}{X}} + \sqrt{2} I_{ac,rms} \sin \sin (2\pi t + \alpha - \phi) \quad \text{Ecuación (5)}$$

El primer término en la Ecuación (3) representa el componente de CC transitorio. La magnitud inicial $\sqrt{2} \left(\frac{E}{Z} \right) \sin \sin (\alpha - \varphi)$ decrece de acuerdo con la expresión exponencial. Este componente de CC con el tiempo desaparece. El segundo término representa el componente de corriente alterna de estado estable. El segundo término es una función sinusoidal de tiempo cuyo valor pico es el valor máximo de la tensión de alimentación, dividido entre la magnitud de la impedancia del sistema equivalente de Thevenin ($\sqrt{2} E/Z$) vista desde la falla. La diferencia entre la magnitud de la corriente de falla inicial y la magnitud de la corriente de falla en estabilidad, depende de la relación X/R de la impedancia del circuito y del ángulo de fase α de la tensión de alimentación en el instante que la falla ocurre. Se puede notar que en el momento cero, el componente de CC de la corriente de falla es igual en magnitud al valor del componente de corriente de falla de CA, pero con signo opuesto. Esta condición debe existir debido al hecho de que la corriente inicial en el circuito es cero y, de que la corriente no puede cambiar instantáneamente en el circuito inductivo de la Figura 6.

La importancia de los componentes transitorios y de estado estable de la corriente de cortocircuito se representa de mejor forma con un ejemplo real. En la Figura 5 se puede observar la respuesta de un circuito con una relación X/R de 7.5. El circuito se alimenta con una fuente de 60 Hz, y la falla sucede cuando el voltaje está en $\alpha = 58$ grados. La gráfica de la corriente de falla se obtiene de la solución general de la Ecuación (3).

2.5. Corriente total de cortocircuito

La corriente de cortocircuito total disponible en un sistema de eléctrico usualmente se suministra desde varias fuentes, que se pueden agrupar principalmente en tres categorías. Primeramente, es el sistema de transmisión de la compañía que suministra la energía eléctrica

a la instalación, el cual se toma como un gran generador remoto. Luego, se tienen los generadores internos en la planta u otros que se ubiquen cercanos a esta. La última fuente son los motores síncronos y de inducción, que se encuentran ampliamente en plantas e instalaciones. Todas estas son máquinas rotativas; las de los últimos dos grupos tienen corrientes de máquina que se ven disminuidas al pasar el tiempo, debido a la reducción del flujo en la máquina cuando se presenta la falla. Cuando ocurre un cortocircuito en las terminales de un motor, en el caso de uno de inducción, la corriente simétrica del motor desaparece después de uno a diez ciclos, mientras que la corriente de uno síncrono permanece con un valor inicial más bajo por su campo energizado. Los sistemas eléctricos con mayor cantidad de motores de inducción que motores síncronos tendrán una disminución en menor tiempo de los componentes de corriente falla. La magnitud de la corriente de cortocircuito en los primeros ciclos se ve incrementada también por el componente de corriente de falla de CC. Este componente también se ve disminuido al pasar el tiempo, lo cual aumenta la diferencia entre la magnitud de la corriente de falla del primer ciclo luego de iniciarse la falla y la de algunos ciclos después (IEEE, 2006).

La corriente de falla total que tiene componentes de corriente alterna en estado estable, y de CA y CC decrecientes, se puede expresar mediante la ecuación (6). La Figura 7 muestra el diagrama del circuito y en la Figura 8 se puede observar la curva de respuesta basada en la Ecuación (6). Las fuentes de decrecientes de CA no se pueden incluir específicamente en el circuito equivalente, pero se supone su presencia.

$$i = i_{dc\ decay} + i_{ac\ steady\ state} + i_{ac\ decay} \quad \text{Ecuación (6)}$$

Con

$$i_{dc\ decay} = (I_{ac\ steady\ state}) \sin \sin (\alpha - \phi) e^{-\frac{R\omega t}{X}}$$

$$i_{ac \text{ steady state}} = \sqrt{2} I_S \sin \sin (\omega t + \alpha - \phi)$$

$$i_{ac \text{ decay}} = \sqrt{2} I_S \sin \sin (\omega t + \alpha - \phi) e^{-kt}$$

Donde

I_S es la magnitud de la corriente rms simétrica de estado estable

I_{ds} es la magnitud de la corriente rms simétrica decreciente

k es una variable que depende de la mezcla y el tamaño de las cargas rotacionales

t es en segundos

La magnitud y duración de la corriente asimétrica depende de dos factores:

- La relación X/R del circuito en falla.
- El ángulo de fase de la forma de onda de voltaje en el momento en que ocurre la falla.

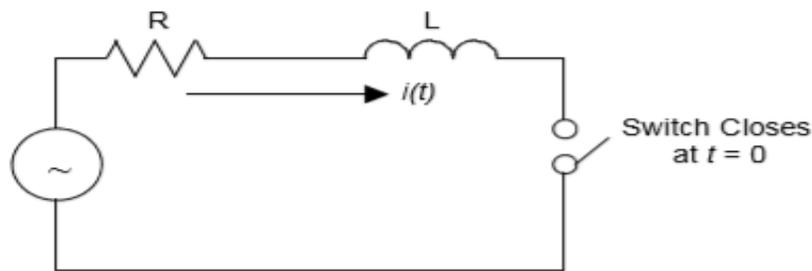
Cuanto mayor sea la relación X/R en el punto de falla, mayor será el tiempo que toma la disminución de la corriente de falla asimétrica. Para una relación X/R específica, el ángulo del voltaje en el momento del inicio de la falla condicionará el grado de asimetría de la corriente de falla que se dará para esa relación X/R.

En un circuito puramente inductivo, el componente de CC máxima se produce cuando se inicia la falla en el instante en que el voltaje aplicado es cero ($\alpha = 0^\circ$ ó 180° , al usar funciones sinusoidales). La corriente se compensará completamente en la dirección positiva o negativa. En muchas ocasiones la asimetría máxima para cualquier relación X/R del circuito se da cuando el cortocircuito se inicia cerca del voltaje cero. Además, el componente de corriente de falla de CC inicial no depende de si el componente de CA permanece constante o decae de su valor inicial.

Para cualquier relación X/R del circuito, las formas de onda de voltaje y corriente estarán desfasadas entre sí en un ángulo correspondiente a la cantidad de reactancia en el circuito en comparación con la cantidad de resistencia en el circuito. Este ángulo es igual a $\tan^{-1}(2\pi f \times L/R)$. Para un circuito puramente inductivo, la forma de onda de corriente se desplazará de la forma de onda de voltaje en 90° (retraso). A medida que se agrega resistencia al circuito, este desplazamiento angular disminuirá a cero. En un circuito puramente resistivo, el voltaje y la corriente estarán completamente en fase y sin compensación (IEEE, 2006).

Figura 7

Modelo de circuito con fuentes de corriente CA en estado estable y decreciente

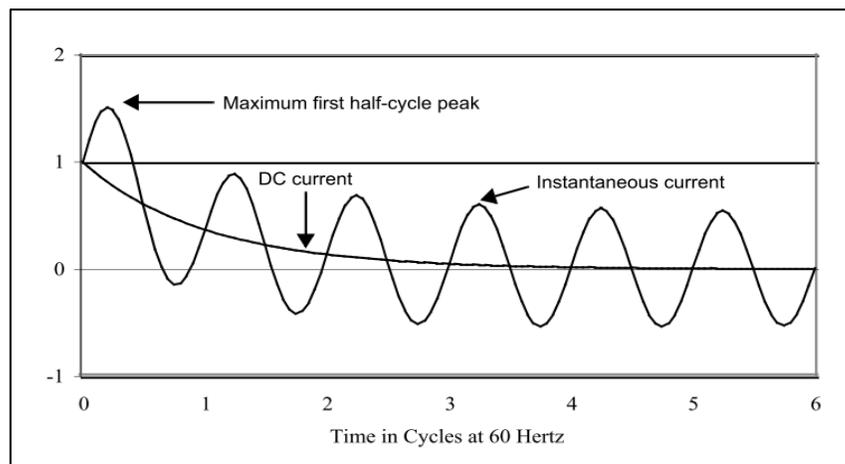


Fuente: IEEE (2006).

$e(t)$ tiene una función sinusoidal de amplitud constante y funciones sinusoidales que decaen a una o más velocidades diferentes. La parte decreciente de CA está presente en este caso.

Figura 8

Corriente de cortocircuito CA asimétrica compuesta de CC, corriente alterna decreciente y corriente alterna simétrica



Fuente: IEEE (2006).

2.6. Tipos de fallas

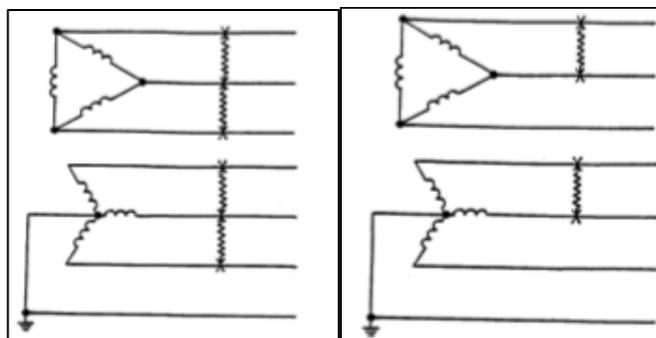
En un sistema eléctrico trifásico las fallas que se pueden presentar se clasifican por la combinación de conductores o buses que participan en la falla. Asimismo, las fallas se pueden clasificar como fallas atornilladas o fallas que se producen a través de alguna impedancia, como un arco. Los tipos básicos de fallas se muestran en la Figura 9, además, se debe tener presente que el cálculo de la corriente de falla es necesario para seleccionar las capacidades de interrupción y de resistencia de corriente del equipo en falla trifásica atornillada con impedancia cero.

Una falla atornillada trifásica se da cuando los tres conductores se mantienen físicamente unidos con cero impedancias entre ellos, como si estuvieran atornillados juntos. Para un sistema simétrico balanceado, la magnitud de la corriente de falla es balanceada entre las tres fases. Aunque esta falla no ocurre con frecuencia, se utiliza para la selección del

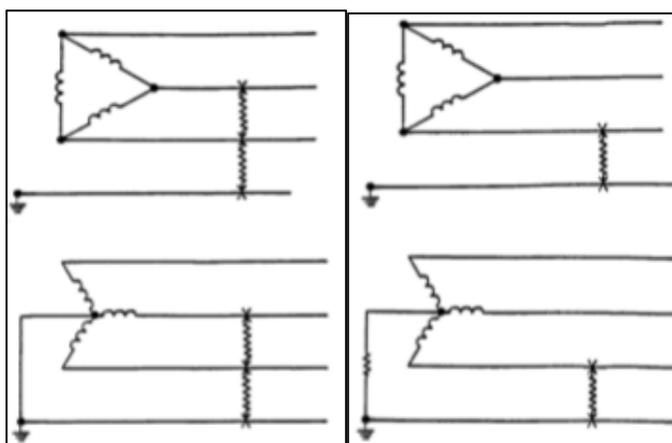
dispositivo de protección, porque generalmente produce los valores máximos de corriente de falla. En la Figura 9 (a) se puede observar la representación de este tipo de falla (IEEE, 2006).

Figura 9

Representación de categorías de cortocircuito



a) Cortocircuito trifásico. b) Cortocircuito línea a línea



c) Falla bifásica a tierra. d) Falla monofásica a tierra

Fuente: IEEE (2006).

Las fallas de línea a línea atornilladas, cuya representación se observa en la figura 9 (b), son más comunes que las fallas trifásicas y la corriente de falla en este caso es aproximadamente el 87% de la corriente de falla trifásica atornillada. Este tipo de falla no es balanceada entre las tres fases; este tipo de falla no provee la mayor magnitud de corriente

de falla por lo que rara vez se calcula para seleccionar equipos. La corriente de línea a línea se puede calcular multiplicando el valor trifásico por 0.866, cuando la impedancia Z_1 es igual a Z_2 . No se requieren técnicas especiales de cálculo de componentes simétricos para esta condición (IEEE, 2006).

Las fallas bifásicas a tierra, de la Figura 9 (c), usualmente son de línea a tierra que se extienden hasta el punto de incluir un conductor de otra fase; también es una falla no balanceada. Las magnitudes de las corrientes de fallas bifásicas a tierra se encuentran generalmente por encima de las fallas de línea a línea, pero por debajo de las fallas trifásicas. El cálculo de las corrientes de falla bifásicas a tierra requiere del análisis de componentes simétricos. Se debe tener en cuenta, si es posible, la impedancia del camino de retorno de tierra ya que afectará el resultado.

Las fallas de línea a tierra, de la Figura 9 (d), son el tipo que se da con más frecuencia y las de menos impacto para el sistema. La corriente en la fase con falla puede variar desde valores cercanos a cero hasta ligeramente mayores que el de corriente de falla trifásica atornillada. La magnitud de la corriente de falla de fase a tierra está determinada por el método en el cual el sistema está conectado a tierra y por la impedancia del retorno de tierra de la corriente de falla.

El cálculo de las magnitudes exactas de corriente de falla de línea a tierra requiere técnicas especiales de cálculo de componentes simétricos. Sin embargo, se pueden hacer aproximaciones conociendo el método utilizado de puesta a tierra del sistema. Las corrientes de falla de línea a tierra son cercanas a cero, en sistemas de distribución no conectados a tierra. En sistemas de distribución con neutro y resistencia a tierra, las magnitudes de corriente de falla de línea a tierra se pueden estimar dividiendo el voltaje del sistema de línea

a neutro por el valor total de la resistencia de tierra a neutro del sistema. Las magnitudes de corriente de falla de línea a tierra en los sistemas de distribución sólidamente aterrizado se aproximarán a las magnitudes de corriente de falla trifásica. Determinar las corrientes de falla de línea a tierra en tramos largos de conductor o líneas de transmisión, requerirá datos detallados de impedancia del camino de retorno de tierra y técnicas de cálculo detalladas (IEEE, 2006).

2.7. Contribuciones a la corriente de cortocircuito

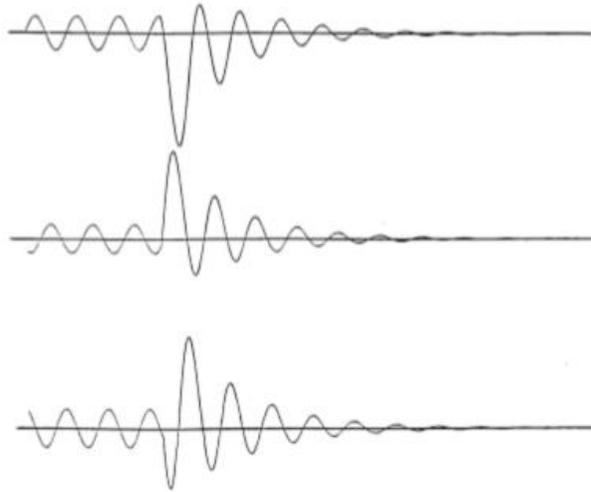
Cuando se presenta una falla en el sistema eléctrico se pueden dar aportes de distintos elementos o equipos conectados al sistema eléctrico. Los aportes más comunes que se presentan son los de motores de inducción, máquinas sincrónicas y el aporte de la compañía que brinda el suministro eléctrico. No obstante, en la industria se pueden encontrar otros elementos comunes con participación y de los cuales es importante conocer cómo influyen en estos casos, como por ejemplo: los motores con variadores de frecuencia y los bancos de capacitores (Núñez Picado, 2016).

2.7.1 Contribuciones del motor de inducción

Un motor de inducción en funcionamiento donde de repente sucede un cortocircuito trifásico atornillado a través de sus terminales, aportará corrientes al cortocircuito. Estas corrientes de falla típicas vs tiempo, se muestran en la Figura 10; esta figura muestra una corriente inicial alta seguida de un rápido descenso de la corriente, hasta cero.

Figura 10

Corrientes de cortocircuito trifásicas de un motor de inducción (el eje vertical representa la corriente; el eje horizontal representa el tiempo)



Fuente: IEEE (2006).

Esta contribución es causada por el voltaje en el estator generado por el flujo que permanece en el rotor. La corriente hacia el cortocircuito está limitada por la reactancia interna del motor. La corriente en dos o tres fases es asimétrica al inicio y cada corriente compensada está conformada por un componente de CA y CC. El componente de CA decae porque el flujo del rotor no se mantiene debido a la ausencia del voltaje aplicado. El componente de CC, es transitorio, pues el flujo que genera el voltaje no se mantiene, por lo que también decae. La frecuencia al inicio es diferente de la frecuencia del sistema por el deslizamiento del motor y luego se reduce a una diferencia que depende de la carga del motor y de la inercia de este. Durante los primeros ciclos después de ocurrir el cortocircuito, el cambio de frecuencia generalmente es muy conservador y no se considera trascendente (IEEE, 2006).

El cálculo de la magnitud inicial de la componente de CA se realiza utilizando la reactancia subtransitoria (X'') del motor. Es aceptable sustituir la reactancia de rotor bloqueada estimada X_{LR} por X'' . Para los cálculos de cortocircuito se considera que la magnitud inicial del componente de CC es igual al valor cresta del componente inicial de CA. Esto se basa en el supuesto de que la corriente en una de las fases tendrá la máxima asimetría posible.

Los números de ciclos son el elemento que diferencia la reactancia subtransitoria de la transitoria, esto es porque la reactancia transitoria se determina por las condiciones anteriores, pero contemplada en los primeros tres ciclos después de ocurrida la falla, debido a que el flujo magnético en el bobinado del estator fluctúa rápidamente (Núñez Picado, 2016).

Se puede hacer uso de la reactancia subtransitoria para calcular la corriente en el primer ciclo, pese a que la reactancia del sistema es definida por la frecuencia de esta corriente aportada; además, es permitido utilizar la reactancia del rotor bloqueado en caso de no conocer esta reactancia, no obstante, el resultado obtenido será algo más conservador.

En la figura 10, se observa cómo el aporte va decayendo; así, “para poder contemplar ese decrecimiento en el aporte, es importante aumentar la reactancia según en los ciclos que se vaya a realizar el cálculo. Típicamente los ciclos son primer, tercer y más de una docena de ciclos, según los perfiles de voltaje existentes” (Núñez Picado, 2016, p. 25). La reactancia subtransitoria se incrementa mediante los factores mostrados en el siguiente cuadro.

Tabla 1*Reactancias o factores recomendados para motores de inducción*

Tipo de máquina	Reactancia recomendada	Factor recomendado
Primer ciclo		
Motores grandes >1000 hp (746 kW)	16.7%	1Xd''
Motores medianos [50-999] hp	20.8%	1.2Xd''
Motores pequeños <50 hp (37 kW)	27.8%	1.67Xd''
De 1.5 a 5 ciclos		
Motores grandes >1000 hp (746 kW)	25.0%	1.5Xd''
Motores medianos [50-999] hp	50%	3.0Xd''
Motores pequeños <50 hp (37 kW)	NA	NA

Nota. Datos tomados de la norma IEEE 551 (2006).

Según la Tabla 1, la norma diferencia los motores de inducción según su potencia nominal; los motores del rango entre 1/4 hp a 50 hp, son considerados motores pequeños; cuando los tiempos son mayores a un ciclo, la norma permite no considerar estos motores en el cálculo de la corriente de falla.

En la norma se encuentran algunos métodos que ayudan a simplificar el cálculo, como la agrupación de motores pequeños, se deben sumar las corrientes nominales y multiplicar este valor por 3.6. Otra opción es utilizar una reactancia equivalente del 28%, en el caso de motores medianos el factor por usar es de 4.6, o en caso de no obtener el valor de la reactancia subtransitoria es permitido utilizar un valor de reactancia de 16.7%. Al evaluar motores

grandes, lo recomendado es hacer uso de la misma reactancia o multiplicar por 6 el valor de la corriente nominal, como aporte simplificado (Núñez Picado, 2016).

Todas las reactancias recomendadas, equivale a tomar una reactancia base de 16.7% para las máquinas de inducción en general, y luego multiplicar este valor por los factores, para obtener así la reactancia recomendada.

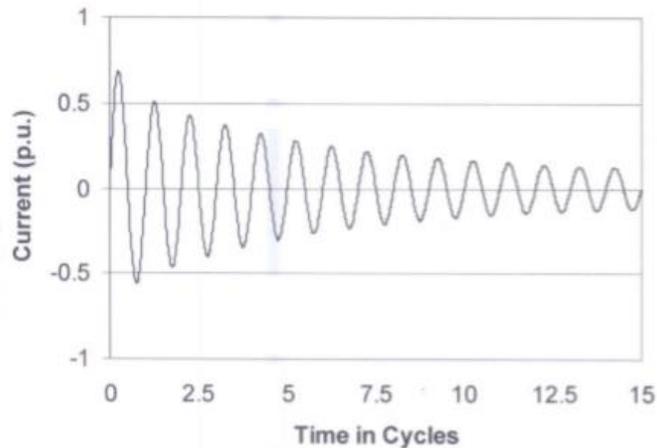
2.7.2 Contribuciones de máquinas sincrónicas

Las corrientes de falla simétricas, como las asimétricas, son de interés y se aplican los mismos cálculos y fórmulas. La única diferencia surge cuando se realizan cálculos de tiempo de interrupción; los multiplicadores de reactancia que se emplean para representar la disminución de CA se utilizan para aumentar la impedancia de las máquinas síncronas. Este cambio en la impedancia de una fuente principal de corriente de falla (máquina síncrona) aumentará la impedancia equivalente vista en cualquier punto de falla y, por lo tanto, tendrá un gran impacto sobre los resultados calculados (IEEE, 2006).

Una máquina síncrona en funcionamiento con un cortocircuito trifásico, conectado a través de sus terminales, aportará corriente al cortocircuito. En la figura 11 se puede observar una gráfica de corriente de falla típica (sin disminución de CC) de una máquina síncrona. Este gráfico muestra una decadencia inicial alta seguida de una tasa de disminución menor y por último, un valor de estado estacionario.

Figura 11

Corrientes de cortocircuito trifásicas de una máquina síncrona



Fuente: IEEE (2006).

La corriente de cortocircuito disminuye exponencialmente en el tiempo desde un valor de inicial alto hasta un nivel de estado estable bajo. Esto sucede porque el flujo a través del entrehierro de la máquina síncrona es mayor en el instante que ocurre la falla de lo que es unos ciclos más tarde. A medida que el flujo se reduce debido a la capacidad de corriente de campo limitada, la corriente en el estator disminuye. El voltaje interno generado por el flujo en el entrehierro determina la magnitud de la corriente de falla. Por este flujo cambiante en el entrehierro se da la disminución gradual de la corriente de cortocircuito mostrada en la Figura 11 (IEEE, 2006).

La tasa de disminución y la corriente de falla en estado estable dependen de las constantes de tiempo de la máquina síncrona y de la acción reguladora de la corriente de campo, si la hay. La contribución de corriente inicial es causada por un voltaje interno de activación del estator, generado por el flujo atrapado en el rotor. La corriente al punto de

cortocircuito está limitada por la impedancia interna de la máquina. La corriente en dos o tres fases es asimétrica al inicio y consiste en una componente de CA y CC.

El componente de CA decae porque el flujo del rotor no es mantenido por el voltaje de campo normal aplicado. El componente de CC que es un transitorio no alimentado por ningún voltaje de activación, también decrece. La frecuencia inicial de la corriente de falla es la misma que la frecuencia del sistema y está directamente relacionada con la velocidad del rotor. Por lo anterior, la frecuencia de la corriente de falla de un motor se reduce a una tasa que depende de la carga mecánica del motor y la inercia combinada del motor y la carga, mientras que la de un generador aumentará en función de la potencia de la turbina y la inercia combinada de la turbina y el generador. Durante los primeros ciclos después de que ocurre la falla, el cambio de frecuencia usualmente no es considerado como trascendente (IEEE 2006).

Una técnica de cálculo simplificada de aumentar la reactancia de X''_{dv} en incrementos, a medida que pasa el tiempo después de ocurrido el cortocircuito, explica la disminución de la corriente alterna, asumiendo que el voltaje es constante. Este modelo obtiene las contribuciones decrecientes de corriente alterna de la máquina en el circuito equivalente, sin cambiar la tensión del circuito. Los factores de multiplicación de reactancia típicos aplicados a X''_{dv} varían si la máquina síncrona es un generador o un motor. Los factores de multiplicación de reactancia típicos se presentan en la Tabla 2.

La magnitud inicial del componente de CA se calcula utilizando la reactancia subtransitoria X''_{dv} de la máquina. La magnitud inicial de la componente de CC para cálculos de cortocircuito es igual que el valor cresta del componente inicial de CA, asumiendo que la corriente de falla en una fase tiene la asimetría máxima posible. Dependiendo de las

constantes de tiempo de la máquina síncrona, la transición de la corriente de falla de subtransitoria a transitoria a síncrona variará y tardará más en decaer que una corriente de motor de inducción. Si el campo la máquina se mantiene energizado, entonces existirá una corriente de falla de estado estable, debido a la mantenida reposición de la energía del flujo del estator que es removida por la falla. De lo contrario, la corriente de falla de una máquina síncrona decaerá a cero (IEEE, 2006).

En la Tabla 3 se muestran las reactancias típicas para motores síncronos cuando la reactancia real no se encuentra disponible.

Tabla 2

Factores multiplicativos para reactancias de máquinas síncronas

Tipo de fuente	Factor recomendado
Primer ciclo	
Turbo alternadores, hidroalternadores con amortiguamiento y condensadores síncronos	1.0Xdv''
Hidroalternadores sin amortiguamiento	0.75Xdv
Motores síncronos	1.0Xdv''
Tercer a quinto ciclo	
Turboalternadores, hidroalternadores con amortiguamiento y condensadores síncronos	1.0Xdv''
Hidroalternadores sin amortiguamiento	0.75Xdv''
Motores síncronos	1.5Xdv''

Nota. Datos tomados de la norma IEEE 551 (2006).

Tabla 3*Reactancias típicas para máquinas síncronas*

Número de polos	RPM a 60Hz	X_{dv}''
>16	<451	28%
ago-14	514-900	20%
2-jun	>1200	15%

Nota. Datos tomados de la norma IEEE 551 (2006).

La mayoría de las máquinas síncronas pueden clasificarse dentro de las siguientes tres categorías: generadores síncronos, condensadores y motores síncronos.

Los generadores síncronos son una fuente principal de energía en los sistemas eléctricos, porque la mayoría de las empresas de servicios públicos los utilizan para generar electricidad. Muchos sistemas industriales de mayores dimensiones pueden incluir generadores para la conservación de energía, un ejemplo es en el caso de la cogeneración.

Los condensadores síncronos se utilizan como una herramienta para reducir las pérdidas de transmisión del sistema de potencia, el control de potencia reactiva y el control de los voltajes en un sistema de transmisión o distribución. Están conectados al sistema de energía como un motor, pero no están conectados a una carga ni a un motor principal (IEEE, 2006).

Los motores síncronos son generalmente utilizados para impulsar grandes cargas, como compresores, bombas y conjuntos M-G y para suministrar potencia capacitiva para mejorar el factor de potencia. En ocasiones, los motores síncronos son operados cerca del factor de potencia de la unidad y rara vez se operan extrayendo potencia reactiva del sistema. Estos motores pueden tener campos de corriente fijos o constantes o pueden tener reguladores que controlen el voltaje del bus o el factor de potencia del motor (IEEE, 2006).

2.7.3 Contribución de la compañía de suministro de energía eléctrica

La contribución de la compañía es básicamente la potencia disponible que esta tiene para proveer en el punto de conexión del servicio de la industria o inmueble, antes de que las protecciones del sistema entren en funcionamiento. Los generadores de la compañía del servicio suministran la energía según la demanda. Al presentarse una falla en el sistema y hasta que esta sea despejada, el sistema demandará mayor energía y este aumento de demanda de energía será proporcionado por la red de la empresa.

En la norma IEEE 551-2006 se hace una diferenciación entre la generación remota y local. Se le llama generación remota a los generadores que se ubican a más de un transformador del sistema eléctrico en cuestión para el estudio de cortocircuito.

Este aporte, a diferencia de los demás, no decrece en el tiempo. La contribución que el sistema de suministro da se considera como una fuente de aporte infinita, es decir, la corriente aportada a la falla es igual tanto en el primer ciclo como en el instante en que se interrumpa la falla (3-5 ciclos). Generalmente, este aporte es el de mayor importancia y en casos como residencias o plantas detenidas, este es usualmente el único aporte de corriente de falla que se puede encontrar (Núñez Picado, 2016).

La contribución de la empresa de suministro se ve limitada por el transformador. La impedancia base de este equipo es una limitante que el aporte de corriente entrante se encuentra ingresar al sistema eléctrico en análisis. Por ello, en el estudio es importante determinar y analizar los puntos de entradas y salidas del transformador.

En muchas ocasiones, el transformador de la distribución nominalmente posee tensiones nominales que varían con la diferencia de potencial utilizada en el sistema y deben realizarse sus conexiones en las derivaciones del transformador. Estas

derivaciones que permiten el cambio en el perfil de voltaje también varían su impedancia.

A pesar de que en la mayoría de estudios de cortocircuito no se valora el cambio de impedancia por las derivaciones, este debe considerarse ya que puede empezar a alejarse el resultado de un valor real (Núñez Picado, 2016, p. 29).

Dichas variaciones de impedancia podrían llevar a variaciones no lineales y esto hace que determinarlas sea muy tedioso, por lo que tiende a omitirse la corrección; en ocasiones esos valores forman parte de los datos del fabricante del equipo, pero generalmente se dificulta bastante el tener acceso a estos.

En la norma IEEE 551-2006 se promueve considerar los cambios mediante dos ecuaciones con las cuales se pueden determinar los cambios de impedancia, tomando en cuenta diferentes escenarios. Para ejemplificar esto se utilizarán tres escenarios, que probablemente son los más comunes de encontrar en el territorio nacional; uno es con tensiones coincidentes, otro donde la tensión en el primario no es acorde y por último, cuando no concuerda en el secundario (Núñez Picado, 2016).

Las ecuaciones por utilizar son diferentes, según donde se encuentre la derivación, si esta es en el primario se debe utilizar la siguiente ecuación:

$$Z_{nueva} = Z_{nominal} * \frac{KV^2 Equipo}{KV^2 Base} \quad \text{Ecuación (7)}$$

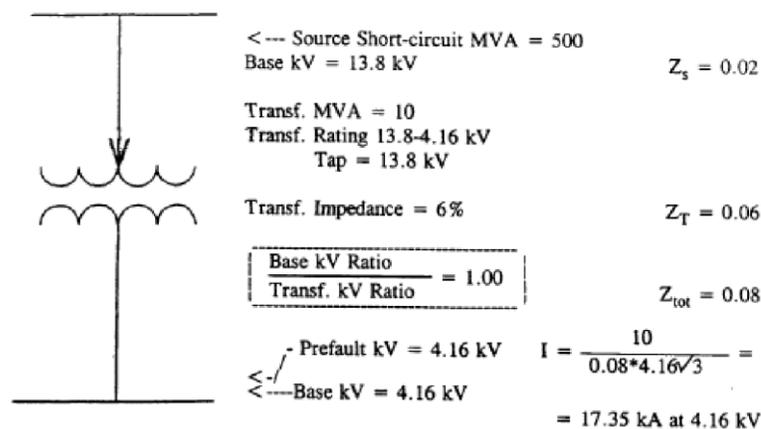
Cuando la derivación se encuentra en el secundario se debe cambiar la base del voltaje en el momento que ocurre la falla, esto se obtiene al tomar el valor de derivación y este factor aplicarlo a la corriente de cortocircuito nominal.

$$Valor\ de\ derivación = \frac{Derivación\ de\ Voltaje\ Nominal}{Valor\ Nominal\ de\ derivación} \quad \text{Ecuación (8)}$$

En el escenario inicial mencionado, una vez se tiene el valor nominal de la corriente de cortocircuito, donde solo existe aporte del sistema de la compañía de suministro de energía. En este escenario, los perfiles de voltaje son semejantes a los valores del transformador y se procede con un análisis básico; se suman las tres impedancias en serie y se obtiene el dato de cortocircuito (Núñez Picado, 2016).

Figura 12

Escenario nominal del aporte de la empresa de suministro

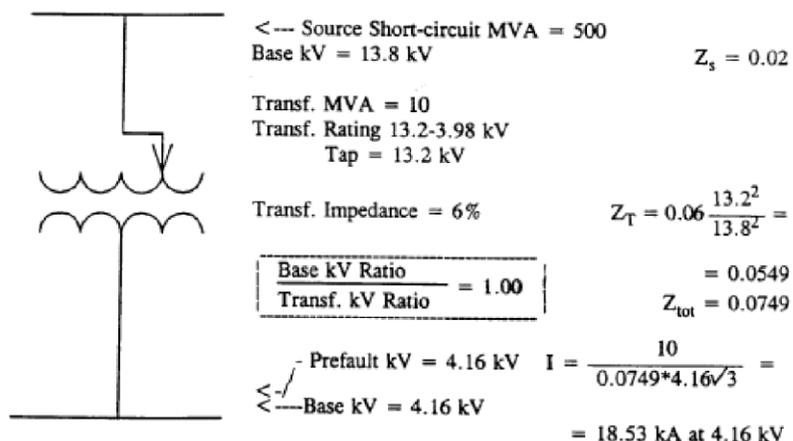


Fuente: IEEE (2006).

El segundo caso existe una derivación en el primario del transformador, debido a esto, se debe utilizar la Ecuación 7 para variar la impedancia del transformador. Este transformador cuenta con un *tap* de 13.2kV, y el valor base es de 13.8kV. Mediante la división del primero al cuadrado sobre el segundo al cuadrado, se determinará la disminución de la impedancia del equipo (Núñez Picado, 2016).

Figura 13

Escenario con derivación en el primario en aporte de la empresa de suministro



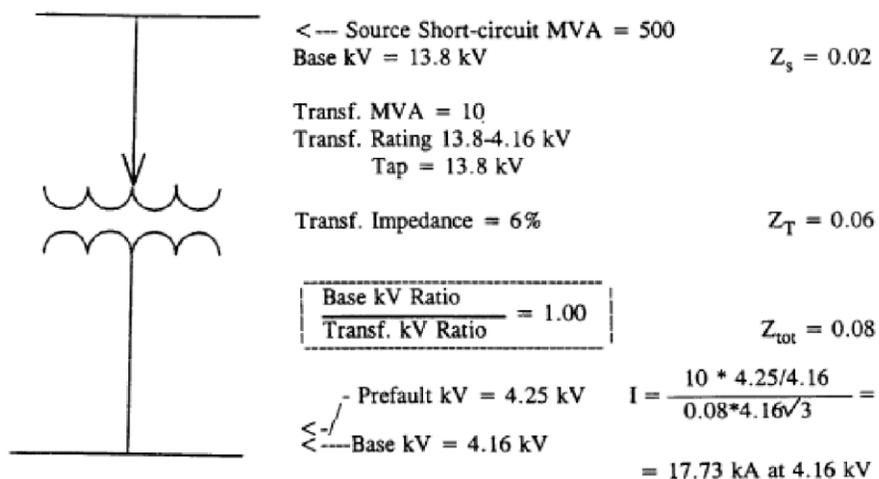
Fuente: IEEE (2006).

Se nota que el valor de corriente de cortocircuito aumentó de 17.35 kA a 18.53 kA, esto es un 7% de porcentaje de error, el cual puede ir en aumento según la meticulosidad con la que se realice el estudio.

En el tercer escenario planteado el valor del voltaje en el secundario es diferente de la base y por tanto, se debe utilizar la Ecuación 8. Se tiene una tensión base de 4.6kV y un voltaje en el secundario de 4.25 kV (o voltaje prefalla). En este caso, se debe dividir el segundo sobre el primero y luego aplicar ese factor a la corriente de cortocircuito nominal; seguidamente, se ejemplificará lo antes mencionado (Núñez Picado, 2016).

Figura 14

Escenario con derivación en el secundario en aporte de la empresa de suministro



Fuente: IEEE (2006).

En el tercer escenario la variación es de 2%, por lo que no se dio un cambio importante en la corriente de falla, debido a la derivación. Si se tuvieran derivaciones en ambos lados del transformador se deben realizar ambas correcciones, en estos casos se pueden obtener variaciones inferiores al 1%.

2.7.4 Contribución banco de capacitores

Los capacitores en un sistema de CA se cargan y descargan de manera controlada en cada medio ciclo, basado en un sistema con voltaje sinusoidal y en las impedancias de este. Cuando una falla ocurre, el voltaje del sistema cambia repentinamente y el capacitor se descarga muy rápidamente con una alta corriente de descarga. La corriente es mayor si el cortocircuito ocurre cuando el condensador está cargado al máximo en un voltaje pico. El único elemento que limitara la corriente de descarga es la impedancia entre el condensador y la falla. La corriente disminuirá según la resistencia y reactancia del circuito. La resistencia

proporciona amortiguación y la reactancia del sistema junto con el condensador determinarán la frecuencia de la corriente de oscilación (IEEE, 2006).

La corriente de descarga se puede expresar mediante la Ecuación 2.7:

$$I_{pk} = \frac{\sqrt{\frac{2}{3}} \times V_{LL} \times e^{-Rt/L} \sin \sin (\omega_0 t)}{Z_0} \quad \text{Ecuación (9)}$$

Donde

V_{LL} = Voltaje de línea a línea de sistema.

L = La inductancia entre el banco de condensadores y la falla.

R = La resistencia entre el banco de condensadores y la falla.

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}}$$

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}}$$

Las descargas de los capacitores producen sobrefuerzos, pero estos son distintos a los que se dan durante un evento de cortocircuito, la diferencia se da por las altas frecuencias y constantes de tiempo en los circuitos capacitivos. Es este sentido, los equipos electrónicos sensibles, que cada día están más presentes en las industrias o comercios, se pueden ver perjudicados por estas descargas.

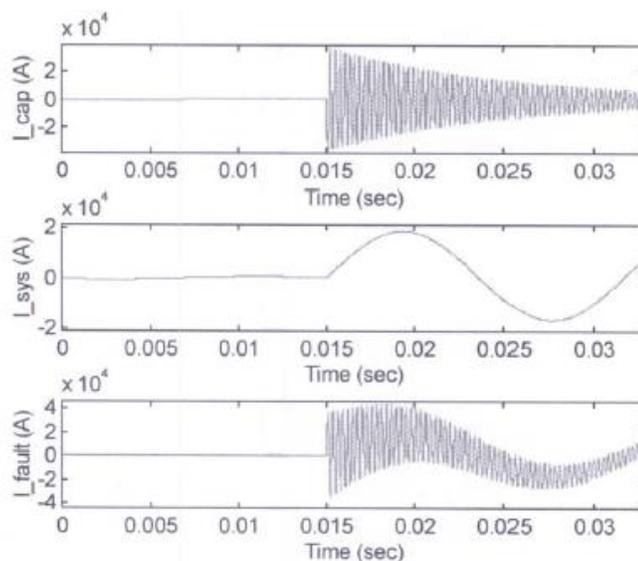
Como se mencionó anteriormente un capacitor está en un ciclo controlado en donde se carga y se descarga cada medio ciclo según la frecuencia en que trabaje. Como es lógico, el punto en donde más aporte a la corriente de cortocircuito será cuando esté conectado al máximo. En el momento cuando se presenta un evento de cortocircuito

el voltaje cae deliberadamente y esto produce que el capacitor se descargue apresuradamente (Núñez Picado, 2016, p. 33).

La Figura 15 muestra los resultados de una simulación, en donde la primera parte muestra solo las corrientes del capacitor en fase con la mayor corriente. La segunda parte de este gráfico muestra la contribución de corriente de falla de la empresa de suministro y la tercera parte de la Figura 15 muestra la corriente de falla total en esa fase, conformada por las dos anteriores. Se puede notar que la corriente pico del condensador coincide con la corriente de 35806 A bastante cerca, con una corriente pico de 36253 A. La corriente pico de falla total es 43 539 A, la cual ocurre durante el primer ciclo cuando la contribución de corriente de la fuente alcanza su pico sinusoidal. De este pico corriente, el condensador aporta aproximadamente 25 000 A. En este sentido es importante recordar que la corriente del condensador decae bastante rápido (IEEE, 2006).

Figura 15

Comportamiento de banco de capacitores de 10MVAR.

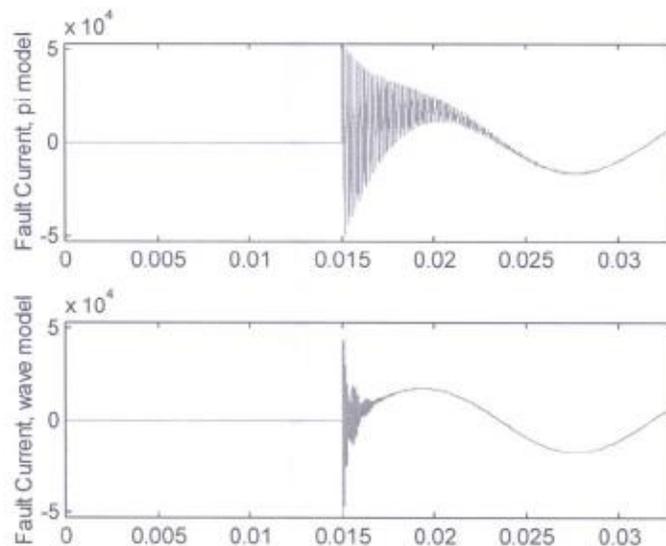


Fuente: IEEE (2006).

Se debe tener en cuenta que el modelo de cable utilizado para esta simulación es bastante simple. No se incluye el aumento de resistencia debido al efecto de la piel en la frecuencia natural. El impacto de la capacitancia del cable y el acoplamiento entre fases tampoco se contempla. Si se incluyen estos elementos en el modelo, aumentará tanto la magnitud del transitorio inicial como la velocidad de disminución de la contribución del capacitor. La Figura 16 muestra la corriente de falla cuando se modela el cable primero con una sola sección π (pi) acoplada, y la segunda corresponde a un modelo de parámetro distribuido de onda viajera (con parámetros calculados a 1000 Hz). Ambos casos tienen corrientes máximas muy semejantes, pero ahora el pico se produce casi inmediatamente, debido a la interacción con la capacitancia del cable. Se debe tener en cuenta también que los tiempos de viaje para las ondas electromagnéticas en un cable de 30 metros es reducido (IEEE, 2006).

Figura 16

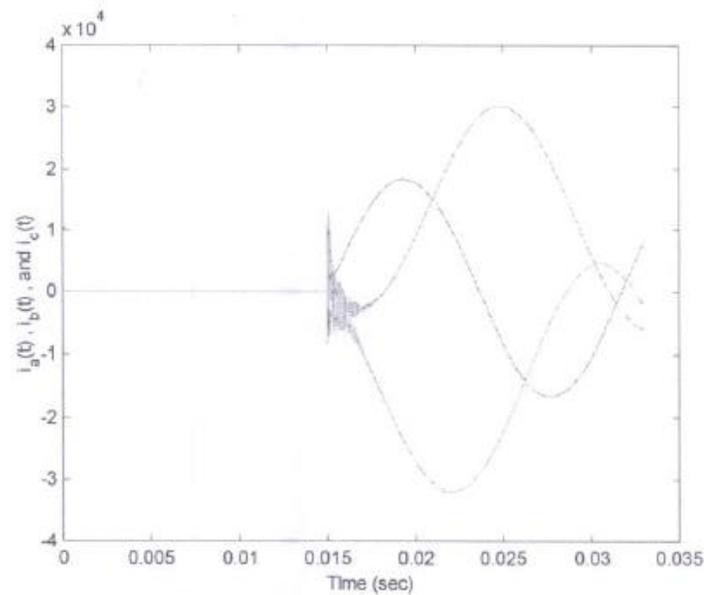
Corriente de falla con cable de 30m y banco de Capacitores de 10MVar



Fuente: IEEE (2006).

Figura 17

Corriente de falla con cable de 15m y banco de Capacitores de 10MVar



Fuente: IEEE (2006).

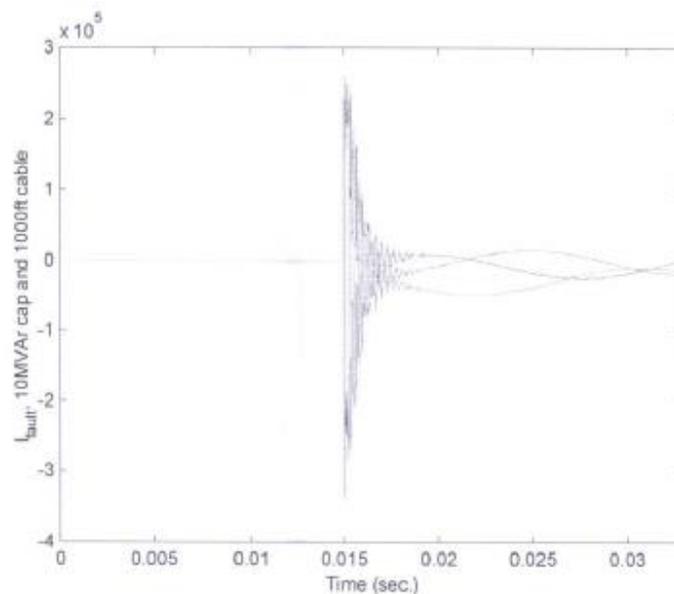
En la Figura 17 se pueden observar los resultados con un banco de capacitores de 10 MVAR, conectado en serie con conductores de cobre de 3-1/C-500 kcmil de 15 metros de longitud. Para el conductor, este es modelado utilizando un modelo de onda viajera.

Se puede notar que existe un elevado transitorio al inicio de la falla, pero este se amortigua rápidamente en menos de 0.5 ms (1/30 ciclo) debido al corto tiempo que tienen las ondas de voltaje y corriente para atravesar el conductor entre la falla y el condensador. La disminución completa ocurre en aproximadamente 2.0 ms o 1/8 de ciclo. Como es de esperarse, menores valores de capacitancia reducen el transitorio y la constante de tiempo (IEEE, 2006).

En la Figura 18 se tiene el mismo caso, pero con una variante de 300 m de conductor para observar el efecto de la inductancia de esta longitud de cable en la respuesta; se nota que las corrientes pico de falla en esta ocasión son más elevadas.

Figura 18

Corriente de falla con cable de 300m y banco de Capacitores de 10MVar



Fuente: IEEE (2006).

En este caso, el transitorio inicial es casi diez veces mayor que el que se presenta con el conductor de 30 m, tiene un tiempo mayor de amortiguación, debido a que el tiempo de viaje es más amplio en este conductor. La disminución completa ocurre en aproximadamente 2.0 ms o 1/8 de ciclo.

Las conexiones estándar de condensadores presentan corrientes de descarga transitorias elevadas que se amortiguan velozmente antes de 1/4 de ciclo. Conductores de baja relación X/R en instalaciones industriales no aumentan significativamente la constante

de tiempo para producir tiempos transitorios extendidos, lo cual podría afectar la operación de las protecciones (IEEE, 2006).

En presencia de condiciones de falla, la descarga del capacitor tiene lugar en los ciclos iniciales de $1/30$ a $1/8$, dependiendo de la constante de tiempo del sistema. Dado que el dispositivo de protección y los contactos no pueden operar en este período de tiempo, la descarga tiene lugar con los contactos cerrados. Las fuerzas inducidas electromagnéticamente de la corriente de descarga son instantáneamente proporcionales al cuadrado de la corriente. Dado que la calificación de cierre y enganche (momentáneo) de un interruptor automático es la máxima corriente de falla rms a frecuencia fundamental que el interruptor puede soportar, también puede ser considerado una medida de las fuerzas que pueden imponerse de manera segura sobre las partes físicas del interruptor, durante una condición de falla de frecuencia establecida, es decir, 60 Hz (IEEE, 2006).

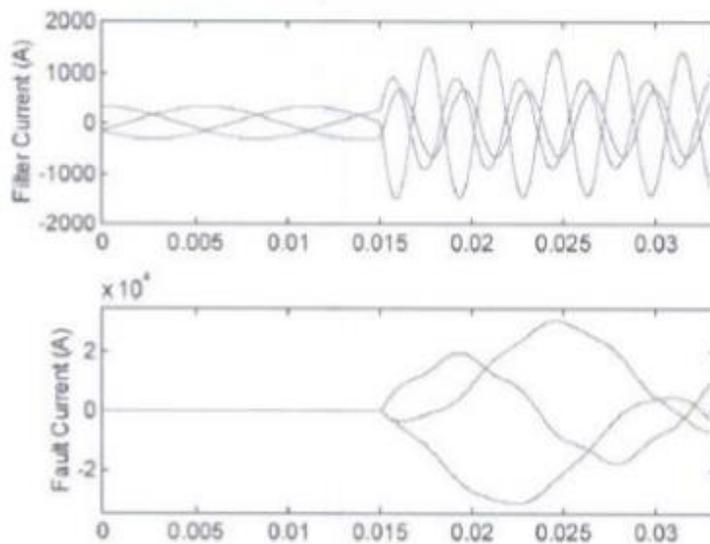
Para determinar si las contribuciones del capacitor podrían afectar la capacidad de interrupción del disyuntor o fusible, se calcula la energía I^2t en Joules para el capacitor y la corriente de falla a 60 Hz y se comparan.

Dentro de los sistemas también es común encontrar filtros armónicos, los cuales son principalmente bancos de capacitores y cuyo comportamiento es muy apegado al de los bancos de capacitores, presentan valores picos muy elevados que disminuyen rápidamente, sin afectar el funcionamiento de las protecciones (Núñez Picado, 2016).

Seguidamente, se muestran tres análisis en los que varían las dimensiones de un banco de capacitores con un filtro de quinta armónica. Al observar esto se nota que la mayor variación se da en la forma de onda de este aporte.

Figura 197

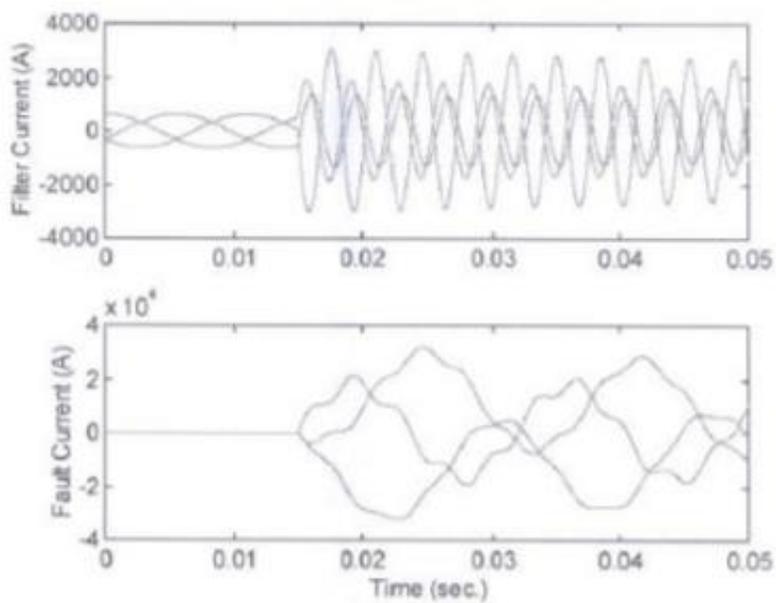
Aporte de etapa de 5MVA con un filtro de 5ta armónica



Fuente: IEEE (2006).

Figura 20

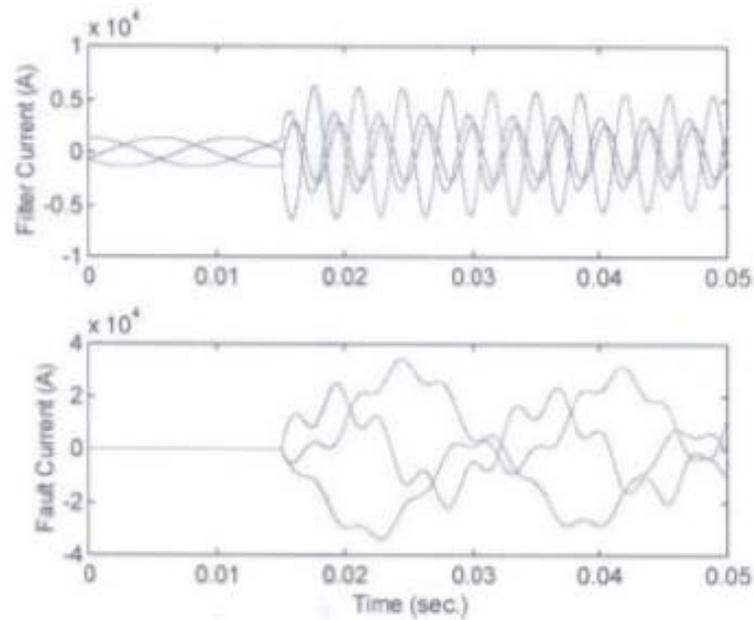
Aporte de etapa de 10MVA con un filtro de 5ta armónica.



Fuente: IEEE (2006).

Figura 21

Aporte de etapa de 20MVAr con un filtro de 5ta armónica

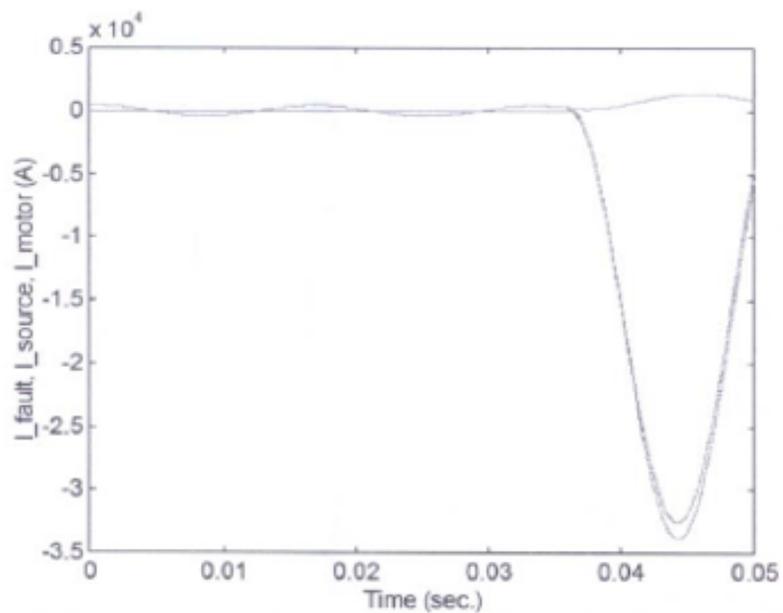


Fuente: IEEE (2006).

Una conexión común que se puede considerar es cuando un capacitor es conectado cerca de los motores, con el propósito de mejorar el factor de potencia especiosamente en ese punto; para estos escenarios se realiza una simulación en la norma donde el aporte del banco de capacitores es de solo 400 A, mientras que el aporte del motor junto con la fuente alcanza casi los 33 kA. Es decir, el aporte del capacitor aumenta en solo 1% la corriente de falla (Núñez Picado, 2016).

Figura 22

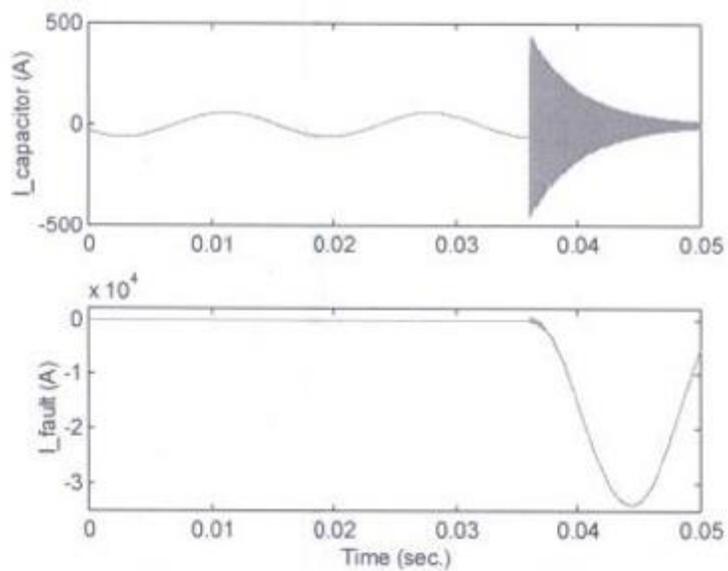
Corriente de cortocircuito de motor 700HP y empresa de suministro 500MVA



Fuente: IEEE (2006).

Figura 23

Aporte de configuración anterior con etapa de 0.2MVA



Fuente: IEEE (2006).

Núñez Picado (2016), señala:

En general, los bancos de capacitores y filtros de armónicos son descargados antes de alcanzar un cuarto de ciclo, por lo que esta descarga no es capaz de disparar los interruptores; por lo tanto, no se recomienda tomar en cuenta estos aportes para estudios de cortocircuito a nivel de disyuntores. Sin embargo, se tomará el aporte de la corriente de cortocircuito del banco de capacitores para evaluar los conductores que este alimente (p. 39).

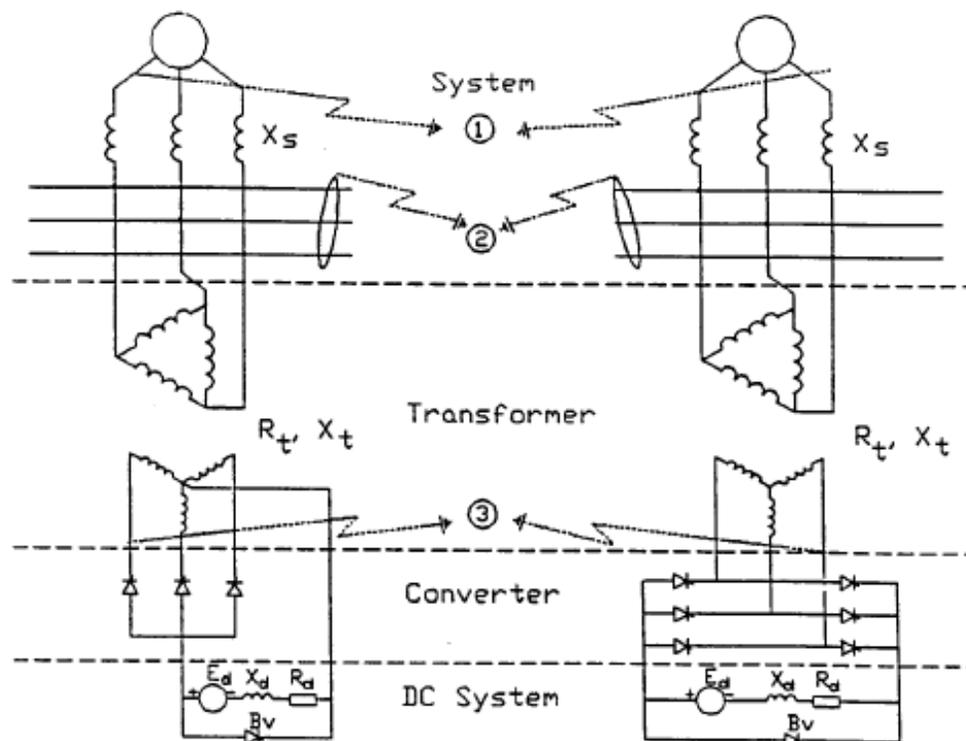
2.7.5 Contribución de inversores y rectificadores

El sistema de CC aporta corriente a un cortocircuito de CA solo cuando el convertidor funciona como inversor. Solo de esta forma el sistema de CC puede contribuir con energía al sistema de CA. Debido a que los variadores de motor no regenerativos no pueden operar en modo inversor (como lo ve el sistema de CA), no se consideran para análisis de cortocircuito. El circuito para el análisis se presenta en la Figura 24, se puede cambiar la resistencia de carga R a una fuente de CC E_d con resistencia interna R_d , como se muestra en la figura 24. Este circuito inversor funciona con SCR; asimismo, solo convertidores SCR serán analizados (IEEE, 2006).

Entre otras posibles fuentes, algunas con características diferentes para E_d , se encuentran baterías, arreglos fotovoltaicos e inversores; estos son solo de interés pasajero en sistemas de energía industriales o comerciales.

Figura 24

Diagrama equivalente con fuente inversora y posibles puntos de cortocircuito en el lado de CA



Nota. Punto 1: Primario del transformador de suministro. Punto 2: Primario del transformador convertidor. Punto 3: Secundario de baja tensión del transformador convertidor. (Fuente: IEEE, 2006).

Es importante estudiar el comportamiento de los equipos electrónicos durante un cortocircuito, debido al incremento de su presencia en los sistemas eléctricos, pues dentro de sus particularidades pueden contribuir, o bien, suprimir las contribuciones de cargas. Los cortocircuitos pueden ocasionarle o no daño a estos equipos, dependiendo de si cuentan con protección de control de red. El contar o carecer de esta protección es un criterio para

clasificar los convertidores. Esta protección protege adecuadamente los equipos de un cortocircuito, pues usualmente actúa en un ciclo (Núñez Picado, 2016).

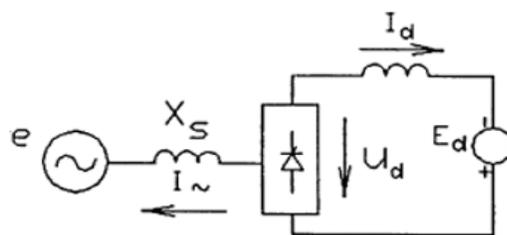
Dentro de los tipos de convertidores están los siguientes cuatro:

- ✓ Rectificador: realiza la conversión de CA a CC.
- ✓ Inversor: realiza la conversión de CC a CA.
- ✓ Variador de frecuencia: realiza la conversión de un voltaje en CA a otro voltaje en CA variando la frecuencia.
- ✓ *Chopper*: realiza la conversión de un voltaje en CC a otro voltaje en CC.

Estos equipos emplean en su funcionamiento dispositivos como diodos, cuyo propósito es permitir el paso de corriente solamente en una dirección. Basado en esto y dependiendo de la configuración del sistema, así será posible determinar si las cargas aguas debajo del equipo pueden o no de realizar contribuciones a una falla.

Figura 25

Diagrama equivalente de un sistema AC-DC



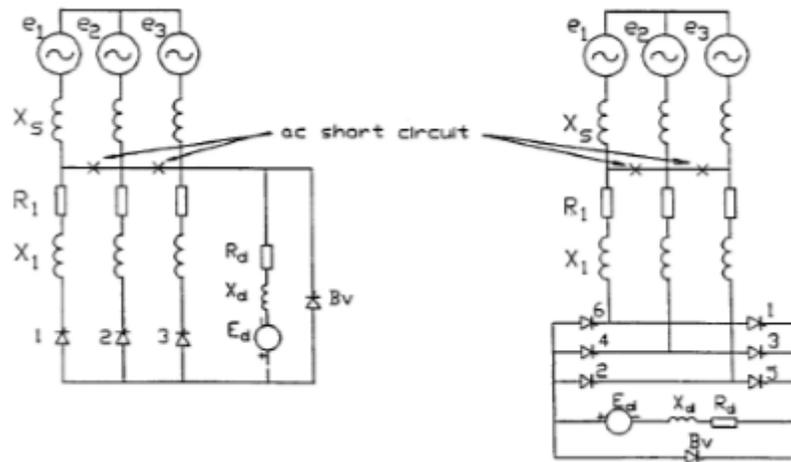
Fuente: IEEE (2006).

Actualmente, los equipos electrónicos utilizados en su mayoría cuentan con protección de control, la cual hace posible detener el paso del aporte de las fuentes en CC al resto sistema; al ocurrir un evento de falla esta protección se acciona rápidamente, en un

tiempo menor a un ciclo. Si esta protección no operara se afectaría mayormente el dispositivo electrónico, pues el aporte sería directo (Núñez Picado, 2016).

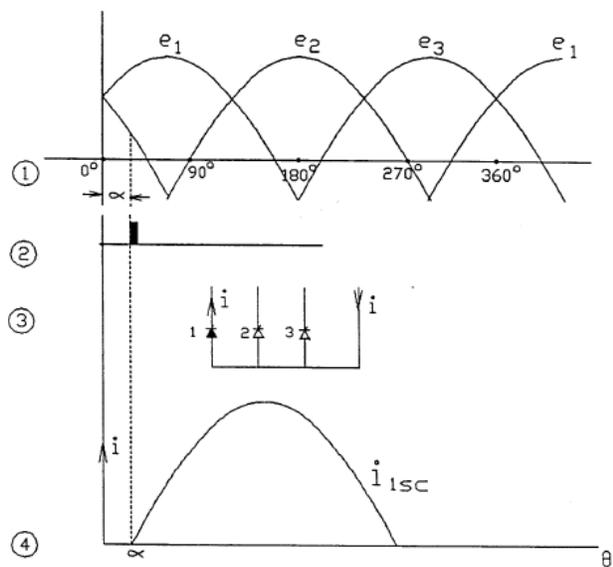
Figura 26

Diagrama equivalente de un sistema AC-DC con una falla en AC

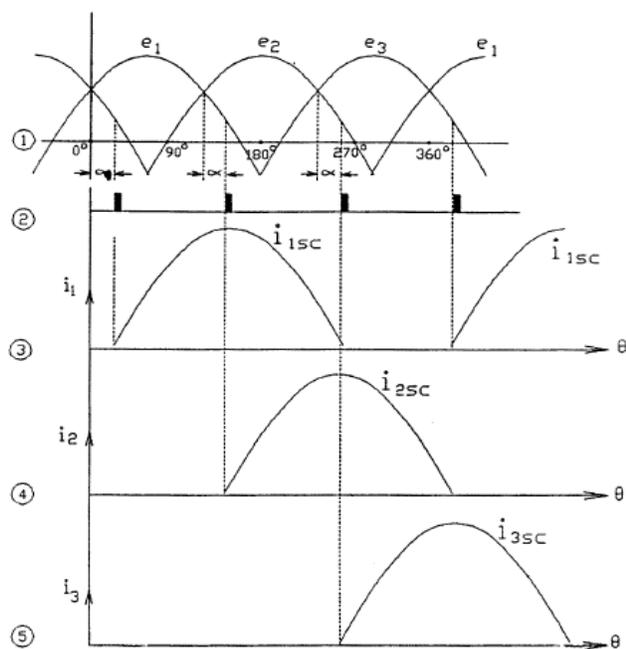


Fuente: IEEE (2006).

El aporte de las fuentes en DC tiene una influencia directa en la recuperación del sistema eléctrico. Esto debido a que tiende a saturar el núcleo del transformador del convertidor. Cuando el cortocircuito se termine y la planta vuelva arrancar puede existir una corriente de arranque muy alta (inrush) en la energización de este sistema. En caso de tener una falla esta vez del lado de la corriente directa, el comportamiento con protección será similar, donde el incremento de corriente se evidenciará en una sola de las fases mientras la protección arranca, pero en caso de no existir la protección esta se verá en las tres fases, de forma secuencial (Núñez Picado, 2016, p. 42).

Figura 27*Comportamiento de falla del lado DC con grid-control*

Fuente: IEEE (2006).

Figura 28*Comportamiento de falla del lado DC sin grid-control*

Fuente: IEEE (2006).

2.8 Capacidad interruptiva y soportes de cortocircuito

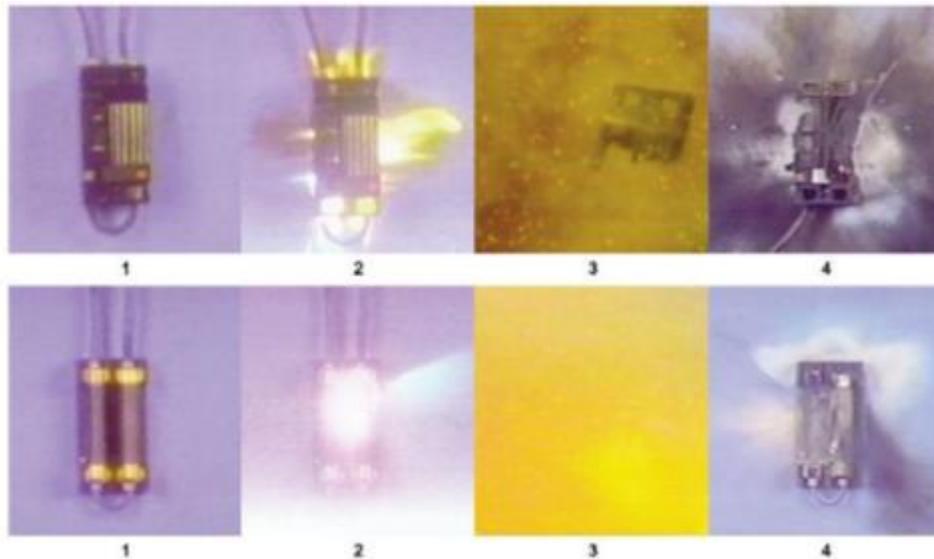
Cuando se realiza un estudio de cortocircuito y se conocen los valores de corriente de falla en cada uno de los buses de la instalación eléctrica, se realiza la verificación de capacidad de los equipos instalados en el sistema para soportar dichas corrientes, o bien, para seleccionar equipos que cuenten con las capacidades acordes para soportar condiciones de falla.

Dentro de los equipos a los que se debe realizar la verificación de su capacidad de soportar la corriente de falla están los disyuntores, elementos encargados de la protección contra sobrecargas y transientes de corriente, mediante sus mecanismos de accionamiento, presentes en el sistema y que pueden afectar a conductores alimentadores y diferentes equipos eléctricos conectados a este (Núñez Picado, 2016).

Dentro de los equipos disponibles se encuentra gran variedad de precios y de protecciones adecuadas para la misma corriente nominal, esto, en función de la capacidad para soportar corrientes de cortocircuito. De ser seleccionados erróneamente los equipos de protección se estaría expuesto a daños en las protecciones, arcos eléctricos y otros riesgos importantes para la seguridad del entorno (Núñez Picado, 2016).

Figura 29

Dstrucción de equipos de protección.



Fuente: Núñez Picado (2016).

Considerando las siguientes características es posible seleccionar el equipo de protección adecuado:

- ✓ Nivel de tensión del circuito.
- ✓ Corriente nominal del equipo por proteger.
- ✓ Dato de corriente de falla en el punto.
- ✓ Factor X/R en el punto.
- ✓ Capacidad de soporte del equipo en primer ciclo.
- ✓ Capacidad interruptiva del equipo en primer ciclo.
- ✓ Factor X/R bajo el que se probó el equipo.

Los datos de corriente de falla y X/R en el punto, se obtienen a través del estudio de cortocircuito; la tensión y la corriente nominal se conocen al momento de diseñar el sistema eléctrico. Los puntos restantes provienen de los datos de fábrica de la protección.

Capacidad interruptiva se denomina a la facultad del equipo de realizar su trabajo de protección y asilamiento de una sección del sistema eléctrico, de manera adecuada y segura, sin sufrir daño al estar en presencia de un evento de falla. La capacidad interruptiva puede variar en función del método de fabricación, equipos, modelos y componentes. En el caso de los disyuntores de caja moldeada se pueden encontrar capacidades interruptiva desde los 10 kA hasta los 125 kA, y de hasta los 200 kA, en el caso de los disyuntores con disparo electrónico. La capacidad interruptiva es inversamente proporcional a la tensión del circuito. Por ejemplo, un disyuntor de caja moldeada a un nivel de tensión de 240 V CA soportará más corriente de falla que si estuviera en presencia de 480 V CA. (Núñez Picado, 2016).

Los equipos de protección como los disyuntores se deben exponer a pruebas realizadas por el fabricante, con el fin de certificar que estos dispositivos pueden exponerse con seguridad a la corriente de cortocircuito para que la cual están indicados. Los fabricantes realizan dichas pruebas en un ambiente controlado utilizando circuitos con un factor X/R determinado; el valor típico con el cual los fabricantes realizan este tipo de pruebas es de 15, dicho factor de prueba debe superar al factor X/R del punto en donde se va a utilizar la protección para tener seguridad del funcionamiento adecuado de esta, al verse expuesta a la corriente de falla (IEEE, 2006).

La siguiente lista corresponde a equipos que típicamente deben ser validados mediante la comparación con los datos resultantes del estudio de cortocircuito:

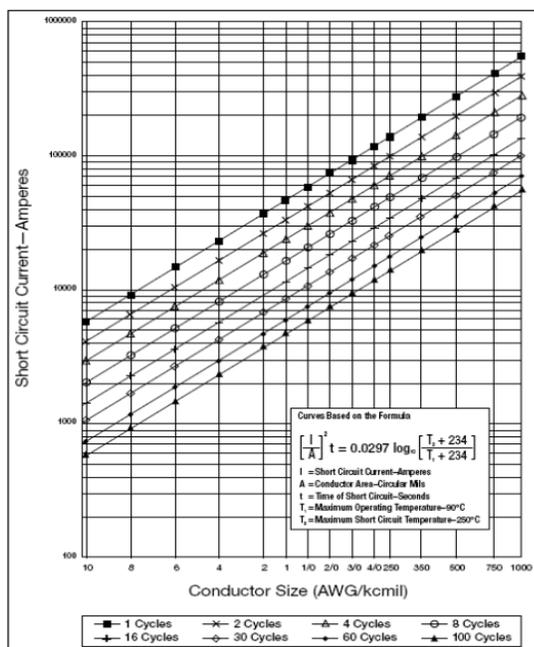
- ✓ Fusibles, en donde se compara el voltaje nominal y la corriente a primer ciclo.

- ✓ Disyuntores de alta tensión, donde se compara voltaje nominal y corriente de primer ciclo.
- ✓ Disyuntores de baja tensión, donde se compara el voltaje nominal, corriente de falla en el primer ciclo.
- ✓ Desconectores, los cuales se componen principalmente de fusibles.
- ✓ Paneles de desconexión (switchgears) o centros de control de motores (MCC), donde se compara la capacidad de soportar corriente de falla al primer ciclo y voltaje nominal.
- ✓ Límites de calentamiento de conductores. Estos dependen principalmente de la corriente de falla al primer ciclo, debido a la energía liberada transformada en calor puede dañar el aislamiento de los conductores (Núñez Picado, 2016, p. 45).

Para el último punto es necesario conocer los datos del fabricante, con respecto a la capacidad de los conductores de soportar determinada corriente de cortocircuito en el primer ciclo.

Figura 30

Corriente de falla permitido para conductores con aislamiento a 90°C.



Fuente: Núñez Picado (2016).

2.9 Coordinación de protecciones

El concepto de coordinación de protecciones se refiere al proceso mediante el cual se seleccionan y se ajustan los dispositivos de protección para lograr aislar segura y efectivamente determinada sección del sistema eléctrico o circuito, que se encuentre bajo condiciones de falla. La coordinación de protecciones es indispensable y de gran relevancia en ciertas aplicaciones como la médica o en procesos industriales de cuidado. En ocasiones se utiliza en el área residencial pues con ello se logra seleccionar protecciones adecuadas y así disminuye el tamaño de las protecciones aguas abajo, lo que genera un ahorro considerable. Para proceder con el estudio de coordinación, el diseñador debe conocer las corrientes de falla disponible en los diferentes buses del sistema a partir de un estudio de

cortocircuito o un diagrama unifilar actualizado que contenga dicha información del sistema (Aguilar Durán, 2010).

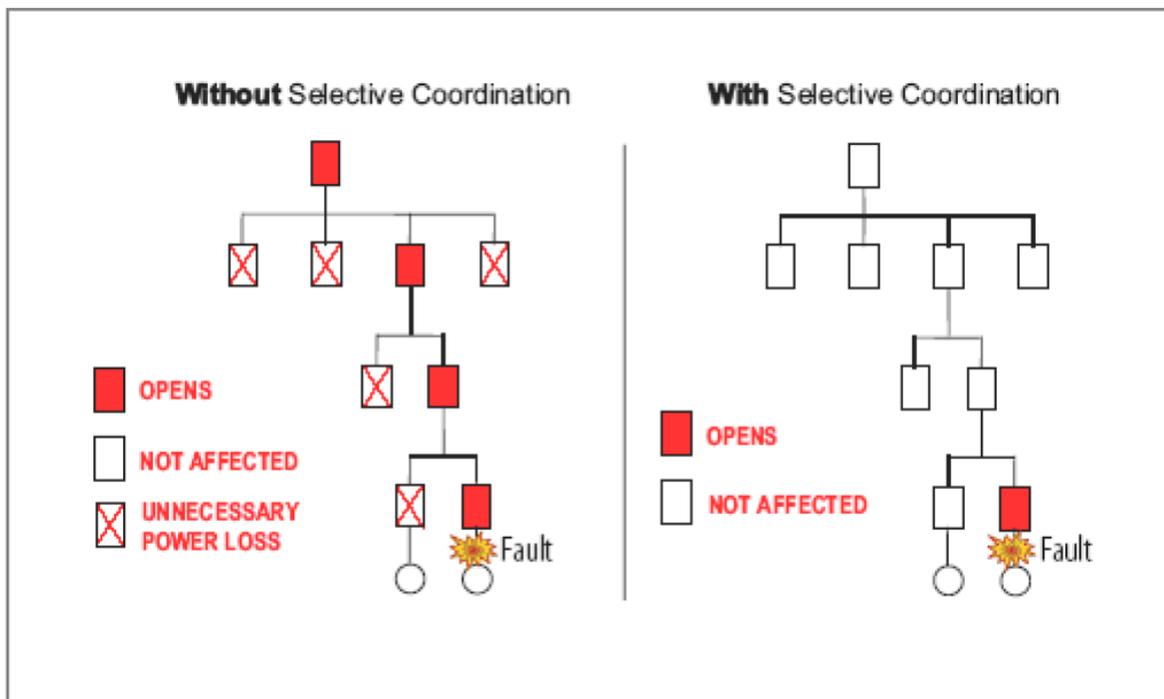
Los sistemas eléctricos se pueden proteger por múltiples razones, dentro de las principales se encuentran cortocircuitos y sobrecargas; los primeros se pueden dar por razones como: daños mecánicos, errores al utilizar equipos o fallas de aislamiento, en el caso de las sobrecargas se presentan debido a la conexión de grandes cargas, por adicionar más carga que supere la capacidad de un circuito, puntos de contacto mal ajustados o equipos operando fuera de las condiciones adecuadas de operación.

Mediante el diseño eléctrico se pueden disminuir las afectaciones que estos eventos pueden tener sobre el sistema o los equipos conectados a este. A continuación, se presentan algunos puntos para lograr lo mencionado anteriormente:

1) Se debe buscar, en la mayor medida de los posible, la manera en la que los demás circuitos se mantengan en condiciones de operación normal, aislando el sector afectado de forma rápida y segura; la Figura 31 se muestra un ejemplo sobre lo comentado anteriormente. El sistema representado en la parte izquierda de la Figura 31 carece de coordinación selectiva, al darse una falla cercana al lado de la carga innecesariamente se accionan otras protecciones aguas arriba y con ello, se pierde la energía en otras partes o circuitos del sistema que no están siendo afectados por la falla. Por otra parte, en el lado derecho de la Figura 31 se observa un sistema que cuenta con las protecciones coordinadas selectivamente; en otras palabras, para todo evento de sobrecarga o falla que se presente solamente se perderá la parte del sistema más cercana aguas arriba de la falla (Aguilar Durán, 2010).

Figura 31

Concepto de coordinación selectiva de protecciones



Fuente: Aguilar Durán (2010).

2) También se debe limitar la corriente de cortocircuito disponible, para evitar daños excesivos o permanentes en los equipos, por las altas temperaturas, arco eléctrico o por las fuerzas electromagnéticas que se presentan en el sistema durante la condición de cortocircuito.

3) Asimismo, deben existir circuitos alternativos para promover la redundancia del sistema y reducir la duración y el impacto de la falla sobre él; esto se logra mediante transferencias automáticas, o dispositivos de recierre automáticos, o, sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS). (Aguilar Durán, 2010).

2.10 Equipos de protección de sistemas en baja tensión

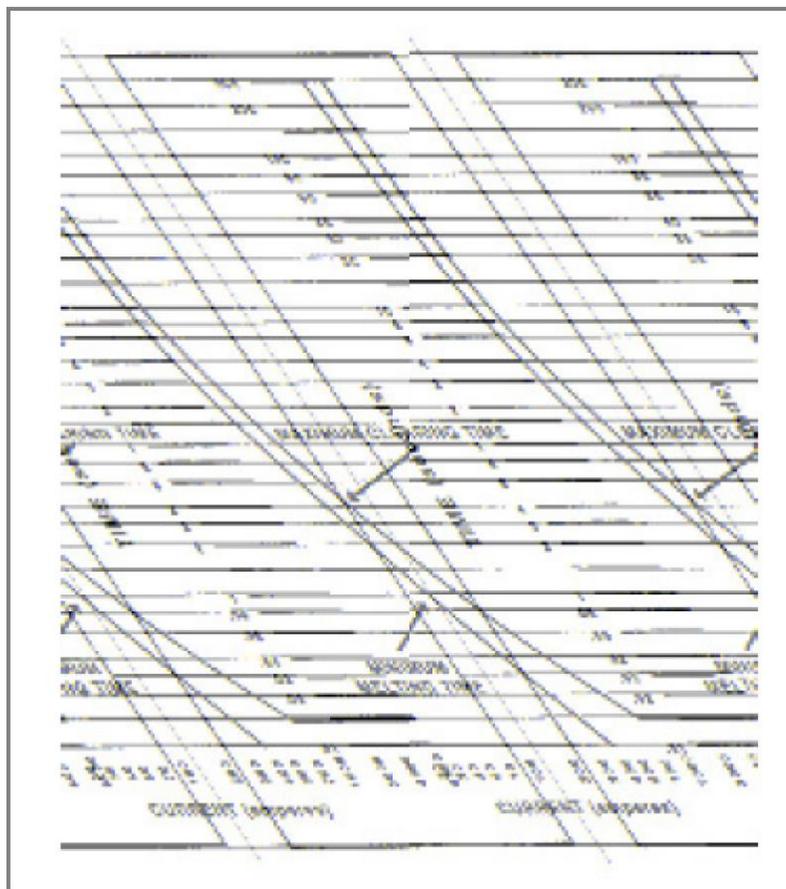
2.10.1 Fusibles

Los fusibles se pueden considerar los elementos de protección de mayor antigüedad, estos funcionan mediante el efecto Joule, pues una lámina o hilo (una aleación que puede ser de plomo, estaño, zinc, entre otros) se funde cuando estos actúan. Los fusibles pueden variar en tamaño y forma, dependiendo de la tensión, corriente fusión y lugar donde se empleen.

Para las aplicaciones en baja tensión se tienen dos tipos de fusibles, uno es de uso general, su curva característica proporciona una operación rápida en presencia de cortocircuitos, pero lenta ante sobrecargas, por lo que se utiliza para la protección de líneas. Se deben desconectar por medio de los equipos de protección propios de un motor las corrientes de hasta 10 veces la corriente nominal de este y en el caso de las corrientes que excedan 10 veces la corriente nominal del motor, se deben detener mediante este tipo de fusible (Aguilar Durán, 2010).

Figura 32

Curva de característica tiempo-corriente de un fusible.



Fuente: Aguilar Durán (2010).

La figura 32 corresponde a la curva tiempo-corriente de un fusible, esta curva, a su vez, está conformada por otras dos: la de tiempo mínimo de fusión y la de máximo tiempo de despeje. La primera indica la corriente mínima necesaria para que el fusible inicie el proceso de fusión, y la segunda, determina la corriente máxima a la cual se logra despejar la corriente de falla.

Al realizar la selección de un fusible es importante conocer características y electos constructivos de estos tipos de protección; a nivel general se pueden dividir en cuatro considerar cuatro grupos:

Fusibles de Tapón: Son muy poco utilizados en la actualidad. Se construyen con dos bases: base Edison y base tipo S, para 125V y hasta 30A.

Fusibles de Protección Suplementaria: Se utilizan para la protección de electrodomésticos y equipo electrónico.

Fusibles Especiales: Para la protección de electrodomésticos, equipo electrónico, capacitores, rectificadores, otros.

Fusibles de Cartucho: Diseñados para proteger alimentadores y circuitos ramales. Dentro de esta categoría podemos citar los fusibles tipo H, G, K-1, K5, K-9, J, L, RK1, RK5, T y CC. Se estudiarán los fusibles de cartucho, pues son los indicados de utilizar en circuitos ramales y alimentadores en sistemas de baja tensión (Aguilar Durán, 2010, p. 38).

Fusibles Clase H (UL 198B)

Soportan corrientes nominales de hasta 600A. para uso en CA con corrientes de falla no mayores a 10 kA simétricos. Si el fusible no abre antes de 10 segundos se puede considerar de tiempo diferido, cuando la sobrecorriente sea de 500% (Aguilar Durán, 2010).

Fusibles Clase H (NEMA)

Se encuentran con capacidad nominal de hasta 600A, los hay renovables y no renovables, son aptos para uso en AC y DC. Pueden encontrarse limitadores o no limitadores de corriente y con capacidad interruptiva de hasta 200kA simétricos. Son fusibles de doble

elemento y el tiempo mínimo de apertura es de 10 segundos para una sobrecarga de 500% (Aguilar Durán, 2010).

Fusibles Clase G (UL 198C)

Con capacidades nominales de hasta 60A, deben ser utilizados con tensiones que no superen los 300V. indicados para uso en AC, no son renovables. Son limitadores de corriente y con capacidad interruptiva de hasta 100kA simétricos. Si el tiempo de apertura es de 12 segundos a 200% de la corriente nominal del fusible, se pueden considerar como de tiempo diferido (Aguilar Durán, 2010).

Fusibles Clase K (UL 198D)

Este tipo de fusible se subdivide en K-1, K-5 y K-9. Cuentan con capacidades nominales de hasta 600A y capacidad interruptiva hasta los 200kA simétricos. Están indicados para utilizarse en AC con tensiones de 250V y 600V. Son limitadores de corriente, aunque no estén etiquetados como tales (Aguilar Durán, 2010).

Fusibles Clase R (UL 198E)

Estos se subdividen en tipo RK1 y RK5. Tienen capacidades nominales de hasta 600A y de hasta 200kA, son simétricos en cuanto a capacidad interruptiva. Son indicados para uso en AC con tensiones de 250V y 600V. Son no renovables (Aguilar Durán, 2010).

Fusibles Clase J (UL 198C)

Estos son solo para uso en AC, con capacidades interruptiva hasta los 200kA simétricos y capacidades nominales hasta los 600A. Los fusibles que no interrumpan antes de los 10 segundos para sobrecargas hasta 500%, pueden catalogarse como de tiempo diferido; además, estos son no renovables limitadores de corriente (Aguilar Durán, 2010).

Fusibles Clase L (UL 198C)

Se pueden encontrar con capacidad interruptiva de 200kA, indicados para utilizarse a 600V con corrientes nominales desde 600A hasta los 6000A. Su aplicación es para protección de alimentadores y equipos en acometidas (Aguilar Durán, 2010).

Fusibles Clase T (UL 198H)

Este tipo de fusibles están indicados para uso en AC y cuentan con corrientes nominales de hasta 1200A para 300V y hasta 800A para 600V; con capacidad interruptiva hasta 200kA simétricos. En el caso de no abrir antes de 10 segundos ante sobrecargas del 500% de la corriente nominal, se pueden considerar como de tiempo diferido. Su indicación es para utilizarlos en alimentadores o circuitos ramales; son fusibles no renovables y además limitadores de corriente (Aguilar Durán, 2010).

Fusibles Clase CC

Se les encuentra con capacidad interruptiva de hasta 200kA simétricos, son para uso en AC con voltajes hasta 600 V y corrientes nominales hasta 30A. Se pueden denominar de tiempo diferido si no abren antes de 12 segundos con sobrecargas de 200%, al igual que los de clase G. Son fusibles no renovables, limitadores de corriente. Indicados para usos cuando sea necesario proteger circuitos con equipos sensibles, cargas no inductivas o motores (Aguilar Durán, 2010).

2.10.2 Relés de sobrecorriente

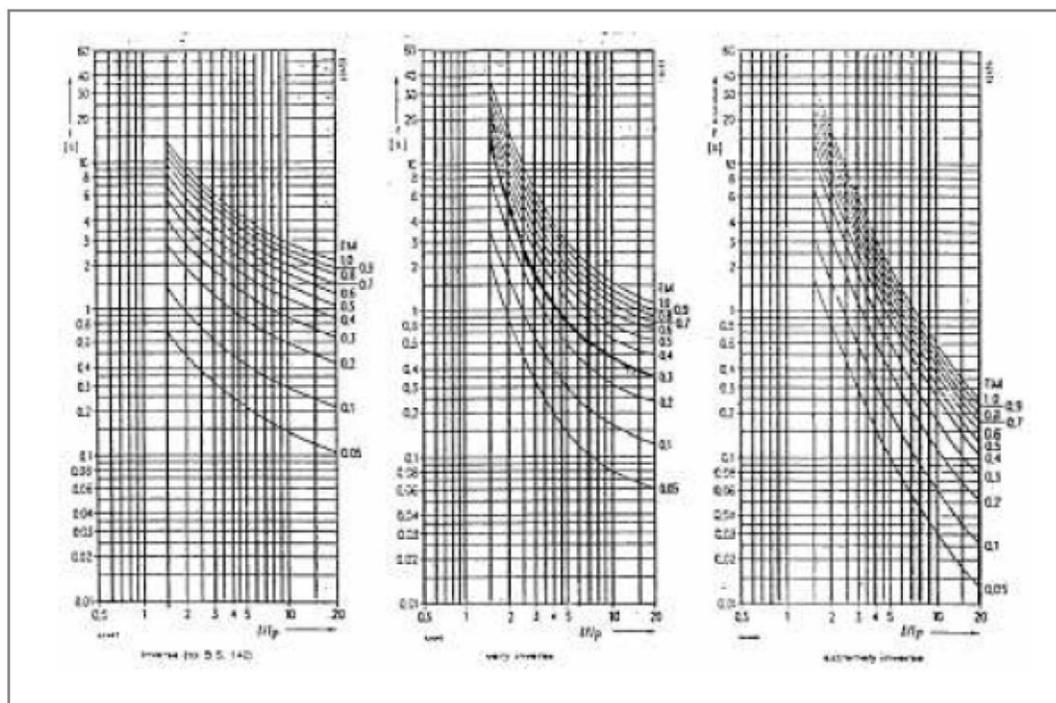
Los relés de sobrecorriente son elementos de protección que básicamente entran en operación cuando la corriente supera valores no deseados. Se pueden encontrar dos divisiones en estos relés: los primeros son los de acción instantánea y los segundos son los de acción

temporizada. Además de esto, existen diferentes tecnologías de relés; pueden ser mecánicos, numéricos y analógicos.

La actuación instantánea en los relés se refiere a la operación inmediata una vez detectada la corriente de falla. Al contrario, en el caso de relés de acción temporizada presentan curvas de operación en las que el tiempo varía inversamente con la corriente sensada; dentro de éstos últimos se pueden encontrar otros tipos de curvas de disparo como: inversas, muy inversas y extremadamente inversas, como se puede observar en la Figura 33 (Aguilar Durán, 2010).

Figura 33

Curvas de disparo de un relé de sobrecorriente



Fuente: Aguilar Durán (2010).

El funcionamiento de los relés mecánicos se basa en que contiene una parte móvil siendo generalmente un disco, la cual a medida que la corriente circula se generan

flujos electromagnéticos que se inducen en el rotor. Al aumentar la magnitud de la corriente, aumentan los flujos y a su vez aumenta el par generado sobre el disco de inducción, con lo que gira el disco sobre su eje. Cabe destacar que la velocidad de giro aumentará o disminuirá dependiendo de la magnitud de la corriente que circule. Este giro hace que, después de cierto tiempo el contacto presente en el disco se tope con el contacto fijo presente en el equipo, cerrando el circuito de disparo y logrando así que actúe el interruptor. Por último, luego de que el equipo se ha desenergizado, un resorte de forma espira retrocede al disco a su posición inicial (Aguilar Durán, 2010, p. 42)

En el caso de los relés analógicos, que son convertidores analógicos binario, los datos percibidos por estos son producto de operaciones matemáticas como: diferenciación, integración u otra. El equipo emitirá una señal binaria, uno o cero, con base en la información procesada y con uno de estos valores binarios se accionará el disparo del relé. Estos equipos tienen la particularidad de que, para su operación, generalmente son alimentados por fuentes externas.

Por otro lado, los relés numéricos utilizan dispositivos electrónicos como microprocesadores. Estos equipos cuentan con: 3 sensores (uno por fase), una entrada lógica contactos de salida (pueden ser normalmente cerrados o abiertos), una fuente de alimentación, un contacto de alarma y un puerto digital para comunicarse con este equipo. Este tipo de relé cuenta con curvas predeterminadas, analiza la corriente presente en el sistema y ajusta, de forma autónoma, el tiempo para dar la señal de interrupción. Estos equipos tienen la capacidad de realizar varias funciones como: protección de corriente,

protección de motores, protección contra fallas de interruptor, entre otras (Aguilar Durán, 2010).

2.10.3 Disyuntores

Los disyuntores se pueden clasificar de la siguiente manera:

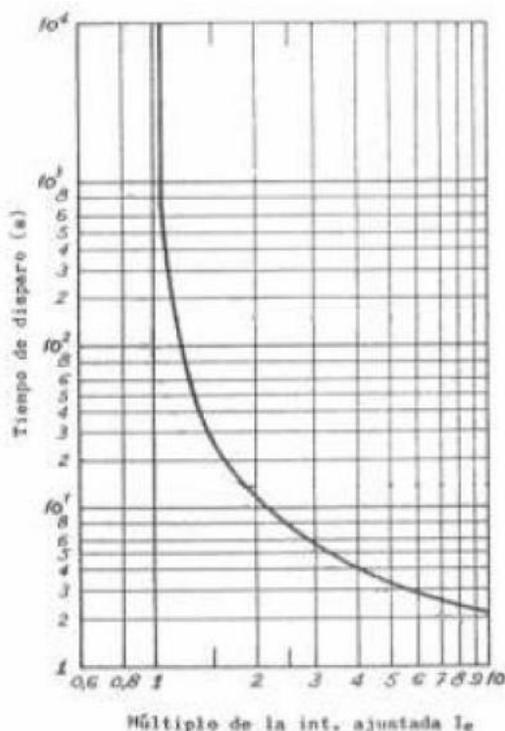
- De protección térmica o disparo diferido.
- De protección magnética o disparo instantáneo.
- De protección termomagnética.
- De protección estática o disparo electrónico

Disyuntor de protección térmica

Se suele nombrar como disyuntor de disparo diferido de larga o corta duración, dependiendo del tiempo necesario para darse el disparo; se puede observar en su curva de tiempo de disparo, como la representada en la Figura 34. Mediante un elemento bimetálico que se arquea al subir la temperatura, logra activar la parte mecánica que acciona la protección cuando la corriente pasa el límite nominal de este dispositivo (Aguilar Durán, 2010).

Figura 34

Curva de disparo de un disyuntor térmico



Fuente: Aguilar Durán (2010).

Al utilizar este tipo de protección se recomiendan fusibles con el propósito de proteger contra la corriente de falla, pues el elemento bimetálico no soportaría esta corriente y mientras se dilata, se permite el paso de la totalidad de la corriente de falla.

Disyuntor de protección magnética

Este tipo de disyuntor logra producir el disparo mediante una bobina con núcleo magnético, que permite atraer la armadura cuando se alcance determinada magnitud de corriente. Según la configuración, pues su disparo es instantáneo, puede permitir los picos de arranque, pero no brindaría protección contra sobrecargas ligeras, o bien, si proporciona esta protección no lograría permitir dichos picos de arranque (Aguilar Durán, 2010).

Disyuntor de protección termomagnética

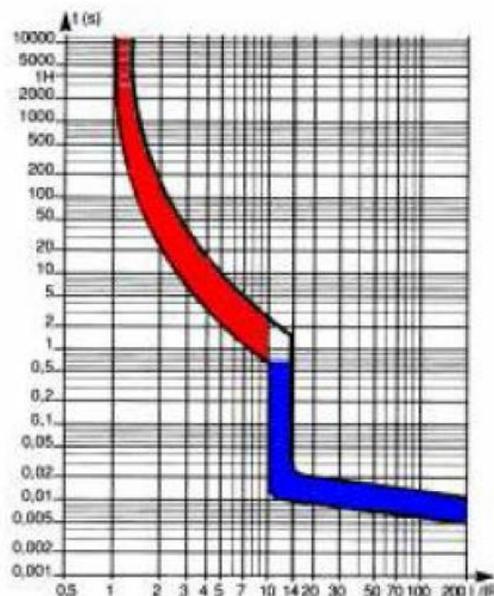
Este disyuntor utiliza las tecnologías de los dos tipos de protecciones descritos anteriormente; cada uno actúa de forma independiente entre sí sobre el dispositivo, para lograr el disparo.

El elemento de disparo bimetálico actúa en un campo de acción determinado, que empieza con las más ligeras corrientes y acaba entre límites de cuatro a diez veces la corriente nominal del dispositivo, según el tipo de protección a que esté destinado y con unos márgenes que dependen del fabricante, pero que o tienen importancia en cuanto a efectividad se refiere. Lo cual no implica que a partir de estos límites las protecciones térmicas no vayan a actuar, sino que estos límites son el inicio de actuación de las protecciones magnéticas y como las primeras son de disparo diferido y las segundas de disparo instantáneo, las magnéticas no dan tiempo de actuar a las térmicas, pero puede suceder que ante una anomalía en los elementos de disparo magnético que les impidan actuar, sería entonces la protección térmica la que llevaría a cabo el disparo, aunque no con la misma velocidad. Los límites de protección del disparo magnético alcanzan desde el límite de sobrecorriente hasta el valor de cortocircuito (Aguilar Durán, 2010, p. 45).

La curva característica de este tipo de protecciones se muestra en la Figura 35.

Figura 35

Curva de disparo de un disyuntor termomagnético



Fuente: Aguilar Durán (2010).

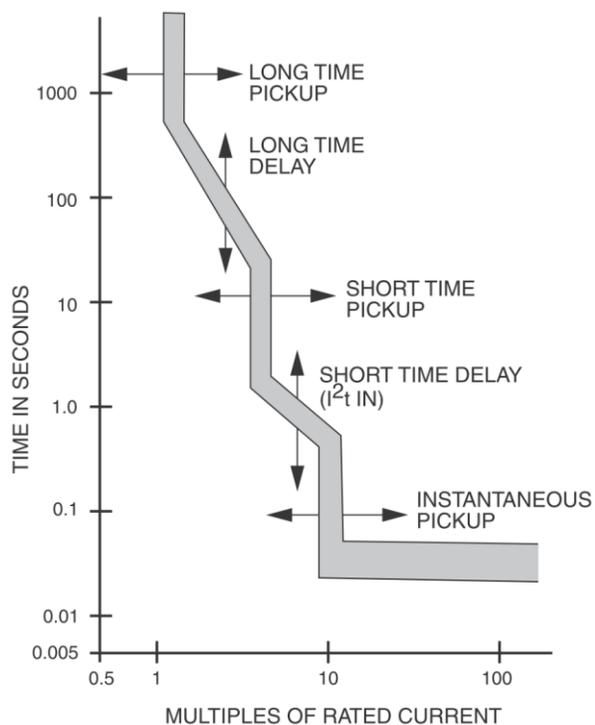
Disyuntor de protección electrónica

Estos brindan mejor desempeño ante la presencia de altas corrientes nominales; las curvas características de estos dispositivos recuerdan a las de los disyuntores termomagnéticos, sin embargo, son más flexibles y se ajustan con mayor facilidad. Este tipo de protección también se conoce como disyuntores electrónicos de estado sólido.

Usualmente, estos dispositivos predominan por encima de los termomagnéticos, pues, como se mencionó, cuentan con mayor flexibilidad para lograr su ajuste; esto, gracias a la electrónica empleada que permite el manejo de las curvas, de acuerdo con las necesidades del escenario en el cual se va a utilizar la protección. Otro punto importante es que el tiempo en el cual la protección vuelve a reintegrarse después de despejar una falla *reset time* es instantáneo (Aguilar Durán, 2010).

Figura 36

Curva de disparo de un disyuntor de disparo electrónico



Fuente: IEEE (2001).

La Figura 36 muestra la curva típica de disparo electrónico con los cinco ajustes más comunes: *long-time current pickup*, *long-time delay*, *short-time pickup*, *short-time delay* e *instantaneous pickup*. A continuación, se describirá cada uno de estos ajustes:

- *Long-time current pickup*: en ocasiones llamado ajuste de corriente, determina la corriente nominal del disyuntor. Esta función determina la corriente a la que se activa la función de disparo y comienza a contar. Los medios de ajuste de la configuración del disparo deben estar ubicados detrás de una cubierta o restringidos de otro modo solo para el personal calificado.

- *Long-time delay*: se puede ajustar para permitir que el sistema resista sobrecargas temporales antes de dispararse. Este ajuste varía el tiempo que el disyuntor soporta una sobrecarga determinada.
- *Short-time pickup*: determina el nivel de corriente en el que la función de disparo de corta duración comienza a contar.
- *Short-time delay*: determina el retardo de tiempo para cualquier nivel de corriente por encima de la activación antes de disparar. La característica short-time se proporciona principalmente para la coordinación selectiva con fusibles o disyuntores del lado de la carga. La clasificación de short-time (o de resistencia) establece la capacidad del interruptor automático para soportar las fuerzas y el calor asociados con el retardo de tiempo con corrientes por encima del nivel del short-time pickup.
- *Instantaneous pickup*: establece el nivel de corriente en el cual la unidad de disparo inicia el disparo instantáneo. Es posible que la función instantánea no se proporcione o que se apague en algunos disyuntores, para hacer un uso completo de la función short-time para la coordinación selectiva. Aunque el disparo instantáneo no tiene un retraso intencional, el tiempo de activación es típicamente 0.033 segundos dentro de la banda de disparo instantáneo y 0.011 segundos para corrientes de cortocircuito más altas. El tiempo de despeje o *Clearing time* es adicional al tiempo de disparo (IEEE, 2001).

2.11 Consideraciones para coordinación entre protecciones

Para la coordinación de protecciones de un sistema es importante tener presente que la protección más cercana a la fuente, debe tener un tiempo de apertura mayor que el tiempo necesario para operar la protección más alejada de la fuente, esto para las corrientes iguales

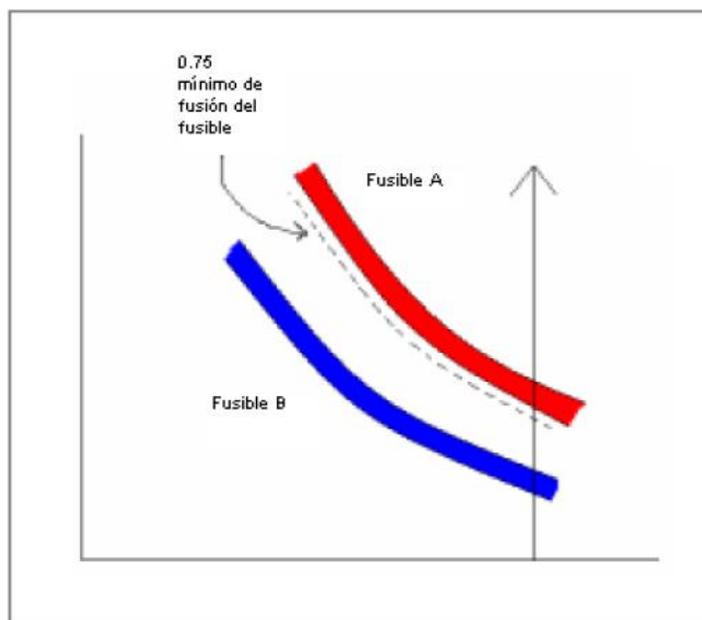
o menores a la corriente de falla, en el punto donde se ubique esta última protección mencionada.

2.11.1 Fusible - Fusible

Si se necesitara realizar la coordinación entre dos fusibles en baja tensión, se debe tener presente que, entre las curvas de los fusibles, debe haber un tiempo prudencial; por ejemplo, como se observa en la Figura 37, si se quiere coordinar los fusibles A y B, el tiempo de despeje del fusible B debe estar algo distanciada por debajo de la curva del fusible A. La curva de fusión del fusible está definida en el límite inferior, como el 75% del mínimo de fusión de la curva tiempo-corriente del fusible (Aguilar Durán, 2010).

Figura 37

Coordinación fusible-fusible



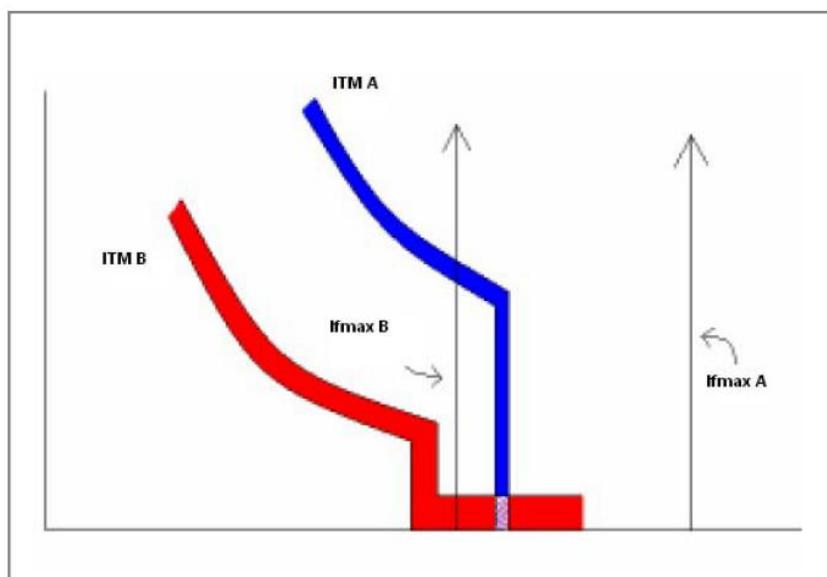
Fuente: Aguilar Durán (2010).

2.11.2 Interruptor termomagnético (Itm) – Interruptor termomagnético (Itm)

Para conservar la selectividad en el sistema eléctrico cuando se desee realizar la coordinación entre dos Itm, se debe cumplir, en la medida de lo posible y de forma aproximada, que la corriente del Itm A sea 2 veces la corriente del Itm B. En la Figura 38 se pueden observar dos Itm coordinados adecuadamente.

Figura 38

Coordinación Itm-Itm



Fuente: Aguilar Durán (2010).

Al observar la Figura 38 se nota que el instantáneo del Itm A está inhabilitado. Para obtener la mayor selectividad posible en estos escenarios, se debe tener presente colocar el máximo valor de instantáneo posible si el instantáneo máximo no supera la corriente máxima de falla en B ($I_{fmax B}$) (Aguilar Durán, 2010).

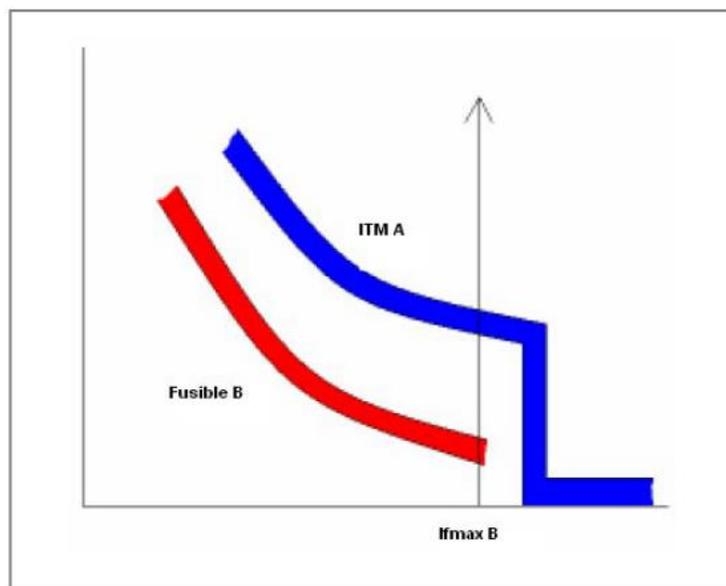
2.11.3 Fusible – Interruptor termomagnético (Itm)

Cuando se requiera coordinar entre este tipo de protecciones existen dos posibilidades: colocar un fusible aguas abajo del Itm, o hacer lo contrario, colocar un Itm bajo el fusible.

En la primera configuración, la corriente nominal del Itm debe ser mucho mayor que la corriente máxima de fusión del fusible, como se observa en la Figura 39.

Figura 39

Coordinación de fusible aguas debajo de un Itm

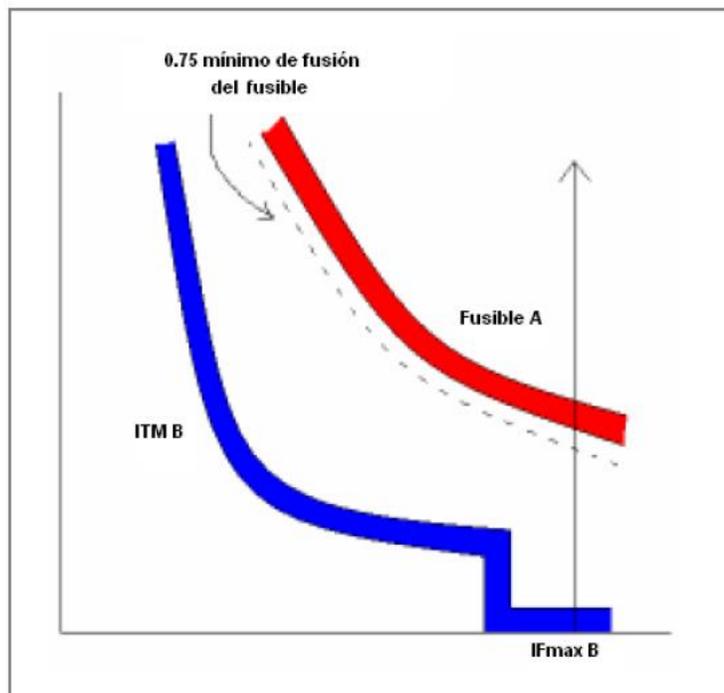


Fuente: Aguilar Durán (2010).

En caso de utilizar la segunda configuración, “la corriente nominal del interruptor debe estar lo suficientemente por debajo para que su curva no se corte con la curva de 0,75 del mínimo de fusión de la curva tiempo-corriente del fusible” (Aguilar Durán, 2010, p. 75), como en la Figura 40.

Figura 40

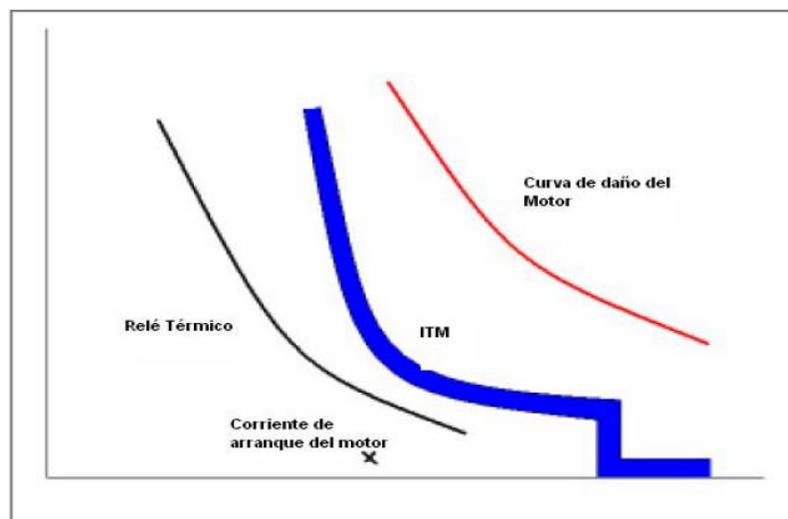
Coordinación de fusible aguas debajo de un Itm



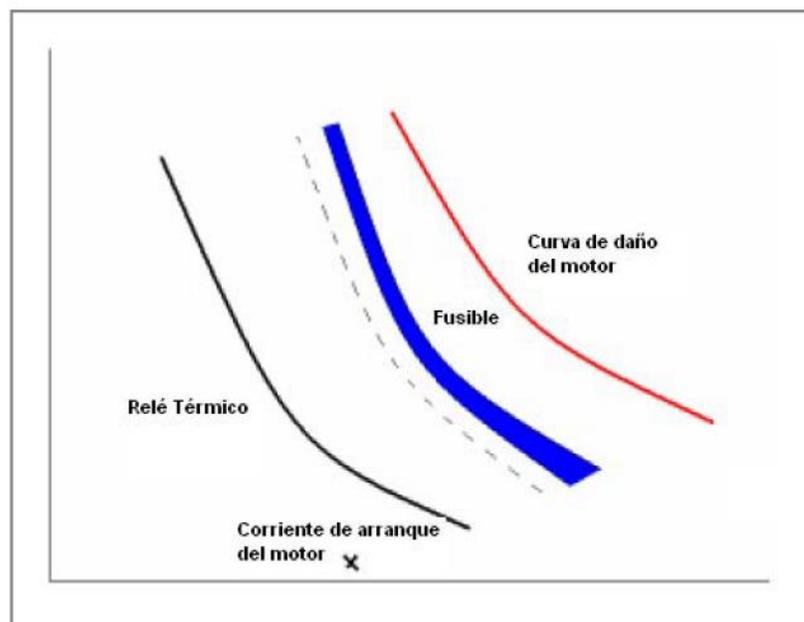
Fuente: Aguilar Durán (2010).

2.11.4 Relés térmicos – Interruptor termomagnético (Itm) o fusibles

La coordinación de este tipo de conjunto de protecciones generalmente se emplea en la protección de equipos como motores. Idealmente, se permite el paso de la corriente de arranque del motor, conservando la protección contra sobrecargas y cortocircuitos (Aguilar Durán, 2010). En las Figuras 41 y 42 se presentan adecuadas coordinaciones para estas opciones.

Figura 41*Coordinación relé térmico e Itm*

Fuente: Aguilar Durán (2010).

Figura 42*Coordinación relé térmico y fusibles*

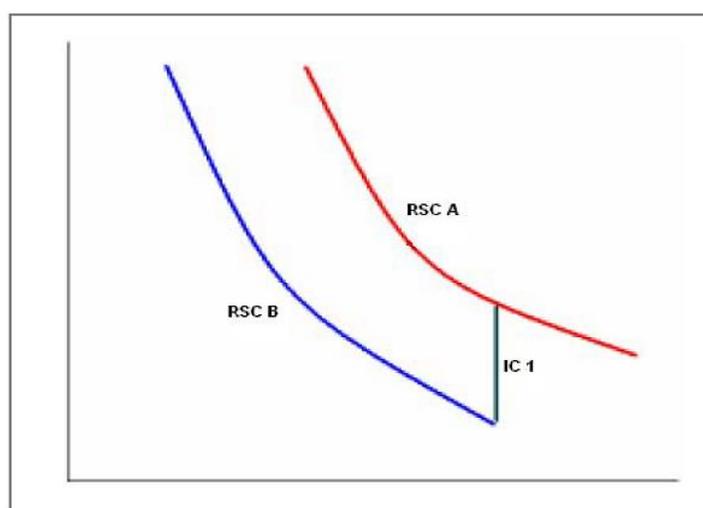
Fuente: Aguilar Durán (2010).

2.11.5 Relés de sobrecorriente - Relés de sobrecorriente

La coordinación entre dos relés de sobrecorriente es comúnmente utilizada en aplicaciones de media tensión. Algo importante que se debe tener presente es la diferencia de tiempo que se debe establecer entre ambos relés. En la Figura 43 se ejemplifica lo anterior.

Figura 43

Coordinación de dos relés de sobrecorriente



Fuente: Aguilar Durán (2010).

El elemento IC1 que se observa en la Figura 43, se refiere al tiempo mínimo necesario que se debe establecer entre el relé de sobrecorriente ubicado aguas arriba, con respecto al relé posicionado aguas abajo. Dicho tiempo se compone de 0,1 segundos debido al error del relé A, otros 0,1 segundos del error relé B, además, se agregan 0,1 segundos como margen de seguridad y el tiempo que necesita para operar el interruptor; si este último tiempo no se conoce, se puede considerar como 0,1 segundos. En cuanto al tiempo de sobrevuelo (en este escenario el correspondiente al relé A) este último tiempo se toma en cuenta si el relé es electromecánico, si se tuviera un relé electrónico este tiempo puede ser descartado (Aguilar Durán, 2010).

CAPITULO III
MARCO METODOLÓGICO

En este apartado se detallará la metodología empleada para llevar a cabo cada uno de los objetivos planteados en este proyecto y cumplir con su desarrollo. Además, se indicará el tipo de investigación que corresponde y el alcance que se le dará a esta.

En este caso, se tiene una investigación del tipo cuantitativo, pues son necesarias diversas fases, cada una dependiente de la anterior, para llegar a los objetivos planteados. Además, se deben definir las magnitudes de ciertos fenómenos dentro del proyecto, como lo son las magnitudes de corriente de falla en los lugares de interés del sistema eléctrico. En cuanto al alcance de la investigación, se establecerá del tipo explorativo, pues se buscará la información necesaria para desarrollar el proyecto mediante visitas de campo y revisión documental apenas existente sobre las dimensiones del sistema en cuestión y los equipos que lo componen. A continuación, se detallará cada una de las fases del proyecto para lograr los objetivos planteados para este.

Primeramente, se realizará el levantamiento de las cargas conectadas al sistema eléctrico, esto se realizará por medio de inspecciones visuales; se tomarán los datos de placa de los diferentes equipos y los códigos o número de modelo de otros elementos, como las protecciones, para luego buscar sus características eléctricas en las hojas de datos de los fabricantes.

Seguidamente, la información obtenida de todos los equipos, producto de la inspección de la red, se registrará y se organizará en una base de datos digital, la cual se realizará mediante la herramienta informática Excel. Luego de tener la información organizada, por medio del software de dibujo AutoCad se procederá a representar la distribución e interconexión del sistema eléctrico de la planta; se dibujarán las representaciones de todos los tableros o buses y todos los elementos que se encuentren

conectados a ello; también se identificarán conductores, protecciones y demás elementos conectados al sistema. Todos los elementos que se dibujen llevarán indicadas las características eléctricas de interés.

Una vez concluido el diagrama unifilar, se procederá a realizar el estudio de cortocircuito del sistema, para lograr esto, se utilizará un software para estudios de ingeniería llamado Easy Power. Dicho software permite realizar diversos estudios como los de flujo de carga, cortocircuito (como se mencionó), coordinación de protecciones, *arc flash* y *arc blast*, entre otros.

En este software se procederá a insertar la distribución e información del sistema plasmada en el diagrama unifilar, para obtener las corrientes de cortocircuito disponibles en los diferentes buses de este sistema eléctrico; además, para este cálculo es necesario solicitar a la empresa suministradora del servicio eléctrico la corriente de falla disponible en la zona, y también obtener el dato de la corriente de falla que proporciona el generador con el que cuenta el sistema de generación propio de la industria. Esto último, debido a que se debe realizar el estudio de cortocircuito con ambos escenarios.

Luego de obtener la información de las corrientes disponibles en los distintos puntos de interés, se procederá a verificar, haciendo uso de la información del diagrama unifilar y mediante tablas comparativas, si las distintas protecciones que se encuentran instaladas tienen la capacidad interruptiva necesaria para despejar sin inconvenientes las corrientes de fallas presentes en el sistema.

Este mismo software permite que la misma información arrojada por el estudio de cortocircuito, sea utilizada para realizar el estudio de coordinación selectiva de protecciones, únicamente se debe buscar, en las bases de datos del software, las curvas características de

las protecciones en cuestión y de esta forma, se puede proceder a visualizar, mediante la herramienta del software, si la disposición de protecciones actuales cuenta con la selectividad necesaria para proteger el sistema adecuadamente.

Finalmente, basados en los datos obtenidos mediante los estudios y su debido análisis, se procederá a determinar las recomendaciones necesarias, basados en los criterios e indicaciones de las normas y estándares aplicables, para que este sistema eléctrico cuente con el mayor grado de confiabilidad y seguridad posible.

Seguidamente, se muestra la Tabla 4, esta indica los instrumentos y fuentes por medio de los cuales se extraerá la información para realizar cada uno de los puntos detallados anteriormente. También se observan los instrumentos mediante los cuales se recolectará esa información, además de las herramientas para realizar los respectivos análisis de los datos. Asimismo, aparecen las normas de referencia aplicables para realizar los análisis de ingeniería mencionados.

Tabla 4*Resumen de estrategia metodológica*

Objetivo específico	Instrumentos de medición	Fuente de información	Forma de recolección de datos	Forma de análisis de datos
1	Registros digitales e impresos, formatos para realizar levantamientos	Hojas de datos y catálogos de fabricantes	Inspecciones visuales mediante visitas de campo	Tabulación de información
2	Registros digitales	Diagrama unifilar, y estándar IEEE-551	Análisis documental	Software para cálculos
3	Registros digitales	Diagrama unifilar, estudio de cortocircuito, base de datos de Software para cálculos, estándar IEEE-242	Análisis documental	Software para cálculos
4	Registros digitales	Estudios de ingeniería realizados	Análisis documental	Basados en criterios técnicos y recomendaciones de normativa aplicable

Nota. La Tabla 4 muestra un resumen de lo descrito en el apartado de estrategia metodológica. (Elaboración propia).

CAPÍTULO IV
DESARROLLO DEL PROYECTO

En este capítulo, se encuentran los resultados del desarrollo de este proyecto. Primeramente, se presentan los diagramas unifilares producto del levantamiento de cargas realizado, seguido de esto, se presentan las diferentes tablas con los resultados del estudio de cortocircuito, así como las figuras con las TCCs derivadas del estudio de coordinación de protecciones realizado.

4.1 Levantamiento de cargas y diagramas unifilares de sistema eléctrico de CAI

Para dar inicio con el proyecto era necesario contar con la información de la red eléctrica de la compañía, por lo que se procedió a realizar un levantamiento de cargas de esta, el cual después se plasmó en una serie de diagramas unifilares presentados a continuación.

En las siguientes figuras se muestran los diagramas unifilares y se adjuntan con el propósito de que sirvan como guía, para ubicar los buses que se nombran en las tablas donde se presentan los resultados de los estudios de cortocircuito realizados en los diferentes transformadores, también, para situar estos mismos buses en las diferentes TCC que se muestran en la sección de resultados referente al estudio de coordinación de protecciones.

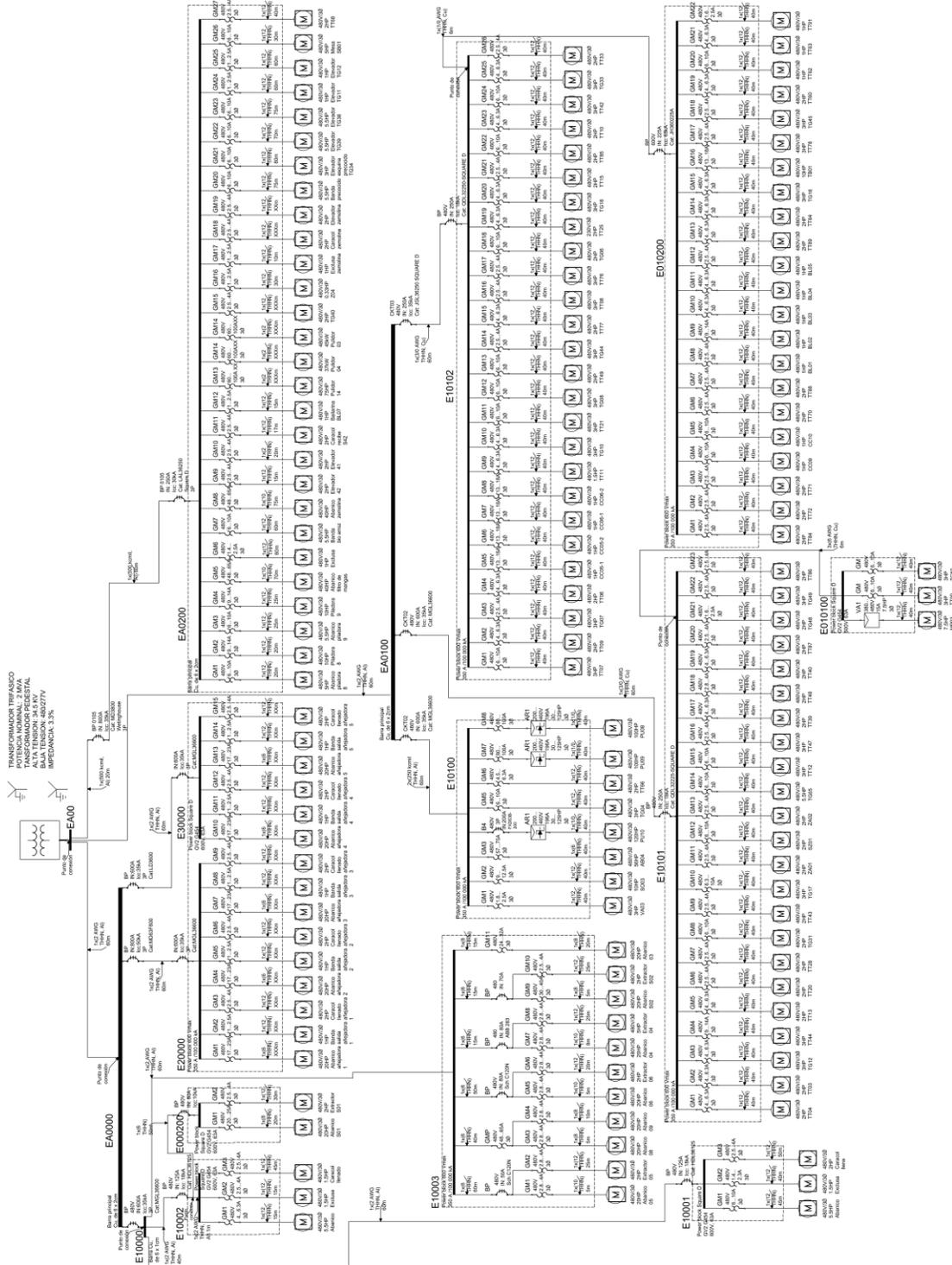
Primeramente, en la Figura 44 se puede observar el diagrama del transformador de 2.5 MVA, en este caso, se muestran solamente la distribución del transformador y sus diferentes buses, debido a que su magnitud es grande y no es posible incluir el diagrama completo de manera adecuada y legible. Asimismo, en el Anexo 1 se adjunta un enlace en donde se encuentran disponibles, en la nube, todos los diagramas para ser consultados y ser revisados con mayor nivel de detalle, de ser necesario.

Seguido de esto, se encuentran las Figuras 45 y 46, donde se pueden observar los diagramas unifilares del transformador de 2 MVA y 0.75 MVA, respectivamente. En estos casos, el tamaño de los diagramas es más reducido y se incluyeron completos en esta sección

de los resultados. Para efectos de ubicación en la parte del estudio de corto circuito, se debe destacar que todos estos transformadores se encuentran conectados a la red común de media tensión de la planta, que en las tablas referentes a dicho estudio se nombra como “Red de media tensión de CAI”.

Figura 45

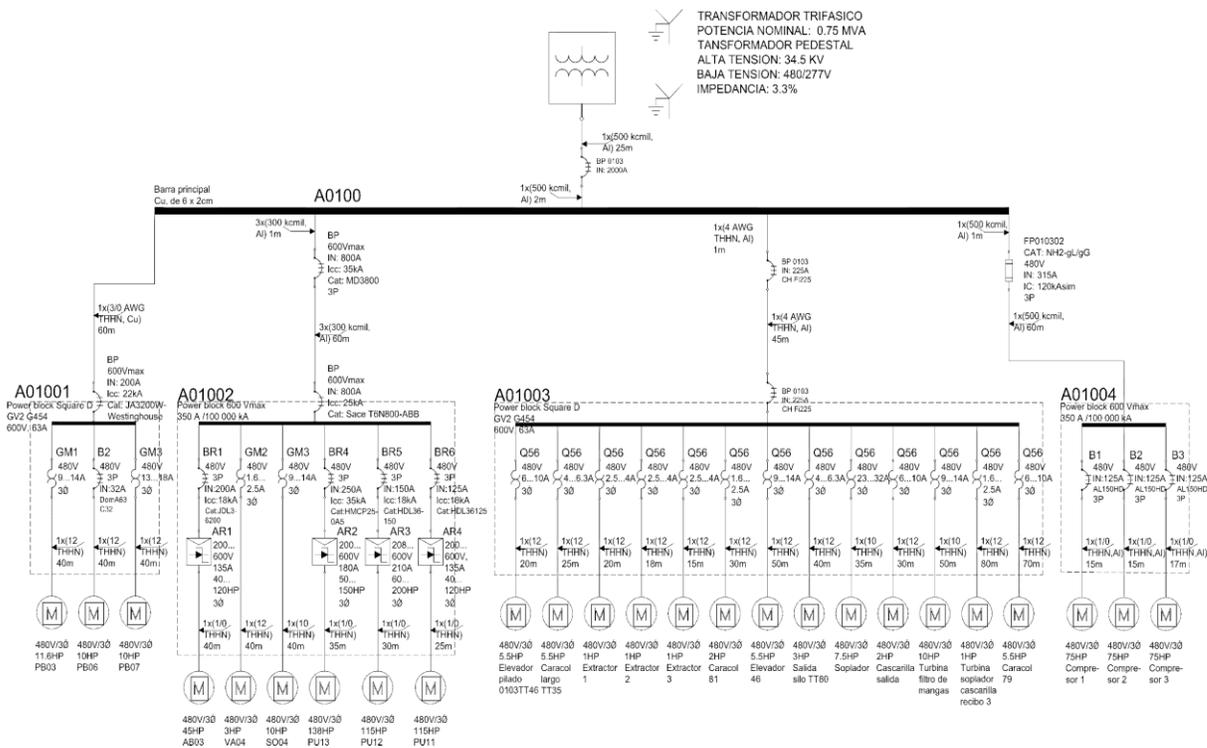
Diagrama unifilar del levantamiento de cargas en transformador de 2 MVA



Fuente: Software AutoCad.

Figura 46

Diagrama unifilar del levantamiento de cargas en transformador de 0.75 MVA



Fuente: Software AutoCad.

4.2 Corrientes de cortocircuito disponible en red de media tensión basados en ambos escenarios

Para dar inicio con los estudios que forman parte de este proyecto, fue necesario obtener los datos de los aportes de las fuentes de corriente de cortocircuito que interactúan en la red eléctrica en cuestión, dichas fuentes son el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y el generador interno de la planta. El aporte de corriente de falla de la empresa de suministro se obtuvo realizando la consulta formal a dicha institución, en este caso, fue de 2,392 kA de corriente trifásica con un valor de X/R de 1.172, y 1,680 kA, con un valor de X/R de 1.194 para la corriente monofásica, ambos valores en media tensión (34,5 kV); en el caso del aporte del generador interno se consultó la ficha técnica y la información del fabricante de este. La capacidad de este generador sincrónico de polo distribuido es de 5,625 MVA, 1800 rpm, factor de potencia de 0,8, voltaje de línea a línea de 12 kV, su reactancia subtransitoria (X''_d) es de: 9,25% y con una reactancia transitoria (X'_d) de: 14,7%; después de obtener estos datos se procedió a la utilización del software para el desarrollo de los estudios.

En este caso, la compañía maneja dos escenarios en su red de distribución de media tensión; el primero es con las contribuciones de la empresa de suministro eléctrico y el aporte del generador interno (lo anterior ocurre al estar en presencia de un escenario de cogeneración en el cual el generador interno de la compañía se encuentra sincronizado con la red del I.C.E.). El segundo escenario es solo con el aporte de la empresa de suministro eléctrico. Los datos relacionados con ambos escenarios se pueden observar en las Tablas 5 y 6, respectivamente.

Tabla 5

Corriente de cortocircuito disponible en red eléctrica de media tensión, escenario generación y compañía de suministro de energía presentes

Falla trifásica		Corrientes de falla total			
Nombre de bus	Tensión en bus (kV)	Corriente Sym (A)	Valor X/R	Factor Mult.	Corriente Asym (A)
Red de media tensión de CAI	34.500	1913.6	1.78	1.05	2001.1

Nota. La Tabla 5 muestra la corriente de falla disponibles en la red de distribución de media tensión de la compañía, con el aporte del generador interno y del I.C.E. (Fuente: Software Easy Power).

Tabla 6

Corriente de cortocircuito disponible en red eléctrica de media tensión, escenario compañía de suministro de energía presente

Falla trifásica		Corrientes de falla total			
Nombre de bus	Tensión en bus (kV)	Corriente Sym (A)	Valor X/R	Factor Mult.	Corriente Asym (A)
Red de media tensión de CAI	34.500	1483.6	1.28	1.02	1506.7

Nota. La tabla 6 muestra la corriente de falla disponibles en la red de distribución de media tensión de la compañía con el aporte del I.C.E. (Fuente: Software Easy Power).

En vista de que el primer escenario se encuentra presente la mayor parte del mes y que además proporciona la mayor corriente de corto disponible en la red, se procedió a tomar en cuenta para proseguir con los análisis y estudios de este proyecto.

4.3 Resultados de estudio de cortocircuito en transformador de 2.5 MVA

A continuación, se presentan los resultados del estudio de cortocircuito realizado en este transformador. En la Tabla 7 se pueden observar todos los datos relacionados con dicho estudio, determinados para cada uno de los buses de esta parte del sistema eléctrico.

Tabla 7

Resultados de estudio de cortocircuito en transformador de 2.5 MVA

Falla trifásica		Corrientes de falla total			
Nombre de bus	Tensión en bus (kV)	Corriente Sym (A)	Valor X/R	Factor Mult.	Corriente Asym (A)
2010401	0.480	2423.7	0.28	1.00	2423.7
BUS-4	0.480	44320.6	3.27	1.16	51408.2
M600	0.480	2775.7	0.18	1.00	2775.7
M601	0.480	2775.7	0.18	1.00	2775.7
M602	0.480	2775.7	0.18	1.00	2775.7
M603	0.480	2775.7	0.18	1.00	2775.7
M604	0.480	2775.7	0.18	1.00	2775.7
M605	0.480	2775.7	0.18	1.00	2775.7
M606	0.480	2775.7	0.18	1.00	2775.7
M20100	0.480	1666.6	0.19	1.00	1666.6
M20101	0.480	1708.6	0.24	1.00	1708.6
M20102	0.480	1666.6	0.19	1.00	1666.6
M20103	0.480	1674.8	0.20	1.00	1674.8
M20104	0.480	2753.8	0.29	1.00	2753.8
M20105	0.480	5311.4	0.38	1.00	5311.4
M20106	0.480	5319.7	0.37	1.00	5319.7
M20200	0.480	1611.9	0.26	1.00	1611.9
M20201	0.480	1569.5	0.21	1.00	1569.5
R01CM	0.480	39081.0	2.38	1.09	42645.7
R01M1	0.480	35617.9	1.96	1.06	37713.3
R01M2	0.480	28600.0	1.43	1.02	29252.7
R01M3	0.480	23854.2	1.76	1.04	24908.4
R01M4	0.480	27231.9	1.08	1.01	27439.8
R01M5	0.480	29179.0	1.94	1.06	30847.0
R01M6	0.480	32203.8	1.68	1.04	33439.5
R01M100	0.480	18850.8	0.93	1.00	18918.2

R01M101	0.480	4289.3	0.24	1.00	4289.3
R01M102	0.480	4195.8	0.21	1.00	4195.8
R01M103	0.480	15427.8	0.64	1.00	15432.8
R01M104	0.480	2370.1	0.19	1.00	2370.1
R01M105	0.480	2398.0	0.20	1.00	2398.0
R01M106	0.480	2377.0	0.20	1.00	2377.0
R01M107	0.480	2293.1	0.13	1.00	2293.1
R01M108	0.480	14398.8	0.76	1.00	14414.4
R01M201	0.480	16404.5	0.86	1.00	16441.9
R01M202	0.480	9969.4	0.64	1.00	9972.6
R01M203	0.480	2258.4	0.16	1.00	2258.4
R01M300	0.480	6801.4	0.31	1.00	6801.4
R01M301	0.480	20158.5	1.42	1.02	20609.3
R01M302	0.480	21361.7	1.46	1.02	21886.6
R01M400	0.480	17800.3	0.81	1.00	17829.3
R01M401	0.480	17672.8	0.80	1.00	17699.2
R01M500	0.480	23043.6	1.71	1.04	23971.8
R01M501	0.480	12967.2	0.64	1.00	12971.3
R01M502	0.480	12958.2	0.64	1.00	12962.3
R01M600	0.480	25343.4	1.08	1.01	25536.3

Nota. La tabla 7 muestra las corrientes de falla disponibles en los diferentes buses del transformador de 2.5 MVA. (Fuente: Software Easy Power).

Como parte de este estudio se pudo determinar cuáles de las protecciones instaladas incumplían con el requerimiento mínimo de capacidad interruptiva, presente en el bus en el cual se ubicaban dichas protecciones. En la Tabla 8 se pueden observar los resultados de este análisis para el transformador de 2.5 MVA. En esta tabla se incluye el medio por cual se evalúa si la protección incumple o no la capacidad interruptiva según el fabricante, la capacidad que se encuentra en el bus y en cuánto porcentaje se excede esta. Además, el nombre de la protección y dónde está ubicada.

Tabla 8

Protecciones con capacidad interruptiva inadecuada según resultados de estudio de cortocircuito en transformador de 2.5 MVA

Equipo				Capacidad		Capacidad	Ubicada en bus
Nombre protección	Fabricante	Tipo	Tipo de método	1/2 Ciclo (kA)	1/2 Ciclo (kA)	Porcent. 1/2 Ciclo	
BL-5	ABB	T5N-600	ANSI-SYM	25.000	37.277	49.1%	R01CM
BL-10	SQD	ED	ANSI-SYM	18.000	35.253	95.9%	R01M1
BL-11	SQD	ED	ANSI-SYM	18.000	35.249	95.8%	R01M1
BL-12	SQD	HD	ANSI-SYM	18.000	35.391	96.6%	R01M1
BL-13	SQD	HD	ANSI-SYM	18.000	35.360	96.4%	R01M1
BL-14	C-H	JH	ANSI-SYM	35.000	35.402	1.1%	R01M1
BL-15	MerlinGerin	NSF 250N	ANSI-SYM	35.000	35.571	1.6%	R01M1
BL-16	ABB	T6N	ANSI-SYM	35.000	35.108	0.3%	R01M1
BL-20	ABB	T5N-600	ANSI-SYM	25.000	26.764	7.1%	R01M2
BL-65C	C-H	JB	ANSI-SYM	22.000	23.347	6.1%	R01M3
BL-36	SQD	ED	ANSI-SYM	18.000	18.514	2.9%	R01M100
BL-43G	SQD	HD	ANSI-SYM	18.000	22.798	26.7%	R01M500

Nota. La Tabla 8 muestra protecciones que incumplen en cuanto a capacidad interruptiva en el transformador de 2.5 MVA. (Fuente: Software Easy Power).

La Tabla 8 muestra las protecciones que incumplen con el requerimiento mínimo de capacidad interruptiva, para estar instaladas en los diferentes buses donde se encuentran. Para el transformador de 2.5 MVA, se recomienda cambiar estas protecciones, respetando el requerimiento de capacidad interruptiva que también se muestra en dicha tabla, como primeros pasos para lograr el aseguramiento de la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

4.4 Resultados de estudio de cortocircuito en transformador de 2 MVA

Seguidamente, se realiza el estudio de cortocircuito para el transformador de 2 MVA.

Los resultados obtenidos mediante este análisis se observan en la Tabla 9; allí se encuentran todos los datos de interés pertinentes a cada panel o gabinete de este transformador.

Tabla 9

Resultados de estudio de cortocircuito en transformador de 2 MVA

Falla trifásica		Corrientes de falla total			
Nombre de bus	Tensión en bus (kV)	Corriente Sym (A)	Valor X/R	Factor Mult.	Corriente Asym (A)
BUS-2	0.480	34101.3	1.67	1.04	35397.4
BUS-21	0.480	871.5	8.85	1.42	1234.0
BUS-23	0.480	871.5	8.85	1.42	1234.0
BUS-24	0.480	1009.9	9.62	1.44	1449.5
E10000	0.480	5347.5	0.42	1.00	5347.6
E10001	0.480	2484.7	0.26	1.00	2484.7
E10002	0.480	3062.5	0.31	1.00	3062.5
E10003	0.480	2821.4	0.46	1.00	2821.4
E10100	0.480	4642.0	0.44	1.00	4642.1
E10101	0.480	4221.9	0.45	1.00	4221.9
E10102	0.480	4318.4	0.45	1.00	4318.4
E20000	0.480	2619.7	0.35	1.00	2619.7
E30000	0.480	2563.1	0.31	1.00	2563.1
E000200	0.480	1570.5	0.24	1.00	1570.5
E000301	0.480	1498.0	0.31	1.00	1498.0
E000302	0.480	1529.3	0.36	1.00	1529.3
E000303	0.480	1498.0	0.31	1.00	1498.0
E000304	0.480	1504.2	0.32	1.00	1504.2
E000305	0.480	1498.0	0.31	1.00	1498.0
E010100	0.480	4038.9	0.43	1.00	4038.9
E010200	0.480	4177.4	0.45	1.00	4177.4
EA00	0.480	51156.6	3.06	1.14	58558.4
EA0000	0.480	5347.5	0.42	1.00	5347.6
EA0100	0.480	5344.4	0.42	1.00	5344.4
EA0200	0.480	16882.1	1.16	1.01	17058.0

Nota. La Tabla 9 muestra las corrientes de falla disponibles en los diferentes buses del transformador de 2 MVA. (Fuente: Software Easy Power).

Adicional a estos hallazgos, en la tabla 10 se muestra el resultado de cuál de las protecciones instaladas incumple con el requerimiento mínimo de esta capacidad presente en el bus, en el cual se ubicaba dicha protección. En esta tabla se incluye el medio con que evalúa si la protección incumple o no, la capacidad interruptiva según el fabricante, la capacidad que se encuentra en el bus y en cuánto porcentaje se excede esta. Además, el nombre de la protección y dónde se encuentra ubicada.

Tabla 10

Protección con capacidad interruptiva inadecuada según resultados de estudio de cortocircuito en transformador de 2 MVA

Equipo				Capacidad		Capacidad	Ubicada en bus
Nombre protección	Fabricante	Tipo	Tipo de método	1/2 Ciclo (kA)	1/2 Ciclo (kA)	Porcent. 1/2 Ciclo	
BL-80	C-H	MC	ANSI-SYM	30.000	32.243	7.5%	BUS-2

Nota. La tabla 10 muestra la protección que incumple en cuanto a capacidad interruptiva en el transformador de 2 MVA. (Fuente: Software Easy Power).

Para el caso del transformador de 2 MVA hay una única protección que incumple, la cual se muestra en la tabla 10; también se recomienda sustituir esta protección tomando en cuenta el requerimiento de capacidad interruptiva que se observa en la misma tabla, con el propósito de contribuir al mejoramiento de la seguridad en esta sección de la instalación eléctrica.

4.5 Resultados de estudio de cortocircuito en transformador de 0.75 MVA

Por último, se presentan los resultados del estudio de cortocircuito realizado en el transformador de 0.75 MVA. En la Tabla 11 se pueden observar todos los datos obtenidos mediante este análisis, para cada uno de los buses de esta sección del sistema eléctrico en estudio.

Tabla 11

Resultados de estudio de cortocircuito en transformador de 0.75 MVA

Falla trifásica		Corrientes de falla total			
Nombre de bus	Tensión en bus (kV)	Corriente Sym (A)	Valor X/R	Factor Mult.	Corriente Asym (A)
A0100	0.480	26878.3	3.89	1.20	32342.5
A01001	0.480	11660.7	0.93	1.00	11703.0
A01002	0.480	13769.2	1.30	1.02	13993.6
A01003	0.480	3266.1	0.24	1.00	3266.1
A01004	0.480	15238.5	1.62	1.03	15763.8
BUS480-T0.75	0.480	26878.4	3.89	1.20	32342.5

Nota. La Tabla 11 muestra las corrientes de falla disponibles en los diferentes buses del transformador de 0.75 MVA. (Fuente: Software Easy Power).

Para el transformador de 0.75 MVA no se presenta tabla de protecciones que incumplen, pues en este caso la totalidad de las protecciones tienen una capacidad interruptiva adecuada antes las corrientes de cortocircuito presentes en los buses donde se encuentran instaladas.

Una vez concluidos los diferentes estudios de cortocircuitos realizados, se procedió a tomar esa información para proseguir con el estudio de coordinación de protecciones. A continuación, se muestran los resultados de este estudio en los diferentes transformadores bajo análisis.

4.6 Resultados de estudio de coordinación de protecciones en transformador de 0.75 MVA

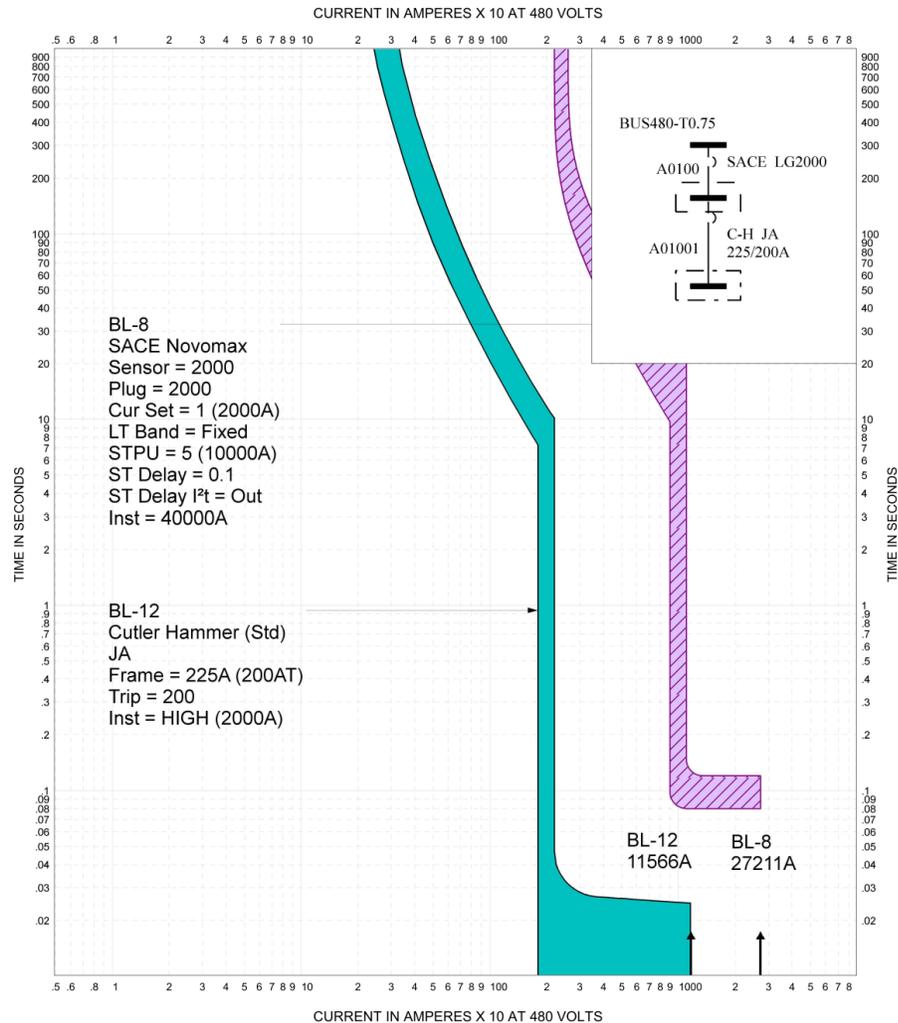
Una vez concluidos los diferentes estudios de cortocircuitos, se procedió a tomar esa información para proseguir con el estudio de coordinación de protecciones. A continuación, se muestran los resultados de este estudio en los diferentes transformadores bajo análisis.

Al realizar este estudio en el transformador de 0.75 MVA se pudieron encontrar algunos casos en los cuales la coordinación entre las protecciones principales de los diferentes buses era adecuada. Ejemplo de esto son las protecciones de los buses A01001 al A0100, y, del A01004 al A0100, estas se pueden observar en las Figuras 47 y 48, respectivamente.

Las curvas características de estas protecciones en este caso, permitirían coordinar las mismas adecuadamente entre sí, estas curvas no se traslapan en ningún punto. Con esto proveen la desconexión adecuada en caso de darse una falla en el punto más cercano a la protección que corresponda.

Figura 47

Resultados de coordinación entre buses A0100 y A01001.

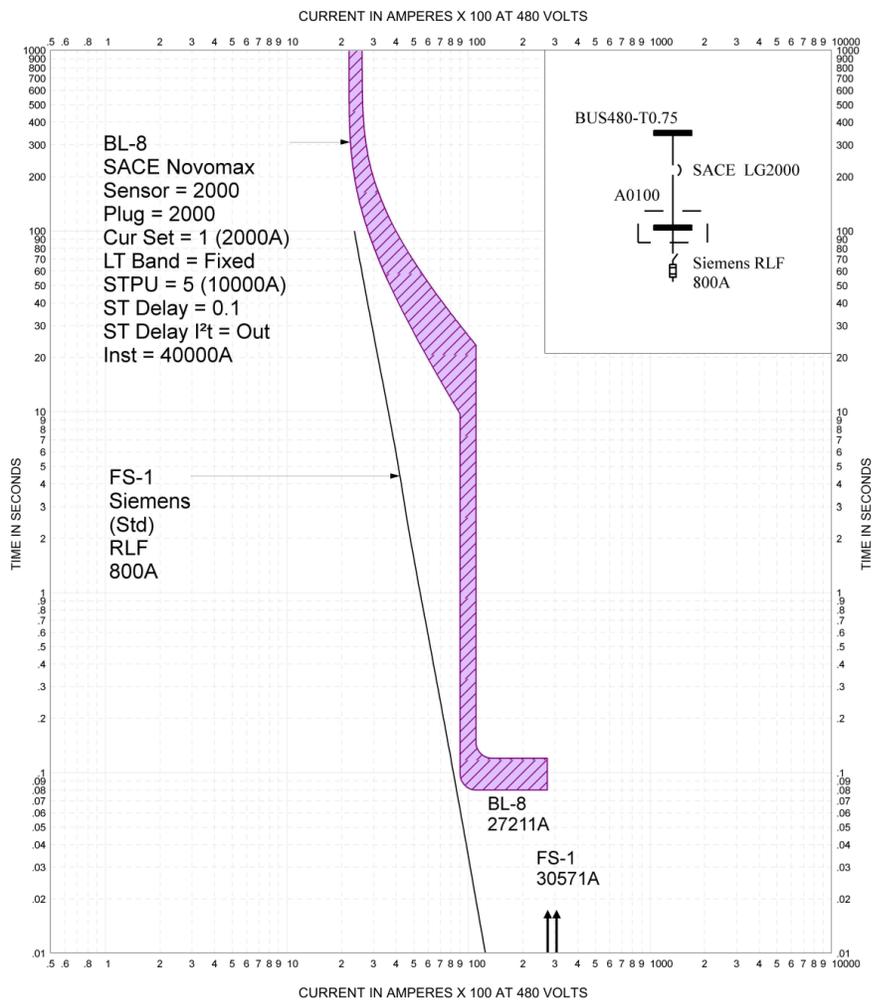


Fuente: Software Easy Power.

Según lo observado en la Figura 47, las protecciones se encuentran coordinadas, la curva de disparo de la protección BL-8 se encuentra a 0.06s de BL-12. Esta diferencia de tiempo permite que el disparo instantáneo de la protección BL-12 se active, sin accionar la protección BL-8, ubicada aguas arriba de esta. Se debe destacar que estas protecciones están en la salida de cada bus, sin embargo, antes de los buses debe existir una protección para los conductores que los alimentan y en este caso no es así.

Figura 48

Resultados de coordinación entre buses A0100 y A01004.



Fuente: Software Easy Power.

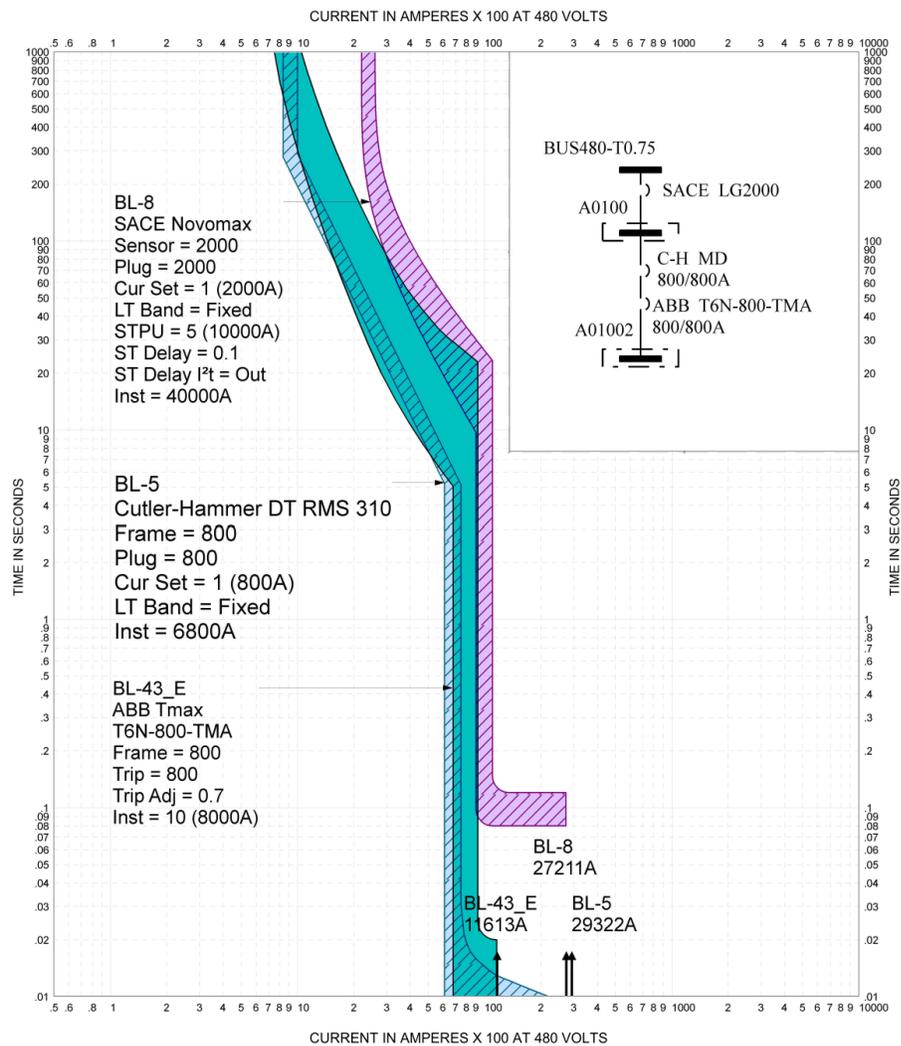
Según se observa en la Figura 48, las protecciones BL-8 y FS-1 se encuentran coordinadas, estas tienen un tiempo de 0.01s de diferencia en el disparo, lo cual es tiempo suficiente para que el fusible FS-1 se accione sin accionar la protección BL-8. Esto, por las características del fusible, sin embargo, en este caso también se presenta la deficiencia que se señaló anteriormente, pues antes de los buses no hay una protección para los conductores

que los alimentan y en este también se presenta la deficiencia señalada anteriormente, pues no existen para los conductores de cada bus.

Asimismo, se encontraron otros casos en los cuales las coordinaciones entre las protecciones principales de los buses no eran oportunas, muestra de esto son las protecciones del bus A01002 al A0100 mostradas en la Figura 49 y del bus A01003 al A0100 observable en la figura 50.

Figura 49

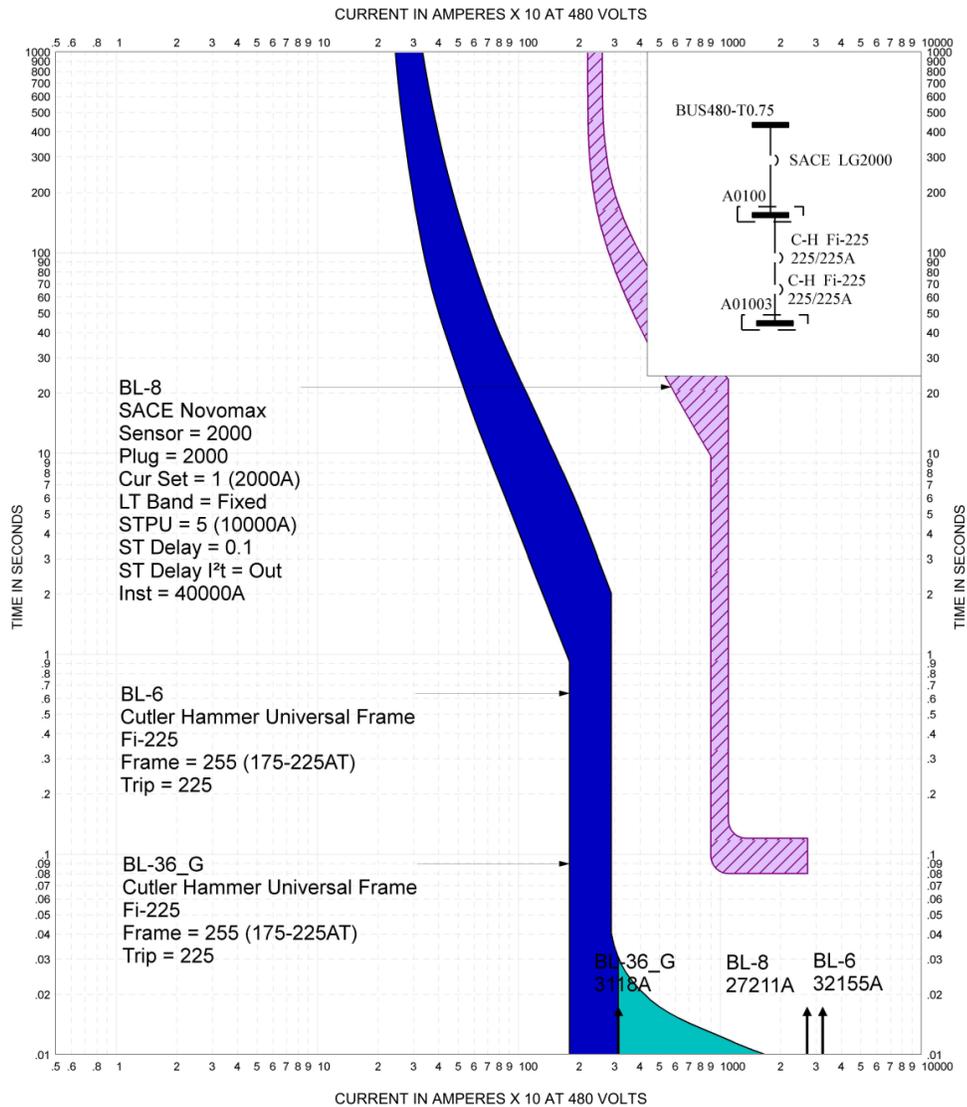
Resultados de coordinación entre buses A0100 y A01002.



Fuente: Software Easy Power.

Figura 50

Resultados de coordinación entre buses A0100 y A01003.



Fuente: Software Easy Power.

En este caso no sería posible coordinar estos equipos adecuadamente entre sí, pues sus curvas características se traslapan en varios puntos y no poseen parámetros que permitan hacer los ajustes necesarios para lograr la coordinación selectiva; con esto no se tiene una desconexión adecuada de la protección más cercana a la falla, en caso de ocurrir una.

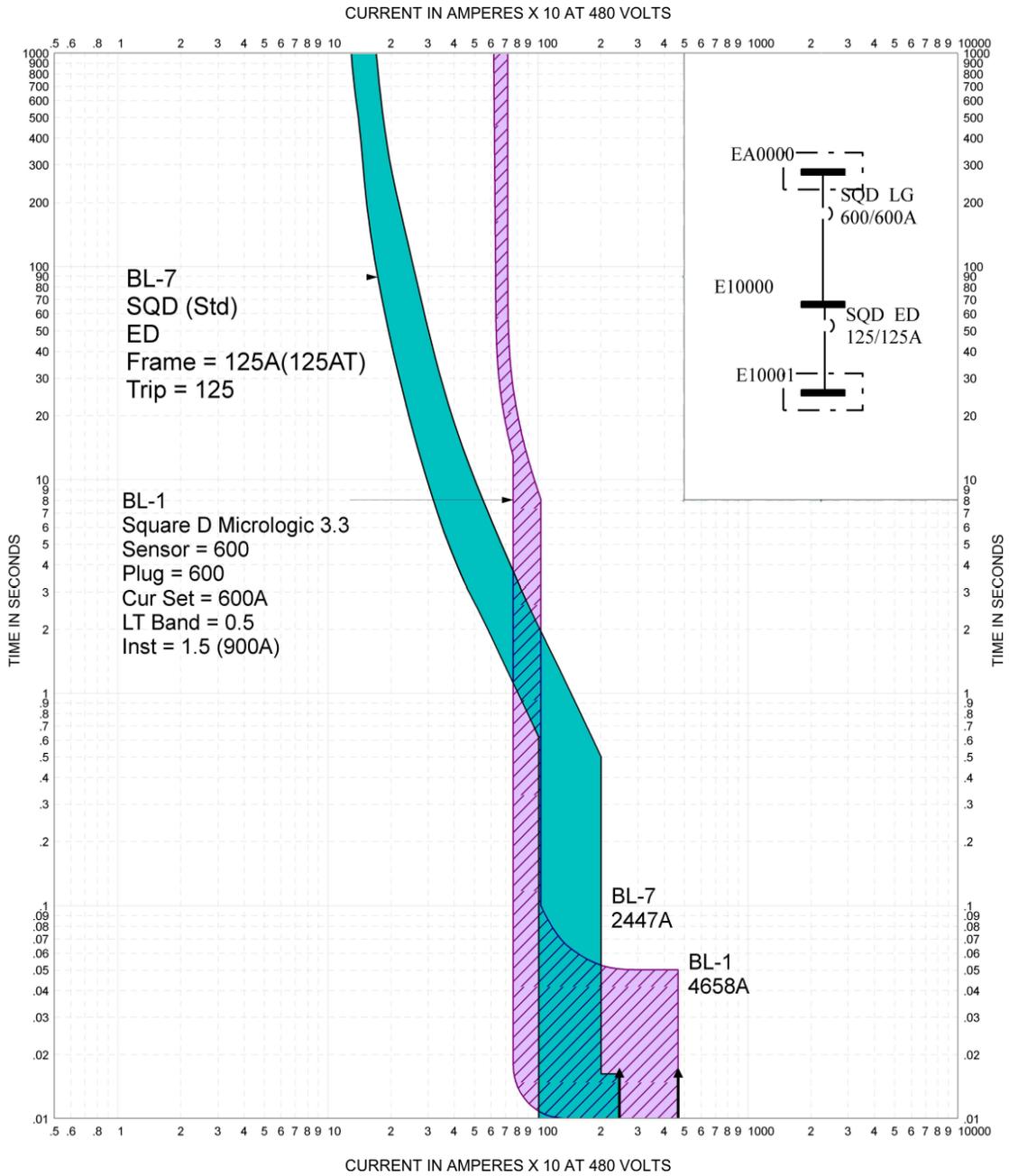
4.7 Resultados de estudio de coordinación de protecciones en transformador de 2 MVA

Seguidamente, se procede a realizar el estudio en el transformador de 2 MVA. Al analizar los diferentes buses se encontró que, en la totalidad de los casos, las protecciones principales de los buses no coordinaban de manera correcta; esto se puede notar en las TCC mostradas desde la Figura 51 a la Figura 57.

Debido a las características de las curvas de cada uno de estos equipos, al hacer la coordinación entre ellos esta no es posible; dichas curvas se traslapan en uno o más puntos, y en estos casos los equipos no cuentan una modificación de parámetros que permitan hacer diferentes ajustes para obtener una coordinación adecuada entre ellos. Al no ser posible el accionamiento de las protecciones, al presentarse una falla no sería concordante con las indicaciones que dictan los estándares y la normativa.

Figura 51

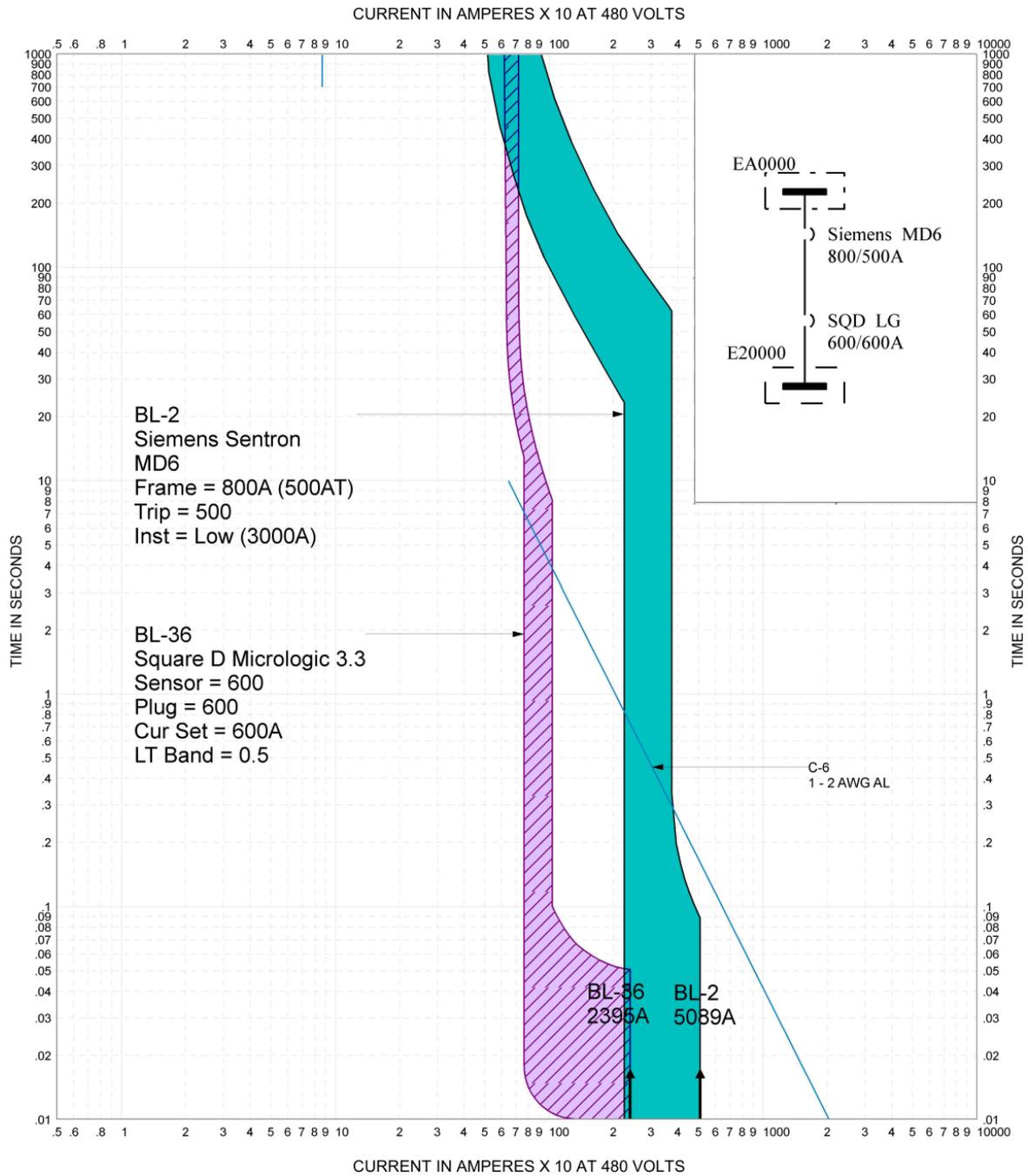
Resultados de coordinación entre buses E10001, E10000 y EA0000



Fuente: Software Easy Power.

Figura 52

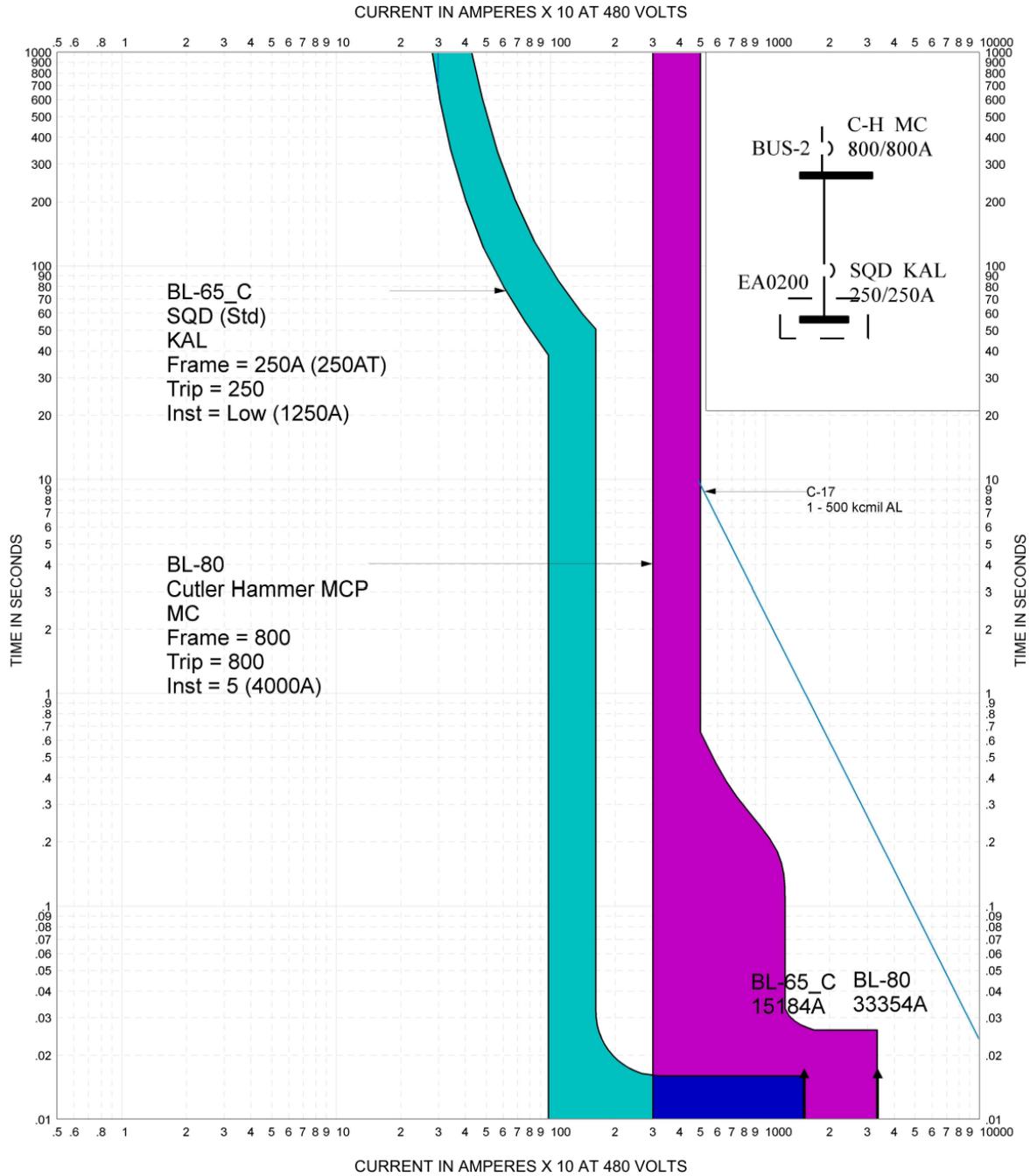
Resultados de coordinación en bus E20000 y EA0000



Fuente: Software Easy Power.

Figura 53

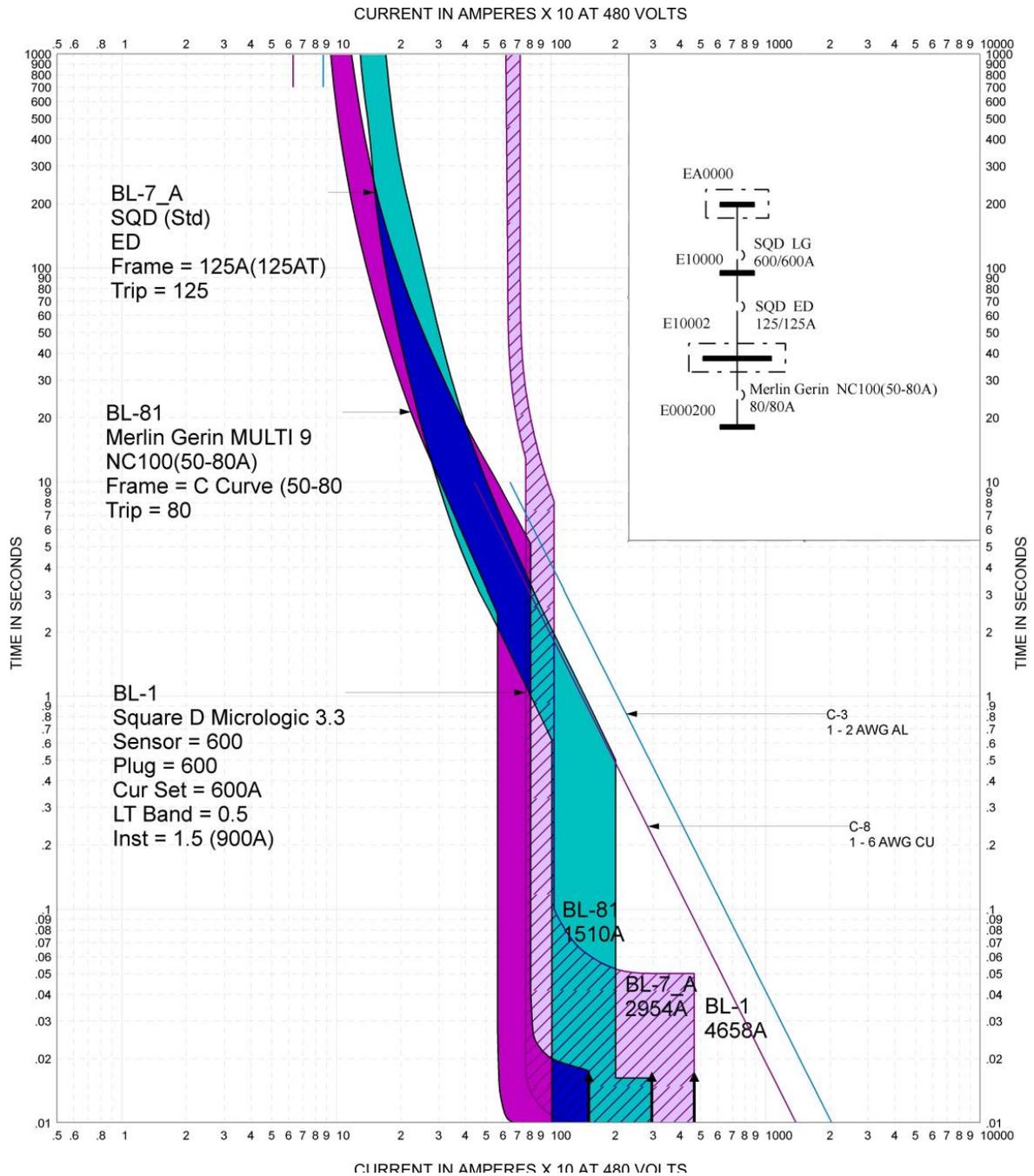
Resultados de coordinación entre buses EA0200 y BUS-2



Fuente: Software Easy Power.

Figura 54

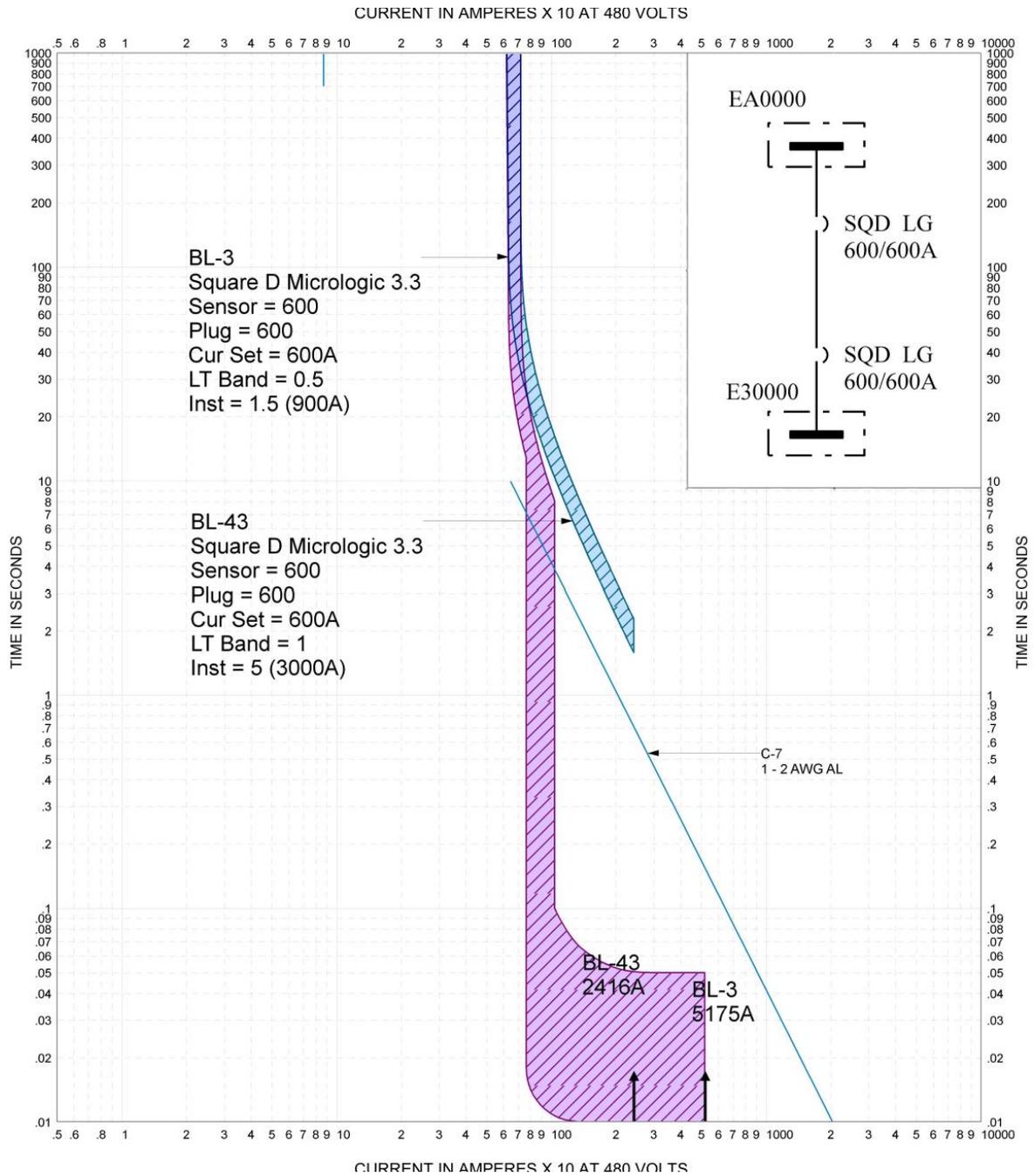
Resultados de coordinación en bus E000200, E10002 y E10000



Fuente: Software Easy Power.

Figura 55

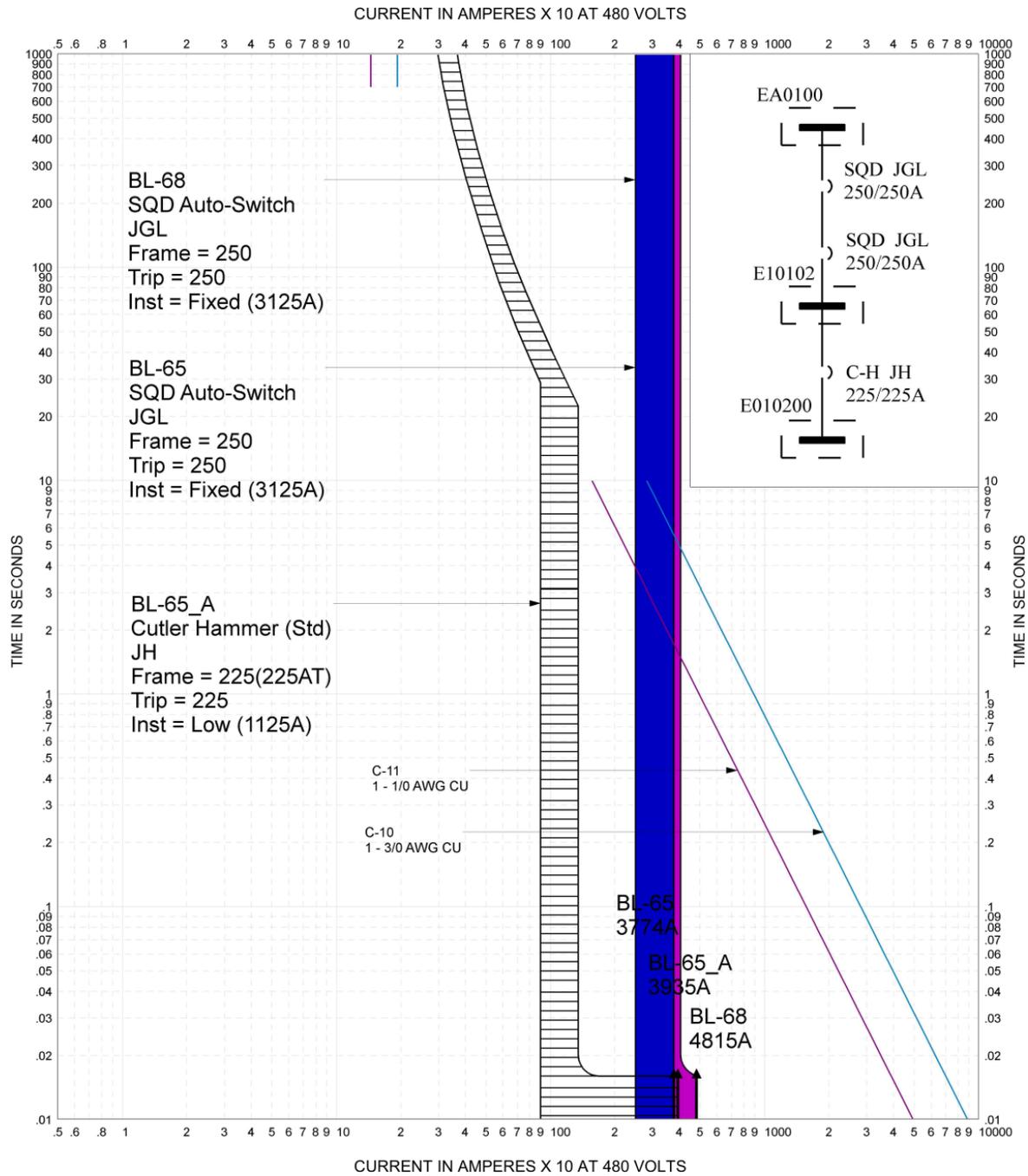
Resultados de coordinación en bus EA0000 y EA0000



Fuente: Software Easy Power.

Figura 56

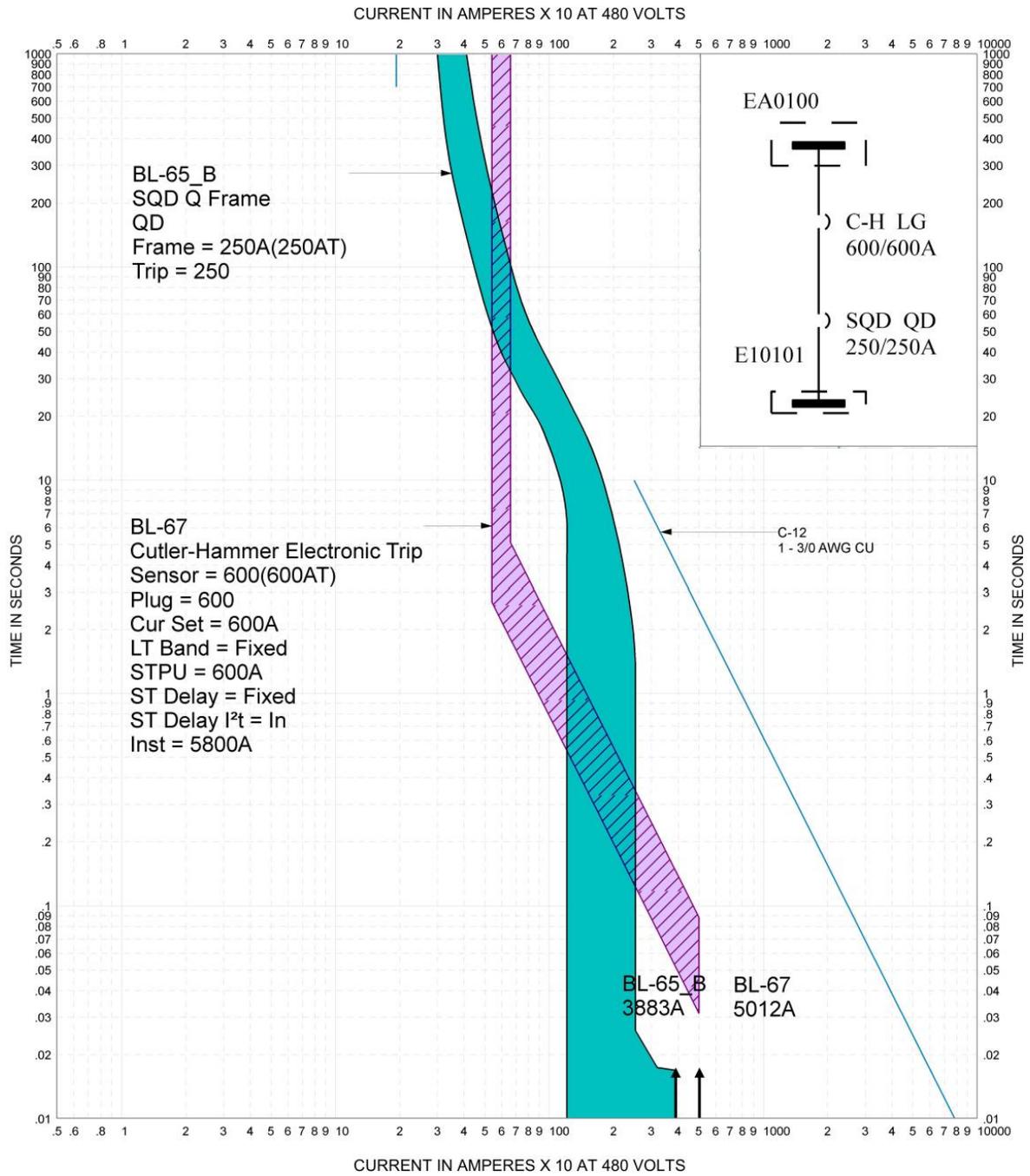
Resultados de coordinación en bus E010200, E10102 y EA0100



Fuente: Software Easy Power.

Figura 57

Resultados de coordinación en bus EA10101 y EA0100



Fuente: Software Easy Power.

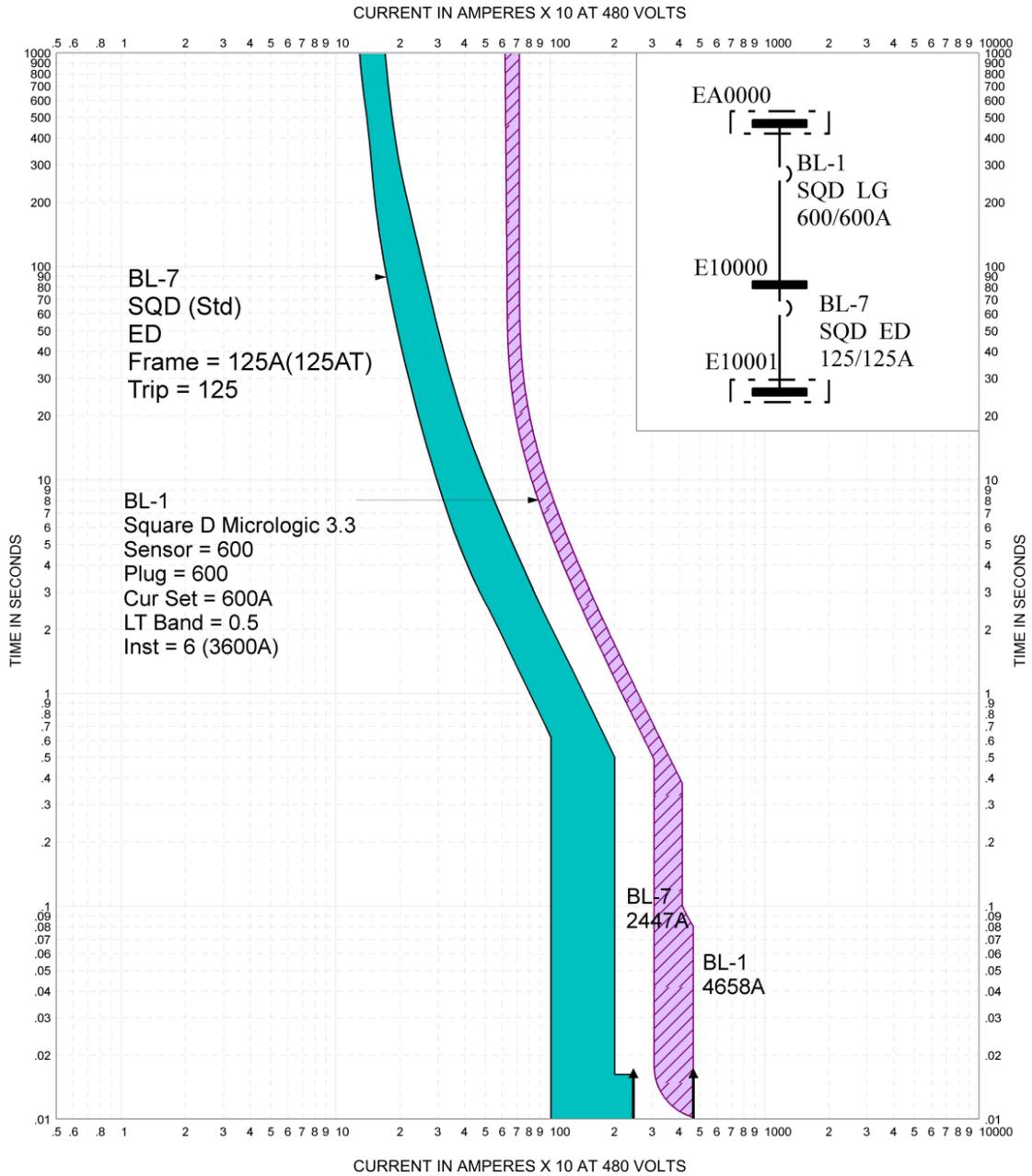
Los problemas de ajustes presentes en las anteriores figuras no pueden ser corregidos por las características de las protecciones, pues estas no cuentan con los ajustes de *Long time delay*, *Short time delay* e *Instantaneous pickup*, los cuales permiten ajustar las curvas de disparo para coordinarlas y evitar el traslape que se presenta en dichas TCCs. Tener estas condiciones en la coordinación entre protecciones, podría provocar algunos eventos como: la salida o desenergización innecesaria de algunas partes del sistema que deberían permanecer en condiciones de operación normal, al presentarse un evento de falla.

4.8 Resultados de correcciones que se pueden realizar en coordinación de protecciones, para transformador de 2 MVA

En cuanto a la coordinación en el transformador de 2 MVA, se puede llegar a un nivel adecuado en tres de sus circuitos, siguiendo los ajustes que, a continuación, se recomiendan. En la Figura 58 se presenta la coordinación adecuada y los ajustes necesarios para las protecciones de los buses E10001, E10000 y EA0000.

Figura 58

Recomendación de ajustes para protecciones y coordinación en buses E10001, E10000 y EA0000

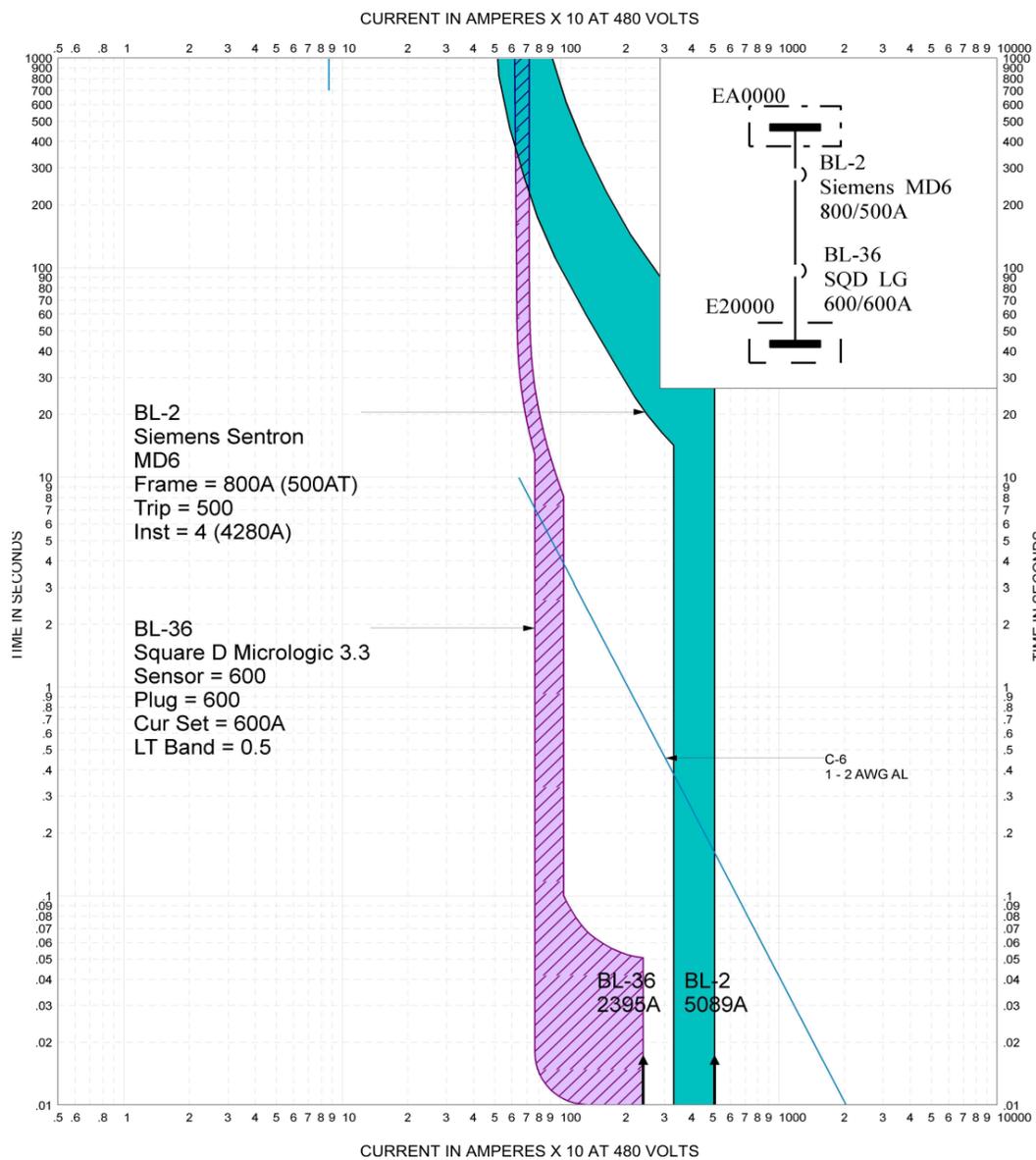


Fuente: Software Easy Power.

Un segundo caso que fue posible coordinar en este transformador es el del circuito que incluye los buses E20000 y EA0000, por lo que en la Figura 59 se pueden observar los ajustes sugeridos para implementarlos y lograr este resultado.

Figura 59

Recomendación de ajustes para protecciones y coordinación en buses E20000 y EA0000

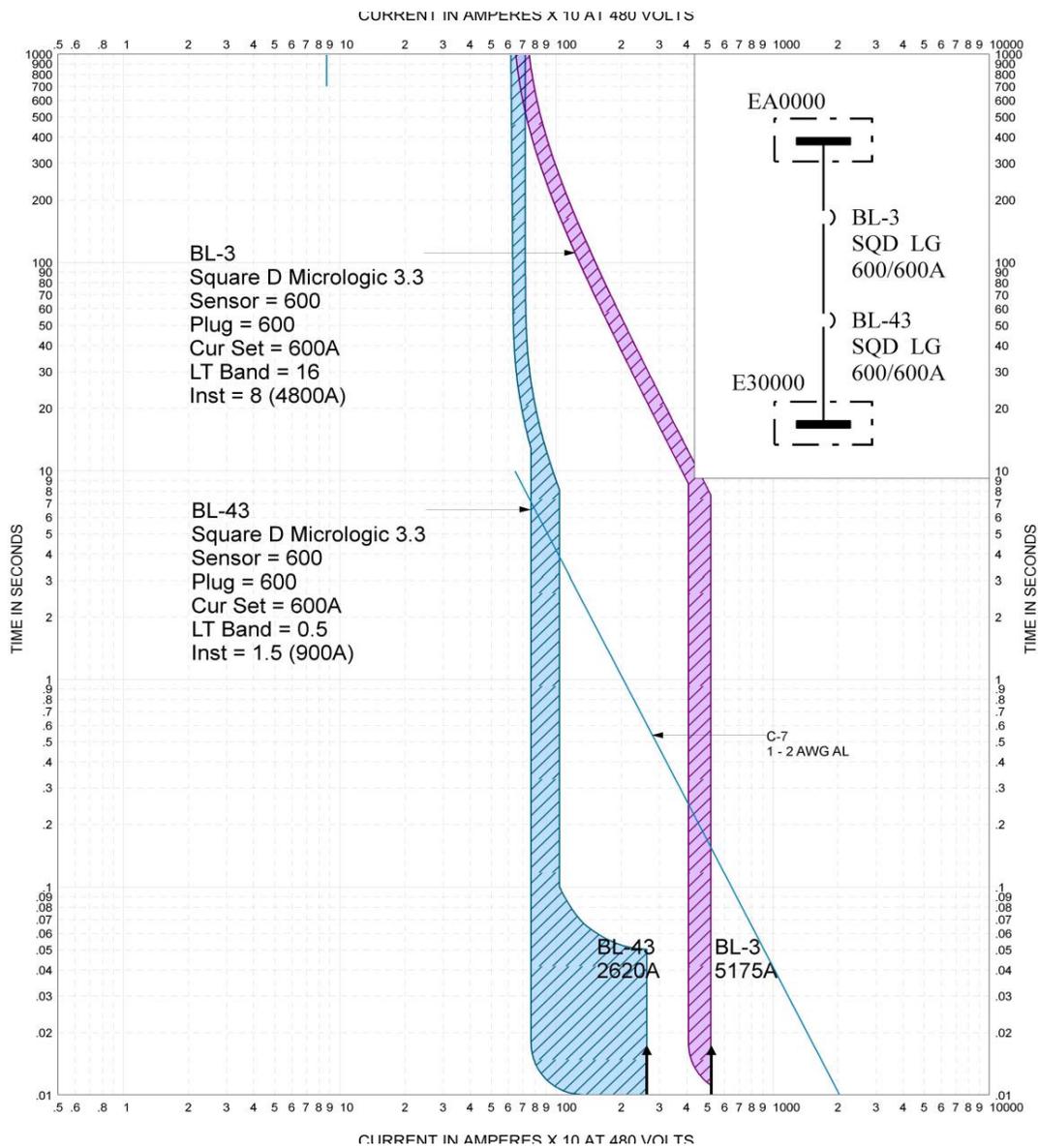


Fuente: Software Easy Power.

Por último, se recomienda para los buses E30000 y EA0000 implementar en las protecciones los ajustes que se observan en la figura 60, para conseguir de esta forma un grado de coordinación adecuado entre los elementos de protección.

Figura 60

Recomendación de ajustes para protecciones y coordinación en buses E30000 y EA0000



Fuente: Software Easy Power.

4.9 Resultados de estudio de coordinación de protecciones en transformador de 2.5 MVA (circuitos de barra principal R01M1)

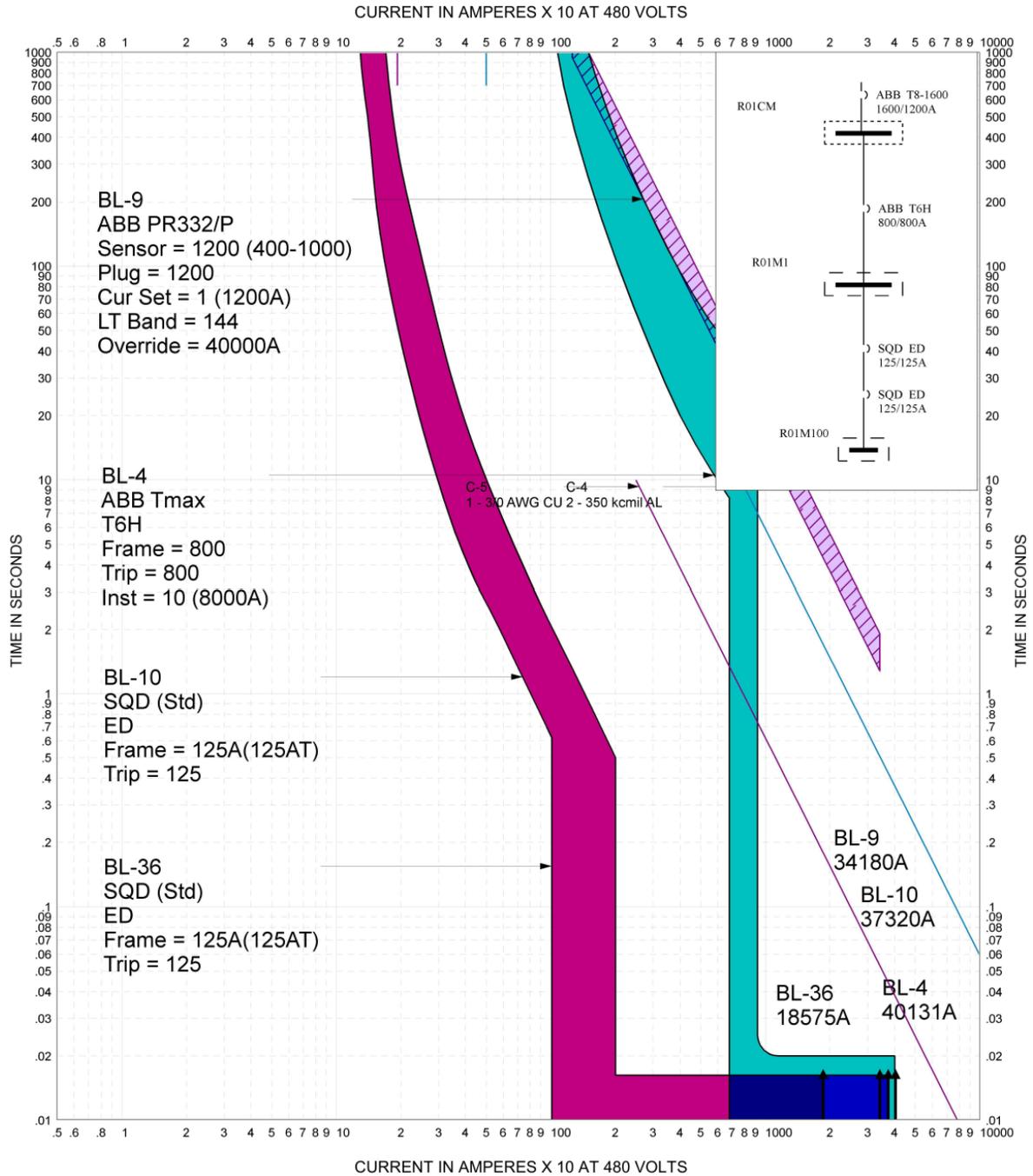
Por último, se realizó el estudio de coordinación de protecciones en el transformador de 2.5 MVA. Como resultado del análisis de los diferentes buses y protecciones principales con los que cuenta este transformador, no se encontraron casos en los cuales dichas protecciones coordinaban selectivamente; ejemplos de ello se pueden observar desde la Figura 61 hasta la Figura 81.

Al examinar las diferentes protecciones principales se observó que, debido a las características de las curvas de cada uno de estos elementos de protección, se hacía imposible la coordinación entre estos. Como se puede notar en las diversas figuras, estas curvas se traslapan diversas zonas, como los puntos de máximo tiempo de despeje, máximo tiempo de despeje instantáneo y nivel máximo de interrupción. Estos equipos, en su mayoría, no cuentan un gran margen de posibilidades en sus ajustes, que permita la modificación de los parámetros de estas curvas, como: *long-time current pickup*, *long-time delay*, *short-time pickup*, *short-time delay*, e *instantaneous pickup*. Esto, permitiría tener mayores posibilidades de lograr ajustes adecuados para obtener la coordinación selectiva entre las diferentes protecciones.

Al no contar con coordinaciones adecuadas entre dichos elementos, ante un evento de falla, las protecciones se accionarán de manera errónea; como se ha mencionado, esto provocaría, por ejemplo, la salida o desenergización innecesaria de algunas partes del sistema que deberían permanecer en condiciones de operación normal, de contar con una coordinación adecuada.

Figura 61

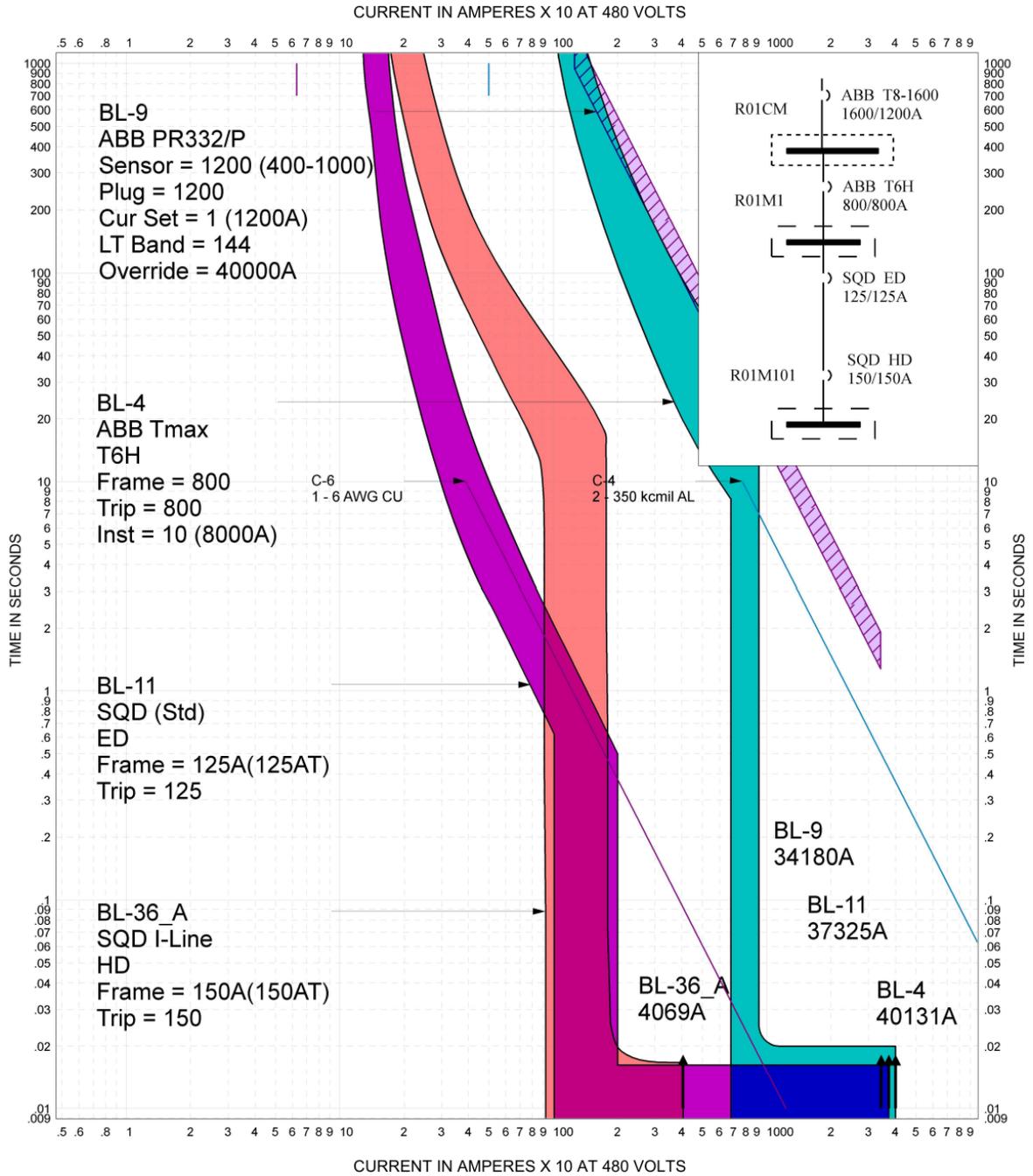
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M1-R01M100



Fuente: Software Easy Power.

Figura 62

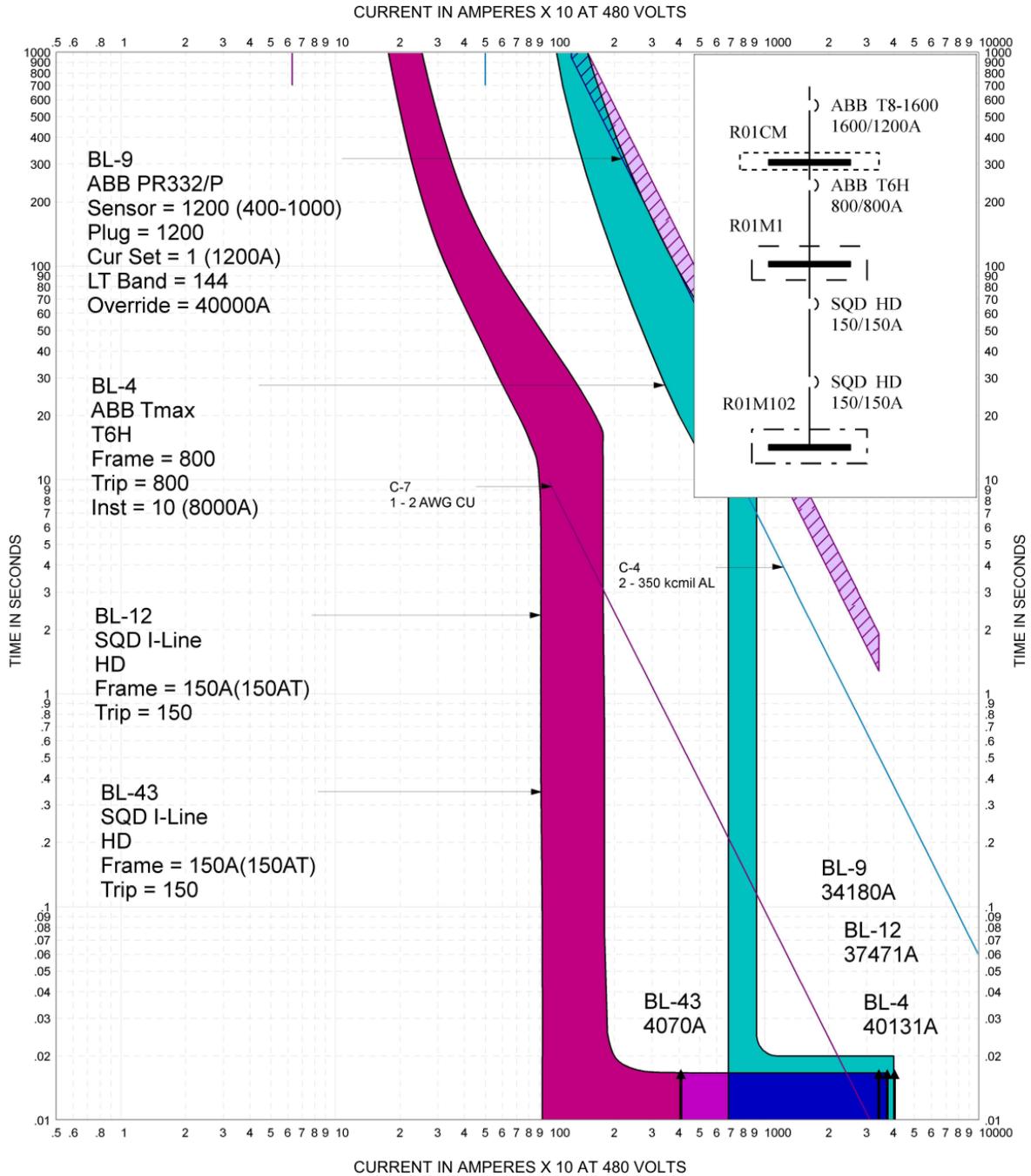
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M1-R01M101.



Fuente: Software Easy Power.

Figura 63

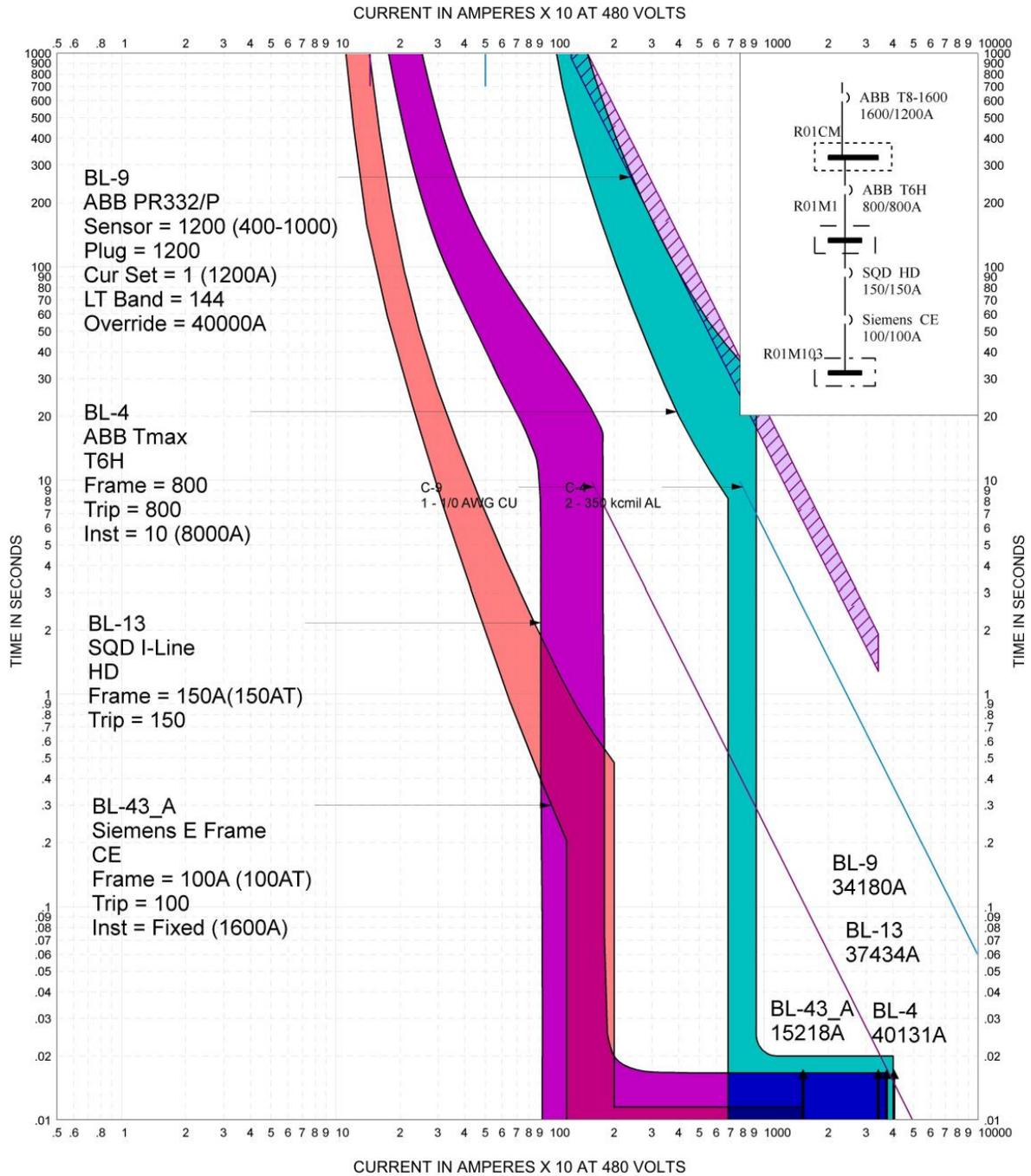
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M1-R01M102



Fuente: Software Easy Power.

Figura 64

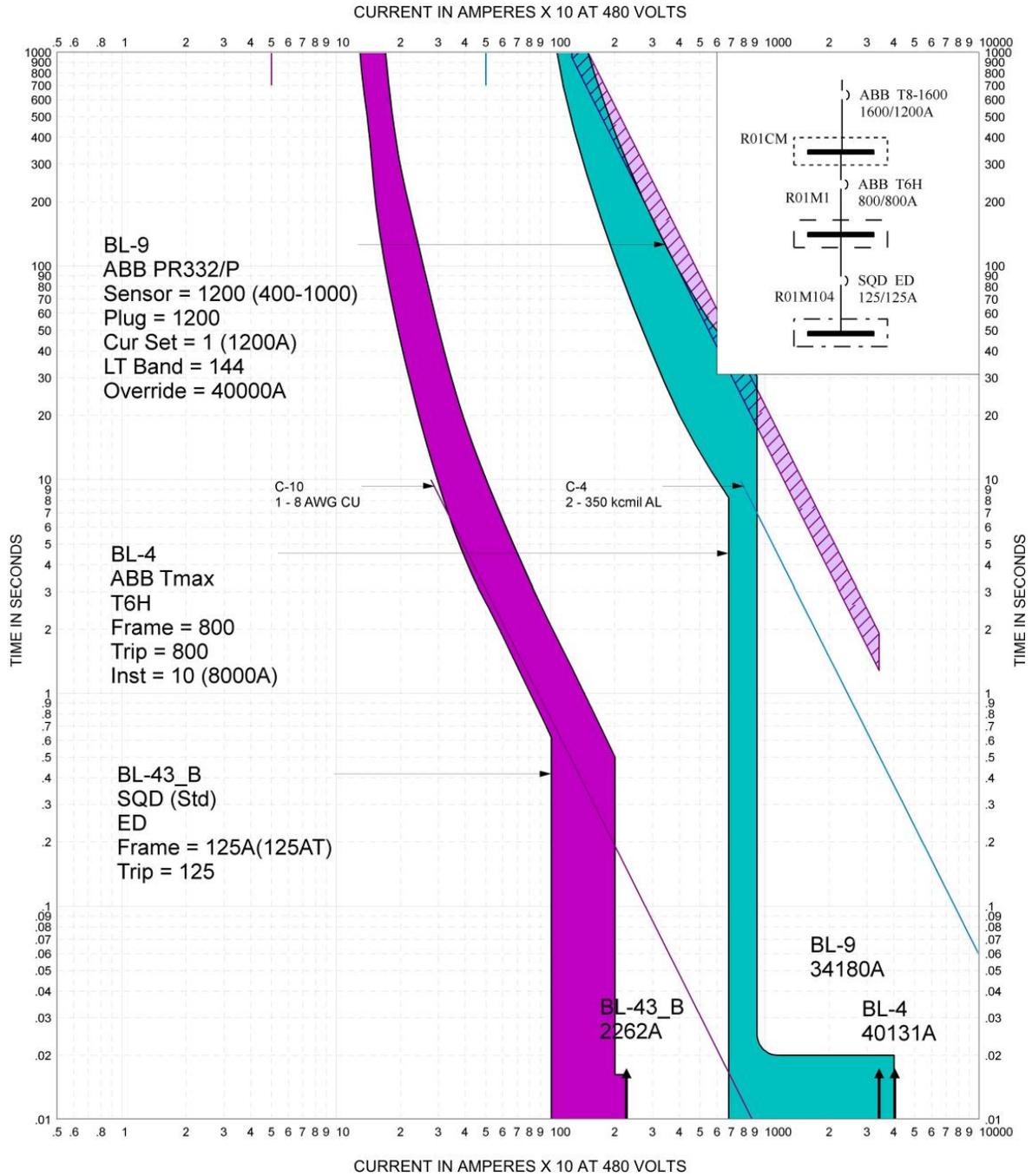
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M1-R01M103



Fuente: Software Easy Power.

Figura 65

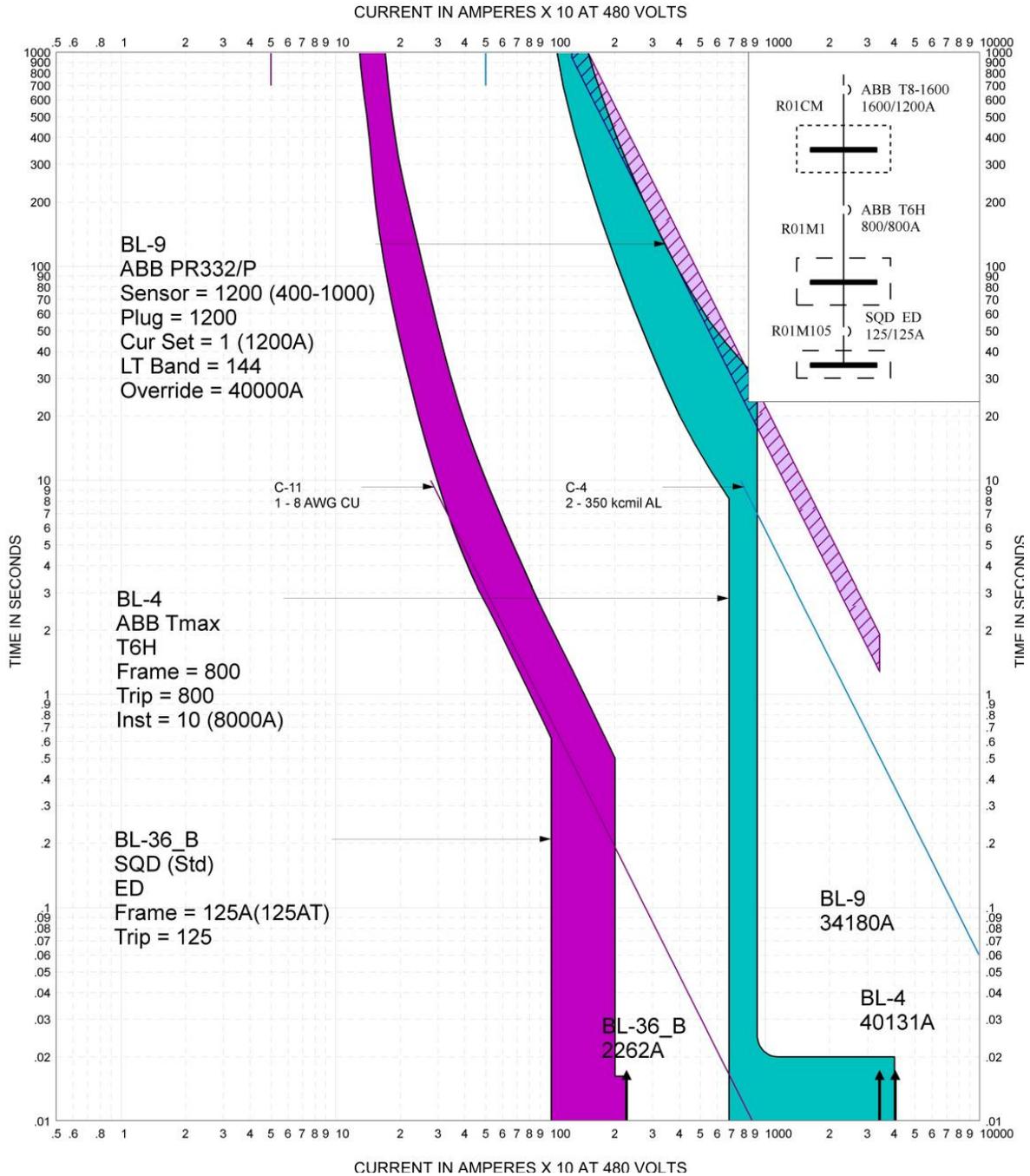
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M1-R01M104



Fuente: Software Easy Power.

Figura 66

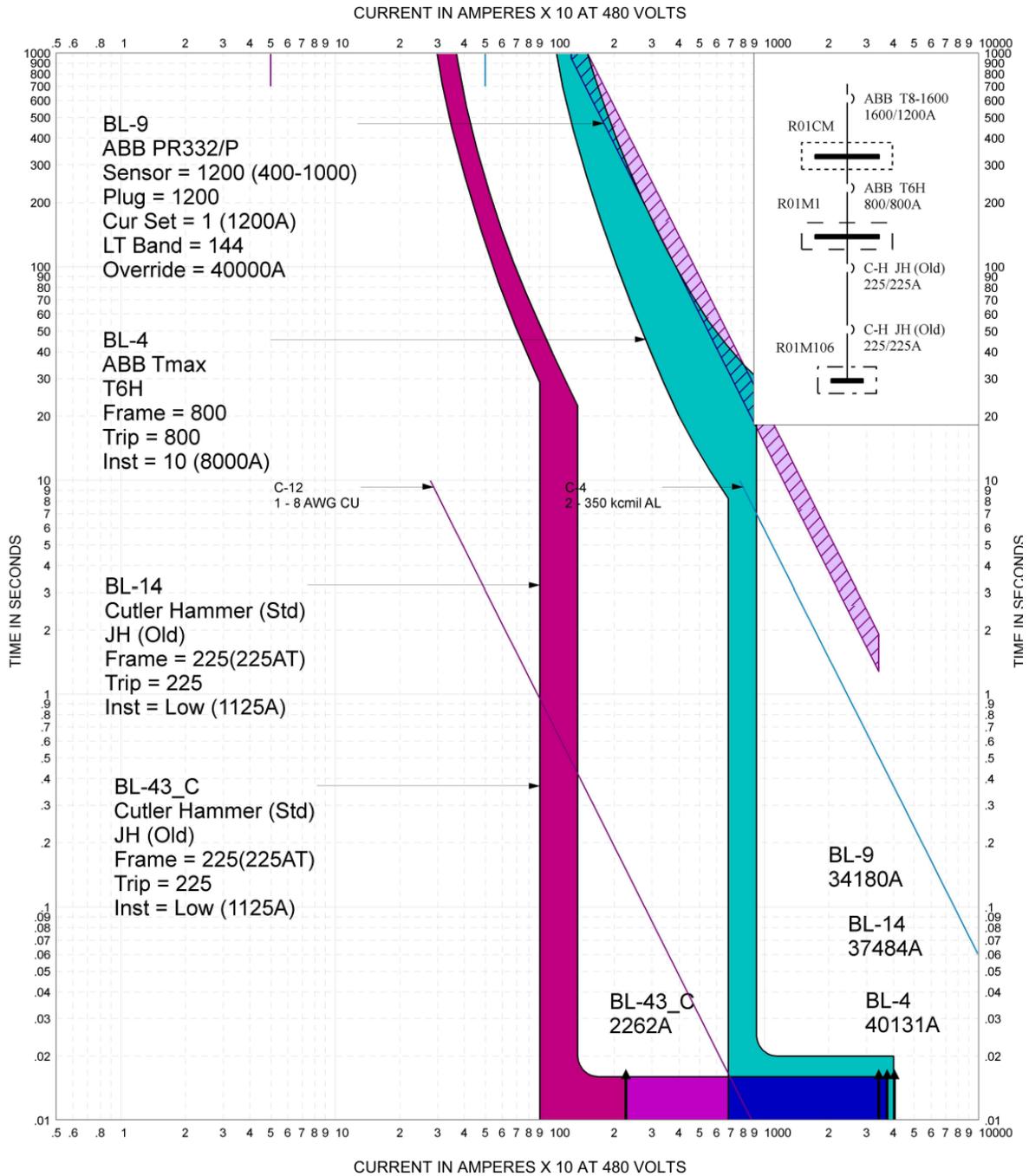
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M1-R01M105



Fuente: Software Easy Power.

Figura 67

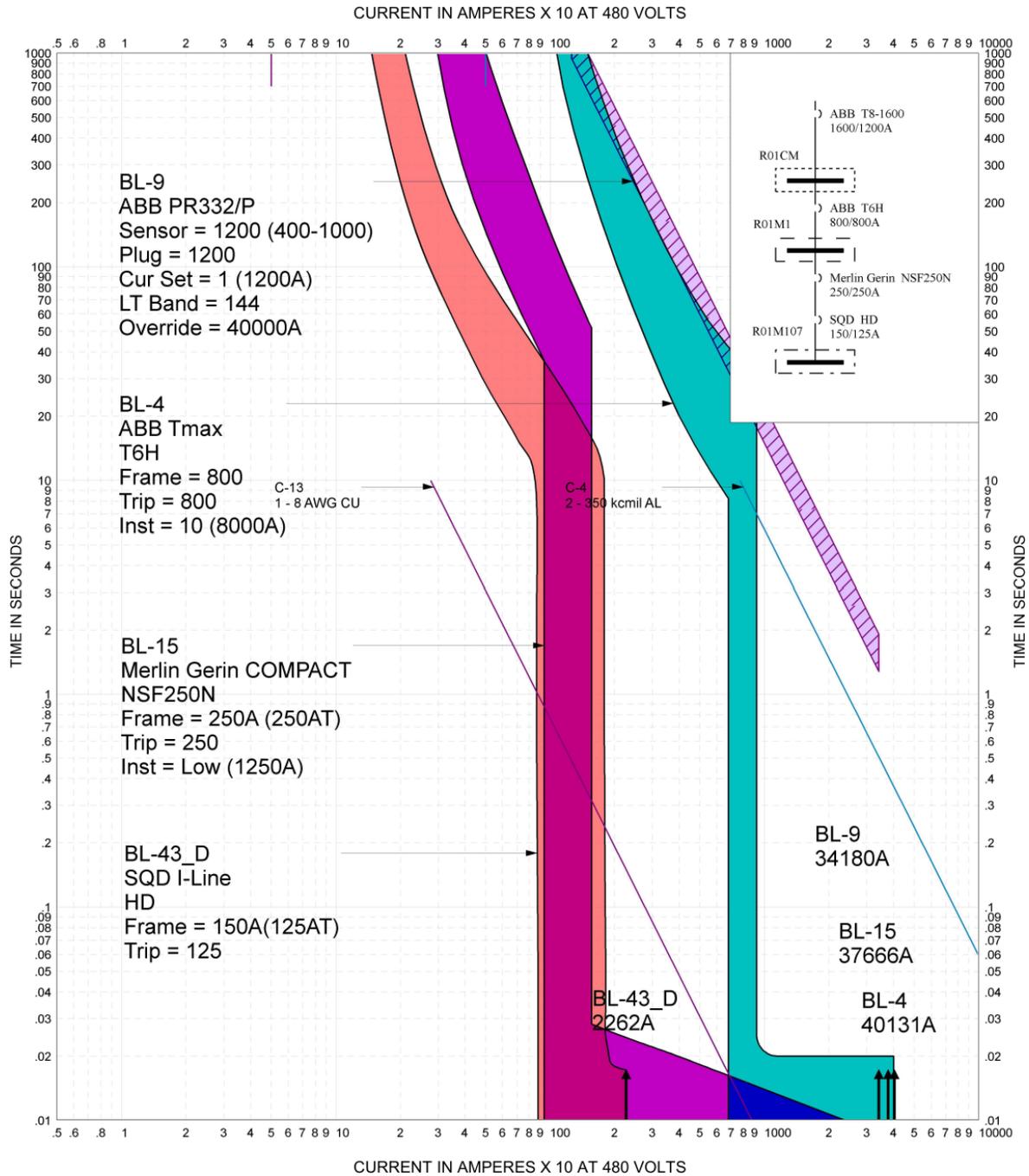
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M1-R01M106



Fuente: Software Easy Power.

Figura 68

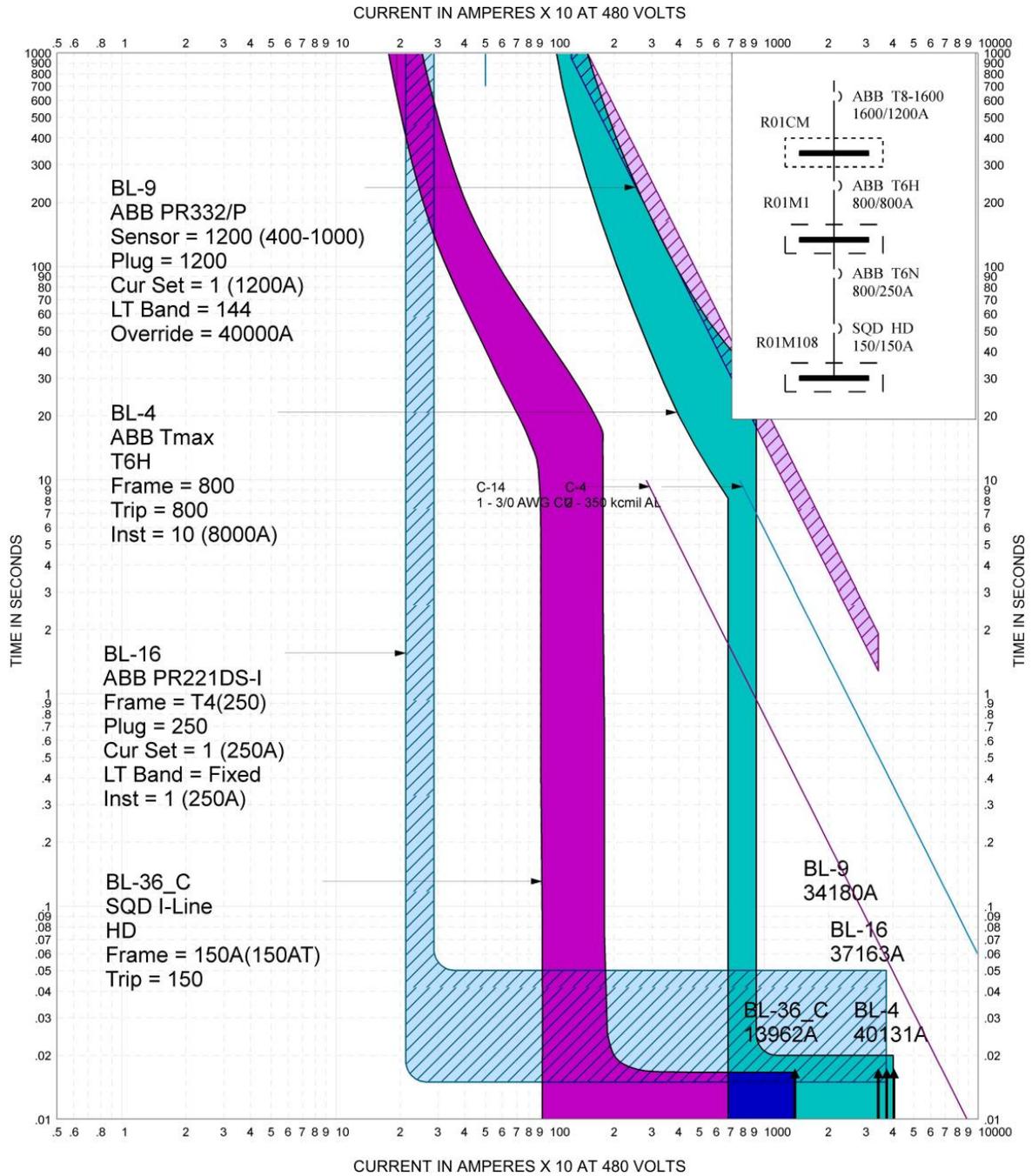
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M1-R01M107



Fuente: Software Easy Power.

Figura 69

Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M1-R01M108

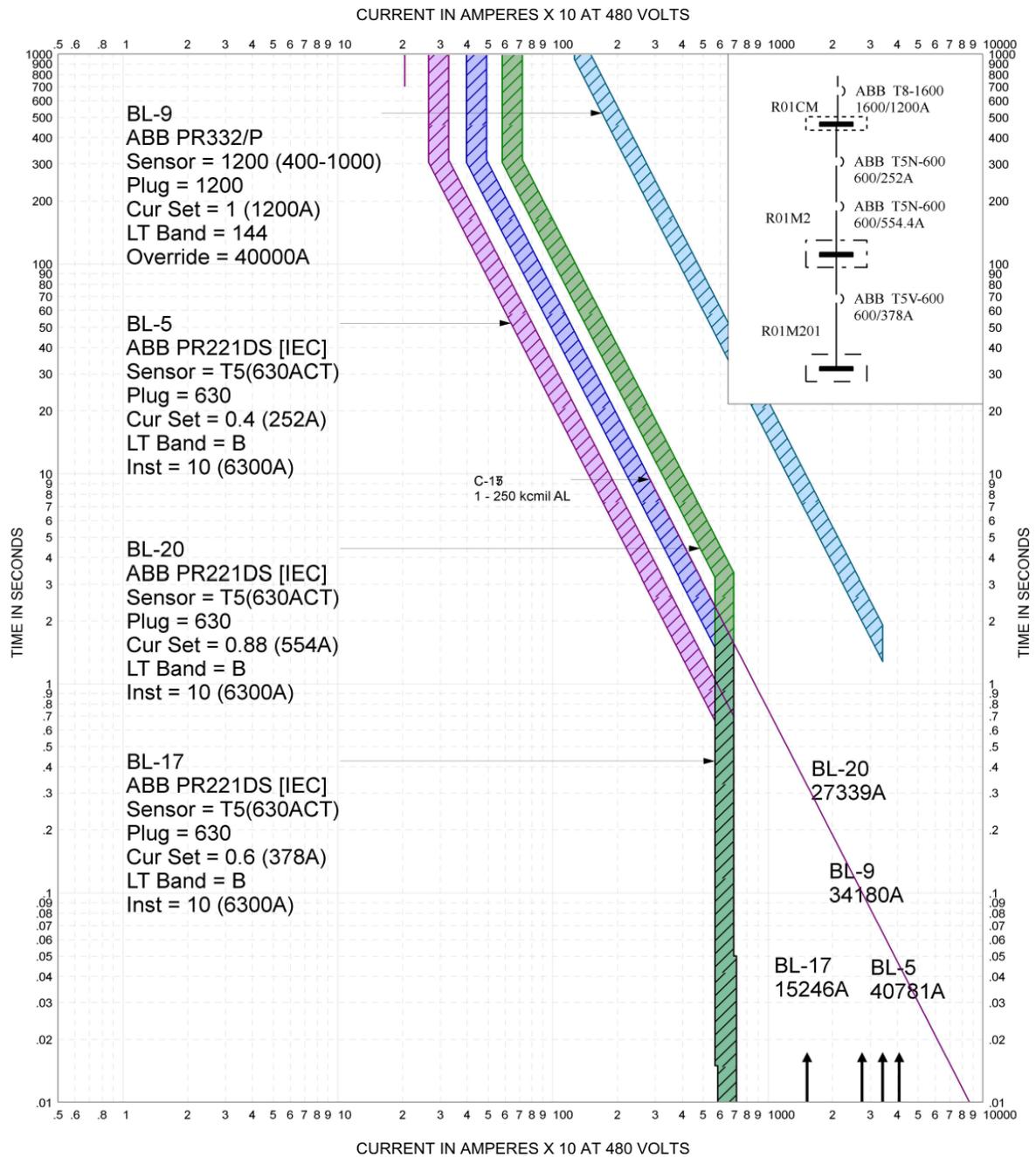


Fuente: Software Easy Power.

4.10 Resultados de estudio de coordinación de protecciones en transformador de 2.5 MVA (circuitos de barra principal R01M2)

Figura 70

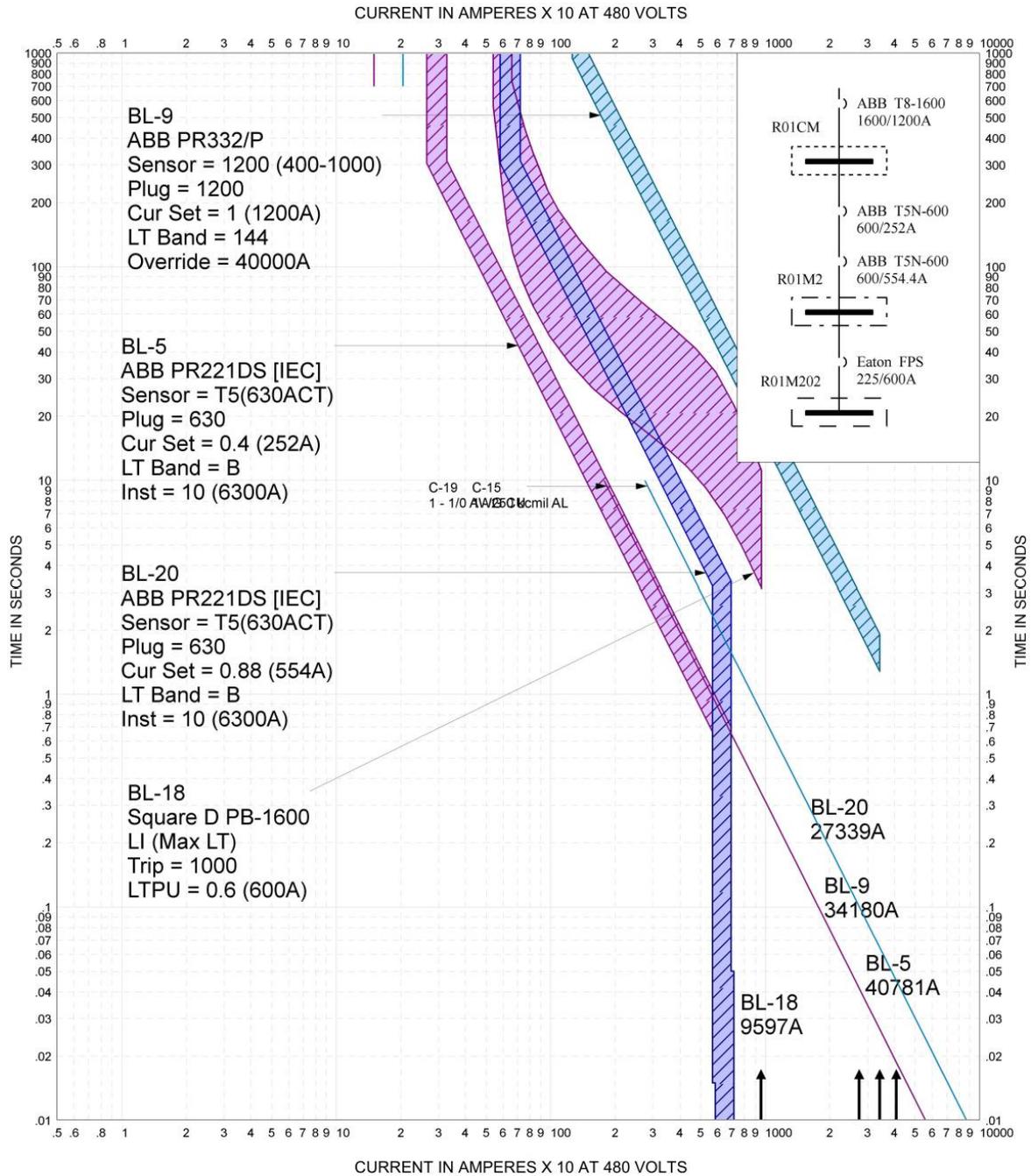
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M2-R01M201



Fuente: Software Easy Power.

Figura 71

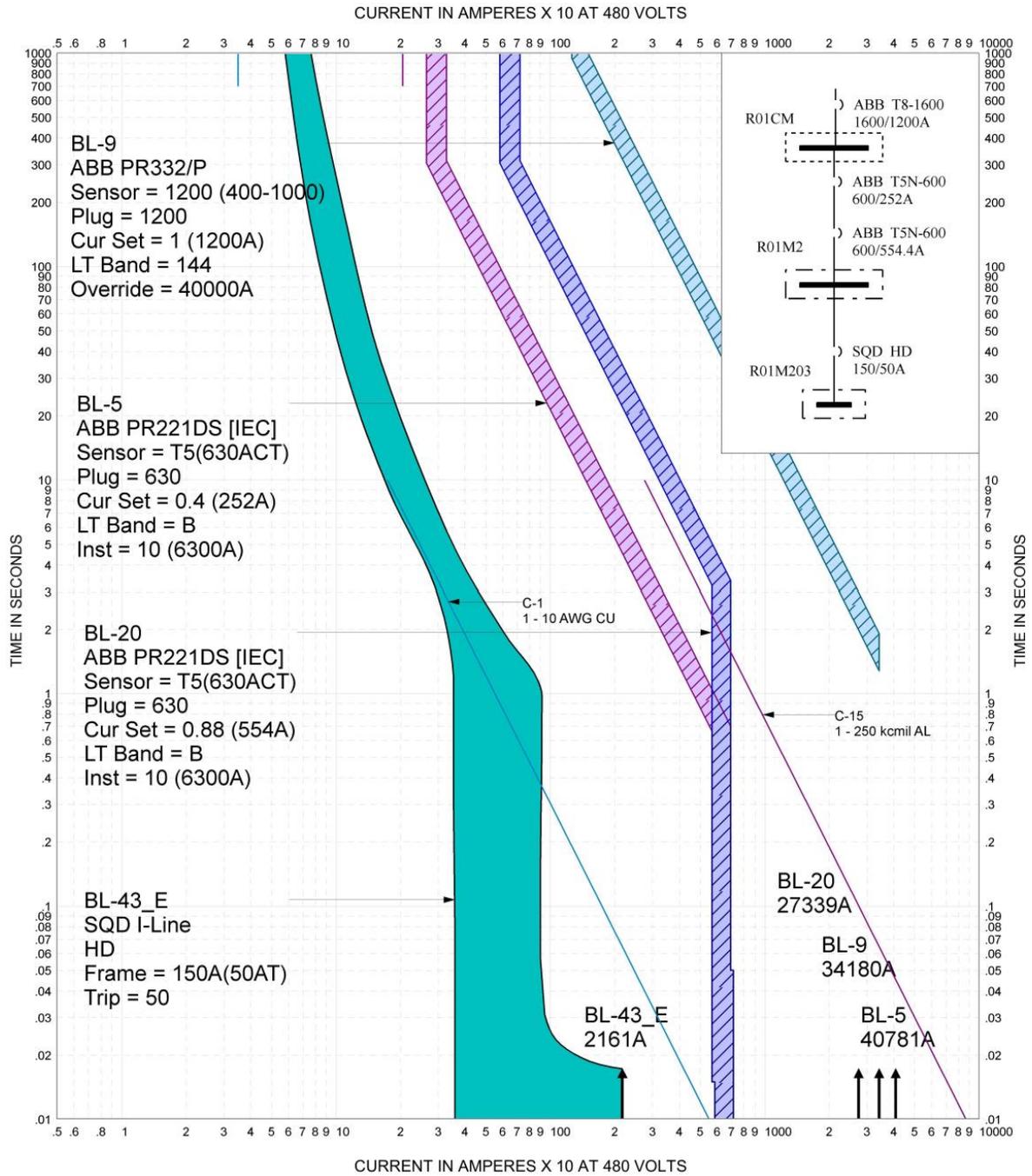
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M2-R01M202



Fuente: Software Easy Power.

Figura 72

Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M2-R01M203

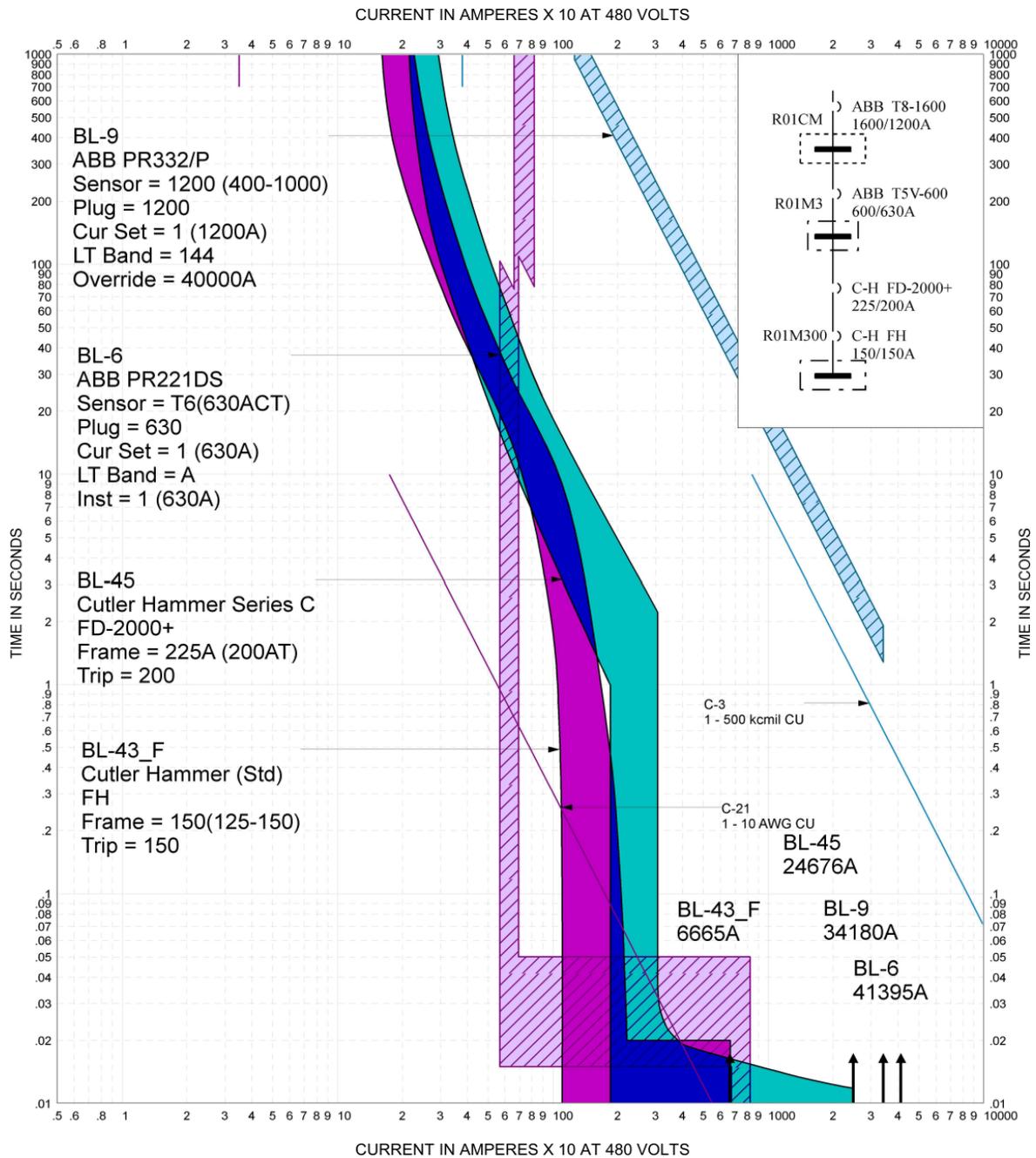


Fuente: Software Easy Power.

4.11 Resultados de estudio de coordinación de protecciones en transformador de 2.5 MVA (circuitos de barra principal R01M3)

Figura 73

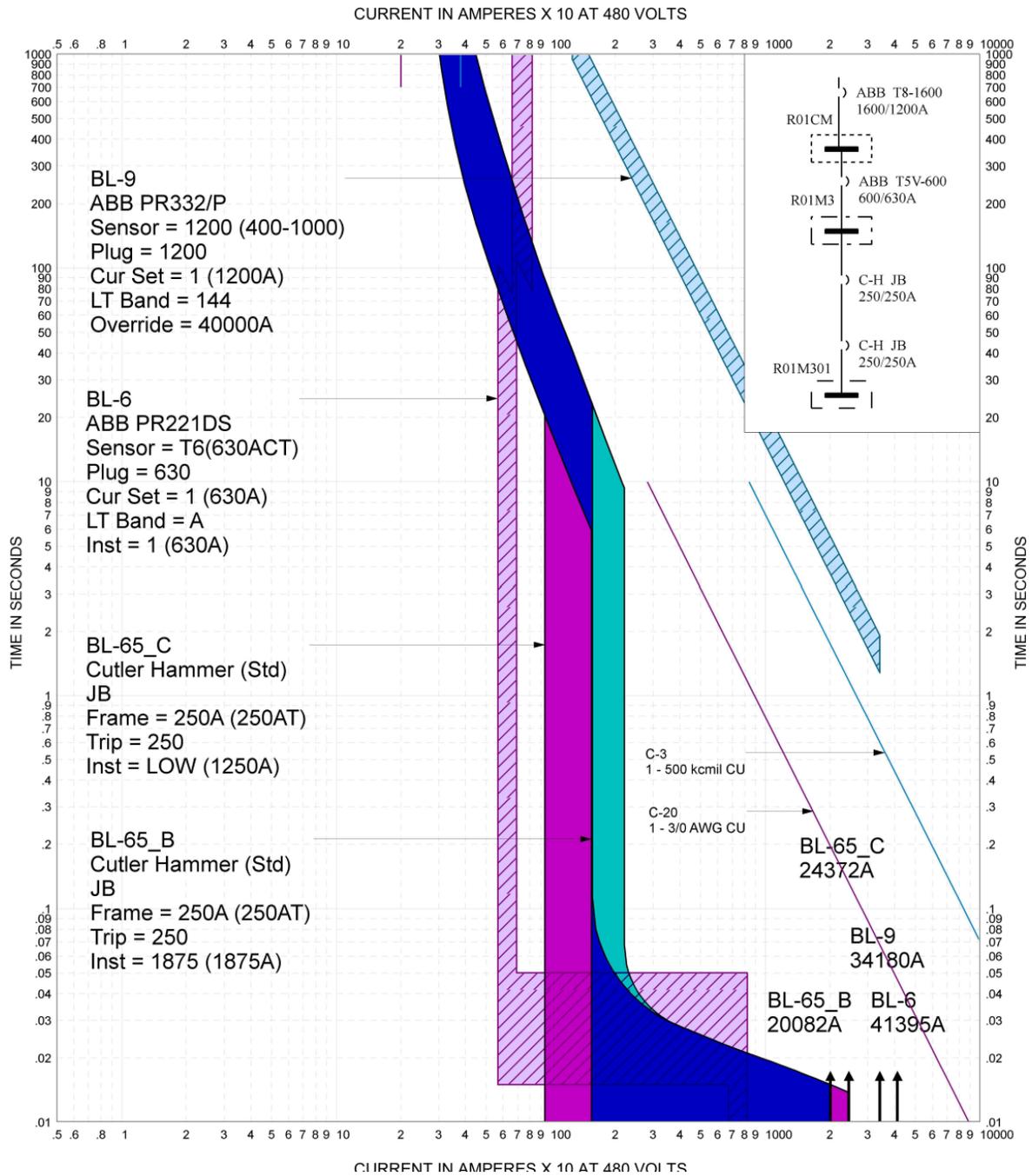
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M3-R01M300



Fuente: Software Easy Power.

Figura 74

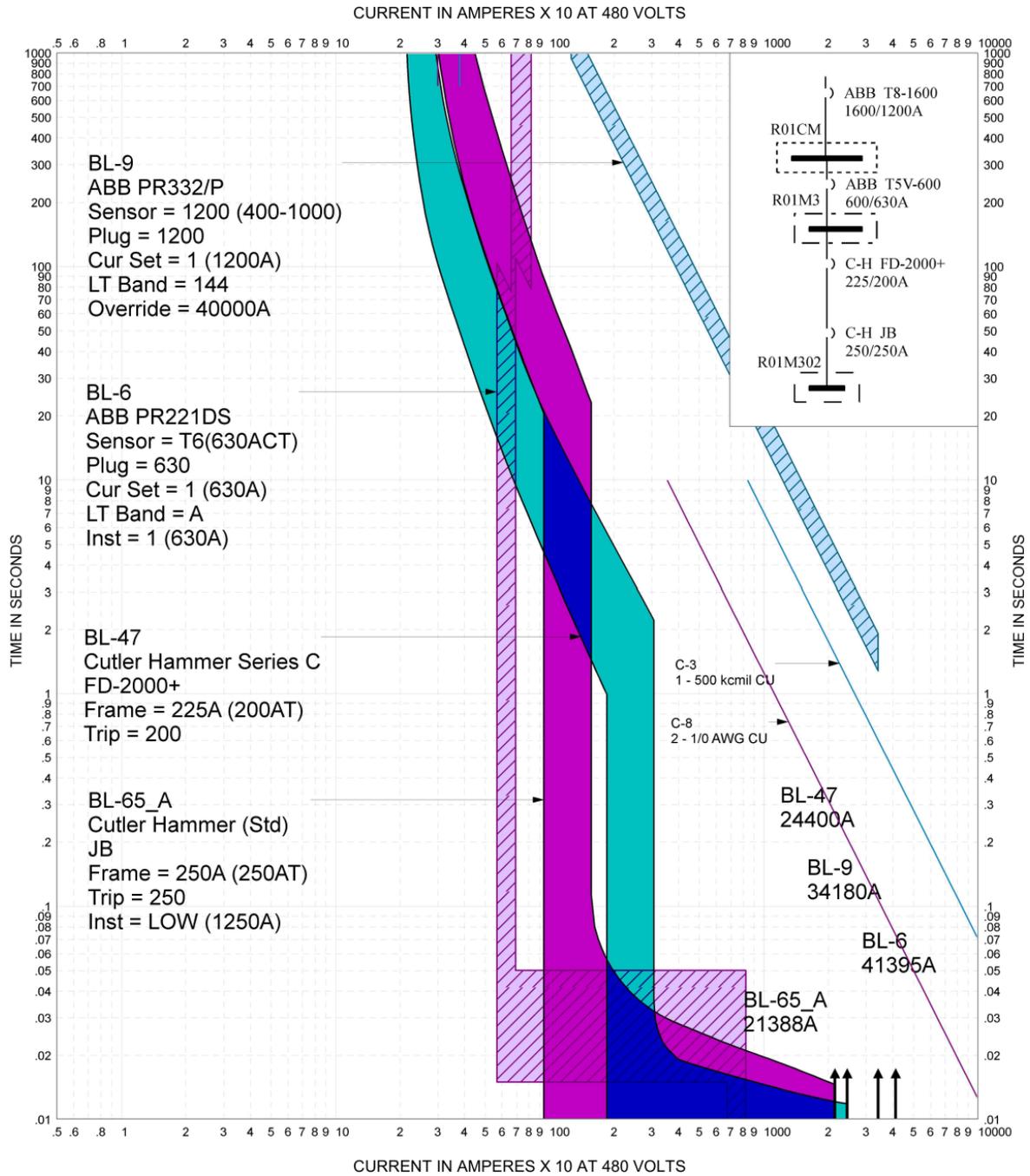
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M3-R01M301



Fuente: Software Easy Power.

Figura 75

Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M3-R01M302

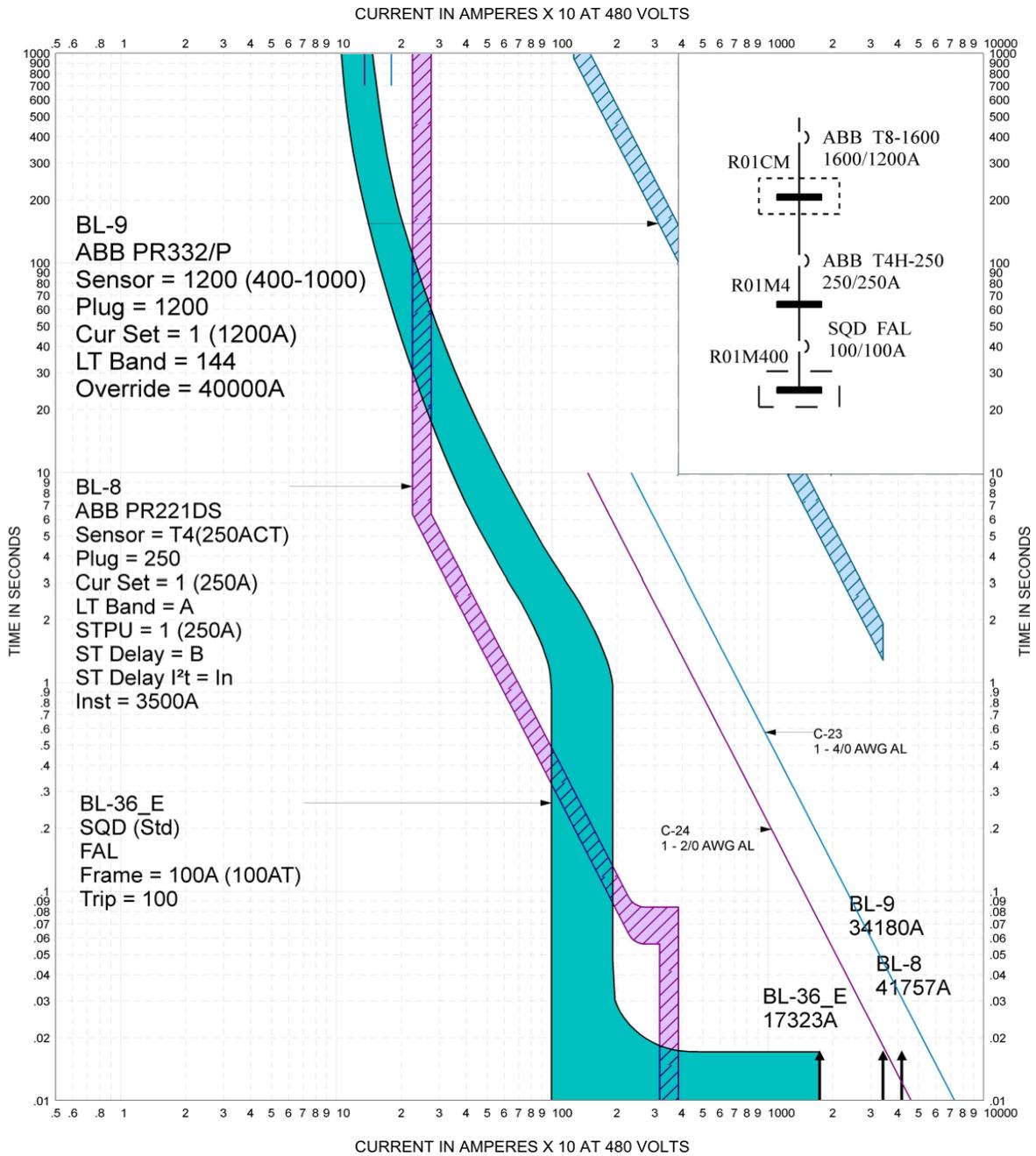


Fuente: Software Easy Power.

4.12 Resultados de estudio de coordinación de protecciones en transformador de 2.5 MVA (circuitos de barra principal R01M4)

Figura 76

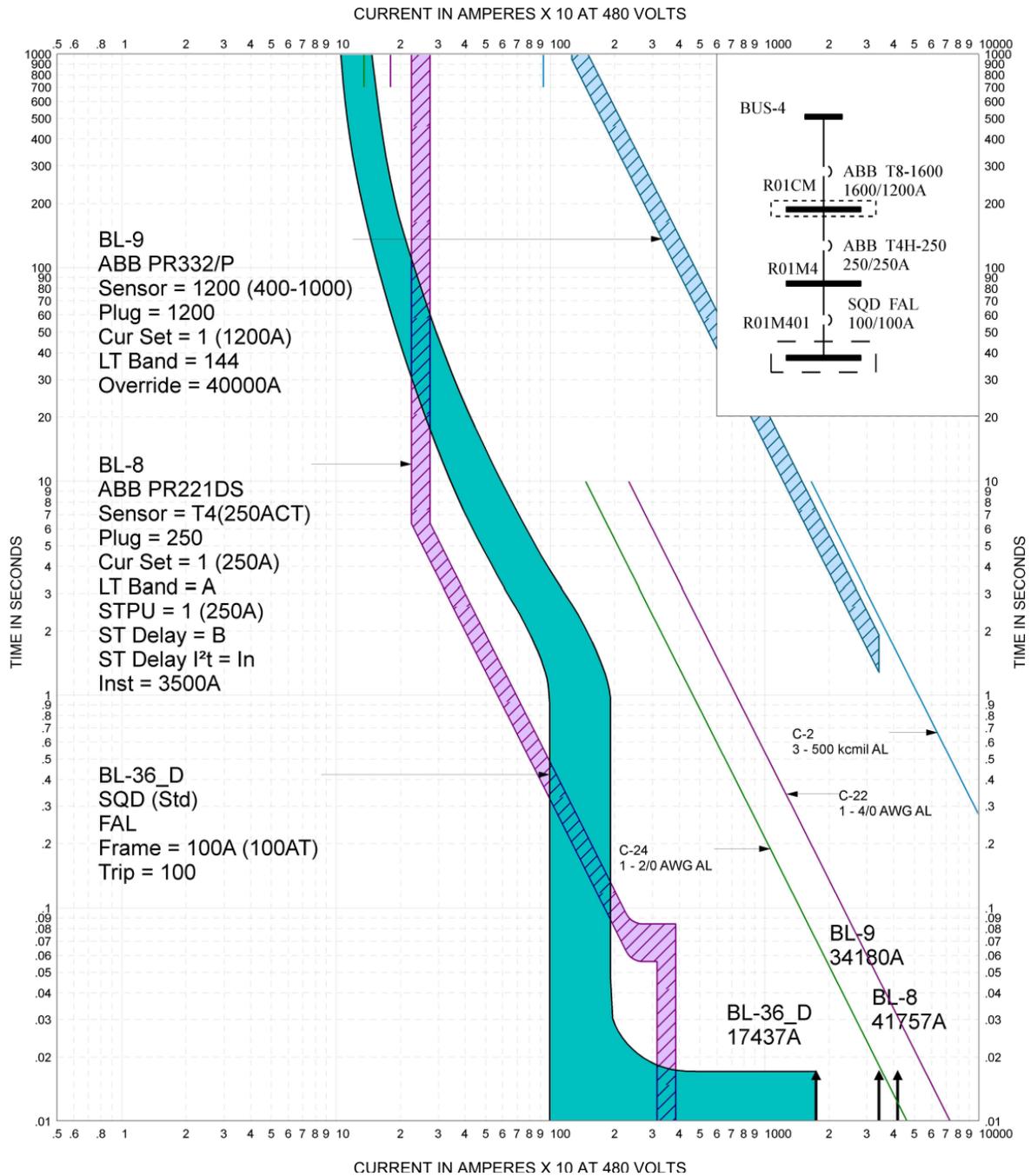
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M4-R01M400



Fuente: Software Easy Power.

Figura 77

Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M4-R01M401

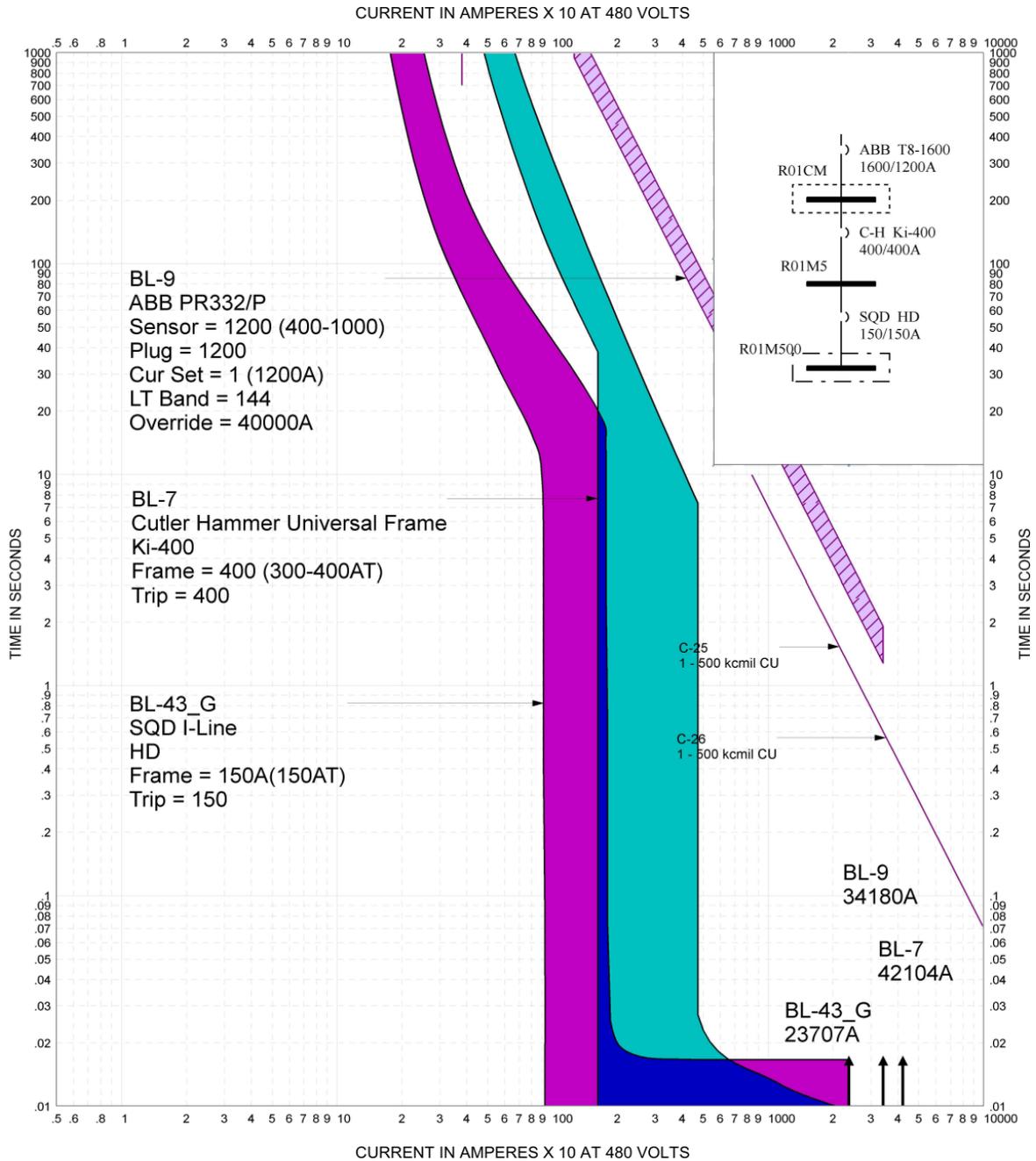


Fuente: Software Easy Power.

4.13 Resultados de estudio de coordinación de protecciones en transformador de 2.5 MVA (circuitos de barra principal R01M5)

Figura 78

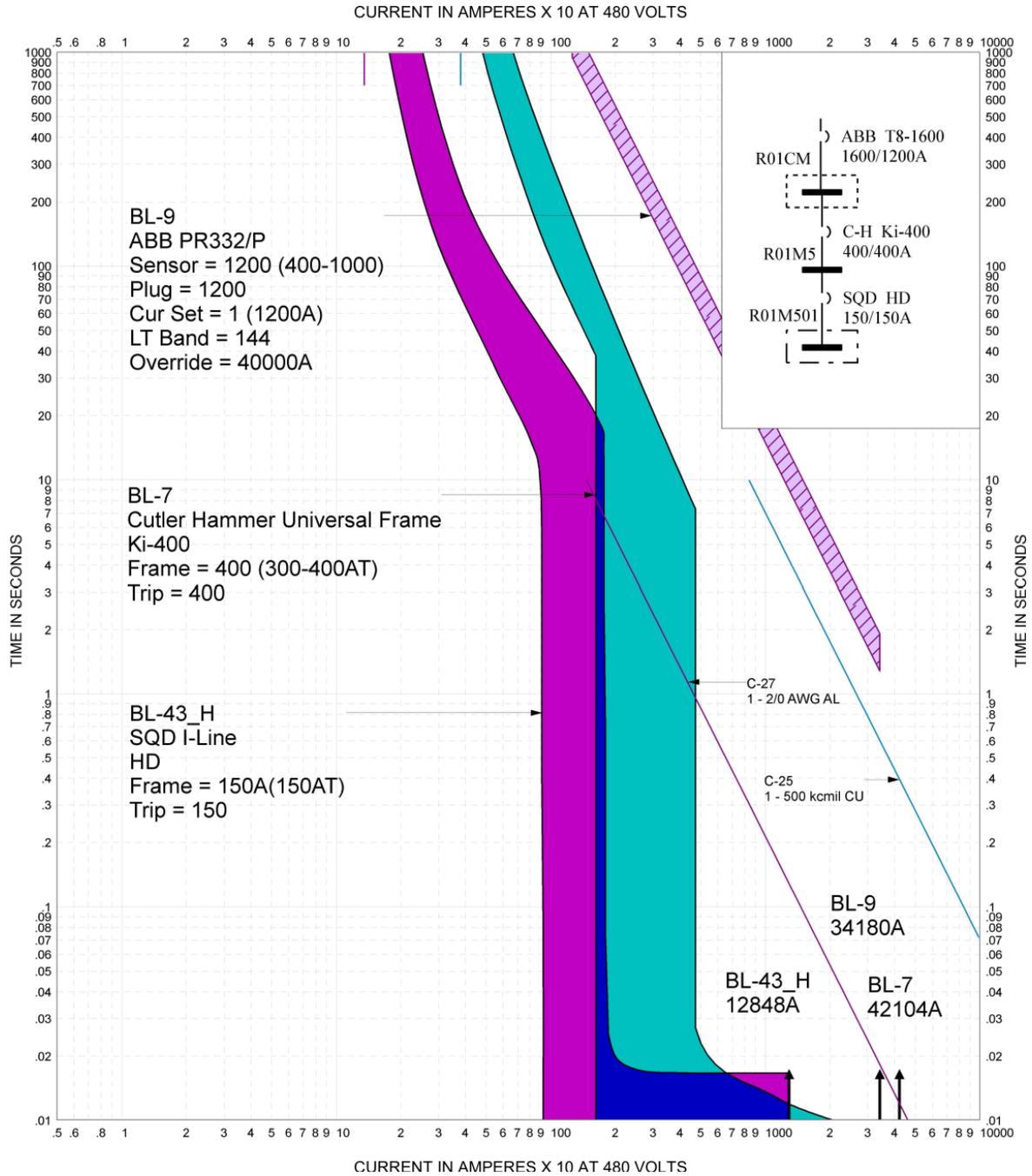
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M5-R01M500



Fuente: Software Easy Power.

Figura 79

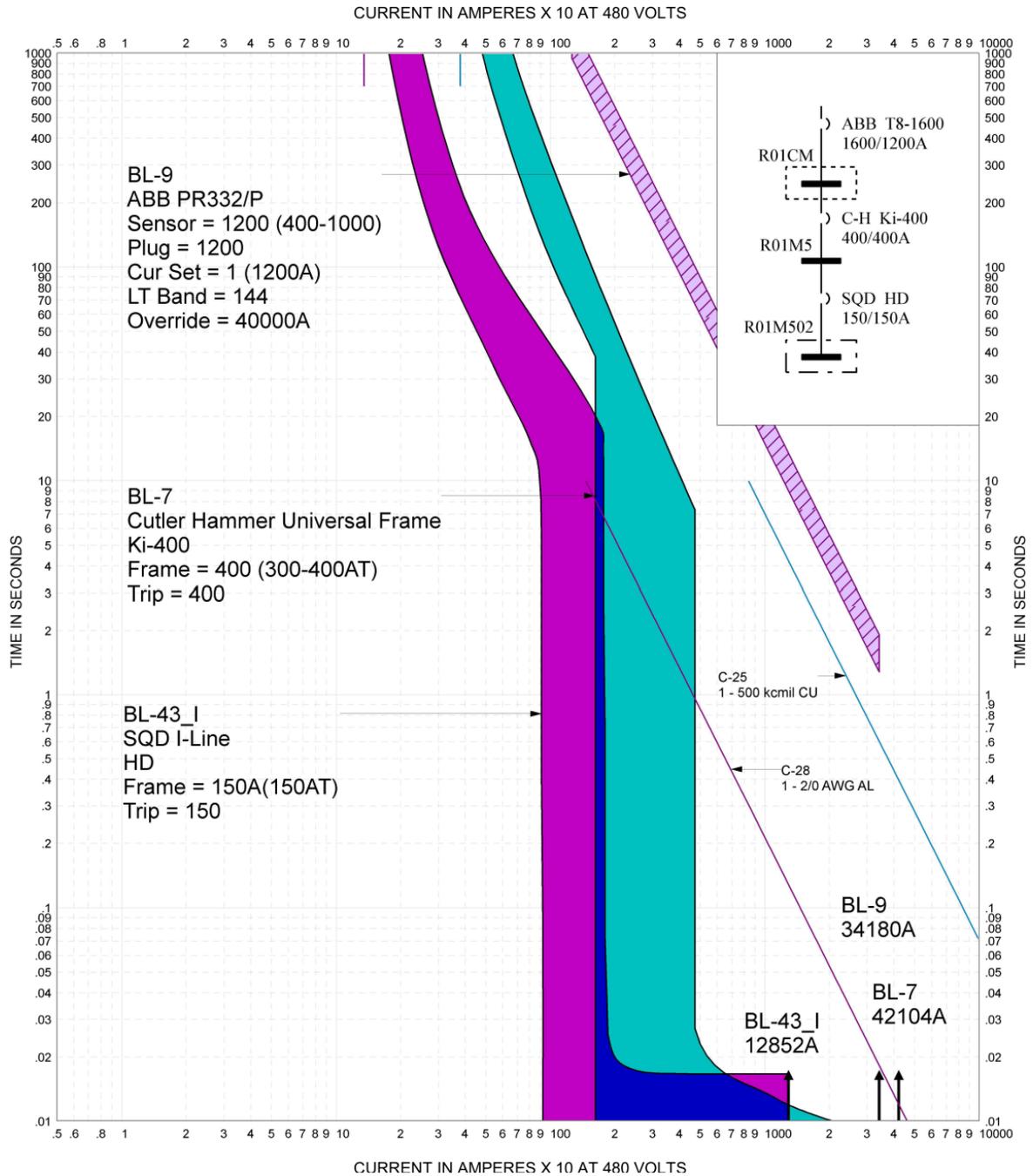
Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M5-R01M501



Fuente: Software Easy Power.

Figura 80

Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M5-R01M502

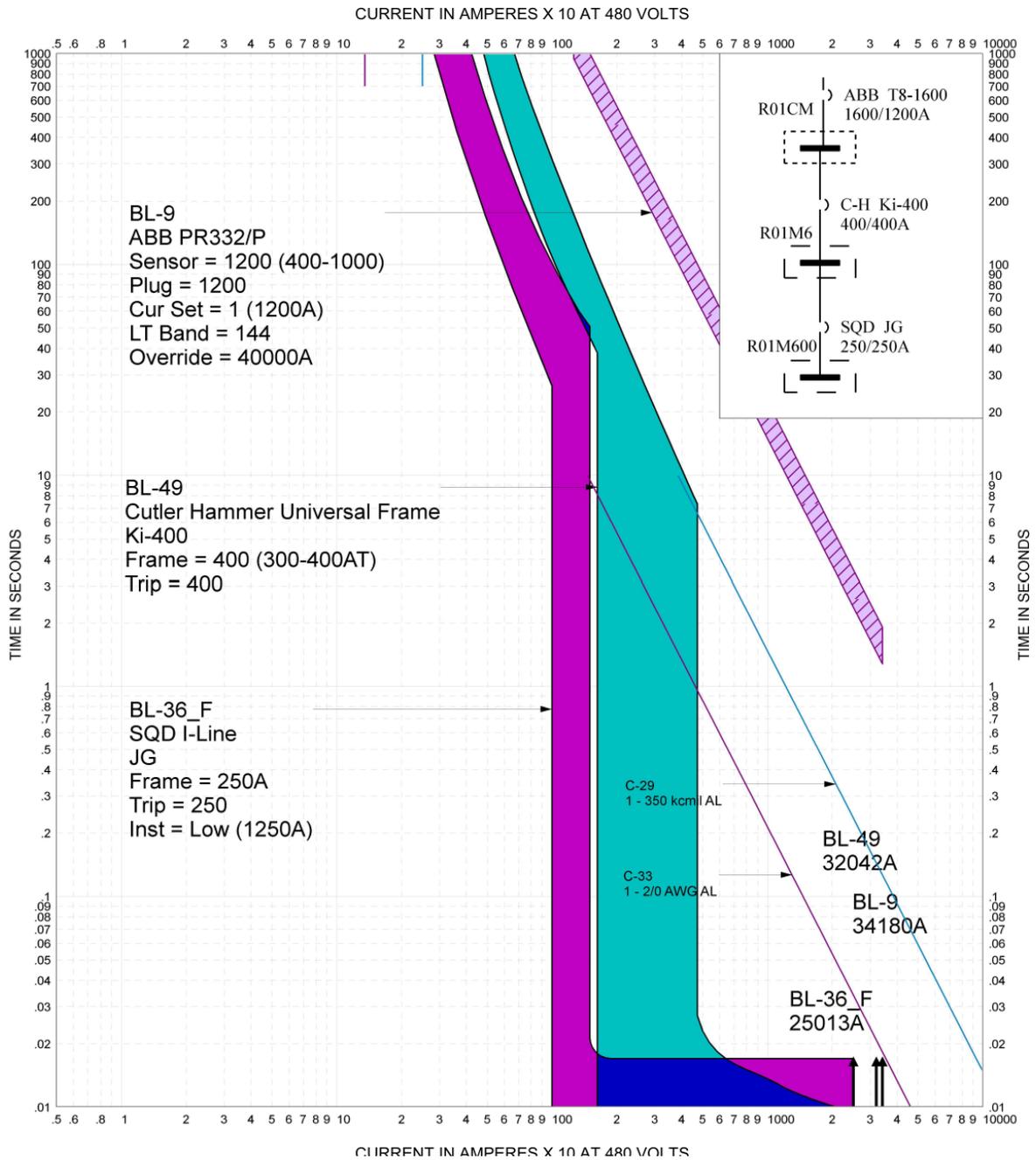


Fuente: Software Easy Power.

4.14 Resultados de estudio de coordinación de protecciones en transformador de 2.5 MVA (circuitos de barra principal R01M6)

Figura 81

Resultados de coordinación en buses R01CM-R01M6-R01M600



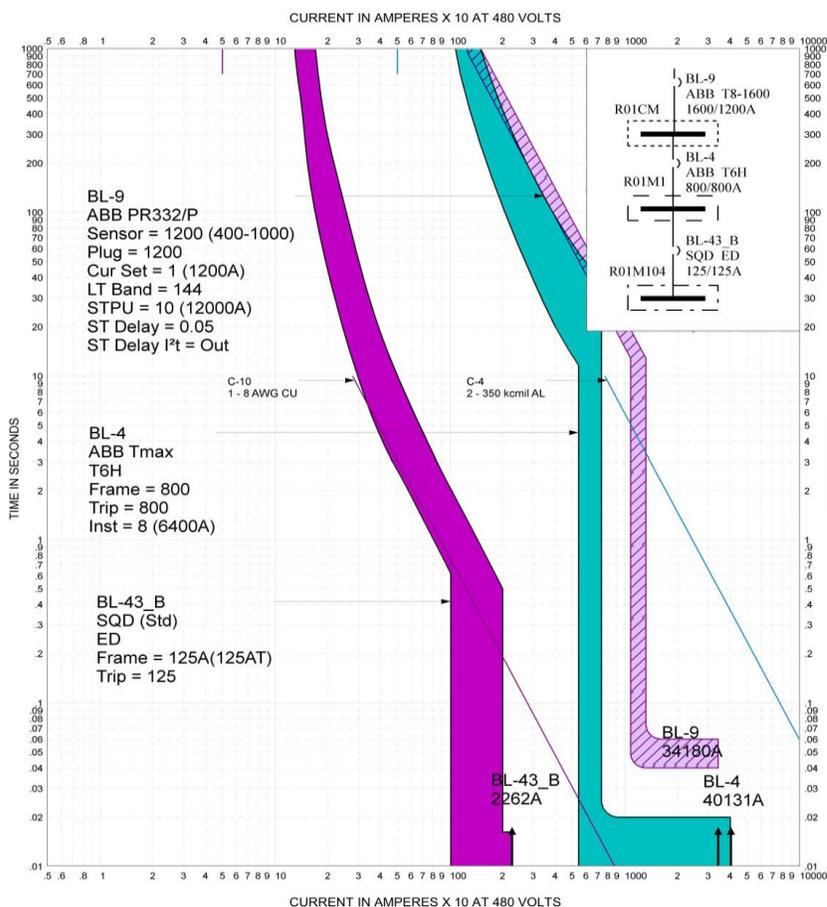
Fuente: Software Easy Power.

4.15 Resultados de correcciones que se pueden realizar en coordinación de protecciones, para transformador de 2.5 MVA

Se encontraron algunos casos que se presentarán a continuación, donde se recomienda realizar los ajustes en esas protecciones que tienen esta posibilidad, para lograr la coordinación. En el caso del transformador de 2.5 MVA, para las protecciones relacionadas con los buses R01CM, R01M1 y R01M104, se recomienda establecer los ajustes en las protecciones que se observan en la Figura 79.

Figura 82

Recomendación de ajustes para protecciones y coordinación en buses R01CM-R01M1-R01M104

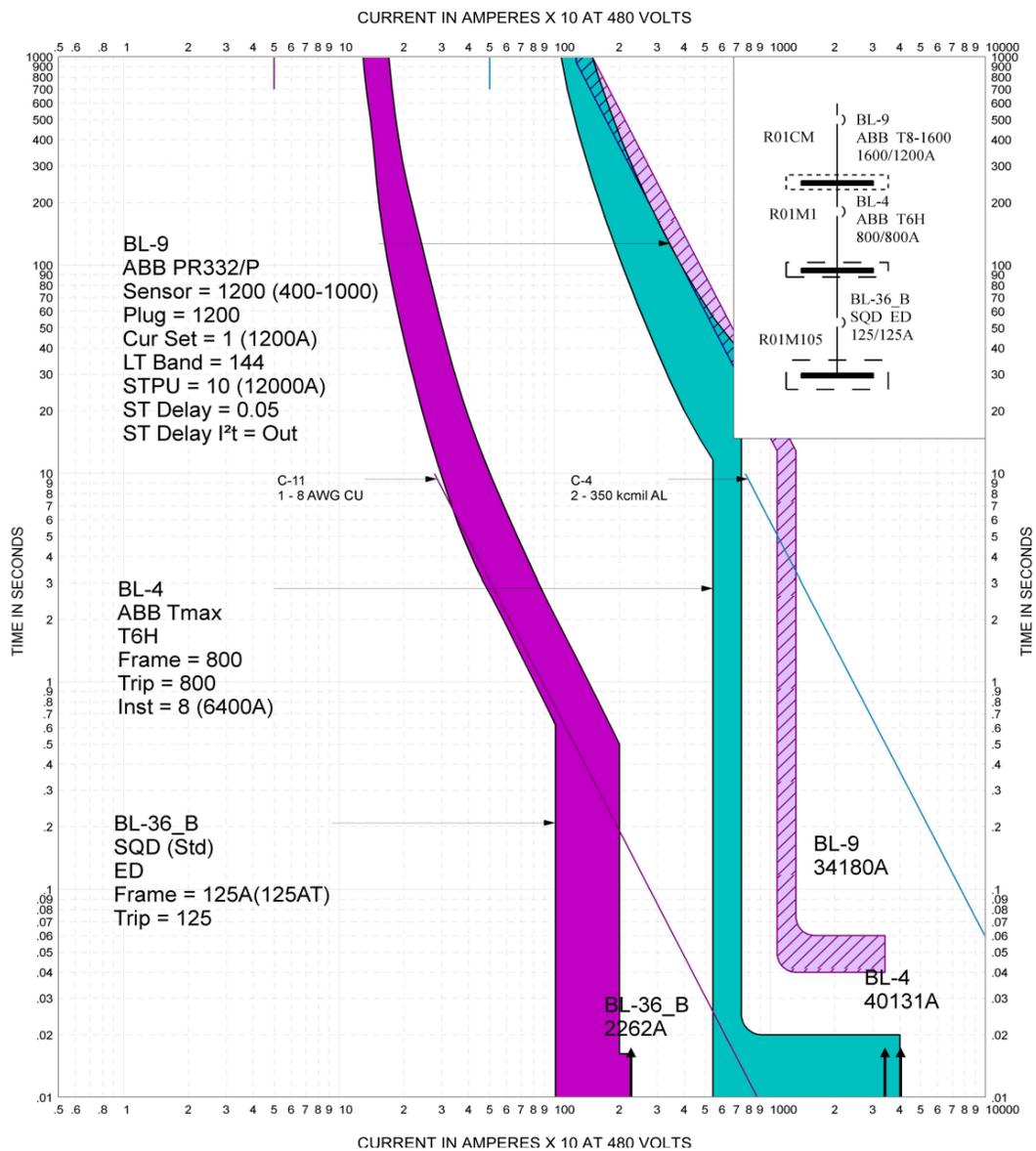


Fuente: Software Easy Power.

Otra coordinación que se puede lograr en este transformador es la de las barras R01CM, R01M1 y R01M105; por ello, se recomienda implementar los ajustes que se muestran en la Figura 80 para obtener este resultado adecuado en cuanto a coordinación.

Figura 83

Recomendación de ajustes para protecciones y coordinación en buses R01CM-R01M1-R01M105

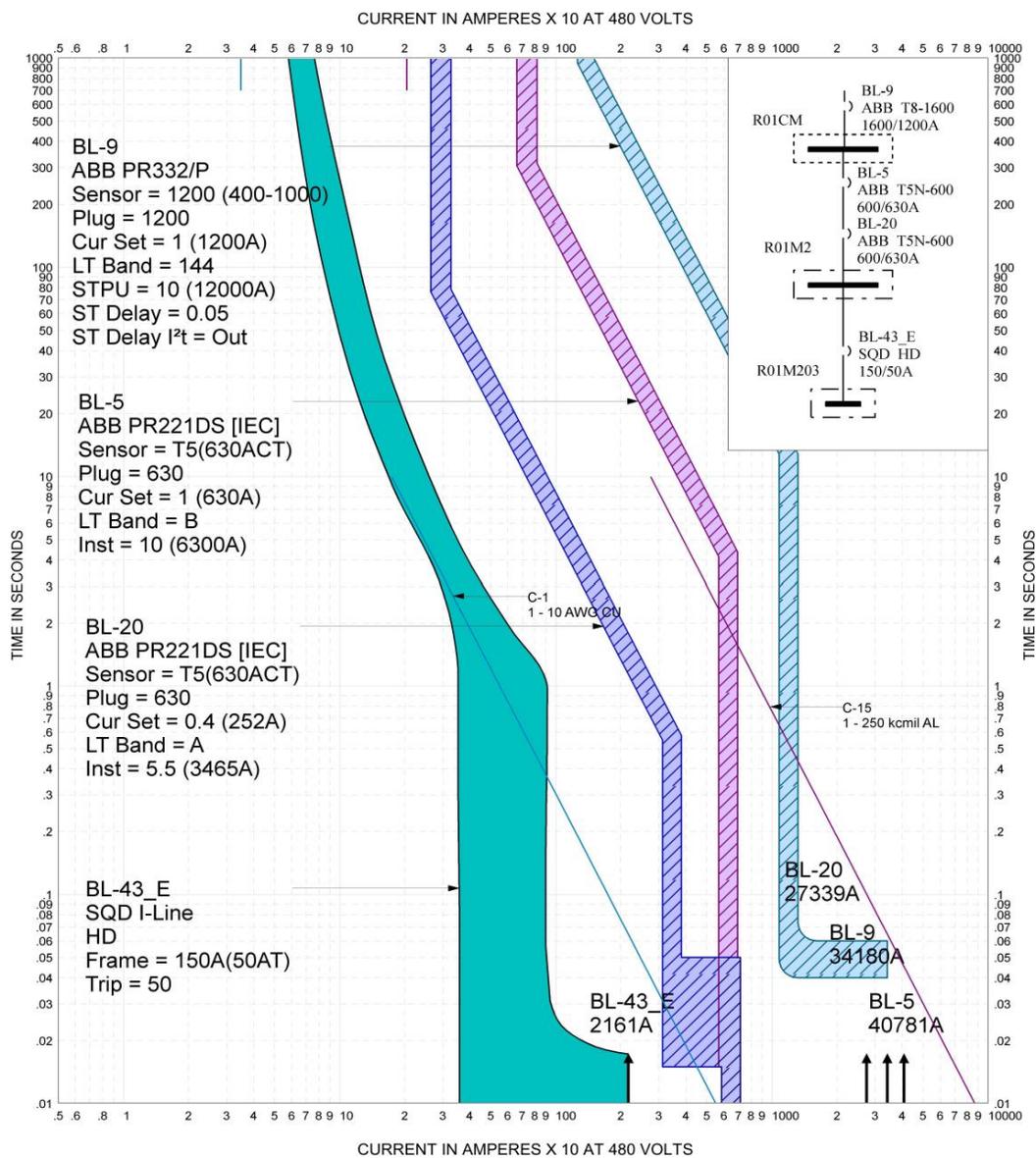


Fuente: Software Easy Power.

Por último, para este transformador, en la Figura 81 se presenta otro resultado satisfactorio que se puede obtener siguiendo los ajustes recomendados para las protecciones, los cuales se observan en esta misma figura.

Figura 84

Recomendación de ajustes para protecciones y coordinación en buses R01CM-R01M2-R01M203



Fuente: Software Easy Power.

CONCLUSIONES

- Se concretó el levantamiento de la red eléctrica de la Compañía Arrocera Industrial y se logró plasmar dicha información en los respectivos diagramas unifilares de cada transformador; en este proceso se determinaron las condiciones de dicho sistema, el cual se encuentra en un estado con mucha oportunidad de mejora, respecto de la confiabilidad del servicio eléctrico en la planta, la seguridad de la infraestructura y la vida humana.
- Se realizaron los respectivos estudios de cortocircuito en los puntos de la red en cuestión; se consiguió someter a estudio las diferentes condiciones que se presentan en el sistema y con esto se determinó el escenario de mayor relevancia para efectos del presente estudio. De igual manera, fue posible obtener las diferentes corrientes de falla, tanto simétricas como asimétricas, en todos los buses de los transformadores sometidos al análisis, así como los valores de X/R disponibles en dichos puntos. Lo anterior permitió determinar, en la totalidad de las protecciones, si poseían la capacidad interruptiva adecuada para soportar el paso de la corriente de falla, sin sufrir daño alguno en el punto donde estas se encuentran instaladas.
- Se logró ejecutar el estudio de coordinación selectiva de protecciones; con ello se comprobó que, en la gran mayoría de los casos, no existe coordinación selectiva entre los equipos de protección de los diferentes circuitos de cada transformador y que no cumplen con las recomendaciones del estándar IEEE 242-2001. Al ocurrir esto, no existe confiabilidad ni resguardo adecuado del sistema eléctrico ante fallas que se presenten, pues, ante un evento de falla, cualquier protección podría activarse, o bien, no actuar en absoluto.

- Se brindaron las recomendaciones necesarias para la mejora del sistema eléctrico, mediante el análisis de los estudios realizados, con lo cual se mejoró la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico de esta planta.

RECOMENDACIONES

- En vista de que se pudo actualizar el diagrama unifilar de la red eléctrica de la planta, se recomienda, ante cualquier cambio o modificación en la red, adjuntar dichos cambios al diagrama, con el propósito de mantenerlo actualizado , pues esto es de suma importancia y permite la realización de diversos estudios relevantes para el sistema eléctrico.
- En lo referente al estudio de cortocircuito, se recomienda cambiar, en la medida de lo posible, las protecciones instaladas que resultaron inadecuadas debido a la carencia de un valor de capacidad interruptiva apropiado. Además, como una buena práctica, en próximas sustituciones o adquisiciones de elementos de protección para esta red eléctrica, se sugiere tomar en cuenta el estudio de cortocircuito para determinar si la protección que se va a instalar tiene la capacidad interruptiva y el valor de X/R adecuado para estar ubicada en ese punto del sistema eléctrico.
- Además, se propone el uso de reactores para el caso de los buses en los cuales se presenten corrientes de cortocircuito de magnitud muy elevada, para disminuir estos valores de corriente de falla disponible en esos puntos.
- Para las protecciones principales que presenten la problemática de rigidez en el ajuste de sus curvas características, se sugiere cambiarlas por disyuntores con disparo electrónico, ya que estas protecciones permiten un mayor manejo de sus TCC, al poseer un amplio margen de parámetros ajustables, los cuales permiten mayor flexibilidad para lograr la coordinación selectiva entre las diferentes protecciones de los diversos circuitos.
- Finalmente, al poseer toda esta nueva información generada como resultado de este proyecto, se recomienda continuar con la realización de otros estudios de importancia para el sistema, como los de flujo de carga, *arc flash* y *arc blast*, por ejemplo. Se pretende

conseguir mediante estos, un mayor nivel de confiabilidad y seguridad en esta red eléctrica.

Referencias

- Aguilar Durán, E. (2010). *Cálculo de cortocircuito y coordinación de protecciones en edificios residenciales verticales* [Tesis de grado, Universidad de Costa Rica]. Archivo digital.
<https://manualzz.com/doc/9540766/universidad-de-costa-rica-facultad-de-ingenier%C3%ADa-escuela->
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2006). *IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems* [Prácticas Recomendadas de la IEEE para el Cálculo de Corrientes de Cortocircuito en Sistemas de Energía Industriales y Comerciales]. Autoedición.
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2001). *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems* [Prácticas Recomendadas de la IEEE para Protección y Coordinación de Sistemas de Energía Industriales y Comerciales]. Autoedición.
- National Fire Protection Association. (2008). *NFPA 70 Código Eléctrico Nacional*. Autoedición.
- National Fire Protection Association. (2015). *NFPA 70E Norma para la Seguridad Eléctrica en Lugares de Trabajo*. Autoedición.
- Núñez Picado, D. (2016). *Estudio de cortocircuito en el rediseño de la instalación eléctrica de Laboratorios STEIN, Costa Rica* [Tesis de grado, Instituto Tecnológico de Costa Rica]. Archivo digital.
https://repositoriotec.tec.ac.cr/bitstream/handle/2238/6578/Estudio_cortocircuito_redise%C3%B1o_instalacion_electrica.pdf?sequence=1&isAllowed=

Anexos

Anexo 1. Enlace para consultar diagramas unifilares

Los diagramas unifilares que se mostraron en el apartado de desarrollo del proyecto se pueden encontrar y consultar con mayor nivel de detalle en el enlace mostrado a continuación:

https://estuutnac-my.sharepoint.com/:f:/g/personal/aososam_est_utn_ac_cr/Eghs-2xGr29Ajme1gST7AMsBH7y0ZpcjRkgSCUptT-WUDg

Anexo 2. Reporte completo de estudio de cortocircuito para transformador de 2.5 MVA

En la Tabla 12 se observa el reporte completo del estudio de cortocircuito realizado para el transformador de 2.5 MVA, obtenido por medio del software para estudios de ingeniería, Easy Power. En esta tabla se puede observar la corriente simétrica, asimétrica, factor X/R en los buses, las contribuciones que aportan a cada una de las barras y las características que debería tener una protección que se desee instalar en alguno de los buses del transformador.

Tabla 12

Reporte completo de estudio de cortocircuito en transformador de 2.5 MVA

Falla trifásica		Corrientes de falla total				Requerimiento para equipos		Contribuciones de ramales			
Bus	V en bus (kV)	I Sym (A)	Val. X/R	Fact. Mult.	I Asym (A)	Tipo de equipo	Capac. Nomin. (A)	Ramal	Bus	I Sym (A)	Val. X/R
2010401	0.480	2423.7	0.28	1.00	2423.7	LVPCB	2423.7	C-16	M2010 ⁴	2284.1	0.19
						Fuse X/R = 1.73	2423.7	M-16_BN		25.8	1.99
						Fuse X/R = 4.9	2423.7	M-16_BO		25.8	1.99
						MCCB 1 0-20 kA	2423.7	M-16_BP		78.6	2.60
						MCCB > 20 kA	2423.7	M-16_BQ		52.4	2.35
								M-16_BR		52.4	2.35

BU S-4	0.480	44320. 6	3.27	1.16	51408. 2	LVPCB	44320. 6	C-2	R01C M	7687.1	1.91
						Fuse X/R = 1.73	51984. 5	TX-1	CAI	36791. 6	3.78
						Fuse X/R = 4.9	44320. 6				
						MCCB 1 0-20 kA	44600. 6				
						MCCB > 20 kA	44320. 6				
M6 00	0.480	2775.7	0.18	1.00	2775.7	LVPCB	2775.7	C-31	R01M6	2719.2	0.14
						Fuse X/R = 1.73	2775.7	M-13_I		101.0	2.89
						Fuse X/R = 4.9	2775.7	M-14_N		12.7	1.38
						MCCB 1 0-20 kA	2775.7				
						MCCB > 20 kA	2775.7				
M6 01	0.480	2775.7	0.18	1.00	2775.7	LVPCB	2775.7	C-30	R01M6	2719.2	0.14
						Fuse X/R = 1.73	2775.7	M-13_J		101.0	2.89
						Fuse X/R = 4.9	2775.7	M-14_O		12.7	1.38
						MCCB 1 0-20 kA	2775.7				
						MCCB > 20 kA	2775.7				
M6 02	0.480	2775.7	0.18	1.00	2775.7	LVPCB	2775.7	C-32	R01M6	2719.2	0.14
						Fuse X/R = 1.73	2775.7	M-13_K		101.0	2.89
						Fuse X/R = 4.9	2775.7	M-14_P		12.7	1.38
						MCCB 1 0-20 kA	2775.7				
						MCCB > 20 kA	2775.7				
M6 03	0.480	2775.7	0.18	1.00	2775.7	LVPCB	2775.7	C-32_A	R01M6	2719.2	0.14
						Fuse X/R = 1.73	2775.7	M-13_L		101.0	2.89
						Fuse X/R = 4.9	2775.7	M-14_Q		12.7	1.38
						MCCB 1 0-20 kA	2775.7				
						MCCB > 20 kA	2775.7				
M6 04	0.480	2775.7	0.18	1.00	2775.7	LVPCB	2775.7	C-32_B	R01M6	2719.2	0.14
						Fuse X/R = 1.73	2775.7	M-13_M		101.0	2.89
						Fuse X/R = 4.9	2775.7	M-14_R		12.7	1.38

						MCCB 1 0-20 kA	2775.7				
						MCCB > 20 kA	2775.7				
M6 05	0.480	2775.7	0.18	1.00	2775.7	LVPCB	2775.7	C-32_C	R01M6	2719.2	0.14
						Fuse X/R = 1.73	2775.7	M-13_N		101.0	2.89
						Fuse X/R = 4.9	2775.7	M-14_S		12.7	1.38
						MCCB 1 0-20 kA	2775.7				
						MCCB > 20 kA	2775.7				
M6 06	0.480	2775.7	0.18	1.00	2775.7	LVPCB	2775.7	C-32_D	R01M6	2719.2	0.14
						Fuse X/R = 1.73	2775.7	M-13_O		101.0	2.89
						Fuse X/R = 4.9	2775.7	M-14_T		12.7	1.38
						MCCB 1 0-20 kA	2775.7				
						MCCB > 20 kA	2775.7				
M2 010 0	0.480	1666.6	0.19	1.00	1666.6	LVPCB	1666.6	C-5_A	R01M2 01	1609.9	0.13
						Fuse X/R = 1.73	1666.6	M-13		101.0	2.89
						Fuse X/R = 4.9	1666.6	M-14		12.7	1.38
						MCCB 1 0-20 kA	1666.6				
						MCCB > 20 kA	1666.6				
M2 010 1	0.480	1708.6	0.24	1.00	1708.6	LVPCB	1708.6	C-5_B	R01M2 01	1609.1	0.13
						Fuse X/R = 1.73	1708.6	M-13_A		101.0	2.89
						Fuse X/R = 4.9	1708.6	M-14_A		101.0	2.89
						MCCB 1 0-20 kA	1708.6				
						MCCB > 20 kA	1708.6				
M2 010 2	0.480	1666.6	0.19	1.00	1666.6	LVPCB	1666.6	C-5_C	R01M2 01	1609.9	0.13
						Fuse X/R = 1.73	1666.6	M-13_B		101.0	2.89
						Fuse X/R = 4.9	1666.6	M-14_B		12.7	1.38
						MCCB 1 0-20 kA	1666.6				
						MCCB > 20 kA	1666.6				
M2 010 3	0.480	1674.8	0.20	1.00	1674.8	LVPCB	1674.8	C-5_D	R01M2 01	1609.7	0.13
						Fuse X/R = 1.73	1674.8	M-13_C		101.0	2.89

						Fuse X/R = 4.9	1674.8	M-14_C		28.4	1.93
						MCCB 1 0-20 kA	1674.8				
						MCCB > 20 kA	1674.8				
M2 010 4	0.480	2753.8	0.29	1.00	2753.8	LVPCB	2753.8	C-5_E	R01M2 01	2526.4	0.16
						Fuse X/R = 1.73	2753.8	C-16	201040 1	233.5	2.26
						Fuse X/R = 4.9	2753.8	M-13_D		101.0	2.89
						MCCB 1 0-20 kA	2753.8	M-14_D		12.7	1.38
						MCCB > 20 kA	2753.8	M-16_BM		41.2	2.18
M2 010 5	0.480	5311.4	0.38	1.00	5311.4	LVPCB	5311.4	C-5_F	R01M2 01	5173.9	0.35
						Fuse X/R = 1.73	5311.4	M-13_E		25.8	1.99
						Fuse X/R = 4.9	5311.4	M-14_E		25.8	1.99
						MCCB 1 0-20 kA	5311.4	M-16_BS		52.4	2.35
						MCCB > 20 kA	5311.4	M-16_BT		52.4	2.35
								M-16_BU		41.2	2.18
M2 010 6	0.480	5319.7	0.37	1.00	5319.7	LVPCB	5319.7	C-18	R01M2 01	5173.7	0.35
						Fuse X/R = 1.73	5319.7	M-13_F		28.4	1.93
						Fuse X/R = 4.9	5319.7	M-14_F		28.4	1.93
						MCCB 1 0-20 kA	5319.7	M-16_BV		28.4	1.93
						MCCB > 20 kA	5319.7	M-16_BW		28.4	1.93
								M-16_BX		28.4	1.93
								M-16_BY		28.4	1.93
								M-16_BZ		28.4	1.93
M2 020 0	0.480	1611.9	0.26	1.00	1611.9	LVPCB	1611.9	C-5_G	R01M2 02	1509.4	0.14
						Fuse X/R = 1.73	1611.9	M-13_G		101.0	2.89
						Fuse X/R = 4.9	1611.9	M-14_H		101.0	2.89
						MCCB 1 0-20 kA	1611.9				
						MCCB > 20 kA	1611.9				
M2 020 1	0.480	1569.5	0.21	1.00	1569.5	LVPCB	1569.5	C-5_H	R01M2 02	1511.3	0.14
						Fuse X/R = 1.73	1569.5	M-13_H		101.0	2.89

						Fuse X/R = 4.9	1569.5	M-14_I		12.7	1.38
						MCCB 1 0-20 kA	1569.5				
						MCCB > 20 kA	1569.5				
R01 CM	0.480	39081. 0	2.38	1.09	42645. 7	LVPCB	39081. 0	C-2	BUS-4	31074. 7	2.49
						Fuse X/R = 1.73	42382. 1	C-3	R01M3	1178.5	2.06
						Fuse X/R = 4.9	39081. 0	C-4	R01M1	2382.5	2.02
						MCCB 1 0-20 kA	39081. 0	C-15	R01M2	1814.8	1.81
						MCCB > 20 kA	39081. 0	C-24	R01M4	837.1	2.07
								C-25	R01M5	510.1	2.07
								C-29	R01M6	1305.8	2.29
R01 M1	0.480	35617. 9	1.96	1.06	37713. 3	LVPCB	35617. 9	C-4	R01C M	33219. 1	1.96
						Fuse X/R = 1.73	36775. 1	C-5	R01M1 00	365.3	2.26
						Fuse X/R = 4.9	35617. 9	C-6	R01M1 01	368.9	1.88
						MCCB 1 0-20 kA	35617. 9	C-7	R01M1 02	226.8	2.13
						MCCB > 20 kA	35617. 9	C-9	R01M1 03	258.8	2.30
								C-10	R01M1 04	193.4	1.90
								C-11	R01M1 05	214.8	1.57
								C-12	R01M1 06	215.5	2.02
								C-13	R01M1 07	47.4	1.50
								C-14	R01M1 08	511.1	2.25
R01 M2	0.480	28600. 0	1.43	1.02	29252. 7	LVPCB	28600. 0	C-1	R01M2 03	164.2	1.67
						Fuse X/R = 1.73	28600. 0	C-15	R01C M	26764. 5	1.40
						Fuse X/R = 4.9	28600. 0	C-17	R01M2 01	1251.6	1.86
						MCCB 1 0-20 kA	28600. 0	C-19	R01M2 02	434.3	1.98
						MCCB > 20 kA	28600. 0				
R01 M3	0.480	23854. 2	1.76	1.04	24908. 4	LVPCB	23854. 2	C-3	R01C M	22653. 6	1.75
						Fuse X/R = 1.73	23965. 9	C-8	R01M3 02	478.5	2.11

						Fuse X/R = 4.9	23854.2	C-20	R01M301	507.9	1.98
						MCCB 1 0-20 kA	23854.2	C-21	R01M300	217.5	2.35
						MCCB > 20 kA	23854.2				
R01 M4	0.480	27231.9	1.08	1.01	27439.8	LVPCB	27231.9	C-22	R01M401	283.0	1.91
						Fuse X/R = 1.73	27231.9	C-23	R01M400	561.4	2.25
						Fuse X/R = 4.9	27231.9	C-24	R01CM	26428.1	1.06
						MCCB 1 0-20 kA	27231.9				
						MCCB > 20 kA	27231.9				
R01 M5	0.480	29179.0	1.94	1.06	30847.0	LVPCB	29179.0	C-25	R01CM	28666.7	1.94
						Fuse X/R = 1.73	30039.7	C-26	R01M500	247.7	2.43
						Fuse X/R = 4.9	29179.0	C-27	R01M501	141.5	1.91
						MCCB 1 0-20 kA	29179.0	C-28	R01M502	124.1	1.72
						MCCB > 20 kA	29179.0				
R01 M6	0.480	32203.8	1.68	1.04	33439.5	LVPCB	32203.8	C-29	R01CM	30900.4	1.66
						Fuse X/R = 1.73	32203.8	C-30	M601	111.3	2.36
						Fuse X/R = 4.9	32203.8	C-31	M600	111.3	2.36
						MCCB 1 0-20 kA	32203.8	C-32	M602	111.3	2.36
						MCCB > 20 kA	32203.8	C-32_A	M603	111.3	2.36
								C-32_B	M604	111.3	2.36
								C-32_C	M605	111.3	2.36
								C-32_D	M606	111.3	2.36
								C-33	R01M600	536.1	2.29
R01 M100	0.480	18850.8	0.93	1.00	18918.2	LVPCB	18850.8	C-5	R01M1	18514.3	0.91
						Fuse X/R = 1.73	18850.8	M-16		101.0	2.89
						Fuse X/R = 4.9	18850.8	M-16_A		101.0	2.89
						MCCB 1 0-20 kA	18850.8	M-16_B		28.4	1.93
						MCCB > 20 kA	18850.8	M-16_C		28.4	1.93
								M-16_D		28.4	1.93

								M-16_E		28.4	1.93
								M-16_F		28.4	1.93
								M-16_G		12.7	1.38
								M-16_H		12.7	1.38
R01 M1 01	0.480	4289.3	0.24	1.00	4289.3	LVPCB	4289.3	C-6	R01M1	4068.9	0.16
						Fuse X/R = 1.73	4289.3	M-16_I		25.8	1.99
						Fuse X/R = 4.9	4289.3	M-16_J		25.8	1.99
						MCCB 1 0-20 kA	4289.3	M-16_K		25.8	1.99
						MCCB > 20 kA	4289.3	M-16_L		18.0	1.62
								M-16_M		18.0	1.62
								M-16_N		18.0	1.62
								M-16_O		127.2	2.89
								M-16_P		41.2	2.18
								M-16_Q		78.6	2.60
		M-16_R	7.9	1.38							
R01 M1 02	0.480	4195.8	0.21	1.00	4195.8	LVPCB	4195.8	C-7	R01M1	4069.9	0.16
						Fuse X/R = 1.73	4195.8	M-16_S		127.2	2.89
						Fuse X/R = 4.9	4195.8	M-16_T		78.6	2.60
						MCCB 1 0-20 kA	4195.8	M-16_U		12.7	1.38
						MCCB > 20 kA	4195.8	M-16_V		7.9	0.96
								M-16_W		7.9	0.96
R01 M1 03	0.480	15427. 8	0.64	1.00	15432. 8	LVPCB	15427. 8	C-9	R01M1	15213. 6	0.63
						Fuse X/R = 1.73	15427. 8	M-16_AA		18.0	1.62
						Fuse X/R = 4.9	15427. 8	M-16_AB		7.9	0.96
						MCCB 1 0-20 kA	15427. 8	M-16_AC		12.7	1.38
						MCCB > 20 kA	15427. 8	M-16_X		127.2	2.89
								M-16_Y		78.6	2.60
								M-16_Z		18.0	1.62
R01 M1 04	0.480	2370.1	0.19	1.00	2370.1	LVPCB	2370.1	C-10	R01M1	2262.1	0.12
						Fuse X/R = 1.73	2370.1	M-16_AD		127.2	2.89
						Fuse X/R = 4.9	2370.1	M-16_AE		28.4	1.93
						MCCB 1 0-20 kA	2370.1	M-16_AF		18.0	1.62

						MCCB > 20 kA	2370.1	M-16_AG		18.0	1.62
								M-16_AH		11.2	1.21
R01 M1 05	0.480	2398.0	0.20	1.00	2398.0	LVPCB	2398.0	C-11	R01M1	2262.1	0.12
						Fuse X/R = 1.73	2398.0	M-16_AI		25.8	1.99
						Fuse X/R = 4.9	2398.0	M-16_AJ		25.8	1.99
						MCCB 1 0-20 kA	2398.0	M-16_AK		25.8	1.99
						MCCB > 20 kA	2398.0	M-16_AL		25.8	1.99
								M-16_AM		25.8	1.99
								M-16_AN		18.0	1.62
								M-16_AO		18.0	1.62
								M-16_AP		41.2	2.18
								M-16_AQ		12.7	1.38
		M-16_AR	7.9	1.38							
R01 M1 06	0.480	2377.0	0.20	1.00	2377.0	LVPCB	2377.0	C-12	R01M1	2262.0	0.12
						Fuse X/R = 1.73	2377.0	M-16_AS		127.2	2.89
						Fuse X/R = 4.9	2377.0	M-16_AT		78.6	2.60
						MCCB 1 0-20 kA	2377.0	M-16_AU		12.7	1.38
						MCCB > 20 kA	2377.0	M-16_AV		7.9	0.96
R01 M1 07	0.480	2293.1	0.13	1.00	2293.1	LVPCB	2293.1	C-13	R01M1	2262.4	0.12
						Fuse X/R = 1.73	2293.1	M-16_BF		25.8	1.99
						Fuse X/R = 4.9	2293.1	M-16_BG		11.2	1.21
						MCCB 1 0-20 kA	2293.1	M-16_BH		11.2	1.21
						MCCB > 20 kA	2293.1				
R01 M1 08	0.480	14398.8	0.76	1.00	14414.4	LVPCB	14398.8	C-14	R01M1	13950.3	0.73
						Fuse X/R = 1.73	14398.8	M-16_AW		25.8	1.99
						Fuse X/R = 4.9	14398.8	M-16_AX		25.8	1.99
						MCCB 1 0-20 kA	14398.8	M-16_AY		25.8	1.99
						MCCB > 20 kA	14398.8	M-16_AZ		25.8	1.99
								M-16_BA		25.8	1.99
								M-16_BB		25.8	1.99
								M-16_BC		25.8	1.99

								M-16_BD		12.7	1.38
								M-16_BE		12.7	1.38
								M-16_BI		12.7	1.38
								M-16_BJ		101.0	2.89
								M-16_BK		101.0	2.89
								M-16_BL		101.0	2.89
R01 M2 01	0.480	16404.5	0.86	1.00	16441.9	LVPCB	16404.5	C-5_A	M20100	110.1	2.23
						Fuse X/R = 1.73	16404.5	C-5_B	M20101	192.3	2.16
						Fuse X/R = 4.9	16404.5	C-5_C	M20102	110.1	2.23
						MCCB 1 0-20 kA	16404.5	C-5_D	M20103	125.1	2.18
						MCCB > 20 kA	16404.5	C-5_E	M20104	363.3	1.77
								C-5_F	M20105	194.5	2.09
								C-17	R01M2	15222.6	0.80
								C-18	M20106	195.8	1.84
R01 M2 02	0.480	9969.4	0.64	1.00	9972.6	LVPCB	9969.4	C-5_G	M20200	192.3	2.16
						Fuse X/R = 1.73	9969.4	C-5_H	M20201	110.1	2.23
						Fuse X/R = 4.9	9969.4	C-19	R01M2	9595.0	0.61
						MCCB 1 0-20 kA	9969.4	M-14_G		28.4	1.93
						MCCB > 20 kA	9969.4	M-14_J		28.4	1.93
								M-14_K		28.4	1.93
								M-14_L		28.4	1.93
								M-14_M		28.4	1.93
R01 M2 03	0.480	2258.4	0.16	1.00	2258.4	LVPCB	2258.4	C-1	R01M2	2161.1	0.10
						Fuse X/R = 1.73	2258.4	M-16_CA		28.4	1.93
						Fuse X/R = 4.9	2258.4	M-16_CB		28.4	1.93
						MCCB 1 0-20 kA	2258.4	M-16_CC		28.4	1.93
						MCCB > 20 kA	2258.4	M-16_CD		28.4	1.93
								M-16_CE		28.4	1.93
								M-16_CF		28.4	1.93
R01 M3 00	0.480	6801.4	0.31	1.00	6801.4	LVPCB	6801.4	C-21	R01M3	6664.8	0.29
						Fuse X/R = 1.73	6801.4	M-16_DM		127.2	2.89

						Fuse X/R = 4.9	6801.4	M-16_DN		78.6	2.60
						MCCB 1 0-20 kA	6801.4	M-16_DO		7.9	0.96
						MCCB > 20 kA	6801.4	M-16_DP		7.9	0.96
R01 M3 01	0.480	20158.5	1.42	1.02	20609.3	LVPCB	20158.5	C-20	R01M3	19654.4	1.41
						Fuse X/R = 1.73	20158.5	M-16_CU		18.0	1.62
						Fuse X/R = 4.9	20158.5	M-16_CV		18.0	1.62
						MCCB 1 0-20 kA	20158.5	M-16_CW		18.0	1.62
						MCCB > 20 kA	20158.5	M-16_CX		18.0	1.62
								M-16_CY		18.0	1.62
								M-16_CZ		18.0	1.62
								M-16_DA		52.4	2.35
								M-16_DB		52.4	2.35
								M-16_DC		52.4	2.35
								M-16_DD		52.4	2.35
								M-16_DE		7.9	0.96
								M-16_DF		7.9	0.96
								M-16_DG		78.6	2.60
								M-16_DH		12.7	1.38
								M-16_DI		41.2	2.18
								M-16_DJ		11.2	1.21
								M-16_DK		18.0	1.62
								M-16_DL		18.0	1.62
R01 M3 02	0.480	21361.7	1.46	1.02	21886.6	LVPCB	21361.7	C-8	R01M3	20888.5	1.45
						Fuse X/R = 1.73	21361.7	M-16_CG		18.0	1.62
						Fuse X/R = 4.9	21361.7	M-16_CH		18.0	1.62
						MCCB 1 0-20 kA	21361.7	M-16_CI		18.0	1.62
						MCCB > 20 kA	21361.7	M-16_CJ		18.0	1.62
								M-16_CK		18.0	1.62
								M-16_CL		18.0	1.62
								M-16_CM		28.4	1.93
								M-16_CN		28.4	1.93
								M-16_CO		28.4	1.93
								M-16_CP		52.4	2.35
								M-16_CQ		52.4	2.35

								M-16_CR		78.6	2.60
								M-16_CS		78.6	2.60
								M-16_CT		25.8	1.99
R01 M4 00	0.480	17800. 3	0.81	1.00	17829. 3	LVPCB	17800. 3	C-23	R01M4	17299. 9	0.78
						Fuse X/R = 1.73	17800. 3	M-16_EA		28.4	1.93
						Fuse X/R = 4.9	17800. 3	M-16_EB		28.4	1.93
						MCCB 1 0-20 kA	17800. 3	M-16_EC		28.4	1.93
						MCCB > 20 kA	17800. 3	M-16_ED		28.4	1.93
								M-16_EE		28.4	1.93
								M-16_EF		28.4	1.93
								M-16_EG		28.4	1.93
								M-16_EH		28.4	1.93
								M-16_EI		101.0	2.89
								M-16_EJ		101.0	2.89
								M-16_EK		101.0	2.89
								M-16_EL		12.7	1.38
								M-16_EM		12.7	1.38
		M-16_EN	12.7	1.38							
R01 M4 01	0.480	17672. 8	0.80	1.00	17699. 2	LVPCB	17672. 8	C-22	R01M4	17413. 5	0.79
						Fuse X/R = 1.73	17672. 8	M-16_DQ		28.4	1.93
						Fuse X/R = 4.9	17672. 8	M-16_DR		28.4	1.93
						MCCB 1 0-20 kA	17672. 8	M-16_DS		28.4	1.93
						MCCB > 20 kA	17672. 8	M-16_DT		28.4	1.93
								M-16_DU		28.4	1.93
								M-16_DV		28.4	1.93
								M-16_DW		28.4	1.93
								M-16_DX		28.4	1.93
								M-16_DY		28.4	1.93
								M-16_DZ		28.4	1.93
R01 M5 00	0.480	23043. 6	1.71	1.04	23971. 8	LVPCB	23043. 6	C-26	R01M5	22797. 8	1.70
						Fuse X/R = 1.73	23043. 6	M-16_EO		127.2	2.89
						Fuse X/R = 4.9	23043. 6	M-16_EP		78.6	2.60
						MCCB 1 0-20 kA	23043. 6	M-16_EQ		28.4	1.93

						MCCB > 20 kA	23043.6	M-16_ER		7.9	0.96
								M-16_ES		7.9	0.96
R01 M5 01	0.480	12967.2	0.64	1.00	12971.3	LVPCB	12967.2	C-27	R01M5	12844.3	0.63
						Fuse X/R = 1.73	12967.2	M-16_ET		28.4	1.93
						Fuse X/R = 4.9	12967.2	M-16_EU		28.4	1.93
						MCCB 1 0-20 kA	12967.2	M-16_EV		28.4	1.93
						MCCB > 20 kA	12967.2	M-16_EW		28.4	1.93
								M-16_EX		28.4	1.93
R01 M5 02	0.480	12958.2	0.64	1.00	12962.3	LVPCB	12958.2	C-28	R01M5	12847.8	0.63
						Fuse X/R = 1.73	12958.2	M-16_EY		52.4	2.35
						Fuse X/R = 4.9	12958.2	M-16_EZ		28.4	1.93
						MCCB 1 0-20 kA	12958.2	M-16_FA		11.2	1.21
						MCCB > 20 kA	12958.2	M-16_FB		11.2	1.21
								M-16_FC		11.2	1.21
								M-16_FD		11.2	1.21
R01 M6 00	0.480	25343.4	1.08	1.01	25536.3	LVPCB	25343.4	C-33	R01M6	24836.6	1.07
						Fuse X/R = 1.73	25343.4	M-16_FE		101.0	2.89
						Fuse X/R = 4.9	25343.4	M-16_FF		101.0	2.89
						MCCB 1 0-20 kA	25343.4	M-16_FG		101.0	2.89
						MCCB > 20 kA	25343.4	M-16_FH		28.4	1.93
								M-16_FI		28.4	1.93
								M-16_FJ		28.4	1.93
								M-16_FK		28.4	1.93
								M-16_FL		28.4	1.93
								M-16_FM		28.4	1.93
								M-16_FN		28.4	1.93
								M-16_FO		12.7	1.38
								M-16_FP		12.7	1.38
		M-16_FQ	12.7	1.38							

Nota. La Tabla 12 muestra las corrientes de falla disponibles en los diferentes buses del transformador, características que deberían tener las protecciones por utilizar en este y las contribuciones de los diferentes buses. (Fuente: Software Easy Power).

Anexo 3. Reporte completo de estudio de cortocircuito para transformador de 2 MVA

En la Tabla 13 se observa el reporte completo del estudio de cortocircuito realizado para el transformador de 2 MVA, obtenido por medio del software para estudios de ingeniería, Easy Power. En esta tabla se puede observar la corriente simétrica, asimétrica, factor X/R en los buses, las contribuciones que aportan a cada una de las barras y las características que debería tener una protección que se desee instalar en alguno de los buses del transformador.

Tabla 13

Reporte completo de estudio de cortocircuito en transformador de 2 MVA

Falla trifásica		Corrientes de falla total				Requerimiento para equipos		Contribuciones de ramales			
Bus	V en bus (kV)	I Sym (A)	Val. X/R	Fact. Mult.	I Asym (A)	Tipo de equipo	Capac. Nomin. (A)	Ramal	Bus	I Sym (A)	Val. X/R
BU S-2	0.480	34101.3	1.67	1.04	35397.4	LVPCB	34101.3	C-16	EA00	32243.3	1.62
						Fuse X/R = 1.73	34101.3	C-17	EA0200	1919.4	3.32
						Fuse X/R = 4.9	34101.3				
						MCCB 10-20 kA	34101.3				
						MCCB >20 kA	34101.3				
BU S-21	0.480	871.5	8.85	1.42	1234.0	LVPCB	911.5	AFD-1		225.9	9.80
						Fuse X/R = 1.73	1234.0	M-16_CN		645.7	8.56
						Fuse X/R = 4.9	962.7				
						MCCB 10-20 kA	1058.7				
						MCCB >20 kA	962.7				
BU S-23	0.480	871.5	8.85	1.42	1234.0	LVPCB	911.5	AFD-1_A		225.9	9.80
						Fuse X/R = 1.73	1234.0	M-16_CM		645.7	8.56
						Fuse X/R = 4.9	962.7				
						MCCB 10-20 kA	1058.7				
						MCCB >20 kA	962.7				

BU S-24	0.480	1009.9	9.62	1.44	1449.5	LVPCB	1068.1	AFD-1_B		225.9	9.80
						Fuse X/R = 1.73	1446.0	M-16_CO		784.0	9.57
						Fuse X/R = 4.9	1128.0				
						MCCB 10-20 kA	1240.6				
						MCCB >20 kA	1128.0				
E10 000	0.480	5347.5	0.42	1.00	5347.6	LVPCB	5347.5	BL-1	EA0000	4657.8	0.29
						Fuse X/R = 1.73	5347.5	C-2	E10001	51.8	1.59
						Fuse X/R = 4.9	5347.5	C-3	E10002	161.0	1.98
						MCCB 10-20 kA	5347.5	C-4	E10003	694.7	1.71
						MCCB >20 kA	5347.5				
E10 001	0.480	2484.7	0.26	1.00	2484.7	LVPCB	2484.7	C-2	E10000	2447.4	0.24
						Fuse X/R = 1.73	2484.7	M-1		28.4	1.99
						Fuse X/R = 4.9	2484.7	M-2		11.2	1.21
						MCCB 10-20 kA	2484.7	M-3		12.7	1.38
						MCCB >20 kA	2484.7				
E10 002	0.480	3062.5	0.31	1.00	3062.5	LVPCB	3062.5	C-3	E10000	2954.0	0.27
						Fuse X/R = 1.73	3062.5	C-8	E000200	111.4	2.37
						Fuse X/R = 4.9	3062.5	M-4		28.4	1.99
						MCCB 10-20 kA	3062.5	M-5		11.2	1.21
						MCCB >20 kA	3062.5	M-6		12.7	1.38
E10 003	0.480	2821.4	0.46	1.00	2821.4	LVPCB	2821.4	C-4	E10000	2325.6	0.21
						Fuse X/R = 1.73	2821.4	C-5	E000301	111.4	2.37
						Fuse X/R = 4.9	2821.4	C-5_A	E000302	196.3	2.40
						MCCB 10-20 kA	2821.4	C-5_B	E000303	111.4	2.37
						MCCB >20 kA	2821.4	C-5_C	E000304	126.8	2.34
								C-5_D	E000305	111.4	2.37
								M-15		101.0	2.89
E10 100	0.480	4642.0	0.44	1.00	4642.1	LVPCB	4642.0	AFD-1		0.0	0.00
						Fuse X/R = 1.73	4642.0	AFD-1	BUS-21	0.0	0.00
						Fuse X/R = 4.9	4642.0	AFD-1_A	BUS-23	0.0	0.00
						MCCB 10-20 kA	4642.0	AFD-1_A		0.0	0.00
						MCCB >20 kA	4642.0	AFD-1_B	BUS-24	0.0	0.00

								AFD-1_B		0.0	0.00
								C-14	EA0100	4376.9	0.34
								M-16_CH		12.7	1.38
								M-16_CI		18.0	1.62
								M-16_CJ		18.0	1.62
								M-16_CK		52.4	2.35
								M-16_CL		365.9	5.81
E10101	0.480	4221.9	0.45	1.00	4221.9	LVPCB	4221.9	C-12	EA0100	3882.6	0.38
						Fuse X/R = 1.73	4221.9	C-15	E010100	76.9	1.89
						Fuse X/R = 4.9	4221.9	M-16_BK		12.7	1.38
						MCCB 10-20 kA	4221.9	M-16_BL		12.7	1.38
						MCCB >20 kA	4221.9	M-16_BM		12.7	1.38
								M-16_BN		12.7	1.38
								M-16_BO		12.7	1.38
								M-16_BP		12.7	1.38
								M-16_BQ		12.7	1.38
								M-16_BR		12.7	1.38
								M-16_BS		12.7	1.38
								M-16_BT		12.7	1.38
								M-16_BU		12.7	1.38
								M-16_BV		12.7	1.38
								M-16_BW		12.7	1.38
								M-16_BX		12.7	1.38
								M-16_BY		12.7	1.38
								M-16_BZ		12.7	1.38
								M-16_CA		18.0	1.62
								M-16_CB		18.0	1.62

								M-16_CC		18.0	1.62
								M-16_CD		18.0	1.62
								M-16_CE		18.0	1.62
								M-16_CF		18.0	1.62
								M-16_CG		25.8	1.99
E10 102	0.480	4318.4	0.45	1.00	4318.4	LVPCB	4318.4	C-10	EA0100	3773.8	0.35
						Fuse X/R = 1.73	4318.4	C-11	E010200	283.4	1.39
						Fuse X/R = 4.9	4318.4	M-16_AA		12.7	1.38
						MCCB 10-20 kA	4318.4	M-16_AB		18.0	1.62
						MCCB >20 kA	4318.4	M-16_AC		12.7	1.38
								M-16_AD		18.0	1.62
								M-16_AE		18.0	1.62
								M-16_AF		12.7	1.38
								M-16_AG		12.7	1.38
								M-16_AH		18.0	1.62
								M-16_AI		12.7	1.38
								M-16_AJ		12.7	1.38
								M-16_AK		12.7	1.38
								M-16_AL		18.0	1.62
								M-16_AM		18.0	1.62
								M-16_AN		12.7	1.38
								M-16_O		18.0	1.62
								M-16_P		12.7	1.38
								M-16_Q		18.0	1.62
								M-16_R		12.7	1.38
		M-16_S		7.9	0.96						
		M-16_T		7.9	0.96						

								M-16_U		7.9	0.96
								M-16_V		7.9	0.96
								M-16_W		11.2	1.21
								M-16_X		18.0	1.62
								M-16_Y		18.0	1.62
								M-16_Z		18.0	1.62
E20000	0.480	2619.7	0.35	1.00	2619.7	LVPCB	2619.7	C-6	EA0000	2394.6	0.23
						Fuse X/R = 1.73	2619.7	M-16		101.0	2.89
						Fuse X/R = 4.9	2619.7	M-16_A		7.9	0.96
						MCCB 10-20 kA	2619.7	M-16_B		12.7	1.38
						MCCB >20 kA	2619.7	M-16_C		101.0	2.89
								M-16_D		7.9	0.96
								M-16_E		12.7	1.38
								M-16_F		101.0	2.89
								M-16_G		7.9	0.96
								M-16_H		12.7	1.38
E30000	0.480	2563.1	0.31	1.00	2563.1	LVPCB	2563.1	C-7	EA0000	2415.6	0.23
						Fuse X/R = 1.73	2563.1	M-16_I		101.0	2.89
						Fuse X/R = 4.9	2563.1	M-16_J		7.9	0.96
						MCCB 10-20 kA	2563.1	M-16_K		12.7	1.38
						MCCB >20 kA	2563.1	M-16_L		101.0	2.89
								M-16_M		7.9	0.96
								M-16_N		12.7	1.38
E000200	0.480	1570.5	0.24	1.00	1570.5	LVPCB	1570.5	C-8	E10002	1509.7	0.17
						Fuse X/R = 1.73	1570.5	M-17		101.0	2.89
						Fuse X/R = 4.9	1570.5	M-18		12.7	1.38
						MCCB 10-20 kA	1570.5				
						MCCB >20 kA	1570.5				
E000301	0.480	1498.0	0.31	1.00	1498.0	LVPCB	1498.0	C-5	E10003	1430.6	0.25
						Fuse X/R = 1.73	1498.0	M-13		101.0	2.89
						Fuse X/R = 4.9	1498.0	M-14		12.7	1.38

						MCCB 10-20 kA	1498.0				
						MCCB >20 kA	1498.0				
E000302	0.480	1529.3	0.36	1.00	1529.3	LVPCB	1529.3	C-5_A	E10003	1411.8	0.24
						Fuse X/R = 1.73	1529.3	M-13_A		101.0	2.89
						Fuse X/R = 4.9	1529.3	M-14_A		101.0	2.89
						MCCB 10-20 kA	1529.3				
						MCCB >20 kA	1529.3				
E000303	0.480	1498.0	0.31	1.00	1498.0	LVPCB	1498.0	C-5_B	E10003	1430.6	0.25
						Fuse X/R = 1.73	1498.0	M-13_B		101.0	2.89
						Fuse X/R = 4.9	1498.0	M-14_B		12.7	1.38
						MCCB 10-20 kA	1498.0				
						MCCB >20 kA	1498.0				
E000304	0.480	1504.2	0.32	1.00	1504.2	LVPCB	1504.2	C-5_C	E10003	1427.0	0.24
						Fuse X/R = 1.73	1504.2	M-13_C		101.0	2.89
						Fuse X/R = 4.9	1504.2	M-14_C		28.4	1.93
						MCCB 10-20 kA	1504.2				
						MCCB >20 kA	1504.2				
E000305	0.480	1498.0	0.31	1.00	1498.0	LVPCB	1498.0	C-5_D	E10003	1430.6	0.25
						Fuse X/R = 1.73	1498.0	M-13_D		101.0	2.89
						Fuse X/R = 4.9	1498.0	M-14_D		12.7	1.38
						MCCB 10-20 kA	1498.0				
						MCCB >20 kA	1498.0				
E010100	0.480	4038.9	0.43	1.00	4038.9	LVPCB	4038.9	C-15	E10101	3979.3	0.41
						Fuse X/R = 1.73	4038.9	M-16_CP		41.2	2.18
						Fuse X/R = 4.9	4038.9	M-16_CQ		18.0	1.62
						MCCB 10-20 kA	4038.9	M-16_CR		18.0	1.62
						MCCB >20 kA	4038.9				
E010200	0.480	4177.4	0.45	1.00	4177.4	LVPCB	4177.4	C-11	E10102	3935.0	0.40
						Fuse X/R = 1.73	4177.4	M-16_AO		7.9	0.96
						Fuse X/R = 4.9	4177.4	M-16_AP		7.9	0.96
						MCCB 10-20 kA	4177.4	M-16_AQ		7.9	0.96

						MCCB >20 kA	4177.4	M-16_AR		7.9	0.96
								M-16_AS		7.9	0.96
								M-16_AT		7.9	0.96
								M-16_AU		7.9	0.96
								M-16_AV		7.9	0.96
								M-16_AW		7.9	0.96
								M-16_AX		7.9	0.96
								M-16_AY		12.7	1.38
								M-16_AZ		12.7	1.38
								M-16_BA		12.7	1.38
								M-16_BB		12.7	1.38
								M-16_BC		12.7	1.38
								M-16_BD		12.7	1.38
								M-16_BE		12.7	1.38
								M-16_BF		12.7	1.38
								M-16_BG		18.0	1.62
								M-16_BH		18.0	1.62
								M-16_BI		18.0	1.62
								M-16_BJ		52.4	2.35
EA00	0.480	51156.6	3.06	1.14	58558.4	LVPCB	51156.6	C-1	EA0000	1220.2	1.14
						Fuse X/R = 1.73	59083.8	C-9	EA0100	1208.4	1.12
						Fuse X/R = 4.9	51156.6	C-16	BUS-2	1884.3	3.16
						MCCB 10-20 kA	51156.6	TX-1	CAI	47053.6	3.28
						MCCB >20 kA	51156.6				
EA0000	0.480	5347.5	0.42	1.00	5347.6	LVPCB	5347.5	BL-1	E10000	907.2	1.75
						Fuse X/R = 1.73	5347.5	C-1	EA00	4289.3	0.18
						Fuse X/R = 4.9	5347.5	C-6	E20000	347.0	2.01
						MCCB 10-20 kA	5347.5	C-7	E30000	234.5	2.13

						MCCB >20 kA	5347.5				
EA 010 0	0.480	5344.4	0.42	1.00	5344.4	LVPCB	5344.4	C-9	EA00	4289.4	0.18
						Fuse X/R = 1.73	5344.4	C-10	E10102	630.2	1.37
						Fuse X/R = 4.9	5344.4	C-12	E10101	405.2	1.51
						MCCB 10-20 kA	5344.4	C-14	E10100	458.9	3.92
						MCCB >20 kA	5344.4				
EA 020 0	0.480	16882.1	1.16	1.01	17058.0	LVPCB	16882.1	C-17	BUS-2	15093.2	1.03
						Fuse X/R = 1.73	16882.1	M-16_CS		28.4	1.93
						Fuse X/R = 4.9	16882.1	M-16_CT		52.4	2.35
						MCCB 10-20 kA	16882.1	M-16_CU		34.6	2.17
						MCCB >20 kA	16882.1	M-16_CV		52.4	2.35
								M-16_CW		194.6	4.56
								M-16_CX		7.9	0.96
								M-16_CY		25.8	1.99
								M-16_CZ		194.6	4.56
								M-16_DA		12.7	1.38
								M-16_DB		12.7	1.38
								M-16_DC		12.7	1.38
								M-16_DD		7.9	0.96
								M-16_DE		499.9	7.10
								M-16_DF		324.1	5.33
								M-16_DG		394.1	6.12
								M-16_DH		12.7	1.38
								M-16_DI		1.5	0.50
								M-16_DJ		7.9	0.96
								M-16_DK		12.7	1.38
								M-16_DL		12.7	1.38
								M-16_DM		25.8	1.99

							M-16_DN		18.0	1.62
							M-16_DO		25.8	1.99
							M-16_DP		25.8	1.99
							M-16_DQ		7.9	0.96
							M-16_DR		7.9	0.96
							M-16_DS		28.4	1.93
							M-16_DT		12.7	1.38

Nota. La Tabla 13 muestra las corrientes de falla disponibles en los diferentes buses del transformador, características que deberían tener las protecciones por utilizar en este y las contribuciones de los diferentes buses. (Fuente: Software Easy Power).

Anexo 4. Reporte completo del estudio de cortocircuito para transformador de 0.75 MVA

En la Tabla 14 se observa el reporte completo del estudio de cortocircuito realizado para el transformador de 0.75 MVA, obtenido por medio del software para estudios de ingeniería, Easy Power. En esta tabla se puede observar la corriente simétrica, asimétrica, factor X/R en los buses, las contribuciones que aportan a cada una de las barras y las características que debería tener una protección que se desee instalar en alguno de los buses del transformador.

Tabla 14

Reporte completo de estudio de cortocircuito en transformador de 0.75 MVA

Falla trifásica		Corrientes de falla total				Requerimientos para equipos		Contribuciones de ramales			
Bus	V en bus (kV)	I Sym (A)	Val. X/R	Fact. Mult.	I Asym (A)	Tipo de equipo	Capac. Nomin.	Ramal	Bus	I Sym (A)	Val. X/R
A0100	0.480	26878.3	3.89	1.20	32342.5	LVPCB	26878.3	BL-8	BUS480-T0.75	22662.3	3.85
						Fuse X/R = 1.73	32810.3	C-3	A01001	146.9	2.33
						Fuse X/R = 4.9	26878.3	C-4	A01002	2476.5	4.15
						MCCB 10-20 kA	28150.0	C-5	A01003	222.8	1.65
						MCCB >20 kA	26878.3	C-6	A01004	1385.3	5.58
A01001	0.480	11660.7	0.93	1.00	11703.0	LVPCB	11660.7	C-3	A0100	11525.9	0.92
						Fuse X/R = 1.73	11660.7	M-1		47.4	2.41
						Fuse X/R = 4.9	11660.7	M-2		50.2	2.35
						MCCB 10-20 kA	11660.7	M-3		50.2	2.35
						MCCB >20 kA	11660.7				
A01002	0.480	13769.2	1.30	1.02	13993.6	LVPCB	13769.2	C-4	A0100	11546.4	1.02
						Fuse X/R = 1.73	13769.2	M-16_CA		211.3	4.96
						Fuse X/R = 4.9	13769.2	M-16_CB		18.0	1.62

						MCCB 10-20 kA	13769.2	M-16_CC		52.4	2.35
						MCCB >20 kA	13769.2	M-16_CD		901.6	10.38
								M-16_CE		751.4	9.32
								M-16_CF		751.4	9.32
A01003	0.480	3266.1	0.24	1.00	3266.1	LVPCB	3266.1	C-5	A0100	3117.8	0.18
						Fuse X/R = 1.73	3266.1	M-16_FR		25.8	1.99
						Fuse X/R = 4.9	3266.1	M-16_FS		25.8	1.99
						MCCB 10-20 kA	3266.1	M-16_FT		25.8	1.99
						MCCB >20 kA	3266.1	M-16_FU		25.8	1.99
								M-16_FV		7.9	0.96
								M-16_FW		7.9	0.96
								M-16_FX		7.9	0.96
								M-16_FY		41.2	2.18
								M-16_FZ		12.7	1.38
								M-16_GA		52.4	2.35
A01004	0.480	15238.5	1.62	1.03	15763.8	LVPCB	15238.5	C-6	A0100	13934.4	1.48
						Fuse X/R = 1.73	15238.5	M-1_A		479.0	7.10
						Fuse X/R = 4.9	15238.5	M-2_A		479.0	7.10
						MCCB 10-20 kA	15238.5	M-3_A		479.0	7.10
						MCCB >20 kA	15238.5				
BU S480-T0.75	0.480	26878.4	3.89	1.20	32342.5	LVPCB	26878.4	BL-8	A0100	4216.5	4.11
						Fuse X/R = 1.73	32810.3	TX-1	BARR A_34.5	22662.3	3.85
						Fuse X/R = 4.9	26878.4				
						MCCB 10-20 kA	28150.0				
						MCCB >20 kA	26878.4				

Nota. La Tabla 14 muestra las corrientes de falla disponibles en los diferentes buses del transformador, características que deberían tener las protecciones por utilizar en este y las contribuciones de los diferentes buses. (Fuente: Software Easy Power).

Anexo 5. Carta de autorización para uso y manejo de los trabajos finales de graduación

CARTA DE AUTORIZACIÓN PARA USO Y MANEJO DE LOS TRABAJOS FINALES DE GRADUACIÓN UNIVERSIDAD TÉCNICA NACIONAL (Trabajo colectivo)

15 de mayo, 2021.

Señores

Vicerrectoría de Investigación

Sistema Integrado de Bibliotecas y Recursos Digitales

Estimados señores:

Sustentantes	Cedula
Andrey Alberto Sosa Madrigal	604270834
Jean Paul Fernández Mellado	604270170

Nosotros en calidad de autores del trabajo de graduación titulado:

Levantamiento y estudios de ingeniería del sistema eléctrico de la Compañía Arrocera Industrial, basado en la normativa NFPA-70 y estándares IEEE-551 e IEEE-242.

El cual se presenta bajo la modalidad de:

- Seminario de Graduación
 Proyecto de Graduación
 Tesis de Graduación

Presentado en la fecha 07/05/2021, autorizamos a la Universidad Técnica Nacional, sede Pacífico, para que nuestro trabajo pueda ser manejado de la siguiente manera:

Autorizo	SI	NO
Conservación de ejemplares para préstamo y consulta física en biblioteca	✓	
Inclusión en el catálogo digital del SIBIREDI (Cita catalográfica)	✓	
Comunicación y divulgación a través del Repositorio Institucional	✓	
Resumen (Describe en forma breve el contenido del documento)	✓	
Consulta electrónica con texto protegido	✓	
Descarga electrónica del documento en texto completo protegido	✓	
Inclusión en bases de datos y sitios web que se encuentren en convenio con la Universidad Técnica Nacional contando con las mismas condiciones y limitaciones aquí establecidas.	✓	

Por otra parte, declaramos que el trabajo que aquí presentamos es de plena autoría, es un esfuerzo realizado de forma conjunta, académica e intelectual con plenos elementos de originalidad y creatividad. Garantizamos que no contiene citas, ni transcripciones de forma indebida que puedan devenir en plagio, pues se ha utilizado la normativa vigente de la American Psychological Association (APA). Las citas y transcripciones utilizadas se realizan en el marco de respeto a las obras de terceros. La responsabilidad directa en el diseño y presentación son de competencia exclusiva, por tanto, eximo de toda responsabilidad a la Universidad Técnica Nacional.

Conscientes de que las autorizaciones no reprimen nuestros derechos patrimoniales como autores del trabajo. Confiamos en que la Universidad Técnica Nacional respete y haga respetar nuestros derechos de propiedad intelectual.

Nombre	Cedula	Firma
Andrey Alberto Sosa Madrigal	604270834	
Jean Paul Fernández Mellado	604270170	

Día: 15 de mayo, 2021.