

**INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA**



PROYECTO:

Actualización del estudio cortocircuito con estudio de coordinación de protecciones y arco eléctrico en la instalación eléctrica de Laboratorios Stein, Cartago.

REALIZADO POR:

David Antonio Miranda Mora

**Informe de Práctica de Especialidad para optar por el título de Ingeniero en
Mantenimiento Industrial, grado Licenciatura**

II SEMESTRE 2020



Carrera evaluada y acreditada por:

Canadian Engineering Accreditation Board
Bureau Canadien d'Accréditation des Programmes d'Ingénieri

CARTA DE ENTENDIMIENTO

Fecha: 20/01/2021

Señores
Instituto Tecnológico de Costa Rica
Sistema de Bibliotecas del Tecnológico

Yo David antonio Miranda Mora

carné No. 2013012242, si autorizo no autorizo, al Sistema de Bibliotecas del Tecnológico (SIBITEC), disponer del Trabajo Final de graduación, del cual soy autor, para optar por el grado de Licenciatura, en la carrera de Ingeniería en Mantenimiento Industrial, presentado en la fecha 21/01/2021, con el título Actualización del estudio de cortocircuito con coordinación de protecciones y arco eléctrico en la instalación eléctrica de Laboratorios Stein, Costa Rica

para ser ubicado en el Repositorio Institucional y Catálogo SIBITEC, con el objetivo de ser visualizado a través de la red Internet.

Firma de estudiante:



Correo electrónico:

david.mm.11@gmail.com

Cédula No.:

304750608

Dedicatoria

A mis padres por apoyarme en todo el proceso de estudio y brindarme la ayuda en todo momento de mi formación académica. Mi hermano y mi hermana por ser un apoyo.

A mi novia por ser la compañía ideal siempre, brindarme apoyo y descanso en momentos difíciles.

Agradecimientos

A Energetica Soluciones y Consultoría, por brindarme la primera oportunidad laboral. Al Ing. Ismael Arroyo, por darme el espacio para ejecutar este proyecto en la empresa. Al Ing. Ian Meneses por brindar ayuda en todo momento.

Resumen

Se ejecutó una actualización del estudio de cortocircuito, en la planta de Laboratorios Stein, Costa Rica; mediante el método manual y un software como herramienta. Se presentan los estudios en dos escenarios para evaluar las protecciones en el peor de los casos.

Con esto, se realizó un estudio de coordinación de protecciones, ya que este estudio no existe en la planta, mediante un software. Además, se realizó un estudio de arco eléctrico con el objetivo de determinar los valores de energía incidente, límites de protección de arco y límites de protección por electrocución.

Palabras clave: Cortocircuito, protecciones, arco eléctrico, NFPA, selectividad.

Abstract

An update of the short-circuit study, in Stein Laboratories, Costa Rica; using a software as a tool and using a manual method too. The studies are present in two scenarios to evaluate the protections and the electrical system in the worst case.

A protection coordination study was carried out, because this study doesn't exist in the plant, using a software tool. In addition, an arc flash study was carried out, to determine de incident energy and the protection limits.

Datos personales del estudiante

Nombre completo:

David Antonio Miranda Mora

Número de cédula:

3 0475 0608

Número de carné:

2013012242

Edad:

26

Números de teléfono:

8866 7002

Correos electrónicos:

[*david.mm.11@gmail.com*](mailto:david.mm.11@gmail.com)

[*david@energetica.co.cr*](mailto:david@energetica.co.cr)

Dirección exacta de domicilio

San Antonio, Desamparados, San José, Costa Rica. Del Megasuper 50m oeste y 100 norte.

Datos de la empresa

Nombre:

Energética Soluciones y Consultoría IAC S.A.

Actividad Principal:

Consultoría y diseño en Ingeniería Eléctrica y Mecánica

Dirección:

Distrito Hospital del cantón Central de San José, San José, Costa Rica. Calle 30, entre avenida 6 y 10.

Contacto:

Ing. Ismael Arroyo Chaves

Correo:

[*ismael@energetica.co.cr*](mailto:ismael@energetica.co.cr)

Teléfono:

2248 1035

Contenido

Datos personales del estudiante	5
Datos de la empresa	5
Capítulo 1. Introducción.....	10
Reseña histórica de la empresa	11
Descripción.....	11
Departamentos de trabajo	11
Carta de aceptación de la empresa	13
Capítulo 2. Descripción del proyecto.....	14
2.1 Problema por resolver	14
2.2 Objetivo general	15
2.3 Objetivos específicos	15
2.4 Justificación.....	15
Capítulo 3. Marco teórico.....	18
3.1 Corrientes de cortocircuito	19
3.2 Estudios de corrientes de cortocircuito	20
3.3 Tipos de fallas.....	23
3.4 Contribuciones a la corriente de cortocircuito.....	25
3.4.1 Contribución de motores de inducción	26
3.4.2 Contribución de máquina síncronas	28
3.4.3 Contribución de la empresa de distribución de energía eléctrica.....	30
3.4.4 Contribución de bancos de capacitores.....	34
3.5 Métodos de cálculo de corrientes de cortocircuito	37
3.5.1 Método de las impedancias	37
3.5.2 Método de KVAs equivalentes	41
3.5.3 ANSI/IEEE std 551-2006.	47
3.6 Coordinación de protecciones	48
3.6.1 Estudio de coordinación de protecciones.....	49
3.6.2 Aspectos generales de la coordinación.	51
3.7 Estudio de arco eléctrico	52
3.7.1 Selección de las categorías del equipo de protección personal.....	55
3.7.2 Etiquetas de estudios de arco eléctrico.	57

3.7.3 Fronteras de aproximación – Riesgo de arco eléctrico.....	59
Capítulo 4. Resultados	63
4.1 Metodología.....	63
4.2 Alcance.....	65
4.3 Levantamiento del diagrama Unifilar	65
4.4 Estudio de cortocircuito	67
4.4.1 Estudio de cortocircuito mediante el método de KVAs equivalentes	68
4.4.2 Simulación de estudios de cortocircuito	74
4.4.3 Evaluación de equipos.	78
4.5 Estudio de coordinación de protecciones.....	82
4.5.1 Curvas de coordinación.....	86
4.5.2 Ajustes de protecciones propuesto.....	96
4.5.3 Breakers propuestos para la coordinación de protecciones.....	97
4.6 Estudio de arco eléctrico	99
4.7 Costos del proyecto.....	104
Capítulo 5. Conclusiones.....	107
Capítulo 6. Recomendaciones	108
Capítulo 7. Referencias Bibliográficas	109
Capítulo 7. Anexos.....	111
7.1 Anexo 1. Corrientes de Cortocircuito mediante el método de kVA equivalente, escenario 1.	111
7.2 Anexo 2. Corrientes de Cortocircuito mediante el método de kVA equivalente, escenario 2.	114
7.3 Anexo. Corrientes de cortocircuito de acuerdo con la simulación	116
7.4 Anexo 4. Curvas de coordinación de protecciones.....	127
7.5 Anexo 5. Resultados del estudio de arco eléctrico.	141
7.6 Anexo 6. Etiquetas propuestas	146
7.7 Anexo 7. Cotizaciones.	149
7.8 Anexo 8. Diagramas unifilares	150

Índice de tablas.

Tabla 1. Reactancias y factores recomendados para máquinas de inducción.	27
Tabla 2. Factores para cálculo de reactancias de máquinas síncronas.	30
Tabla 3. Reactancias típicas para máquinas síncronas.	30
Tabla 4. Valores típicos para Ra/Za.	39
Tabla 5. Aporte por parte de la compañía JASEC.	69
Tabla 6. Cálculos de kVAs equivalentes de motores de inducción.	69
Tabla 7. Cálculo de kVAs equivalentes en transformadores de la planta.	70
Tabla 8. Cálculo de kVAs equivalentes de los conductores.	71
Tabla 9. Corrientes de cortocircuito mediante el método de kVAs.	73
Tabla 10. Aporte por parte de la empresa de distribución.	75
Tabla 11. Comparación entre modelos de cálculo de corrientes de cortocircuito.	77
Tabla 12. Ajustes de Breaker, TPD42.	78
Tabla 13. Ajustes de Breaker, TPD45.	79
Tabla 14. Ajustes de Breaker, TPD41.	80
Tabla 15. Ajustes de Breaker, TEM20.	81
Tabla 16. Valor nominal o ajuste máximo de las protecciones contra sobre corrientes para transformadores de 1000 V o menos.	90
Tabla 17. Cambio de breakers para la coordinación de protecciones.	97
Tabla 18. Categorías de energía incidente.	100
Tabla 19. Cotización de cambio de breakers.	105
Tabla 20. Costo de los conductores por cambiar.	106

Índice de imágenes.

Imagen 1. Logo de empresa Energética Soluciones y Consultoría.	12
Imagen 2. Falla trifásica.	23
Imagen 3. Falla Línea a Línea	24
Imagen 4. Falla línea a línea a tierra	24
Imagen 5. Falla línea a tierra	25
Imagen 6. Corriente de cortocircuito trifásico en un motor de inducción.	26
Imagen 7. Corriente de cortocircuito trifásica de una máquina síncrona.	29
Imagen 8. Escenario nominal del aporte de la empresa de distribución (primer caso).	32
Imagen 9. Escenario nominal del aporte de la empresa de distribución (segundo caso).	33
Imagen 10. Escenario nominal del aporte de la empresa de distribución (tercer caso).	34
Imagen 11. Comportamiento del banco de capacitores de 10 MVA _r ante una falla.	36
Imagen 12. Equipo de protección personal Categoría 3 (12 cal/cm ²).	56
Imagen 13. Equipo de protección personal Categoría 4.	56
Imagen 14. Etiqueta de arco eléctrico categoría 3.	59
Imagen 15. Diagrama de fronteras de aproximación.	60
Imagen 16. Distancias de fronteras de aproximación por contacto	62
Imagen 17. Ubicación del proyecto	63
Imagen 18. Transformador principal de Laboratorios Stein	66
Imagen 19. Desconectador principal de la subestación.	66
Imagen 20. Corrientes de cortocircuito en TP_01	76
Imagen 21. corrientes de cortocircuito en TEM20.	76
Imagen 22. corriente de cortocircuito sobre TP_01, escenario 2	77
Imagen 23. Curvas de protección en media tensión.	84
Imagen 24. Curva de coordinación del Chiller	85
Imagen 25. Curva de coordinación de ramales de subestación.	86
Imagen 26. Diagrama unifilar de protecciones en serie.	87
Imagen 27. Protecciones en serie.	88
Imagen 28. Diagrama unifilar de protecciones en serie con transformador.	89
Imagen 29. Curvas de disparo del breaker, ramal TPD41_TX05.	90
Imagen 30. Coordinación de protecciones en serie con transformador menor a 100 V.	92
Imagen 31. Diagrama unifilar de la protección al motor.	93
Imagen 32. Curva de coordinación de motores.	94
Imagen 33. Diagrama unifilar de protecciones principal y ramales.	95
Imagen 34. Curva de coordinación entre principal y ramales.	96
Imagen 35. Ejemplo de etiqueta de arco eléctrico propuesta.	101
Imagen 36. Etiqueta propuesta para el proyecto.	103
Imagen 37. etiqueta fuera de categoría propuesta para el proyecto.	104

Capítulo 1. Introducción

Este proyecto busca la actualización del estudio de cortocircuito y la elaboración del estudio de coordinación de protecciones y arco eléctrico sobre el diseño de la empresa Laboratorios Stein en Cartago, Costa Rica. Esta planta es alimentada por un transformador de 1500 kVA, con una tensión en el secundario de 480V. La alimentación primaria de este transformador es de 34500 V procedente del servicio de la compañía de distribución.

Los estudios se realizarán cumpliendo las normas de diseño estipuladas en NFPA 70, Código Eléctrico Nacional, en el artículo 210 y en los diferentes artículos presentes en NFPA 70E; además, se utilizarán las ANSI/IEEE 141-1993, mediante la aplicación de SKM Power Tools.

Todo estudio de cortocircuito busca calcular las corrientes de cortocircuito de factor X/R en cada barra del sistema eléctrico, durante lapsos de tiempo que asimilen un escenario de posible falla. Se deben conocer las corrientes de cortocircuito en cada bus de la instalación eléctrica. El cortocircuito es el primer paso para ejecutar una coordinación de protecciones y estudios de arco eléctrico. Por otro lado, la coordinación de protecciones busca el correcto ajuste de las diferentes protecciones en la planta para que exista una desconexión selectiva en caso de una falla; de modo que se asegura que toda protección opere de forma apropiada, eliminando cualquier falla, reduciendo los daños sobre los elementos eléctricos y la propiedad.

Por último, se ejecuta un estudio de arco eléctrico, el cual tiene como finalidad realizar el cálculo de las energías incidentes en cada punto de distribución de la instalación eléctrica, y con esto indicar el equipamiento de seguridad que se debe utilizar cuando se realicen labores con tableros o paneles energizados, y así evitar incidentes sobre la vida y la infraestructura en caso de una falla.

Reseña histórica de la empresa

Energética Soluciones y Consultoría IAC S.A. inició operaciones en el 2010, ofreciendo servicios de consultoría eléctrica, con el propósito de posicionarse en el mercado nacional como empresa líder en servicio eléctrico. Actualmente, se han realizado más de 110 estudios eléctricos, y más de 360 servicios de consultoría eléctrica en 8 países en la región.

Descripción

Energética es una empresa de consultoría en Ingeniería Eléctrica y Mecánica, ubicada en Barrio Don Bosco en San José, Costa Rica. Se posiciona como una empresa especializada en servicios de análisis de sistemas y seguridad eléctricos a través de simulación usando el software de análisis *SKM PowerTools*, también tiene amplia experiencia en calidad de energía y eficiencia energética. Cuentan con personal altamente calificado y herramientas como analizadores de calidad de energía, cámaras termográficas, medidores de iluminación, medidores de caudal, entre otros, todos con el objetivo de medir con el mayor nivel de detalle las variables energéticas en los proyectos (Energetica, 2020).

Departamentos de trabajo

Auditorías Energéticas: por medio de mediciones del perfil de consumo eléctrico de la instalación, termografías, mediciones de iluminación, entre otras, se recomienda al cliente estrategias de uso eficiente de energía, tomando en consideración las principales cargas y la operación del sistema, así como también se asesora al usuario en la interpretación de su factura eléctrica mensual, de tal forma que pueda comprender cómo se le realiza el cargo con consumo eléctrico y cuál es el costo de la energía en los diferentes períodos de facturación.

Se realizan auditorías de la instalación eléctrica o sistema para identificar las áreas de mejora más importantes o el estado de los equipos dentro de la instalación eléctrica de acuerdo con los códigos eléctricos de instalación vigentes, así como a las buenas prácticas de instalación, de acuerdo con estándares internacionales, como NFPA, IEEE, BICSI, entre otras. Se realizan pruebas de diferentes sistemas usando equipos de medición, como, por ejemplo: medición de resistencia, equipo de termografía, medición de aislamiento (Energetica, 2020).

Seguridad Eléctrica y Análisis de Sistemas Eléctricos: proporcionar soluciones de consultoría a nivel de estudios de sistemas eléctricos, como, por ejemplo: Estudio de Corto Circuito, Estudio de Coordinación de Protecciones, Estudio de Arc Flash entre otros, usando herramientas de software para simulación. Trabajamos principalmente con SKM PowerTools. Realizan los estudios de seguridad eléctrica, desde el levantamiento de información, simulación, coordinación de protecciones, estudio de Arco Eléctrico, etiquetado de tableros, entrenamiento en implementación de NFPA 70E y Auditoría en Seguridad Eléctrica. Energética es el representante para la región del software SKM PowerTools (Energetica, 2020).

Diseño de Sistemas Eléctricos y Mecánicos: ofrecen soluciones de diseño e inspección para sistemas eléctricos y mecánicos para aplicaciones residenciales, comerciales e industriales (Energetica, 2020).



Imagen 1. Logo de empresa Energética Soluciones y Consultoría.

Fuente: Energética Soluciones y Consultoría.

Carta de aceptación de la empresa



Referencia: Práctica Profesional
Página 1

San José, 08 de Julio, 2020

Ing. Ignacio Del Valle
Escuela de Ingeniería Electromecánica
Tecnológico de Costa Rica
Cartago, Costa Rica

Estimado Ingeniero Ignacio Del Valle:

Por medio de la presente le comunico que el estudiante David Antonio Miranda Mora, cédula 304750608, carné de estudiante 2013012242, realizará su proyecto de graduación durante el segundo semestre del año 2020 en la empresa Energética Soluciones y Consultoría IAC SA. Este proyecto tiene como nombre "Estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones en el diseño de la Instalación eléctrica de un Centro Médico en San José", el cual se encuentra aprobado por la empresa.

El proyecto que se plantea se encuentra dentro de los planes de la empresa, y ayudará al fortalecimiento de la calidad de los servicios brindados.

Atentamente,

ISMAEL JOSE
ARROYO
CHAVES (FIRMA)

Firmado digitalmente por
ISMAEL JOSE ARROYO
CHAVES (FIRMA)
Fecha: 2020.07.08
16:17:30 -06'00'

Capítulo 2. Descripción del proyecto

2.1 Problema por resolver

El proyecto se basa en la elaboración de los estudios de coordinación de protecciones y arco eléctrico que conlleva la actualización del estudio de cortocircuito sobre la instalación eléctrica de Laboratorios Stein, ubicados en Cartago, Costa Rica. El origen de una falla puede darse en cualquier momento y originarse por roturas de conductores, caídas de objetos metálicos en las barras o bien por sobretensiones, y este fenómeno provoca degradación de los aislamientos, conductores fundidos incluso incendios; toda planta siempre se encuentra expuesta a un posible fallo en el sistema (Barahona, Analisis de Cortocircuitos I, 2015). Por lo que, ¿cuál es la necesidad que se busca satisfacer al momento de ejecutar un estudio de cortocircuito, coordinación de protecciones y arco eléctrico?

Actualmente, en la planta no existe un estudio de coordinación de protecciones en la planta, por ello, no se conoce la respuesta de las protecciones en caso de falla. Se busca conocer y analizar las curvas de tiempo corriente de los dispositivos de protección para proveer una adecuada protección a la instalación eléctrica y que la misma se autoproteja de forma segura en caso de una eventualidad. El estudio de cortocircuito brinda confiabilidad al sistema eléctrico. Además, también se utiliza para conocer el correcto cumplimiento de las capacidades interruptivas de las protecciones presentes en la instalación eléctrica.

Inclusive, la planta no cuenta con un estudio de arco eléctrico. Por ello, este estudio de arco eléctrico es necesario para conocer los valores de energía incidente, así como los límites de protección de arco eléctrico y los límites de protección contra electrocución cuando se realicen labores con los tableros energizados. Actualmente, la empresa no conoce cuál es el tipo de equipo de protección personal que es necesario utilizar cuando se realizan labores energizadas, este estudio ayuda a salvar vidas en caso de eventos de arco y electrocución.

Se realizará una actualización del diagrama unifilar, según las cargas que se encuentren conectadas hoy en día; por ende, se va a realizar una actualización del estudio de cortocircuito de acuerdo con el diagrama unifilar actualizado y así conocer la información necesaria de sobrecorrientes y voltajes del sistema eléctrico, durante una condición de falla, con el fin de conocer la reacción que presenta el sistema eléctrico ante cualquier eventualidad. La

actualización del estudio de cortocircuito es indispensable para la elaboración de los estudios de coordinación de protecciones y arco eléctrico.

2.2 Objetivo general

Elaborar una actualización de los estudios de cortocircuito en conjunto con estudios de coordinación de protecciones y de arco eléctrico en la instalación eléctrica de Laboratorios Stein en Cartago, para la seguridad eléctrica de la infraestructura completa y de los ocupantes.

2.3 Objetivos específicos

- Determinar las corrientes de cortocircuito para la identificación de la capacidad interruptiva de las protecciones, mediante el método de kVAs equivalente, los cuales se basan en las normas ANSI/IEE 551-2006 y mediante el uso del software SKM.
- Establecer la correcta coordinación de protecciones para la desconexión de ramales ante una eventualidad de falla eléctrica de forma selectiva, utilizando la norma ANSI/IEEE 242-2001, mediante el módulo CAPTOR del software SKM.
- Determinar los valores de energía incidente, los límites de protección de arco, los límites de protección contra electrocución y el equipo de protección personal recomendado para cada uno de los tableros eléctricos en la planta, por medio de la simulación en el software de SKM.
- Realizar el diagrama unifilar actualizado con la información resultante obtenida del estudio de coordinación de protecciones, arco eléctrico y la actualización del estudio de cortocircuito.

2.4 Justificación

En laboratorios Stein, como en toda planta, es común que se realicen labores de mantenimiento, inspección y modificación de sistema eléctrico de forma energizada, sin embargo, no se cuenta con un estudio de arco eléctrico para advertir al personal de los posibles riesgos que puede existir. El Código Eléctrico Nacional (NEC), versión 2014, en el artículo 110.16 “Advertencia de riesgo de relámpago de arco”, menciona que los equipos

eléctricos como tableros de distribución, paneles de distribución, centro de control de motores que se encuentren en unidades diferente de viviendas y que requieran ser examinados, ajustados, reparados o mantenidos, mientras estén energizados deben advertir al personal calificado de los potenciales riesgos del arco eléctrico. Además, NFPA 70E indica que estos tipos de paneles deben indicar la determinación de la severidad de potencial exposición al arco eléctrico, la identificación de distanciamiento seguro, la energía incidente en el punto de operación y la adecuada selección de los equipos de protección personal por utilizar. El adecuado estudio de arco eléctrico puede salvar de accidentes fatales e inclusive a la infraestructura.

El NEC, en el artículo 110.24(B), indica que, cuando existen modificaciones en la instalación eléctrica que puedan afectar la corriente de falla en la acometida, se debe verificar la máxima corriente de falla disponible, o bien realizar un cálculo nuevo de corrientes de cortocircuito, de ser necesario, para asegurar que son suficientes los valores nominales del equipo de acometida para la máxima corriente de falla disponible en los terminales de línea del equipo.

Por otro lado, Laboratorios Stein, ubicado en Cartago, Costa Rica, actualmente, no presenta una correcta coordinación de protecciones, ya que el diagrama unifilar utilizado actualmente no se encuentra actualizado; se han incluido varios tableros con cargas importantes y no se tiene una certeza que las protecciones presenten los correctos ajustes para intervenir de manera selectiva la desconexión a través de las protecciones en caso de falla. La coordinación de protecciones permite seguridad de que la protección trabaje de forma que aislé la sección del sistema eléctrico, donde se presente la falla, es decir, que las protecciones aguas arriba idealmente tengan un retardo mayor de disparo que las protecciones aguas abajo.

Para ejecutar el estudio de coordinación de protecciones y el de arco eléctrico, es necesario contar con un estudio de cortocircuito actualizado. A pesar de que este estudio se realizó anteriormente, en el documento *Estudio de cortocircuito en el rediseño de la instalación eléctrica de Laboratorios Stein, Costa Rica*, elaborado por el Ingeniero Daniel Núñez Picado (2016), es necesario ejecutarlo, según las cargas que se encuentren actualmente conectados, ya que, durante los últimos años, se han realizado variantes en el unifilar eléctrico con la incorporación de tableros eléctricos al sistema, las cargas nuevas son evidentes y es necesario ejecutar la actualización tanto del estudio como del diagrama unifilar. Este estudio

permite determinar las capacidades interruptivas de los elementos de protección que se van a utilizar en la instalación eléctrica. La justificación para realizar un estudio de corrientes de cortocircuito es que, si un sistema entra en modo de falla, la cual no se logre controlar, va a atentar contra la integridad del personal, inmueble y se presentarán daños al sistema eléctrico de la planta.

Capítulo 3. Marco teórico

En esta sección, se presentan los aspectos básicos importantes para argumentar el desarrollo de un estudio de cortocircuito, coordinación de protecciones y arco eléctrico en la planta de Laboratorios Stein Costa Rica.

Cualquier tipo de instalación eléctrica, por más pequeña que esta sea, siempre está sujeta a un cortocircuito. Un evento de cortocircuito es un fenómeno eléctrico cuando dos puntos entre los cuales existe una diferencia de potencial entran en contacto, entre sí. Este fenómeno es caracterizado por elevadas corrientes hasta el punto de falla. Otra forma de explicar un evento de cortocircuito es el establecimiento de un flujo de corriente eléctrica muy alta, debido a una conexión por un circuito de baja impedancia. Normalmente, la magnitud de corriente de un corto circuito es mucho mayor que la corriente nominal o de carga que circula por el punto. (Marcial, 2012)

El origen de una falla puede darse en cualquier momento y originarse por roturas de conductores, caídas de objetos metálicos en las barras o bien por sobretensiones, y este fenómeno provoca degradación de los aislamientos, conductores fundidos incluso incendios (Barahona, Analisis de Cortocircuitos I, 2015).

Un estudio de cortocircuito tiene como principal objetivo brindar la información necesaria de sobrecorrientes y voltajes en un sistema eléctrico durante una condición de falla, con el fin de conocer la reacción que presenta el sistema eléctrico ante cualquier eventualidad de este tipo (Energética Soluciones y Consultoría, 2019). El estudio de cortocircuito será analizado, según la metodología definida en los estándares de ANSI/IEEE 551-2006. Además, es importante generar un adecuado estudio de coordinación de protecciones para analizar las curvas de tiempo corriente de los dispositivos de protección para proveer una adecuada protección a la instalación eléctrica y que esta se autoproteja de forma segura, en caso de una eventualidad.

Un adecuado estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones es importante, ya que los dispositivos de protección contra sobrecorriente que son utilizados en el sistema eléctrico deben estar coordinados para cualquier periodo de una falla que sea mayor a 0.1 segundo, NFPA 70, capítulo 210. De tal forma que la reacción de los elementos de protección ante una falla superior que sea superior a este periodo mencionado sea la correcta y que los

servicios y equipos conectados a los ramales de equipo, seguridad humana y crítico no se vean afectados.

De acuerdo con NFPA70 (NEC 2014), en el artículo 110.9 “Corriente nominal de interrupción”, los equipos destinados para interrumpir la corriente en niveles de falla deben tener una clasificación de interrupción a la tensión nominal del circuito presente para la corriente disponible en las terminales. Inclusive, indica que los equipos previstos destinados para interrumpir la corriente en niveles que no sean de falla deben presentar una clasificación de interrupción a la tensión nominal del circuito suficiente para la corriente que debe ser interrumpida. Por otro lado, el artículo del NEC 110.24 “Corrientes de falla disponible” menciona que el equipo de acometida en la planta debe estar identificado en campo, de forma legible, con la máxima capacidad de corriente de falla en el punto; además, se debe indicar la fecha en la que se realizó el cálculo de la corriente de falla. El proyecto como se basa en una actualización del estudio de cortocircuito de la planta de Stein, el NEC, en el artículo 110.24(B), expresa que, cuando existen modificaciones en la instalación eléctrica que puedan afectar la corriente de falla en la acometida, se debe verificar la máxima corriente de falla disponible, o bien realizar un cálculo nuevo de corrientes de cortocircuito, de ser necesario, para asegurar que son suficientes los valores nominales del equipo de acometida para la máxima corriente de falla disponible en los terminales de línea del equipo.

3.1 Corrientes de cortocircuito

De acuerdo con NFPA 70, en el artículo 100 “Definiciones”, la corriente nominal de cortocircuito es la posible corriente simétrica de falla a tensión nominal, a la cual un dispositivo o sistema puede estar conectado sin sufrir daño que exceda los criterios de aceptación definidos. Además, define la corriente nominal de interrupción como la máxima corriente a la tensión nominal, que un dispositivo eléctrico es definido que tienen previsto interrumpir, bajo las condiciones normalizadas.

IEEE std 551-2006, “Calculating short-circuit currents in Industrial and Commercial Power System”, define cortocircuito como “una conexión anormal (incluyendo el arco eléctrico) de baja impedancia relativa causado de forma accidental o intencional, entre dos

puntos de diferente potencial” (IEEE, Calculating short-circuit currents in Industrial and Commercial Power System, 2006, p. 7).

Los sistemas eléctricos energizados se exponen a fallas por cortocircuito, todos los sistemas eléctricos deben diseñarse para que sean capaces de soportar una corriente de falla. Las fallas en el sistema que aumentan la corriente de cortocircuito se pueden generar por diferentes motivos. En la sección del arco eléctrico, se explican los principales motivos por los cuales se puede generar un aumento en la corriente de cortocircuito.

La corriente de cortocircuito disponible se define como la máxima corriente de falla posible en un punto en específico del sistema eléctrico en estudio. La corriente de cortocircuito disponible es directamente proporcional a la cantidad y tamaño de las fuentes de corriente de falla. Normalmente, las fuentes de corriente de falla son generadores, motores y la fuente de suministro principal (la empresa de distribución) (IEEE, Calculating short-circuit currents in Industrial and Commercial Power System, 2006).

3.2 Estudios de corrientes de cortocircuito

Como se mencionó anteriormente, el cortocircuito es el fenómeno eléctrico que sucede cuando dos puntos con un diferencial de potencial se ponen en contacto entre sí, lo que genera altas corrientes que circulan hasta un punto de falla. También, se define como el flujo de corriente eléctrica elevada, debido a una conexión por el circuito de baja impedancia, que sucede normalmente por un accidente intencional o accidental (Nuñez, 2016).

El estudio de cortocircuito determina los niveles de corriente de falla, las cuales permiten obtener la información necesaria para realizar la selección adecuada de la capacidad de protección de los equipos en función de los requerimientos mínimos que se deben cumplir en condiciones de falla. Por lo que todo estudio de cortocircuito sirve para:

- Determinar las capacidades interruptivas de los elementos de protección en la instalación eléctrica.
- Ejecutar la coordinación de los dispositivos de protección contra las corrientes de cortocircuito en condiciones de contingencia.
- También son el previo de los estudios térmicos y dinámicos que consideran los efectos de las corrientes de cortocircuito en elementos de la instalación eléctrica como barras, tableros, protecciones, conductores.

- Se pueden calcular las mallas de puesta a tierra, y selección de conductores de alimentación.

La duración del cortocircuito es el tiempo en segundo o ciclos durante el cual, la corriente de falla se presenta en el sistema. ANSI/IEEE 551-2006 define el ciclo de duración como el intervalo de tiempo entre el momento en que la cantidad de actuación del circuito de disparo alcanza el valor de funcionamiento y el tiempo aproximado en que el contacto de arco primario se abre. El incremento del calor generado por el mismo incremento en la magnitud de la corriente afecta directamente los aislamientos del sistema eléctrico, por lo que es vital reducir el tiempo de falla al mínimo, mediante la correcta selección de las protecciones.

La corriente de cortocircuito disponible en un sistema eléctrico es conocida como la máxima corriente posible en un punto en específico. La corriente de falla es directamente proporcional a la cantidad de fuentes de corriente de falla presentes, las cuales pueden ser generadores, motores y quien mayor aporte brinda es la compañía de suministro eléctrico. Por lo tanto, siempre se busca que exista un medio de desconexión que interrumpa de forma adecuada la alimentación proveniente de la fuente que emite la falla. Por lo que este dispositivo debe seleccionarse a la capacidad, para que pueda interrumpir todas las condiciones de falla. Un cortocircuito produce un flujo de corrientes de forma temporal, en incontrolado.

Para ejecutar este procedimiento es necesario determinar la corriente máxima de cortocircuito en todos los puntos donde se van a colocar las protecciones contra sobrecorriente. La corriente máxima de cortocircuito es necesaria para la selección de los interruptores automáticos de corte, para las necesidades electrodinámicas de conductores, todos los elementos de protección involucrados entre otros (Barahona, Analisis de Cortocircuitos I, 2015).

De acuerdo con ANSI/IEEE 551-2006, todo estudio de cortocircuito se ejecuta para determinar el comportamiento de un sistema eléctrico cuando este entra en modo de falla. Este se calcula realizando un estudio del flujo de potencia en el tiempo de duración de una falla por cortocircuito. El estudio de cortocircuito permite calcular las corrientes de cortocircuito en los tableros eléctricos (estos son los puntos de mayor interés en un estudio de cortocircuito). Una vez que se calculan las corrientes de cortocircuito, se procede con la

selección de las capacidades interruptivas de las protecciones y los conductores (Nuñez, 2016).

Un aspecto importante por considerar para la operación y la planificación de los sistemas eléctricos es el comportamiento durante las condiciones normales de operación, además, es importante analizar el comportamiento de la instalación eléctrica bajo el estado transitorio (durante una contingencia). Como se sabe, todo equipo eléctrico puede sufrir daños temporales severos o permanente durante una condición de falla. Por lo que es necesario definir los dispositivos de protección adecuados al momento de diseñar la instalación eléctrica.

El procedimiento para el diseño de las instalaciones eléctricas en los edificios comerciales, industriales e institucionales del Colegio de Ingenieros Electricistas, Mecánicos e Industriales (CIEMI) define el objetivo del estudio de corrientes de cortocircuito como determinar las magnitudes de corrientes de cortocircuito, y el factor X/R en cada barra de distribución del sistema de potencia, en varios intervalos de tiempo, luego de que se simule la falla, generando la peor de las condiciones.

El actual proyecto es basado en criterios de las normas ANSI/IEEE 551-2006 “Recommended Practice for Calculating Shorth-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power System”, y la norma ANSI/IEEE std 141-1993 “IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants”. Inclusive, se utilizan las normas ANSI/IEEE std 399-1997 “IEEE Recommende Practice for Insutrial and Commercial Power Sysytem Analysis”, y la norma ANSI/IEEE 242-2001 “Protection and Coordination of Insutrial and Commercial Power System”, ya que IEEE presenta el libro *Color Book* es un elemento dedicado al análisis de las corrientes de cortocircuito y coordinación de protecciones.

Para ejecutar un estudio de cortocircuito, es necesario contar con el diagrama unifilar completo y detallado de la instalación eléctrica. Además, es necesario contar con las cargas asociadas con los datos de placa respectivos, los valores de las impedancias subtransitorias de las máquinas eléctricas, el aporte de la compañía de suministro eléctrico. A pesar de que los eventos de cortocircuito son poco frecuentes, toda instalación eléctrica está expuesta a fallos de suministro eléctrico, y riesgo para el personal.

En este proyecto, se utilizará el software Dapper de SKM para ejecutar el estudio de cortocircuito y, además, se realiza con el método de los KVAs equivalentes, el cual se explica adelante.

3.3 Tipos de fallas

Según ANSI/IEEE std 551-2006, normalmente, existen cuatro categorías de fallas, de acuerdo con la conexión, las cuales son:

- Falla trifásica: este tipo de falla es la que tiene menor probabilidad de suceder, pero tiene valores muy elevados de corrientes de falla.

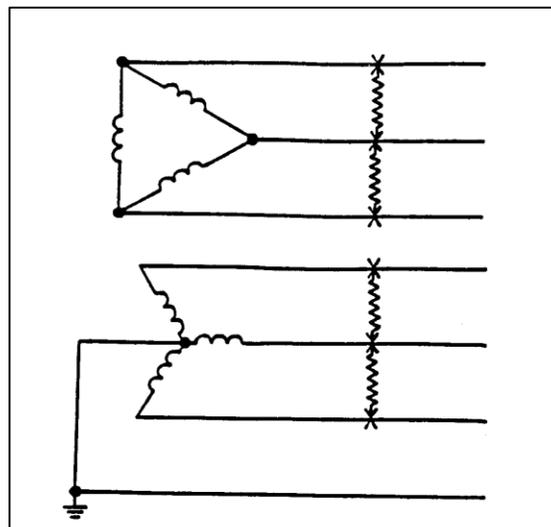


Imagen 2. Falla trifásica.

Fuente: IEEE std 551-2006.

- Falla línea a línea: este tipo de falla es más común la aparición en el sistema eléctrico, pero presenta aproximadamente 0,87 veces el valor de la corriente trifásica en el sistema.

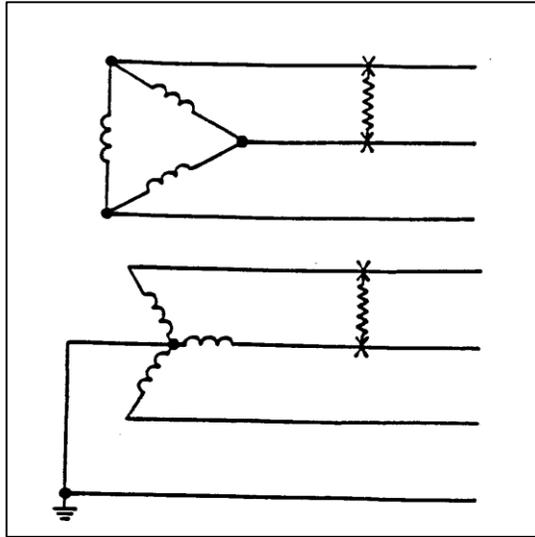


Imagen 3. Falla Línea a Línea

Fuente: IEEE std 551-2006

- Falla línea a línea a tierra: esta suele ser una falla a tierra que se pasa a un segundo conductor. Este tipo de falla son más comunes que las fallas a tierra y menos comunes que la falla trifásica.

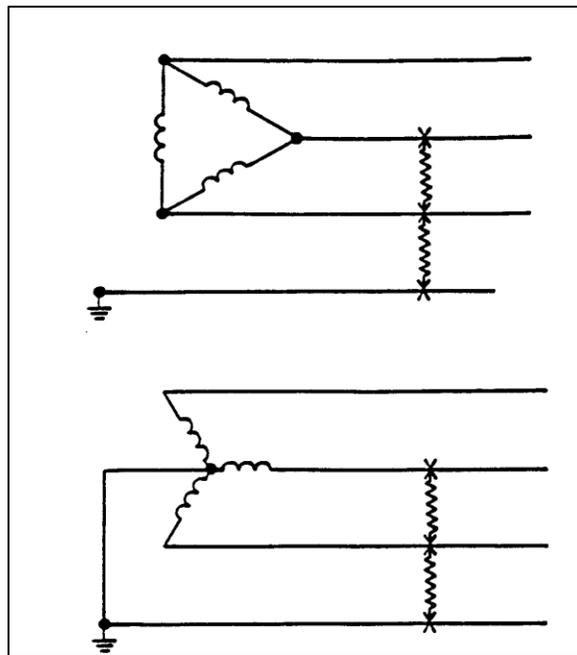


Imagen 4. Falla línea a línea a tierra

Fuente: IEEE std 551-2006

- Falla de línea a tierra: normalmente, es la falla más común con menor perturbación sobre la línea.

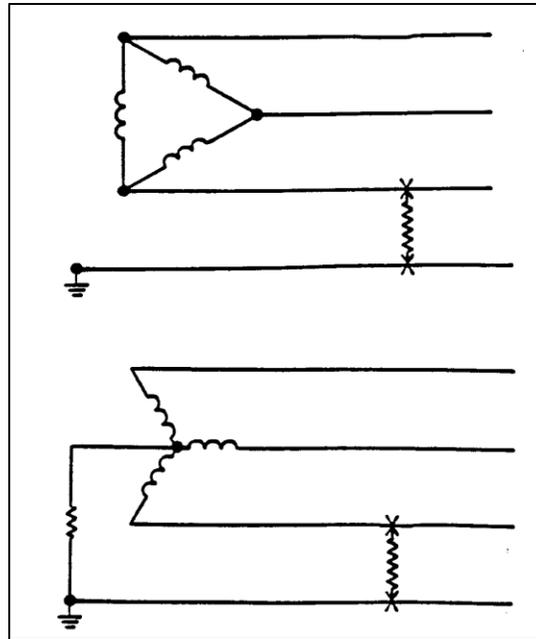


Imagen 5. Falla línea a tierra

Fuente: IEEE std 551-2006

3.4 Contribuciones a la corriente de cortocircuito

Dentro de la instalación eléctrica, existen elementos que generan contribuciones a la corriente de cortocircuito. Las principales fuentes de corrientes de cortocircuito son los generadores existentes en el sistema eléctrico, además de la generación que contribuye la empresa de distribución eléctrica. Además, los motores y condensadores síncronos, así como los motores de inducción. Estos elementos se comportan normalmente como una carga al sistema, sin embargo, durante la falla, estos elementos se comportan como generadores durante un tiempo corto.

Cada uno de estos elementos aporta corriente de cortocircuito delimitado por la impedancia y esta disminuye exponencialmente con el tiempo, a partir del valor que adquiere inmediatamente después de la falla, por esto la impedancia que las máquinas rotatorias

presentan al cortocircuito es variable. Se debe tener presente que la magnitud de la corriente de cortocircuito es dependiente del momento, tipo y ubicación de la falla.

3.4.1 Contribución de motores de inducción

Un motor de inducción en funcionamiento presenta un cortocircuito trifásico relacionado directamente con las terminales de este, que contribuye directamente a la corriente de cortocircuito. En la imagen 6, se muestra el gráfico que representa la caída de corriente inicial alta, seguido de un decrecimiento en el valor hasta llegar a cero.

Para el caso de los motores de inducción, la corriente de cortocircuito es causada por una tensión de activación del estator generado por el flujo del rotor, el cual se encuentra atrapado, de igual forma, la corriente de cortocircuito es delimitada por la reactancia interna del motor. Si un motor de inducción se encuentra conectado a un bus infinito, el cual presenta un perfil de tensión constante y en donde se inicia una falla, se observa la tensión rápidamente llegará a cero, pero, por otro lado, el motor en el sistema eléctrico se mantendrá en movimiento debido a la inercia, lo que provoca que se actúe como un generador.

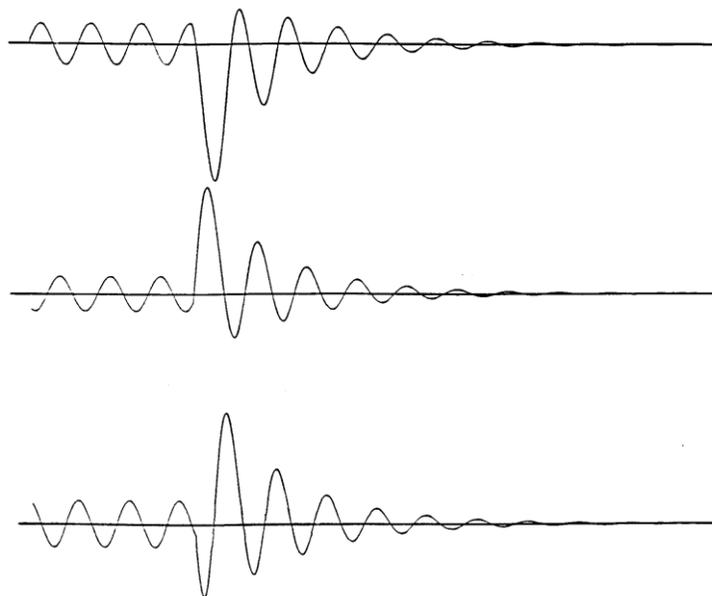


Imagen 6. Corriente de cortocircuito trifásico en un motor de inducción.

Fuente: IEEE std 551-2006

En esta sección, es importante tener en cuenta las siguientes definiciones. De acuerdo con ANSI/IEEE std 551-2006, la reactancia subtransitoria se puede entender como la impedancia equivalente resultante del bobinado del estator, en el momento en el que se da la falla por cortocircuito, la máquina sin carga y con la tensión nominal del elemento. Por otro lado, la reactancia, es el flujo de corriente durante los primeros ciclos de iniciada la falla.

La magnitud inicial se calcula utilizando la reactancia subtransitoria del motor, el cual es dependiente de la frecuencia. Para la norma ANSI/IEEE std 551-2006, es una práctica aceptada sustituir la reactancia de rotor bloqueado conocida o estimada cuando no se conoce la reactancia.

Se debe aumentar la reactancia de acuerdo con los ciclos, ya que el aporte las máquinas de inducción decae de forma exponencial. El siguiente cuadro muestra las reactancias y factores recomendados para los cálculos de los motores de inducción.

Tabla 1. Reactancias y factores recomendados para máquinas de inducción.

Tamaño de máquina	Reactancia recomendada	Factor recomendado
	Primer ciclo	
Motores grandes >1000 hp (746 kW)	16.7 %	$1.0X''_d$
Motores medianos 50 hp – 999 hp	20.8 %	$1.2X''_d$
Motores pequeños <50 hp (37 kW)	27.8 %	$1.67X''_d$
	1.5 a 5 ciclos	
Motores grandes >1000 hp (746 kW)	25.0 %	$ 1.5X''_d$
Motores medianos 50 hp – 999 hp	50.0 %	$3.0X''_d$
Motores pequeños <50 hp (37 kW)	NA	NA

Fuente: ANSI/IEEE 551-2006.

Como se muestra en la tabla anterior, la norma hace distinción entre los motores de inducción de acuerdo con su potencial, inclusive, se menciona que se puede hacer caso omiso sobre los motores llamados “pequeños”. Además, se presentan métodos rápidos, para que el cálculo sea simple, lo que se recomienda es tomar la suma de las corrientes nominales por un

factor de 3.6, o bien utilizar la reactancia equivalente del 28 %, en el caso de los motores pequeños.

Para los motores mencionados como medianos, se puede utilizar un factor de 4,6, o bien se recomienda utilizar una reactancia de 16,7 %. Por otro lado, para los denominados motores grandes, la norma recomienda utilizar la misma reactancia, o bien la corriente nominal por un factor de 6, como aporte simplificado.

3.4.2 Contribución de máquina síncronas

Las máquinas síncronas más comunes dentro de la industria normalmente son los generadores eléctricos, estos elementos son utilizados para generar un respaldo eléctrico sobre cargas importantes, o bien se genera un respaldo sobre la instalación eléctrica completa. Este tipo de máquinas generan el aporte más alto antes del primer ciclo y, luego, cuando alcanza su valor máximo, empieza a decrecer, el aporte generado se reduce de forma menos drástica, con respecto al aporte generado por los motores de inducción.

La corriente de cortocircuito que aportan las máquinas síncronas disminuye de forma exponencial en el tiempo desde un valor inicial alto, esto sucede debido a que el flujo en el entrehierro de la máquina síncrona se incrementa en el momento en que ocurre el cortocircuito (Nuñez, 2016). Este flujo empieza a disminuir, debido a que la capacidad de conducción de corriente en el campo es limitada, y la corriente del estator se disminuye. La magnitud de la corriente de cortocircuito es determinada por el voltaje interno generado por el flujo del entre hierro, de acuerdo con IEEE std 551-2006. En la imagen 7, se muestra el gráfico que explica el comportamiento de la corriente de cortocircuito de la máquina síncrona.

La tasa de caída y la corriente de falla en estado estable depende de las constantes de tiempo de la máquina síncrona y de la acción reguladora de la corriente de campo. La contribución de corriente inicial es causada por un voltaje de activación del estator, el cual es generado por el flujo de rotor. Como se mencionó anteriormente, la corriente de cortocircuito está limitada por la impedancia de la máquina.

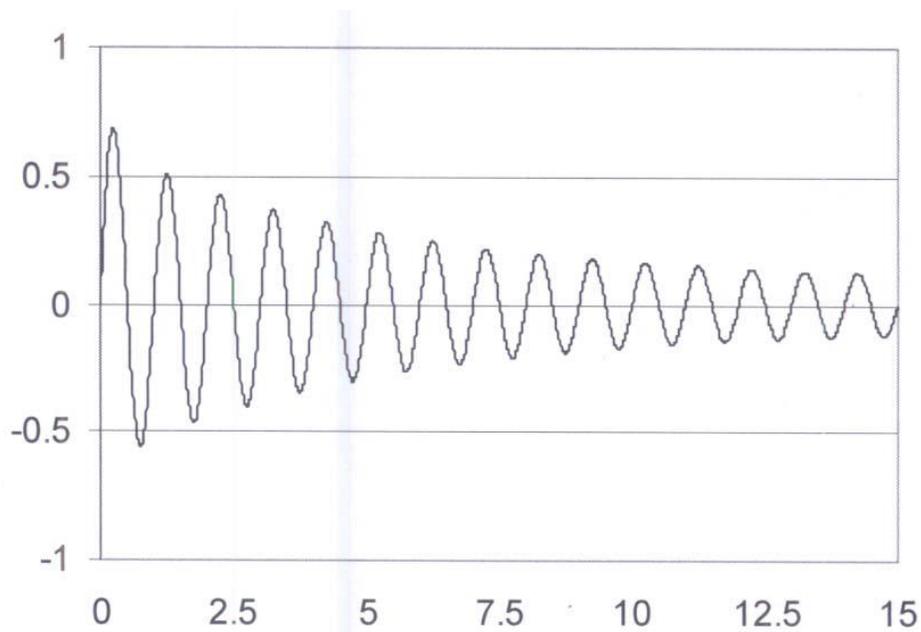


Imagen 7. Corriente de cortocircuito trifásica de una máquina síncrona.

Fuente: IEEE std 551-2006

Como se observa en la imagen 7, la corriente de cortocircuito disminuye de forma exponencial con el tiempo desde un valor inicial alto, hacia un estado estable con valor más bajo.

Los cálculos para aumentar la reactancia X''_{dv} incrementan en la medida en la que inicia el cortocircuito, teniendo en cuenta la caída de tensión, asumiendo que la tensión es constante. La técnica que se describe, y la cual es comúnmente utilizada, es simplificada y aceptada por la norma IEE std 551-2006, la cual utiliza factores de multiplicación de reactancia típicos que se aplican a X''_{dv} , los cuales dependen de si la máquina síncrona es un generador o un motor. La corriente inicial es calculada usando la reactancia subtransitoria de la máquina. En la siguiente tabla, se muestran las reactancias típicas de acuerdo con el ciclo.

Tabla 2. Factores para cálculo de reactancias de máquinas síncronas.

Tipo de máquina	Factor que se recomienda
Primer ciclo	
Alternadores (turbo), hidroalternadores con amortiguamiento condensadores síncronos	$1.0X''_{dv}$
Hidroalternadores sin amortiguamiento	$0.75X''_{dv}$
Motores síncronos	$1.0X''_{dv}$
Del Tercer al quinto ciclo	
Alternadores (turbo), hidroalternadores con amortiguamiento condensadores síncronos	$1.0X''_{dv}$
Hidroalternadores sin amortiguamiento	$0.75X''_{dv}$
Motores síncronos	$1.5X''_{dv}$

Fuente: ANSI/IEEE 551-2006.

Tabla 3. Reactancias típicas para máquinas síncronas

Número de polos	RPM (60 Hz)	X''_{dv}
>16	<451	28 %
8-14	514-900	20 %
2-6	>1200	15 %

Fuente: ANSI/IEEE 551-2006.

Para obtener las reactancias propias de cada máquina, se recomienda utilizar la reactancia subtransitoria, que es la reactancia del devanado del estator en el instante que ocurre la falla. Para el cálculo de los ciclos tres y cuatro, se utiliza la transitoria, la cual es la reactancia aparente una vez que inicia la falla. Para ciclos mayores a cinco, se debe utilizar la reactancia síncrona, la cual es la reactancia que opone la carcasa al voltaje de la excitatriz.

3.4.3 Contribución de la empresa de distribución de energía eléctrica

Esta contribución se basa en la potencia que es capaz de aportar la empresa de distribución de energía eléctrica en el punto de servicio del edificio, o bien en la industria, antes de que las protecciones actúen. Como es de conocimiento, la empresa de suministro genera la electricidad a partir de alternadores, los cuales suministran la energía, según sea la demanda en cada punto. En un eventual evento de falla por cortocircuito, el sistema

demandará más energía, provocando que la empresa de distribución la brinde hasta que la falla se aíse (Nuñez, 2016).

De acuerdo con ANSI/IEEE 551-2006, se realiza una división en la distribución entre la generación remota y la local. La forma más sencilla de entender la generación remota es aquella donde los generadores se encuentran a más de un transformador de distancia del punto de servicio.

Este tipo de aporte presenta un comportamiento distinto al resto de los casos, ya que presenta un decrecimiento en ac. La contribución de esta fuente se considera como una fuente infinita de corriente de falla (asumiendo el concepto de bus infinito), donde la corriente aportada n modo de falla será igual al primer ciclo como el periodo de interrupción (de 3 a 5 ciclos). Este tipo de aporte es el considerado como el de mayor magnitud (Nuñez, 2016).

El transformador principal es el equipo eléctrico que pueden minimizar la corriente de falla que aporta la empresa de distribución. Este elemento de transformación posee una impedancia base, que se representa como primer “prueba” que encuentra la corriente de falla que viene desde la distribución principal. El transformador de la distribución nominalmente presenta voltajes nominales que cambian con la de diferencia de potencial utilizado en el sistema y todas las conexiones deben realizarse en las derivaciones del transformador. Las derivaciones permiten las variaciones en la tensión, así como en la impedancia (Energética Soluciones y Consultoría, 2019).

Los cambios de impedancias de los transformadores pueden convertirse en variaciones no lineales. La mayoría de los estudios de cortocircuito no toma en cuenta los cambios de impedancia, sin embargo, esto es un error y deben tomarse en cuenta, ya que afectan el resultado final de las corrientes de cortocircuito.

De acuerdo con la norma ANSI/IEEE std 551-2006, estos cambios mencionados se incitan a ejecutarse con dos ecuaciones sencillas, donde el cambio de impedancia se puede ejecutar, de acuerdo con los escenarios posibles. Normalmente, se toman tres escenarios bases como lo son cuando existen tensiones coincidentes, cuando no coincide el voltaje en el primario y cuando no coincide en el secundario. Se toman estos escenarios base, puesto que son lo que normalmente se encuentran a nivel nacional.

Estas ecuaciones varían dependiendo de la ubicación de la derivación, para el caso de que la derivación se encuentre en el primario se utiliza la siguiente ecuación:

$$Z_{nueva} = \frac{Z_{nominal} * kV^2_{equipo}}{kV^2_{base}} \quad (1)$$

En caso de que la derivación, se realice en el secundario, se requiere variar la tensión cuando ocurre, para lo que se necesita tomar el valor de la derivación y someter a este factor la corriente de falla nominal.

$$Valor\ de\ derivación = \frac{derivación\ a\ tensión\ nominal}{valor\ nominal\ de\ la\ derivación} \quad (2)$$

En el primer caso de los escenarios propuestos, se presenta un valor nominal de corriente de cortocircuito, donde solo se presenta el aporte de la empresa de distribución. En este caso, los perfiles de tensión son coincidentes con los valores correspondientes al transformador, luego, se realiza el análisis básico (Nuñez, 2016). Como se muestra en la siguiente imagen:

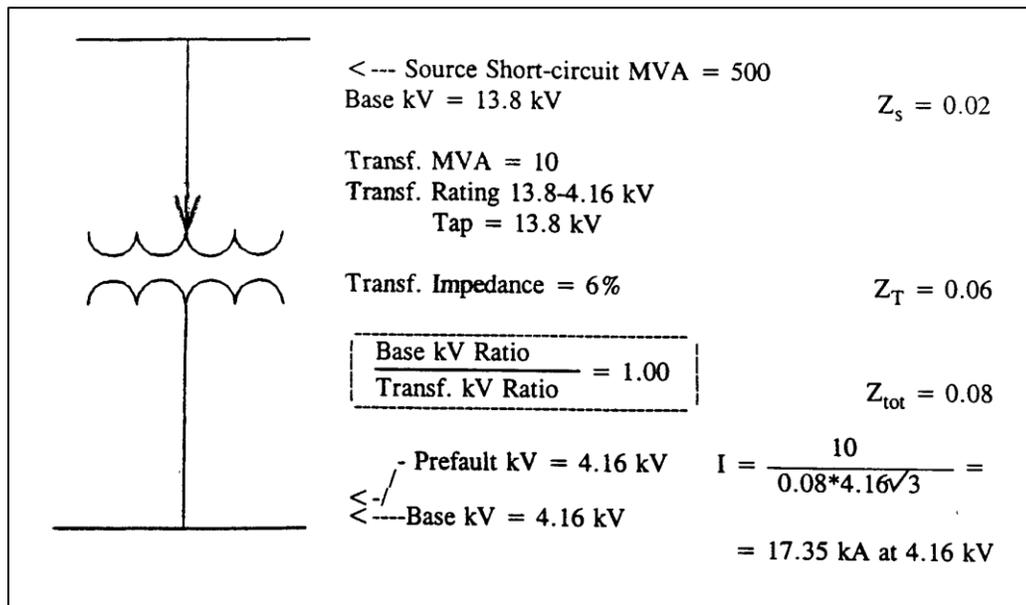


Imagen 8. Escenario nominal del aporte de la empresa de distribución (primer caso).

Fuente: IEEE std 551-2006

El segundo caso es donde se requiera la derivación en el primario del transformador. En este caso, se debe utilizar las ecuaciones anteriores y cambiar la impedancia del transformador. Se presenta un ejemplo donde se tiene un transformador con un tap de 13,2 kV, mientras que el valor base es de 13,8 kV. Con la ecuación de las impedancias, se conoce el nuevo valor de la impedancia con el factor resultante de división del cuadrado de los kV.

Si se realiza la comparación entre los valores resultantes del primer escenario y el segundo, se observa existe un aumento de 17.35 kA a 18, 53kA (Nuñez, 2016).

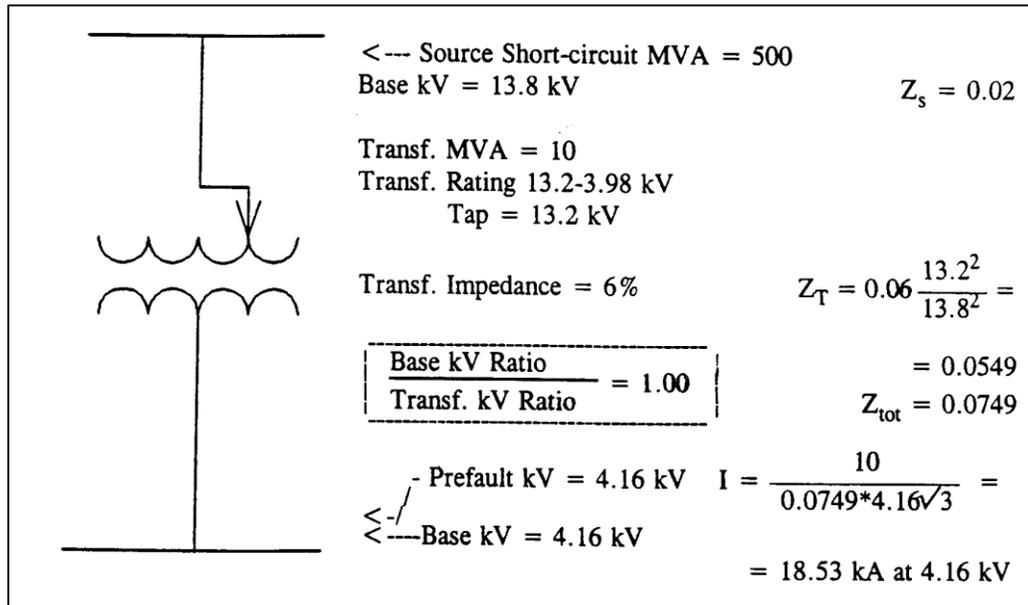


Imagen 9. Escenario nominal del aporte de la empresa de distribución (segundo caso).

Fuente: IEEE std 551-2006

El tercer caso en estudio se da cuando el valor del voltaje en el secundario cambia de acuerdo con el valor base; para el siguiente caso, se tiene una tensión base de 4,16 kV y una tensión en el secundario de 4,25 kV. En este caso, se recomienda la división del primer valor entre el segundo, obteniendo como resultado un factor que se aplica a la corriente de falla (Nuñez, 2016).

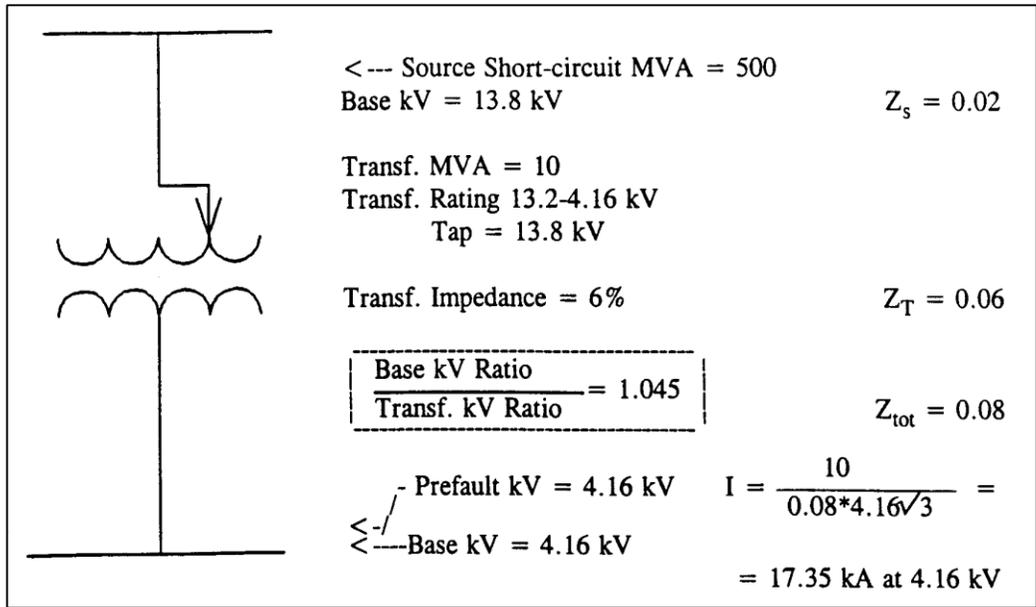


Imagen 10. Escenario nominal del aporte de la empresa de distribución (tercer caso).

Fuente: IEEE std 551-2006

3.4.4 Contribución de bancos de capacitores

Los bancos de capacitores son muy utilizados en la industria, debido a que su principal fin es corregir el bajo factor de potencia y, así, evitar las penalizaciones impuestas por la empresa de suministro de energía eléctrica, inclusive sirven para mejorar el perfil de la tensión durante las condiciones de arranque de motores o inicios de cargas de alta magnitud. También, se instalan como filtros de armónicos, con el fin de reducir las corrientes parásitas que circulan por la red, reduciendo pérdidas eléctricas y desgastes en los devanados de los equipos.

Un condensador de corriente alterna, que normalmente se utiliza en las instalaciones eléctricas, tiene una función constante de carga y descarga de manera constante controlada cada medio ciclo, en función de la tensión y las impedancias del sistema. Cuando el sistema entra en modo de falla, la tensión varía, lo que provoca que el capacitor se descargue de forma rápida, con una elevada corriente de descarga. Esta corriente de descarga es delimitada por la impedancia del elemento y el tipo de falla, la corriente se reducirá dependiendo de la resistencia y la reactancia del circuito (IEEE, Calculating short-circuit currents in Industrial and Commercial Power System, 2006).

De acuerdo con ANSI/IEEE std 551-2006, la siguiente ecuación se utiliza para calcular la corriente aportada por los bancos de capacitores.

$$I_{max} = \sqrt{\frac{2}{3}} * \sqrt{\frac{C}{L}} * V_{LL} \quad (3)$$

Donde:

V_{LL} = es la tensión de línea

L = es la inductancia entre el banco de capacitores y la falla

C = capacitancia del elemento

De acuerdo con la fórmula anterior, los bancos de capacitores presentan una corriente de cortocircuito elevada en el inicio de la falla, sin embargo, decrecen de forma rápida sin crear cambios de activación en la protección inmediata.

IEEE 551-2006 presenta un ejemplo que demuestra lo mencionado anteriormente, que consta de un banco de capacitores de 10 MVar, con una capacitancia de 139.3 μ F, con un conductor 500 kCM en cobre de 30 metros. Este ejemplo, en caso de falla, genera un aporte de 35 kA a medio ciclo. En la figura siguiente, se muestra, en la primera sección, el aporte del banco de capacitores, luego, el aporte de la empresa de distribución y, por último, el aporte de ambos. La corriente simétrica alcanza un valor máximo donde el capacitor aporte la mitad de la corriente de falla y se observa que la corriente del capacitor cae de forma precipitada.

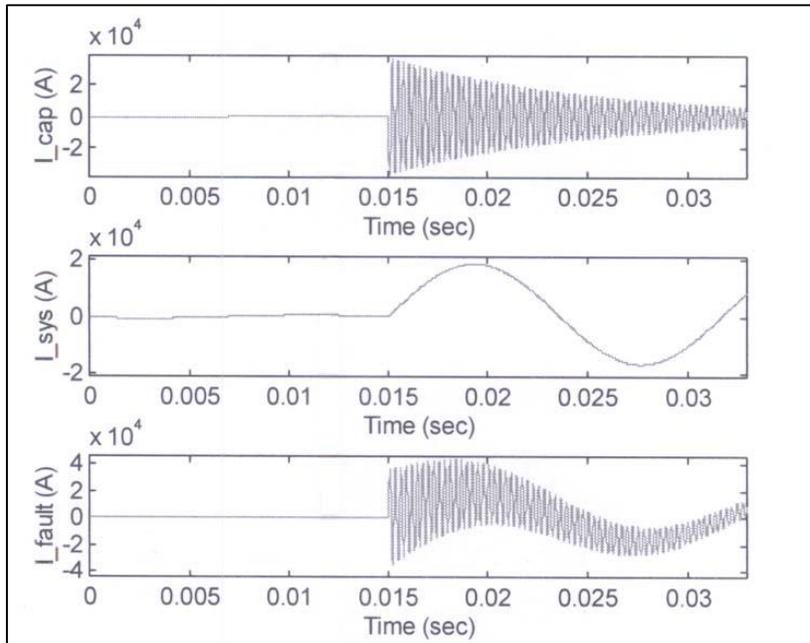


Imagen 11. Comportamiento del banco de capacitores de 10 MVAR ante una falla.

Fuente: IEEE std 551-2006

Este comportamiento es directamente proporcional a la distancia del conductor. Sin embargo, normalmente, los bancos de capacitores se encuentran dentro de la misma subestación principal con un conductor menor a 10 metros, para que la corriente de falla sea despreciable. Por este motivo, los bancos de capacitores son disipados entre 1/8 a 1/30 ciclos. Por lo que ningún interruptor es capaz de accionarse en un periodo de tiempo tan bajo.

Como se mencionó anteriormente, los capacitores forman parte de los filtros de armónicos, los cuales presentan un factor de X/R elevado, no obstante, presentan un comportamiento similar a los bancos de capacitores en modo de falla, donde presentan un valor pico elevado, con un decrecimiento rápido, sin afectar la activación del disyuntor en caso de falla.

Por estos motivos, la norma 551-2006 asume que los bancos de capacitores y los filtros de armónicos son descartados antes de alcanzar un cuarto de ciclo, ya que no tienen la capacidad de activar un dispositivo de protección. En general, no se toman en cuenta al momento de realizar un cálculo de cortocircuito, siempre siendo dependiente de la distancia del conductor de alimentación.

3.5 Métodos de cálculo de corrientes de cortocircuito

Actualmente, existen distintos métodos para calcular las corrientes de cortocircuitos, la selección del método a utilizar se encuentra a criterio personal, sin embargo, siempre se busca utilizar un método que brinde la mayor exactitud y confiabilidad de los resultados. A continuación, se mencionarán algunos de los métodos más comunes.

3.5.1 Método de las impedancias

Este es un de los métodos más utilizados actualmente, ya que este es un método que brinda la corriente de falla en cualquier punto de la red eléctrica con una buena precisión. Este es apto para circuitos de baja tensión.

Según Núñez (2016), este método se basa en la ley de ohm, donde se toma como tensión prefalla, el mismo valor a la tensión nominal en cualquier punto. Se busca calcular todas las impedancias que se intervengan en la generación de corriente de falla al punto por analizar. En general, consiste en calcular de manera separada las resistencias y reactancias inductivas que intervienen en el lazo en donde se encuentra la falla.

Este método busca simular toda la red en impedancias equivalente PU, y simplificar la red hasta de forma que se obtiene una sola impedancia en el punto de falla. Cuando se alcanza este punto, se utiliza la ley de ohm para calcular la corriente de falla asimétrica en PU, y se calcula la corriente de falla en cualquier punto multiplicado por la corriente base.

Según Barahona (2015), el valor PU es la relación de la cantidad entre un valor base (cantidad base), obteniendo una cantidad adimensional. La tensión, la corriente, potencia, resistencia reactancia e impedancia se pueden expresar en PU. La cantidad base es arbitraria, sin embargo, se selecciona a conveniencia dependiendo del sistema eléctrico en estudio.

Para ejecutar el método de las impedancias, se debe contar con el diagrama unifilar lo más simplificado posible, incluyendo los datos de los dispositivos principales como lo son los transformadores, motores generadores, conductores entre otros. Y, además, es importante contar con la capacidad de cortocircuito del punto de entrega del servicio eléctrico, (dato suministrado por la empresa de distribución).

Resumiendo lo mencionado anteriormente, en las siguientes ecuaciones para el sistema por unidad (p.u.):

$$\text{Valor en p.u.} = \frac{\text{Cantidad}}{\text{cantidad base}} \quad (4)$$

Cuyo valor en porcentaje debe ser:

$$\% = \text{valor en p.u.} * 100 \quad (5)$$

Para lograr completar este método, primeramente, se debe realizar un análisis desde el punto de entrega hasta el último elemento, luego, se calculan las corrientes simétrica y asimétrica. Después, se realiza el mismo procedimiento descrito de abajo hacia arriba. Por último, se suman las corrientes obtenidas en ambos casos y se obtiene la corriente de cortocircuito en el punto de estudio, y con base en este valor se realiza la selección de la protección.

Como se menciona, se deben realizar los cálculos de impedancias del sistema aguas arriba (desde la acometida del sistema eléctrico hacia la distribución), de los conductores, transformadores existentes en el sistema, los alternadores o generadores, motores de inducción, entre otros dispositivos y el reflejo de la impedancia, utilizando las ecuaciones que se muestran a continuación, dependiendo de los elementos. En esta sección, se enfoca únicamente en los sistemas trifásicos, debido a que el sistema eléctrico de la planta es un sistema trifásico con tensión 480/277 V en la tensión secundaria del transformador principal. La impedancia depende de los valores de resistencia (R) y reactancia (X). Este método es comúnmente explicado en el cuaderno técnico de Schneider Electric número 158.

Impedancia del sistema aguas arriba.

De acuerdo con Barahona (2015), este define las características del sistema justo antes de la entrada al sistema eléctrico, ya que la empresa de distribución aporta gran cantidad de energía debido al tamaño de su bus en comparación con la instalación eléctrica. La capacidad de cortocircuito (Scc) en este punto normalmente se le solicita a la empresa de distribución. La impedancia se puede calcular con la siguiente fórmula, partiendo desde los datos de entrega de la compañía.

$$Z_a = \frac{U_1^2}{S_{cc}} \quad (6)$$

Donde:

Z_a: impedancia del sistema aguas arriba (Ω).

U1: tensión del primario de alimentación (kV).

Sec: capacidad de cortocircuito (MVA).

Como Z_a es una impedancia, presenta dos componentes, por lo que $Z_a = R_a + iX_a$; donde:

$$X_a = \sqrt{1 - \left(\frac{R_a}{Z_a}\right)^2} \quad (7)$$

Donde, el valor de R_a/Z_a obtiene, por experiencia previa, la siguiente tabla:

Tabla 4. Valores típicos para R_a/Z_a .

Valor R_a/Z_a	Tensión
0.3	Nivel < 6 kVA
0.2	6 kVA < Nivel < 20 kVA
0.1	20 kVA < Nivel < 150 kVA

Fuente: Barahona, 2015.

Impedancia de los conductores.

La impedancia en los conductores se obtiene a partir de la resistencia del conductor (R_c) y la reactancia del conductor (X_c), partiendo de la siguiente ecuación:

$$Z_c = R_c + i X_c \quad (8)$$

Obteniendo los valores de la reactancia y la resistencia a partir de:

$$R_c = \frac{\rho L_c}{at} \quad (9)$$

$$X_c = X_{un} L_c \quad (10)$$

Donde:

ρ : resistividad del conductor ($\Omega\text{mm}^2/\text{m}$).

L_c : longitud del conductor (m).

at : área transversal del conductor (Ωmm^2).

X_{un} : reactancia unitaria (Ω/m).

Impedancia del transformador

De acuerdo con Barahona (2015), la impedancia en los transformadores (Z_t) se obtiene de la siguiente ecuación:

$$Z_t = \frac{U_n^2 * U_{cc}}{S_n * 100} \quad (11)$$

Donde:

U_n : tensión presente en el transformador (V).

S_n : capacidad nominal del transformador (VA).

U_{cc} : tensión de cortocircuito (%).

Impedancia del alternador.

La impedancia en los elementos de generación eléctrica (alternadores, Z_g) se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$Z_g = \frac{U_g^2 * X_g''}{100 S_g} \quad (12)$$

Donde:

U_g : tensión nominal de generación (V).

S_g : capacidad nominal del alternador (W).

X_g : reactancia subtransitoria del alternador (%).

Impedancia del motor

Barahona (2015) indica que la impedancia de máquinas rotativas de inducción (Z_m) se puede obtener teniendo como base la siguiente ecuación:

$$Z_m = \frac{U_n^2 * U_{cc}}{100 S_m} \quad (13)$$

$$S_m = \frac{P_m}{\eta \cos\theta} \quad (14)$$

Donde:

U_n : tensión de operación del motor (V).

U_{cc} : tensión de cortocircuito (%).

S_m : capacidad nominal aparente del motor (VA).

P_m : capacidad real del motor (W).

η : eficiencia del motor.

$\cos\theta$: factor de potencia.

Impedancia de los dispositivos.

A continuación, se muestran los valores típicos que normalmente presentan los dispositivos de desconexión-conexión:

$$R_m = 0\text{m}\Omega \quad (14)$$

$$X_m = 0.15\text{m}\Omega \quad (15)$$

Impedancia reflejada de baja tensión

Para la aplicación de este método, se debe reflejar la impedancia obtenida del lado de alta tensión al lado de baja tensión, aplicando la siguiente ecuación:

$$Z_{BT} = Z_{AT} \left(\frac{U_{BT}}{U_{AT}} \right)^2 \quad (16)$$

Donde:

Z_{bt}: es la impedancia del lado de baja tensión (Ω).

Z_{at}: impedancia del lado de alta tensión (Ω).

U_{bt}: tensión de lado de baja (V).

U_{at}: tensión del lado de alta.

Ejecutando las ecuaciones mostradas anteriormente, se puede encontrar la corriente de cortocircuito (I_{cc}) en el sistema con la siguiente fórmula. Esta ecuación es únicamente para encontrar las corrientes de cortocircuito en un sistema con tensión trifásica en principal.

$$I_{cc} = \frac{U/\sqrt{3}}{Z_{cc}} \quad (17)$$

Donde:

U: tensión de línea del sistema eléctrico (V).

Z_{cc}: impedancia equivalente de cortocircuito (Ω).

3.5.2 Método de KVAs equivalentes

Este método, al igual que el anterior, es comúnmente utilizado por su exactitud en el cálculo de las corrientes de cortocircuito además de la simplicidad del proceso. Este método como base fundamental presenta que todo aporte está ligado a la potencia aparente de cada fuente de cortocircuito. Es decir, que si la magnitud de corriente en un dispositivo activo puede aportar al cortocircuito en sus terminales está ligado directamente con los KVAs equivalentes del dispositivo activo de cortocircuito.

Para ejecutar este método de cálculos de cortocircuito, es indispensable contar con el diagrama unifilar eléctrico, con información del levantamiento a detalle. En este punto, es importante contar con los correctos medios de protección presentes en él (ya sean fusibles o disyuntores termomagnéticos), donde se observe la marca, el modelo, la tensión, la ampacidad, las capacidades interruptivas y las curvas características de cada tipo de dispositivo. Además, es necesario conocer los conductores que se encuentran en la planta, para ello es necesario conocer al menos, material, calibre y la distancia del conductor. Con respecto a los transformadores, es necesario tener un registro legible del dato de placa, donde se observe la impedancia porcentual, la potencia y la tensión primaria y secundaria. Por último, es necesario tener los datos de placa de los motores presentes en la planta y que puedan aportar al análisis de cortocircuito.

Las impedancias de los conductores, los transformadores y los elementos pasivos de una instalación eléctrica, así como limitan la corriente de funcionamiento normal, también son capaces de limitar tanto la corriente de cortocircuito, como los kVAs que pueden fluir por ellos. Por esto, cada impedancia del circuito tendrá un valor asociado de kVAs equivalentes que cambiarán de forma inversa a la impedancia (Barahona, 2015).

Para ejecutar este método, es necesario contar con el diagrama unifilar detallado; con información detallada de los medios de desconexión presentes en la instalación eléctrica, conductores con el respectivo calibre y distancia. Además, con los datos de placa de los transformadores y motores, que son los elementos que aportan al sistema. Es necesario contar con los datos de aporte de la empresa que suministra el servicio eléctrico.

La ventaja principal de este método es que contando con la información necesaria se puede reducir considerablemente el tiempo de cálculo y que se obtiene un resultado con una exactitud aceptable.

El cálculo de las corrientes de cortocircuito para este proyecto se basa en el método de los kVAs equivalentes. Este es el método elegido para la comparación teórica, basándonos en la sencillez de la ejecución del cálculo y, a su vez, que este es el método que se aprende durante el curso de instalaciones eléctricas en la carrera de mantenimiento industrial del Tecnológico de Costa Rica.

Para ejecutar este método, se debe contar con los adecuados valores equivalentes de los respectivos elementos que aportan a la corriente de cortocircuito, como lo son el aporte de la

compañía, los elementos de generación, conductores, motores de inducción o síncronos, transformadores y reactores; en síntesis, se realiza un cálculo para obtener los valores de kVAs equivalentes para elementos pasivos y activos presentes en la instalación eléctrica. A continuación, se muestra cómo se ejecuta el cálculo de los de kVA equivalentes para cada elemento, para que al final se pueda obtener la corriente de cortocircuito a partir de cada los valores de kVA equivalentes. Todo elemento eléctrico se puede presentar en función de kVAs equivalentes. En primer lugar, se presentan los cálculos de kVAs equivalentes correspondientes a los elementos activos de la instalación eléctrica.

kVA equivalente de la empresa de suministro eléctrico.

Este valor es suministrado por la empresa de distribución correspondiente, en el punto de entrega de donde se requiere realizar los estudios eléctricos. Este valor se debe ser en términos de kVAcc o MVAcc. (Barahona, 2015).

kVA equivalente para plantas de emergencia.

Para ejecutar este cálculo es necesario contar con el valor de la reactancia subtransitoria (X_d'') del elemento, el cual se encuentra en el dato de placa de este. La reactancia se manifiesta durante los primeros ciclos de la falla y genera el aporte máximo de corrientes de cortocircuito por parte del elemento de generación. El valor de kVA equivalente se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$kVAcc = \frac{kVA \text{ del generador}}{X''_{dpu}} \quad (18)$$

kVA equivalente de los motores.

Como se mencionó anteriormente, la capacidad de corriente inicial de cortocircuito que puede entregar un motor ya sea síncrono o asíncrono corresponde principalmente a la impedancia del rotor bloqueado, donde se aplica las siguientes ecuaciones para obtener los valores de kVA de cortocircuito y la corriente de cortocircuito del elemento.

$$kVAcc = P * (\text{factor de letra de código}) \quad (19)$$

$$kVAcc = \frac{HP_{motor}}{X''_{dpu}} \quad (20)$$

$$I_{cc} = \frac{kVAcc}{V\sqrt{3}} \quad (21)$$

Donde:

P: es la potencia (HP).

Factor de letra de código: letra de código correspondiente al motor en la placa de datos.

V: tensión nominal.

Para ejecutar la ecuación (19), es necesario contar con la información específica del dato de placa de los motores, la cual muchas veces no se tiene en cuenta. Por ende, se utiliza la ecuación (20).

De acuerdo con Barahona (2015), cuando no se presenta con la información específica del equipo, se puede considerar una corriente a rotor bloqueado igual a 6 veces la corriente a plena carga, obteniendo un valor de $X''_d = 0,17$ pu, este valor es el se utilizará únicamente para la determinación de kVAs equivalentes en motores mayores o iguales a 50 HP. En el caso de los motores menores a 50 HP, se considera una aproximación aceptable de $X''_d = 0,20$ pu. Este tipo de reactancia se considera también para el cálculo cuando se utilizan grupos de motores con funcionamiento similar operando al mismo tiempo. Para el caso de los motores, se debe considerar que $1\text{HP} = 1\text{kVA}$.

Ahora, se presentan los cálculos de los elementos pasivos al cortocircuito, los cuales se encuentran en la instalación eléctrica.

kVAs equivalentes de los transformadores de la instalación eléctrica.

Los devanados del transformador se oponen y limitan los valores del kVA de cortocircuito, disponibles de un lado del transformador cuando ocurre el cortocircuito del otro lado de los devanados.

Con la siguiente ecuación, se observa que los valores de los kVAs de cortocircuito son independientes a la tensión primaria o secundaria del transformador, sin embargo, se necesita conocer estos valores para ejecutar el cálculo de las corrientes de cortocircuito de cada lado.

El valor de kVA se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$kVA_{CC} = \frac{kVA_{TX}}{Z_{PU}} \quad (22)$$

Donde:

kVA_{tx}: es la capacidad del transformador en kVA.

Z_{pu}: impedancia del transformador.

kVA equivalente de los conductores.

El valor de los kVA para los conductores son dependientes directos de la longitud correspondiente del conductor y las características de impedancia asociada con el calibre del elemento, el cual se consulta con el fabricante, otra forma de consultar las impedancias es de acuerdo con la Tabla 8 del NEC. Este valor se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$kVA_{Acc} = \frac{kV^2}{1000 * Z * L} \quad (23)$$

Donde:

kV: la tensión del elemento (kV).

Z: impedancia del conductor (Ω /km).

L: distancia del conductor (km).

kVA equivalente de reactores.

Los reactores son elementos de bobina que se instalan en cada fase del sistema trifásico, con el objetivo de atenuar las corrientes de cortocircuito que entran al sistema principal. Los valores de kVA se pueden calcular de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$kVA_{Acc} = \frac{1000kV^2}{Z} \quad (24)$$

Donde:

kV: la tensión del elemento (kV).

Z: impedancia del conductor (Ω /km).

Utilizando las ecuaciones anteriores, y dejando todos los elementos y activos en función de kVA equivalentes, se puede representar todo el diagrama unifilar eléctrico en términos de kVA equivalentes. Es necesario manipular los valores de kVA disponibles de cortocircuito (kVA_{Acc}) en cada punto de estudio y con esto determinar las corrientes de cortocircuito en cada bus fallado del sistema. Esta manipulación se realiza desde abajo hacia arriba en primera instancia y, luego, en sentido contrario, obteniendo dos valores en los buses que realmente aportan cortocircuito al sistema (Barahona, 2015).

Para manipular a conveniencia el diagrama unifilar eléctrico de kVAs equivalentes, es importante recalcar que el comportamiento de los kVAs equivalentes en el diagrama es

inverso al de un diagrama de impedancias, por lo que se puede afirmar que los kVAs en serie se comportan como impedancias conectadas en paralelo, y viceversa. A continuación, se muestra la ecuación para el cálculo de kVAs en serie.

$$kVA_{total} = \frac{1}{\frac{1}{kVA_1} + \frac{1}{kVA_2} + \dots + \frac{1}{kVA_n}} \quad (25)$$

Ahora, se muestra que la ecuación que se utiliza al realizar el cálculo de kVAs en paralelo.

$$kVA_{total} = kVA_1 + kVA_2 + \dots + kVA_n \quad (26)$$

Las corrientes de cortocircuito de los elementos pasivos también presentan un valor de kVA asociado, que atenúan las corrientes de cortocircuito. La corriente simétrica en cada punto se obtiene de la división de los kVAcc (potencia aparente de falla) entre la tensión de línea (en kV, tomando en cuenta el valor de raíz de tres en los cálculos trifásicos). Tomando en cuenta la siguiente ecuación:

$$S = \frac{V^2}{Z} \quad (27)$$

Por último, cuando se tiene el valor de kVAS, aguas arriba y aguas abajo en el punto de estudio, se procede a aplicar la ecuación de cálculos de corriente de cortocircuito. De acuerdo con Barahona (2015), en el momento del cortocircuito, se genera una corriente de simétrica y, además, una componente unidireccional, lo que genera que el cálculo de la corriente asimétrica sea necesario para la selección de la capacidad interruptora. Por lo que el cálculo de la corriente simétrica se realiza con la siguiente ecuación:

$$I_{CC_{simetrica}} = \frac{kVAcc_{equivalente}}{kV * \sqrt{3}} \quad (28)$$

El cálculo de la corriente asimétrica se ejecuta de forma simplificada, utilizando el uso de los factores de multiplicación, que tienen como objetivo el cambio de la corriente en simétrico en asimétrico. Estos factores mencionados dependen de la relación X/R del circuito hasta el punto de falla y normalmente varía entre 1,0 y 2,3. Generalmente, se establece como valor promedio de 1,6 para sistema de más de 600 V y el valor de 1,25 para sistemas por debajo la tensión mencionada.

Cuando se realiza este tipo de estudio, es importante tener en cuenta cuales son los elementos pasivos y cuáles son los activos, ya que cuando se realizan los cálculos de aguas abajo hacia arriba únicamente se toman en cuenta los elementos que aportan al cortocircuito.

Con las fórmulas anteriores, se obtienen los valores de corrientes de cortocircuito en cada punto donde sea necesario ejecutar el cálculo. Este es el método a utilizar durante el cálculo de corrientes de cortocircuito en la sección de resultados.

3.5.3 ANSI/IEEE std 551-2006.

Durante ese proyecto, se menciona constantemente la norma ANSI/IEEE std 551-2006, IEEE recommended practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial. Este libro expone un método de cálculo donde recopila las recomendaciones expuestas por el Color Book de IEEE. Dicha norma cuenta con varios de los capítulos destinados a cada tipo de aporte según los elementos más comunes que se encuentren en la instalación eléctrica. Este libro describe los procedimientos para calcular las corrientes de cortocircuito en los sistemas trifásicos de corriente alterna de acuerdo con ANSI. Como los anteriores procedimientos, este caso contempla los aportes generados por los motores, conductores, transformadores, generadores. Se tiene como objetivo el cálculo de los procedimientos que generan corrientes de cortocircuito, donde se da énfasis a las fallas trifásicas y se hace referencia ocasional a los cortocircuitos de línea simple a tierra.

De acuerdo con Núñez (2016), este método tiene como objetivo principal realizar un cálculo de corrientes de cortocircuito en cualquier punto de la red. Para ejecutar este método, es necesario contar con una frecuencia de red constante. También se debe considerar que los valores de resistencia son constantes y las reactancias son saturadas. Es necesario para ejecutar este método que la tensión y el ángulo de fase sea constante y que la corriente de falla debe ser sinusoidal.

Este método realiza una combinación de teoremas y métodos de cálculo con el objetivo hacer una simplificación máxima del diagrama unifilar a una única impedancia y con eso obtener los valores de cortocircuito y factor asimétrico, de forma similar al método de las impedancias, mencionado anteriormente.

Según Núñez (2016), el procedimiento que expone esta norma se puede exponer en 6 pasos, como lo son los siguientes:

1. En el primer paso, se debe elaborar el diagrama unifilar eléctrico con todos los elementos que pueden aportar corrientes de cortocircuito en caso de una falla. Se deben incluir los conductores, motores, transformadores, protecciones; siempre se

debe tener el conocimiento con los datos de placa, longitudes y calibres de los conductores.

2. Ejecutar un diagrama unifilar de impedancias, mostrando las impedancias equivalentes de cada elemento. En este caso, se recomienda utilizar el método de los PU, para ejecutar el cálculo de forma sencilla. Igualmente, se realiza un caso similar al método de las impedancias.
3. En el tercer paso, se recomienda ejecutar la equivalencia de las conexiones con otros sistemas eléctricos, como es el caso con el sistema de distribución de energía que brinda la compañía de distribución.
4. Para el cuarto paso, se debe calcular ejecutar el cálculo de las corrientes simétrica y el factor de asimetría en el punto de análisis; como se mencionó en los métodos anteriores, para esto, se debe simplificar los dos diagramas unilaterales tanto en resistencias como en reactancias a una variable equivalente de cada tipo. Luego, se divide la reactancia entre la resistencia y se obtiene el factor de X/R . por otro lado la corriente simétrica se obtiene al dividir la tensión de prefalla entre la impedancia obtenida.
5. Luego, se necesita calcular el factor de X/R , para obtener la corriente asimétrica.
6. Por último, es necesario comparar los resultados obtenidos con las capacidades interruptivas de los posibles disyuntores, y con esto conocer la adecuada respuesta de los elementos de desconexión en caso de falla.

3.6 Coordinación de protecciones

La coordinación de protecciones presenta como objetivo principal determinar las características y capacidades de los dispositivos de protección utilizados, para que se minimice el daño a equipos y se interrumpa de manera rápida el flujo de corriente ante una falla de cortocircuito en el sistema. Con la coordinación de protecciones, se busca que, en caso de una condición de falla o sobrecarga en el sistema eléctrico, se interrumpa únicamente la sección del sistema donde se encuentre la falla. El estudio de coordinación de protecciones tiene como es la comparación y selección de tiempos de operación de los dispositivos de protección contra sobrecargas en condiciones de falla (Quesada, 2014).

La coordinación de protecciones busca la supresión lógica de una falla, en caso de que la falla se produzca en un cuarto de producción, por ejemplo, hablando en términos industriales, sea únicamente esta parte del sistema el medio que se aíse, y no la institución completa. Esto genera un valor agregado en casos donde existan cargas que deben estar alimentadas en todo momento, o bien donde se pueda ver perjudicadas líneas de producción sensibles (Energética Soluciones y Consultoría, 2019).

3.6.1 Estudio de coordinación de protecciones.

Todo análisis de cortocircuito es el punto de partida para el estudio de coordinación de protecciones. Las corrientes de cortocircuito en cada bus del sistema eléctrico son indispensables durante los estudios de coordinación de protecciones, inclusive, es importante conocer las características nominales de los equipos y dispositivos seleccionados en la red. La metodología para el estudio de coordinación de protecciones se basa en seleccionar los puntos de operación de las curvas de los dispositivos de protección y en conjunto con las curvas características de tiempo y corriente de los elementos, para obtener un resultado de la gráfica final de coordinación (Doñes, 2015).

Con este proyecto, se busca la máxima selectividad sin sacrificar la sensibilidad de acción de los dispositivos de protección, ya que, por la naturaleza de los sistemas eléctricos, la supresión de falla tiende a incrementarse hacia la fuente de suministro.

Para ejecutar una coordinación de selectiva, es indispensable contar con las curvas de protección que se van a implementar, y con esto ver el comportamiento que van a presentar los distintos valores de falla y la duración que tardará en suprimir dicha falla. De este modo, realizar una coordinación ascendente, en el que la protección inmediata del sistema eléctrico donde se genere la falla no logra suprimir la misma, sea el panel padre quien aíse el sector, y así subir hasta llegar a las protecciones de media tensión, lugar en el que se espera que las protecciones aguas abajo logren suprimir la falla en el punto específico (Energética Soluciones y Consultoría, 2019).

El dispositivo de protección inmediato a una carga en específico debe operar de forma rápida en caso de una falla, de acuerdo con los tiempos establecidos del elemento seleccionado, operando con un nivel de retardo de tiempo la siguiente protección aguas arriba.

Las protecciones deben seleccionarse de forma que cumplan las limitaciones de los dispositivos de protección y, a su vez, puedan cumplir con las corrientes naturales de operación de los equipos, como los siguientes.

Corriente de energización de los transformadores.

La corriente inrush se presenta cuando se da arranque a un transformador de voltaje. El valor normal de esta corriente oscila entre 8 a 12 veces la tensión nominal del transformador y se presenta en un tiempo inferior a 0,1 segundos (Doñes, 2015).

Curvas de daños de conductores y transformadores.

Todo elemento eléctrico debe soportar en cierto tiempo las altas temperaturas generadas por sobrecorrientes. Estos límites deben quedar en todo momento por encima de las curvas de las protecciones respectivas, con el fin de que se produzcan daños si dicha protección no entra en operación en caso de falla.

Arranque de los motores.

En todo estudio de coordinación de protecciones, se debe considerar en el análisis los motores eléctricos, en especial los que son denominados motores grandes, de acuerdo con lo que se estableció en la sección de aporte de motores de inducción de la sección de cortocircuito del presente reporte. La corriente de arranque del motor es mayor a la corriente nominal de operación y está definida por las corrientes de rotor bloqueado, corriente de arranque y la corriente de operación.

Cargas estáticas.

Toda planta cuenta siempre con cargas estáticas, como lo son luminarias, resistencias, entre otros; este tipo de carga normalmente no presenta mayores exigencias dentro del estudio de coordinación, ya que no implican grandes transitorios dentro de su operación normal. Por lo que presentan corrientes de falla bajas y en el estudio no se representan, llegando la coordinación hasta el tablero aguas arriba (Doñes, 2015).

Desde el punto de vista del diseño en los sistemas de protección, los criterios de selección de estos están relacionados directamente con la selectividad, velocidad, confiabilidad, simplicidad y resulten económicamente viables.

- **Selectividad:** establece que la protección de un sistema deberá operar de forma tal que aisle la sección donde se encuentre la falla en el sistema eléctrico, en términos generales, las protecciones aguas arriba idealmente deben presentar un retardo mayor que las protecciones aguas abajo, a esto se le conoce como coordinación y busca que en caso de falla la protección que actúe sea próxima inmediata (Energética Soluciones y Consultoría, 2019).
- **Velocidad:** la velocidad es una característica importante, ya que de esto depende el tiempo de acción de la protección frente a la falla y reducir riesgos. Entre mayor sea el tiempo que se dure en suprimir una falla, mayor es el riesgo de la existencia de un evento de arco eléctrico y más exposición a daño del equipo (Energética Soluciones y Consultoría, 2019).
- **Confiabilidad:** protección debe operar en caso de falla en el sistema dentro de la zona protegida, además de actuar de forma segura contra disparos indeseados en otras condiciones. Por lo que siempre es importante colocar elementos de calidad.
- **Costo:** la selección de una protección en específico tiene como finalidad proteger y aislar la zona de falla. El costo de un elemento depende de la selectividad presente, por lo tanto, se debe evaluar el punto óptimo entre costo y selectividad.

Al momento de ejecutar el estudio de coordinación de protecciones, es importante presentar una lógica y nunca comprometer el sistema productivo de otras áreas de la empresa o bien institución. En general, los dispositivos de protección que se analizarán son los siguientes: relés de protección normalmente para el sistema de media tensión, interruptores de bajo voltaje y fusibles ya sea de medio o bajo voltaje.

3.6.2 Aspectos generales de la coordinación.

La protección efectiva necesita que los dispositivos de protección sean los adecuados; que estos se encuentren seleccionados de forma correcta, calibrados y ajustados, para que se logre el paso de corriente nominal desde la fuente hacia la carga. De modo que exista una apertura instantánea, o bien con retardo de tiempo cuando se presente un valor de corriente

que sobrepase el umbral definido de flujo de corriente. Para aumentar la continuidad en el servicio eléctrico, se requiere que los dispositivos operen con dicha selectividad (Doñes, 2015).

Como se mencionó anteriormente, todo proceso de coordinación de protecciones implica de forma necesaria el uso de las curvas tiempo y corriente, de cada elemento de protección presente en la instalación eléctrica. Lo que obliga a considerar los intervalos de tiempo entre las curvas y los elementos de protección, siendo esta la forma ideal de garantizar una operación secuencial correcta.

La coordinación de los intervalos de tiempo depende de las siguientes cuantificaciones:

- Magnitud de la corriente de falla en el punto que se desea proteger.
- Características de los ajustes de los dispositivos de protección.
- La sensibilidad del todo dispositivo de protección en función de las corrientes de falla.
- El margen de tiempo adecuado, existente entre el detector de disparo y el tiempo de accionamiento del elemento.

Es importante considerar que la coordinación de protecciones no sustituye la falta de protección ni planeamiento del sistema eléctrico, en general, los elementos considerados para la coordinación deben seleccionarse, de acuerdo con curvas de daños y soportes de cortocircuito.

3.7 Estudio de arco eléctrico

De acuerdo con los estudios realizados por la empresa Energética Soluciones y Consultoría (San José, Costa Rica), los estudios de arco eléctrico han tomado gran importancia en la industria nacional en los últimos años, con el propósito de salvar vidas y evitar accidentes dentro de la planta. Si bien, es conocido, antes no era un punto de consideración en la protección ni en el diseño eléctrico, ahora es un detalle de importancia, a considerar en el proceso de diseño y construcción en las fábricas nacionales.

Un arco eléctrico es una distorsión de la corriente eléctrica a través de un medio (normalmente este medio es el aire), dentro de los equipos eléctricos entre dos conductores alimentados o bien un conductor alimentado y otro puesto a tierra. Durante el evento de aro

eléctrico (también conocido como *arc flash*), se genera una exposición excesiva de calor y serios daños por quemaduras, lo que puede generar que este evento sea de alto riesgo (Funken Ingenieros, 2014).

La producción de un evento de arco eléctrico, como se mencionó anteriormente, viene acompañada de altas temperaturas, las cuales son reportadas a la fecha entre los valores de 2000 K a 50 000 K, lo que produce derretimiento y ebullición del material conductor el cual puede salir proyectado generando graves quemaduras. Además, estos eventos se encuentran acompañados de una gran explosión provocado por la compresión y expansión del aire generando una onda sonora y, a su vez, una onda de repulsión como una deliberada exposición de energía (NFPA 70E, 2015). Resumiendo lo anteriormente mencionado, este evento puede producir:

- Descarga eléctrica.
- Material fundido.
- Proyectiles.
- Ondas de presión.
- Fuego.
- Explosión sonora.
- Intensa luz.
- Gases y vapores tóxicos.

Conociendo el riesgo que presenta un evento de esta magnitud, es necesario conocer por qué y cómo se puede producir este fenómeno. La generación de un evento de arco eléctrico puede darse por diferentes motivos, como lo son:

- Impurezas y suciedad de polvo en las superficies de los aislamientos o las barras conductoras, generando un camino a la corriente y la descarga del arco eléctrico.
- La corrosión de los equipos puede proporcionar impurezas en la superficie de los elementos eléctricos expuestos, o bien en los aislamientos dando lugar al evento de arco.
- Un contacto accidental con los elementos energizados puede iniciar un evento de arco de falla.

- La caída accidental de una herramienta sobre algún elemento energizado puede provocar un cortocircuito momentáneo iniciando con el arco eléctrico.
- Cuando el espacio de aire entre los conductores de diferentes fases es muy estrecho, el arco se puede generar sobre los sobrevoltajes temporales.
- El bajo aislamiento en los materiales conductores puede provocar un evento de arco.

Como es evidente, toda instalación eléctrica se encuentra expuesta a un posible evento de arco eléctrico, y asumiendo que estos eventos pueden ser fatales, es importante ejecutar de forma correcta los estudios de arco eléctrico; siempre que se realiza la apertura a un panel o tablero de distribución se está expuesto a un evento. Por lo tanto, es necesario evaluar si existe la posibilidad de la generación de un arco eléctrico y tomar las medidas necesarias para el personal; por lo que todo estudio de *arc flash* debe presentar como objetivo principal, el valorar la posibilidad de liberación de calor, además de determinar los parámetros de frontera de arco eléctrico y determinar el equipo de protección personal necesario para mitigar el riesgo térmico y eléctrico (NFPA 70E, 2015). Es decir, el análisis del arco eléctrico se utiliza para identificar el límite protección (o límite de seguridad) frente al evento de arco eléctrico y la energía incidente en las distancias de trabajo asignadas a través de cualquier punto o nivel en el sistema de generación eléctrica, transmisión o bien distribución.

Es importante conocer las distintas normas que rigen y recomiendan los pasos a considerar respecto al tema de seguridad de riesgo de arco eléctrico, para el actual proyecto se consideran los parámetros de NFPA 70E “Norma de Seguridad para la Seguridad Eléctrica en Lugares de Trabajo”, en su edición 2015. Además, se utilizan las ecuaciones consideradas en IEEE 1584 “Guide for Performing Arc Flash Hazard Calculation”, donde se permite conocer las distancias de riesgo eléctrico, energía liberada, mediante información tomada de los estudios de corriente de cortocircuito y coordinación de protecciones.

Todo análisis de *arc flash* debe ser ejecutado en conjunto con el estudio de cortocircuito y el de coordinación de protecciones, ya que estos aportan información valiosa para el análisis del arco eléctrico (Funken Ingenieros, 2014). Para la generación de los estudios de arco eléctrico, es necesario conocer la corriente de falla trifásica en cada panel o punto a estudiar, en conjunto con la tensión nominal del sistema. Además del tiempo de retardo de apertura de falla por parte de la protección (NFPA 70E, 2015).

Además, el análisis del estudio de arco eléctrico sirve para especificar el adecuado equipo de protección personal (EPP), el cual es seleccionado para proteger todas las partes del cuerpo que estén expuestos al arco eléctrico, la selección del equipo de protección personal es de acuerdo con el valor de la energía incidente en el punto.

3.7.1 Selección de las categorías del equipo de protección personal.

Toda selección para el uso correcto de los equipos de protección personal depende del valor de la energía incidente en el punto por operar. Existen dos métodos para estimar la energía incidente, por medio de la tabla 130.5(C) de NFPA 70 E versión 2012 y mediante el uso del método de Análisis de Energía Incidente (Software).

Las categorías, según la energía incidente han estado en constante cambio, de acuerdo con cada edición de NFPAE, en NFPA 70E, en su edición 2000, se incluyeron las clasificaciones denominadas *Hazard Risk Category* (HRC), donde hay niveles desde 1 hasta el 4, generando en total 6 categorías; en las ediciones 2004, 2009 y 2012 se generaron modificaciones, finalizando con 4 categorías. La Categoría 1 se estima para valores inferiores a 4 cal/cm^2 , la Categoría 2 se encuentra entre los valores de 4 cal/cm^2 y 8 cal/cm^2 , la Categoría 3 se presenta entre los valores de energía incidente entre 8 cal/cm^2 y 25 cal/cm^2 y por último la Categoría 4 se encuentra entre los valores de 25 cal/cm^2 y 40 cal/cm^2 . Para NFPA 70E, en su versión 2015, cuando se utiliza la tabla 130.5(C), se utilizan todas estas categorías y el equipo de protección personal se selecciona de acuerdo con esto (Energética Soluciones y Consultoría, 2019).

Para la edición emitida en el 2015, este concepto se simplifica dejando la clasificación únicamente en dos tipos de protección o dos niveles (categoría 3 y 4), generando una forma más práctica la selección de equipos de protección personal. El método de las dos categorías se utiliza únicamente cuando el cálculo de la energía incidente se realiza mediante el Análisis de Energía Incidente (Software). Para este proyecto, se utiliza el método del software para el cálculo de la energía incidente.

El primer tipo de protección es la categoría 3, donde la energía incidente se encuentra en valores inferiores a 12 cal/cm^2 , para este caso, se debe utilizar un equipo de protección personal categoría 3 como el que se muestra a continuación.



Imagen 12. Equipo de protección personal Categoría 3 (12 cal/cm^2)

Fuente: Oberon, 2015

El siguiente nivel de protección es la categoría 4, donde la energía incidente se encuentran valores superiores a 12 cal/cm^2 e inferiores a 40 cal/cm^2 . En este caso, es necesario contar con un equipo de protección personal categoría 4, como el que se muestra en la siguiente imagen. Para valores superiores a 40 cal/cm^2 , no se recomienda realizar trabajos con el equipo energizado.



Imagen 13. Equipo de protección personal Categoría 4.

Fuente: Oberon, 2015

Para tener claro todo lo que conllevan los estudios, } es necesario contar con los conceptos que abarcan este tema a profundidad, por lo que se explica a continuación.

3.7.2 Etiquetas de estudios de arco eléctrico.

El Código Eléctrico Nacional (NEC), versión 2014, en el artículo 110.16 “Advertencia de riesgo de relámpago de arco”, menciona que los equipos eléctricos como tableros de distribución, paneles de distribución, centro de control de motores que se encuentren en unidades diferente de viviendas y que requieran ser examinados, ajustados, reparados o mantenidos mientras estén energizados deben advertir al personal calificado de los potenciales riesgos del arco eléctrico. El estudio de arco eléctrico genera etiquetas que recomienda NFPA a ser colocadas en los paneles de distribución con diferente tipo de información necesaria para operación de los elementos energizados.

A continuación, se muestra la información que conlleva cada etiqueta:

Riesgo eléctrico: es una condición en extremo peligrosa que un contacto con el equipo o la falla de este puede resultar en choque eléctrico, quemaduras por arco eléctrico, quemadura térmica o explosión (NFPA 70E, 2015).

Riesgo de arco eléctrico: condición peligrosa asociada a una posible liberación de energía causada por un evento de arco eléctrico (NFPA 70E, 2015).

Análisis de riesgo por arco eléctrico: estudio encargado de analizar la potencial exposición de un trabajador a la energía deliberada por un evento de arco eléctrico, provocando acciones para prevenir lesiones y establecer los hábitos de operación segura en equipos energizados, frontera frente al arco eléctrico y niveles adecuados de equipos de protección personal (NFPA 70E, 2015).

Distancia de trabajo: es la distancia que existe desde una posible fuente de arco eléctrico en el cual se determina la energía incidente, a efectos de seleccionar los niveles de equipo de protección personal por utilizar (NFPA 70E, 2015).

Frontera de arco eléctrico: se determina cuando existe un riesgo por arco eléctrico, este es el límite de acercamiento con respecto a una posible fuente de arco eléctrico; en esta distancia una persona puede recibir una quemadura de segundo grado, en caso de ocurrir un evento. La energía incidente asociada con una quemadura de segundo grado es de $1,2 \text{ cal/cm}^2$ (NFPA 70E, 2015).

Energía incidente: la cantidad de energía impresa sobre una superficie a una cierta distancia de la fuente, generada durante un evento de arco eléctrico. La unidad de medición para medir la energía incidente es cal/cm^2 (NFPA 70E, 2015).

Riesgo por choque eléctrico: es una condición peligrosa asociada con la posible liberación de energía causada por contacto o acercamiento a conductores o segmentos de equipos energizados cuyo voltaje es la nominal presente en el sistema (NFPA 70E, 2015).

Frontera de acercamiento limitado: es el límite de acercamiento con respecto a un conductor o un equipo eléctrico energizado a tensión nominal, dentro de la cual existe un riesgo de choque eléctrico (NFPA 70E, 2015).

Frontera de acercamiento prohibido: este es el límite de acercamiento a una distancia con respecto a un conductor o un equipo energizado a una tensión nominal, dentro de la cual el trabajar con el equipo energizado es considerado hacer contacto directo con los elementos energizados (NFPA 70E, 2015).

Frontera de acercamiento restringido: este es el límite de acercamiento al conductor eléctrico o un equipo energizado a una tensión nominal, donde esta distancia indica que existe un riesgo elevado de choque por arco eléctrico combinado con un movimiento involuntario, para que el personal que trabaja en estrecha proximidad con un circuito energizado o con una parte de este (NFPA 70E, 2015).

Trabajador calificado: aquella persona con las destrezas y conocimiento necesario en relación con la construcción y operación de equipos e instalaciones eléctricas, y además esta persona ha recibido entrenamientos y capacitaciones en materia a seguridad para reconocer y evitar los riesgos involucrados (NFPA 70E, 2015).

Trabajador no calificado: es aquel trabajador que no se considera personal calificado, o bien no es apto para ejecutar labores con equipo energizado (NFPA 70E, 2015).

Categoría de guantes: es aquella categoría asignada a los guantes según la capacidad que presenta aislar cierto nivel de tensión (NFPA 70E, 2015). En estas clasificaciones, encontramos los siguientes guantes más comerciales:

- Clase 00 (menor a 500V).
- Clase 0 (1000 V).
- Clase 1 (7500 V).
- Clase 2 (17000 V).

- Clase 3 (26500 V).
- Clase 4 (34000 V).

Toda la información anterior, se refleja y se coloca en una etiqueta de material adhesivo, la cual se coloca de forma visible en los tableros de distribución para advertir al personal. A continuación, se muestra un ejemplo de etiqueta con toda la información necesaria, de acuerdo con lo que indica NFPA70E.

Riesgo de Contacto y Arco Eléctrico
EPP Apropiado Requerido

PROTECCION CONTRA ARCO ELECTRICO		PROTECCION PARA CONTACTO ELECTRICO	
Distancia de Trabajo:	46 cm	Riesgo de contacto eléctrico cuando se retira la cubierta	208 VAC
Frontera de Protección de Arco Eléctrico:	185 cm	Acercamiento Limitado:	0 cm
Energía Incidente:	11.2 cal/cm ²	Acercamiento restringido:	Evite Contacto
Corriente de falla:	7.40 kA	Categoría de Guantes:	00
Categoría de Ropa:	Nivel 3	TABLERO: EEP07LA	

Camisa Manga Larga y Pantalón ArcRated o traje arc-rated y/o chaqueta Arc-rated. Careta, Anteojos de Seguridad, Protección Auditiva, Zapato Dielectrico. Hasta 12 cal/cm².

Advertencia: Los cambios en el ajuste de equipo o configuraciones en el sistema anularán los valores calculados y los requisitos de EPP. Todos los cálculos suponen que todo el equipo está en buen estado de funcionamiento y se ha mantenido correctamente. Contratistas y afiliados no asumen ninguna responsabilidad por el equipo que no haya sido mantenido adecuadamente ni ofrecen ninguna garantía expresa o implícita con respecto a las condiciones del equipo como parte de un análisis de Riesgo Eléctrico.

Imagen 14. Etiqueta de arco eléctrico categoría 3.

Fuente: Energética Soluciones y Consultoría.

3.7.3 Fronteras de aproximación – Riesgo de arco eléctrico.

Como se indica anteriormente, todo estudio de arco eléctrico se indica las fronteras de aproximación permitidas, debido al riesgo de arco eléctrico. Según NFPA 70E, “Norma de Seguridad para la Seguridad Eléctrica en Lugares de Trabajo”, las fronteras de aproximación a equipo energizado para la búsqueda para la protección contra el contacto se pueden dividir en dos:

- Frontera de aproximación limitada
- Frontera de aproximación restringida

Estas fronteras de aproximación se pueden representar mediante una esfera demostrativa de acuerdo como se muestra en la siguiente imagen, donde cada distancia se encuentra basada en la tensión nominal de fase a fase una parte viva. El núcleo principal, es un punto energizado cualquiera que se encuentre expuesto y pueda generar un evento de arco eléctrico, alejándose del núcleo se van visualizando los espacios restringidos, frontera de aproximación restringida, espacio limitado, frontera de aproximación limitada y, por último, la frontera del arco eléctrico.

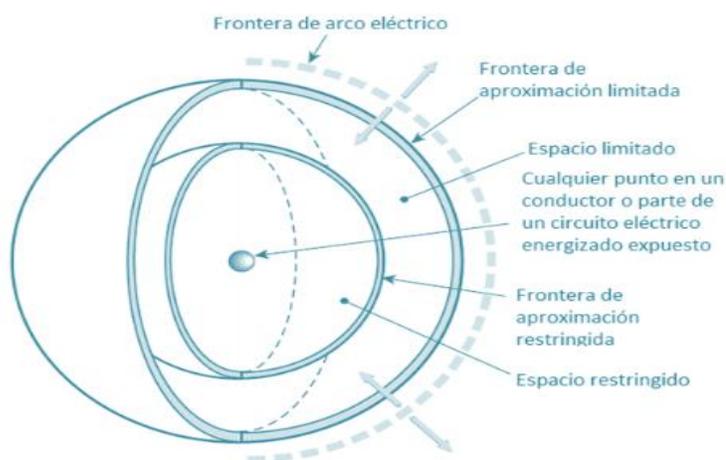


Imagen 15. Diagrama de fronteras de aproximación.

Fuente: Energética Soluciones y Consultoría.

Frontera de aproximación limitada.

De acuerdo con NFPA 70E, esta es una distancia medida desde donde se encuentra un elemento conductor energizado y expuesto, hasta el máximo alcance donde el personal no calificado puede acercarse. El espacio limitado es el espacio existente entre la frontera de aproximación limitada y la frontera de aproximación restringida. Es importante aclarar que el personal no calificado puede ingresar a este espacio, únicamente, si se le explica con anterioridad los riesgos asociados existentes en la zona y, además, debe ir acompañado por un individuo del personal calificado; en todo caso, ambas personas deben ingresar con el correcto equipo de protección personal (EPP). Por ninguna razón, el personal no calificado puede sobrepasar la frontera de aproximación restringida. Como es evidente, si el personal calificado decide abandonar el lugar, el personal no calificado debe abandonar este. En síntesis, aquellas personas que se consideren no calificados no deben cruzar la frontera de

aproximación limitada sin acompañante y sin EPP, y nunca debe cruzar la frontera de aproximación restringida.

Como normas de seguridad, si existe personal no calificado trabajando cerca de la frontera de aproximación limitada, deben ser avisados de los posibles riesgos y, en todo momento, se deben mantener fuera de la zona. Ejemplos de personal no calificado trabajando cerca de una zona son: pintores, plomeros, aprendices, ayudantes, conserjes, entre otros. Cuando el equipo eléctrico es colocado en condición segura, las personas no calificadas pueden trabajar en o cerca del equipo eléctrico, con el propósito de limpieza, torqueo, y otros trabajos con el equipo no energizado (Energética Soluciones y Consultoría, 2019).

En términos de seguridad eléctrica, todo personal calificado puede cruzar la frontera de aproximación limitada sin acompañante, siempre y cuando se utilice el correcto equipo de protección personal para riesgo de contacto eléctrico y arco eléctrico. Como recomendación, se debe ejecutar un permiso de trabajo de equipo eléctrico energizado, donde se indiquen las actividades por realizar y planeamiento de actividades a realizar de forma segura (Energética Soluciones y Consultoría, 2019).

Frontera de aproximación restringida.

Esta frontera es la distancia medida donde se encuentra un elemento conductor energizado y expuesto, y donde hay un gran riesgo de contacto eléctrico debido a la cercanía de la persona a este elemento energizado (Energética Soluciones y Consultoría, 2019). Solo el personal calificado puede cruzar esta frontera, siempre y cuando conozca y aplique las siguientes especificaciones:

- Ingreso con herramientas y circuitos aislados de tensión; se debe ingresar sin elementos conductores.
- El personal debe contar con el adecuado equipo de protección personal
- Toda persona debe encontrarse aislada de todo conductor y circuito energizado.

A continuación, se muestra la tabla de distancias de fronteras de aproximación por contacto eléctrico de acuerdo con NFPA 70E.

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
<i>Limited Approach Boundary^b</i>				
<i>Nominal System Voltage Range, Phase to Phase^d</i>	<i>Exposed Movable Conductor</i>	<i>Exposed Fixed Circuit Part</i>	<i>Restricted Approach Boundary^b; Includes Inadvertent Movement Adder</i>	<i>Prohibited Approach Boundary^b</i>
50 V	Not Specified	Not Specified	Not Specified	Not Specified
50 V – 300 V	3.0 m (10 ft. 0 in.)	1.0 m (3 ft. 6 in.)	Avoid Contact	Avoid Contact
301 V – 750 V	3.0 m (10 ft. 0 in.)	1.0 m (3 ft. 6 in.)	0.3 m (1 ft. 0 in.)	25 mm (0 ft. 1 in.)
751 V – 15 kV	3.0 m (10 ft. 0 in.)	1.5 m (5 ft. 0 in.)	0.7 m (2 ft. 2 in.)	0.2 m (0 ft. 7 in.)
15.1 kV – 36 kV	3.0 m (10 ft. 0 in.)	1.8 m (6 ft. 0 in.)	0.8 m (2 ft. 7 in.)	0.3 m (0 ft. 10 in.)
36.1 kV – 46 kV	3.0 m (10 ft. 0 in.)	2.5 m (8 ft. 0 in.)	0.8 m (2 ft. 9 in.)	0.4 m (1 ft. 5 in.)
46.1 kV – 72.5 kV	3.0 m (10 ft. 0 in.)	2.5 m (8 ft. 0 in.)	1.0 m (3 ft. 3 in.)	0.1 m (2 ft. 2 in.)
72.6 kV – 121 kV	3.3 m (10 ft. 8 in.)	2.5 m (8 ft. 0 in.)	1.0 m (3 ft. 4 in.)	0.8 m (2 ft. 9 in.)
138 kV – 145 kV	3.4 m (11 ft. 0 in.)	3.0 m (10 ft. 0 in.)	1.2 m (3 ft. 10 in.)	1.0 m (3 ft. 4 in.)
161 kV – 169 kV	3.6 m (11 ft. 8 in.)	3.6 m (11 ft. 8 in.)	1.3 m (4 ft. 3 in.)	1.1 m (3 ft. 9 in.)
230 kV – 242 kV	4.0 m (13 ft. 0 in.)	4.0 m (13 ft. 0 in.)	1.3 m (4 ft. 3 in.)	1.6 m (5 ft. 2 in.)
345 kV – 363 kV	4.7 m (15 ft. 4 in.)	4.7 m (15 ft. 4 in.)	2.8 m (9 ft. 2 in.)	2.6 m (8 ft. 8 in.)
500 kV – 550 kV	5.8 m (19 ft. 0 in.)	5.8 m (19 ft. 0 in.)	3.6 m (11 ft. 10 in.)	3.5 m (11 ft. 4 in.)
765 kV – 800 kV	7.2 m (23 ft. 9 in.)	7.2 m (23 ft. 9 in.)	4.9 m (15 ft. 11 in.)	4.7 m (15 ft. 5 in.)

Imagen 16. Distancias de fronteras de aproximación por contacto

Fuente: NFPA 70E, 2015.

En síntesis, con este estudio se busca determinar los valores de energía incidente, los límites de protección de arco y los límites de protección de electrocución cuando se realicen labores de mantenimiento, inspección o modificación de los sistemas energizados para definir las medidas de protección personal. El estudio tiene como enlace determinar la energía incidente en el peor de los escenarios, según el estándar de la IEEE 1584 2018 y NFPA 70E, para determinar el equipo de protección personal en caso de intervenir algún tablero energizado, además, este estudio permite generar etiquetas de advertencia de arco eléctrico para indicar los riesgos y requerimientos de intervención de equipos energizados.

Capítulo 4. Resultados

En este capítulo, se muestran los resultados obtenidos de los estudios de cortocircuito, coordinación de protecciones y estudios de arco eléctrico empleados en Laboratorios Stein, Costa Rica. Se ejecutó una actualización del estudio de cortocircuito, con el fin de conocer las corrientes de cortocircuito en cada bus o tablero presente en la planta; además este estudio es la base para concluir con el adecuado estudio de coordinación de protecciones para conocer que los dispositivos de protección presentes en la planta cuentan con la adecuada capacidad interruptiva y tener selectividad. Además, se ejecuta un estudio de arco eléctrico para cumplir con la normativa de NFPA 70E, y advertir al personal de los posibles riesgos presentes en la planta.

La planta de laboratorios Stein se encuentra ubicada en el sector de la Lima, sobre la autopista Florencio del Castillo, su ubicación se muestra en la imagen 17, que se muestra a continuación, se presenta a continuación, tomada con la aplicación de Google Earth.



Imagen 17. Ubicación del proyecto

Fuente: google earth.

4.1 Metodología

La metodología por seguir para ejecutar el proyecto es la siguiente:

Investigación:

Durante las primeras semanas de ejecución del proyecto, se realizará un adecuado estudio de las bases teóricas fundamentales, se ejecutará una investigación profunda de los aspectos necesarios para el levantamiento de la información.

Levantamiento de la información:

Después, se realizará un levantamiento de la información necesaria en campo. Se ejecutará la actualización del diagrama unifilar con las cargas presentes en la planta. Además, se tomarán las mediciones correspondientes a distancia necesarias para el estudio de cortocircuito. Se realizará un registro fotográfico con los ajustes de protecciones actuales necesarias para las simulaciones de los estudios.

Estudio de cortocircuito:

Se realizarán los estudios de cortocircuito, utilizando los métodos aprobados por la norma ANSI/IEEE 551-2006. También se ejecutará la simulación de los estudios de cortocircuito con el software DAPPER Power Tools de SKM y se hará las comparaciones respectivas entre los resultados.

Estudio de coordinación de protecciones:

Con la información obtenida del estudio de cortocircuito, se realizarán los estudios correspondientes de coordinación de protecciones, analizando las curvas de protección de cada punto en caso de falla.

Estudio de arco eléctrico:

Con los resultados obtenidos anteriormente en el estudio de cortocircuito, se ejecutará un adecuado estudio de arco eléctrico, obteniendo los resultados de energía incidente y distanciamientos seguros para cada punto de distribución, además, se seleccionarán los adecuados equipos de protección personal para cada punto, de acuerdo con lo establecido por NFPA 70E y los valores de energía incidente.

4.2 Alcance

Como alcance principal de este proyecto, se presenta el análisis de cortocircuito de la planta de Laboratorios Stein con todas las cargas presentes en la actualidad, calculando todas las corrientes de cortocircuito presentes en todos los buses de la instalación eléctrica. Este estudio se realizará mediante el método manual establecidos por las normas ASI/IEE 551-2006 y ANSI/IEEE 141-1993, inclusive, se realizará una verificación de este estudio utilizando el software DAPPER de Power Tools de SKM.

Igualmente, como parte principal de este proyecto se ejecutará un estudio de coordinación de protecciones, para asegurar el correcto funcionamiento de las protecciones contra sobrecorrientes en caso de una falla, y que el sistema eléctrico esencial no se vea afectado.

Además, se realizará un estudio de arco eléctrico para conocer las energías incidentes en cada punto de la instalación eléctrica en el peor de los casos y así determinar los distanciamientos seguros contra arco eléctrico y electrocución. Se realizará una selección de los equipos de protección personal por utilizar en cada punto.

Como parte de los entregables del proyecto se tendrán los diagramas unifilares con la información relevante de las protecciones y conductores utilizados en la instalación eléctrica. Y se realizará otro diagrama unifilar con la información de corrientes de cortocircuito en cada bus de la instalación eléctrica.

Se realizará un análisis de resultados del estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones en función del cumplimiento al Código Eléctrico Nacional, NFPA 70, 2014.

4.3 Levantamiento del diagrama Unifilar

Como parte de este proyecto, se realizó una actualización del diagrama unifilar eléctrico, esto como primer paso para llevar a cabo los estudios correspondientes. Para este proceso, se tomó en cuenta todos los elementos eléctricos desde el transformador principal hasta el último tablero en una línea de descenso. Para el levantamiento de los transformadores, se tomó en cuenta los datos de placa de cada elemento, donde se pueda observar la capacidad en kVA, impedancia y conexiones. A continuación, se muestra una imagen del transformador principal que evidencia el proceso de levantamiento. El transformador principal es un elemento de tipo pedestal, de 1500 kVA, con una impedancia de 5,8 %.



Imagen 18. Transformador principal de Laboratorios Stein

Fuente: elaboración propia.

También, se realizó el levantamiento desde la subestación principal apuntando las protecciones y los calibres correspondientes, de la misma forma que se ejecutó con los tableros secundarios y los de menor tensión. En conjunto, se realizó un levantamiento a detalle de todas las unidades de protección presentes en la instalación eléctrica, con el fin de conocer la unidad de disparo, las capacidades interruptivas y ajustes actuales; información valiosa para la elaboración de las corridas de los estudios. A continuación, se presenta la imagen del desconectador principal de la subestación donde se conoce toda la información pertinente en los estudios.



Imagen 19. Desconectador principal de la subestación.

Fuente: elaboración propia.

En síntesis, la planta cuenta con un transformador principal de tipo pedestal de 1500 kVA y una impedancia 5,8 %, en una conexión estrella aterrizado en el primario y estrella

aterrizado en el secundario, con una tensión primaria de 34500 V y en el secundario una tensión de 480/277 V. Este transformador alimenta la transferencia principal ubicada en el cuarto de subestación con siete conductores por fase en calibre 350 kCM; la sección de emergencia del transformador principal cuenta con un generador de 2500 kVA, con tensión de 480/277 V, por lo que el 100 % de la planta se encuentra respaldado por dicho generador.

Todo esto alimenta la subestación principal, la cual cuenta con los ramales correspondientes, actualmente, en la planta conocen estos ramales como: Subestación, Bodega de materia prima, Soda-baños, TI, Área 500, Área 200 B, UPS y control de calidad, chiller, centro de acopio, área 100, área 200-300-400, área 600, área 100 y compresores. Todos estos ramales distribuyen energía eléctrica sobre la planta completa. También, se ejecutó el levantamiento de los motores más importantes presentes en la planta.

El diagrama unifilar completo, en un formato de 110x75 mm, se encuentra en la sección de anexos.

4.4 Estudio de cortocircuito

El objetivo de los estudios de cortocircuito es evaluar el sistema eléctrico existente hoy en día, utilizando el diagrama unifilar actualizado con toda su información correspondiente.

Las corrientes de cortocircuito están delimitadas por la impedancia del sistema y de los elementos desde la fuente hasta el punto de falla. Los elementos en una instalación eléctrica pueden ser activos al cortocircuito (que aportan a la falla), o bien pueden ser pasivos (que no aportan a la falla y amortiguan las corrientes de cortocircuito). Los elementos activos de la planta de Stein son los generadores síncronos, máquinas de inducción y los proveedores de energía. Mientras que los elementos pasivos de esta planta son las cargas resistivas, conductores, dispositivos de protección y transformadores. La potencia de los transformadores principales y su impedancia tienen influencia importante en los valores de corriente de cortocircuito presentes en los primeros niveles de la instalación eléctrica. La corriente de cortocircuito es dependiente de la capacidad del transformador principal, la impedancia y la tensión en el secundario.

Con el fin de conocer la corriente de cortocircuito en los buses en el peor de los casos, se realizaron varios escenarios en el cálculo tanto para la simulación como para el método

manual donde se presentan las posibles alimentaciones y estados de funcionamiento de la planta. Los escenarios de simulación son los siguientes:

- Escenario 1: en este escenario, se simula el funcionamiento del sistema en estado normal, donde el generador se encuentra desconectado teniendo el desconectador de emergencia de la transferencia automática fuera de servicio. La planta total se alimenta con el servicio de JASEC, con su respectivo transformador.
- Escenario 2: en este punto, se simula un estado de emergencia, en el cual no se presenta una alimentación por parte de la empresa de distribución, y solo se encuentra operando el generador de 200 kVA. Por lo que para simular este caso es necesario apagar el interruptor de servicio de la transferencia manual y operar únicamente con el de emergencia.

4.4.1 Estudio de cortocircuito mediante el método de KVAs equivalentes

Para realizar el cálculo de corrientes de cortocircuito en cada bus presente en la instalación eléctrica, en primer lugar, se utiliza el método conocido como kVAs equivalentes. Como se mencionó en la sección de marco teórico, este método es sumamente preciso para el cálculo de las corrientes de cortocircuito. Se basa en el hecho de que si la magnitud de corriente de un dispositivo activo al cortocircuito está directamente ligado con el valor de kVAs equivalentes de del dispositivo al cortocircuito.

Para ejecutar el estudio, se cuenta con el diagrama unifilar eléctrico actualizado de acuerdo con la planta actualmente, para lo que se realizó un levantamiento del diagrama unifilar de acuerdo con el punto anterior.

En primer lugar, se realiza un cálculo de los valores de kVAs equivalentes de los elementos activos y pasivos ubicados en la planta. Los elementos activos al cortocircuito encontramos el aporte por parte de la compañía, el generador eléctrico y motores presentes en la planta. Mientras que los elementos pasivos encontramos los conductores y transformadores.

Para el cálculo de los kVAs equivalentes, se consultó la información a la empresa JASEC, la cual es la encargada de suministro de la energía eléctrica a la planta y se cuenta con la siguiente información.

Tabla 5. Aporte por parte de la compañía JASEC.

Icc 3P (A)	Icc 1P (A)	Voltaje (V)	Factor	kVAs
2675	3488	34500	1,25	199808,299

Fuente: elaboración propia.

Cuando se consultan los valores a la compañía, se cuenta únicamente con los valores de corriente de cortocircuito, por lo que se realiza un cálculo para obtener el valor de kVAs en el punto de suministro, con un factor de crecimiento del 25 %.

Para el cálculo del equivalente de kVAs, para motores de inducción presentes en la tabla, se utiliza la ecuación número (20), ya que se cuentan con los valores de potencia de los diferentes motores en la planta. Para los valores de Xdpu, se asume un porcentaje de 17 % para los motores mayores o iguales a 50 hp, mientras que, para los motores menores a 50 hp, se asume un valor de 20 %. Con ello, se obtienen los siguientes valores de kVAs equivalentes para los motores.

Tabla 6. Cálculos de kVAs equivalentes de motores de inducción.

MOTOR	V	HP	Z	kVAs Equivalente (kVAcc)
M6	480	20	20 %	100,00
M7	480	20	20 %	100,00
M8	480	20	20 %	100,00
CHILLER	480	300	17 %	1796,41
M1	480	25	20 %	125,00
M2	480	25	20 %	125,00
COMP1	480	70	17 %	419,16
COMP2	480	70	17 %	419,16
COMP3	480	50	17 %	299,40
COMP4	480	50	17 %	299,40
COMP5	480	50	17 %	299,40
M3	480	20	20 %	100,00
M4	480	20	20 %	100,00
M5	480	20	20 %	100,00

Fuente: elaboración propia

Con la información presente en cada transformador, se calculan los equivalentes de kVA a utilizar durante el cálculo de corrientes de cortocircuito, para ejecutar este cálculo se utiliza la ecuación (22), ya que se cuenta con la información de potencia y la impedancia en cada punto. Es importante recalcar que los transformadores se consideran como elementos pasivos al cortocircuito. obteniendo los resultados que se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 7. Cálculo de kVAs equivalentes en transformadores de la planta

Transformador	Voltaje Secundario (V)	Voltaje Primario (V)	Potencia del TX KVA	Impedancia (%)	kVAs Equivalente (kVAcc)
TX-1	34500	480	1500	5,80 %	25862,07
TX-2	480	208	45	5,20 %	865,38
TX06	480	208	112,5	4,60 %	2445,65
TX09	480	208	112,5	5,20 %	2163,46
TX10	480	208	75	4,80 %	1562,50
TX0	480	208	45	5,20 %	865,38
TX07	480	208	45	5,10 %	882,35
TX08	480	208	75	4,60 %	1630,43
TX11	480	208	75	4,80 %	1562,50
TX03	480	208	45	4,50 %	1000,00
TX05	480	208	30	5,10 %	588,24
TX12	480	208	45	5,20 %	865,38

Fuente: elaboración propia.

Por último, se realizó el cálculo de kVAs equivalentes de los conductores presentes en la instalación eléctrica, de acuerdo con la ecuación (23) del marco teórico y se obtuvieron los siguientes resultados. Los valores de (ohm/km) que se muestran en la siguiente tabla son obtenidos de a tabla 8 del NEC.

Tabla 8. Cálculo de kVAs equivalentes de los conductores

NOMBRE	SET	CALIBRE	Distancia (km)	Voltaje (kV)	(ohm/km)	z	kVAs Equivalente (kVAcc)
FDR-ASTN	7	350	0,020	0,48	0,125	0,00250	644089,46
FDR-ATSE	7	350	0,020	0,48	0,125	0,00250	644089,46
FDR-TP480	1	2/0	0,100	0,48	0,329	0,03290	7003,04
FDR-TX2	1	1/0	0,003	0,48	0,415	0,00125	185060,24
FDR-TB210	1	2/0	0,005	0,208	0,329	0,00165	26300,30
FDR-TBE22	1	2	0,060	0,208	0,661	0,03966	1090,87
FDR-TB21	1	2/0	0,005	0,208	0,329	0,00165	26300,30
FDR-TBF20	1	2	0,075	0,208	0,661	0,04958	872,70
FDR-TBF21	1	4	0,005	0,208	1,053	0,00527	8217,28
FDR-TB27	1	2	0,070	0,208	0,661	0,04627	935,03
FDR-TCBOM	1	6	0,040	0,208	1,671	0,06684	647,28
FDR-TX06	1	250	0,130	0,48	0,175	0,02279	10110,14
FDR-TAD20	2	4/0	0,010	0,208	0,205	0,00205	42208,78
FDR-TAD25	1	1/0	0,020	0,208	0,415	0,00830	5212,53
FDR-TAD22	1	1/0	0,020	0,208	0,415	0,00830	5212,53
FDR-TAD23	1	1/0	0,020	0,208	0,415	0,00830	5212,53
FDR-TAD24	1	1/0	0,020	0,208	0,415	0,00830	5212,53
FDR-TAD28	1	1/0	0,030	0,208	0,415	0,01245	3475,02
CBL-0142	1	500	0,055	0,48	0,087	0,00478	48205,88
FDR-TX09	1	2/0	0,005	0,48	0,329	0,00165	140060,79
FDR-TPD30	1	2/0	0,005	0,208	0,329	0,00165	26300,30
FDR-TPD31	1	4	0,005	0,208	1,053	0,00527	8217,28
FDR-TXX1	1	2/0	0,010	0,208	0,329	0,00329	13150,15
FDR-TGF	1	4	0,005	0,208	1,053	0,00527	8217,28
FDR-TX10	1	1/0	0,010	0,48	1,053	0,01053	21880,34
FDR-TDP31	1	2	0,005	0,208	0,661	0,00331	13090,47
FDR-TX0	1	1/0	0,005	0,48	0,415	0,00208	111036,14
FDR-TSE20	1	1/0	0,005	0,208	0,415	0,00208	20850,12
FDR-TX07	1	1/0	0,072	0,48	0,415	0,02988	7710,84
FDR_TIT21	1	1/0	0,005	0,208	0,415	0,00208	20850,12
FDR-TPD43	1	500	0,100	0,48	0,087	0,00869	26513,23
FDR-TX08	1	1/0	0,005	0,48	0,415	0,00208	111036,14
FDR-TPD25	1	1/0	0,005	0,208	0,415	0,00208	20850,12
FDR-TPD26	1	1/0	0,005	0,208	0,415	0,00208	20850,12
FDR-TPD44	1	250	0,080	0,48	0,175	0,01402	16428,98
FDR-TX11	1	1/0	0,010	0,48	0,415	0,00415	55518,07
FDR-TPD28	1	1/0	0,005	0,208	0,415	0,00208	20850,12

FDR-TBCUA	1	6	0,020	0,208	1,671	0,03342	1294,55
FDR-TPD27	1	1/0	0,005	0,208	0,415	0,00208	20850,12
FDR-TEM42	1	4	0,005	0,48	1,053	0,00527	43760,68
FDR-TEM43	1	4	0,005	0,48	1,053	0,00527	43760,68
FDR-TEM44	1	4	0,005	0,48	1,053	0,00527	43760,68
FDR-M6	1	6	0,015	0,48	1,671	0,02507	9192,10
FDR-M7	1	6	0,015	0,48	1,671	0,02507	9192,10
FDR-M8	1	6	0,015	0,48	1,671	0,02507	9192,10
FDR-TPD45	2	4/0	0,020	0,48	0,205	0,00410	112390,24
FDR-TPD33	1	1/0	0,005	0,48	0,415	0,00208	111036,14
FDR-TPD32	1	1/0	0,010	0,48	0,415	0,00415	55518,07
FDR-TEM45	1	1/0	0,010	0,48	0,415	0,00415	55518,07
FDR-IP- CHILL	2	350	0,045	0,48	0,125	0,00563	81789,14
FDR-DP03	1	1/0	0,010	0,48	0,415	0,00415	55518,07
FDR-TUPS20	1	1/0	0,005	0,208	0,415	0,00208	20850,12
FDR-ATS1	1	1/0	0,005	0,208	0,415	0,00208	20850,12
FDR-UPS	1	1/0	0,005	0,208	0,415	0,00208	20850,12
FDR-TUPS	1	1/0	0,005	0,208	0,415	0,00208	20850,12
FDR-TPD41	3	3/0	0,030	0,48	0,261	0,00783	88275,86
FDR-TX05	1	1/0	0,005	0,48	0,415	0,00208	111036,14
FDR-TPD21	1	1/0	0,005	0,208	0,415	0,00208	20850,12
FDR-TPD421	1	1/0	0,005	0,48	0,415	0,00208	111036,14
FDR-M1	1	6	0,010	0,48	1,671	0,01671	13788,15
FDR-M2	1	6	0,010	0,48	1,671	0,01671	13788,15
FDR-DP04	1	1/0	0,030	0,48	0,415	0,01245	18506,02
FDR-TCA21	1	1/0	0,010	0,208	0,415	0,00415	10425,06
FDR-TEM20	3	4/0	0,030	0,48	0,205	0,00615	112390,24
FDR-COMP1	1	1/0	0,010	0,48	0,415	0,00415	55518,07
FDR-COMP2	1	1/0	0,010	0,48	0,415	0,00415	55518,07
FDR-COMP3	1	1/0	0,010	0,48	0,415	0,00415	55518,07
FDR-COMP4	1	1/0	0,010	0,48	0,415	0,00415	55518,07
FDR-COMP5	1	1/0	0,010	0,48	0,415	0,00415	55518,07
FDR-M3	1	6	0,010	0,48	1,671	0,01671	13788,15
FDR-M4	1	6	0,010	0,48	1,671	0,01671	13788,15
FDR-M5	1	6	0,010	0,48	1,671	0,01671	13788,15

Fuente: elaboración propia.

Una vez que se cuentan con los valores anteriormente mostrados, se empieza a realizar una simplificación de diagrama unifilar en función de los kVAs calculados, para el escenario 1, el cual es con la con la transferencia activada en el normal (alimentación de JASEC). En

primer lugar, se inicia el cálculo de los kVAs equivalentes desde aguas abajo hacia aguas arriba, tomando en cuenta únicamente los elementos activos al cortocircuito (motores aporte y generador).

Para realizar este cálculo, se toman en cuenta las ecuaciones (25) y (26), revisando los valores de kVAs equivalentes que se encuentran en serie se calculan con la ecuación (25) y las paralelo con la (26). Cuando se ejecuta esto, se calcula las impedancias aguas arriba hacia abajo, teniendo en cada bus que aporta dos valores. Ambos valores obtenidos se suman obteniendo un valor de kVA equivalente total.

Una vez obtenido el valor total se calcula la corriente de cortocircuito de acuerdo con la ecuación (27), obteniendo los siguientes valores para los elementos que aportan corriente de cortocircuito.

Tabla 9. Corrientes de cortocircuito mediante el método de kVAs

Nombre del Bus	Aguas arriba (KVA)	Aguas abajo (kVA)	KVA total	VOLTAJE (kV)	ICC asimétrica (A)
STX2	22898,25	4255,53	27153,78	0,48	32660,92
ATS	22112,13	4283,83	26395,96	0,48	31749,41
TP_01	22112,13	4283,83	26395,96	0,48	31749,41
TPD44	10083,12	296,76	10379,88	0,48	12485,06
B-M6	4830,92	100,00	4930,92	0,48	5930,97
B-M7	4853,07	100,00	4953,07	0,48	5957,62
B-M8	4853,07	100,00	4953,07	0,48	5957,62
B-CHILL	18934,38	1796,40	20730,78	0,48	24935,25
TPD41	20173,22	247,76	20420,98	0,48	24562,62
B-M1	8210,57	125,00	8335,57	0,48	10026,13
B-M2	8210,57	125,00	8335,57	0,48	10026,13
TEM20	20053,37	2023,25	22076,62	0,48	26554,05
B-COMP1	15581,44	419,16	16000,60	0,48	19245,73
B-COMP2	15581,44	419,16	16000,60	0,48	19245,73
B-COMP3	15642,42	299,40	15941,82	0,48	19175,03
B-COMP4	15642,42	299,40	15941,82	0,48	19175,03
B-COMP5	15642,42	299,40	15941,82	0,48	19175,03
B-M3	15744,68	100,00	15844,68	0,48	19058,19
B-M4	15744,68	100,00	15844,68	0,48	19058,19
B-M5	15744,68	100,00	15844,68	0,48	19058,19

Fuente: elaboración propia.

Para los ramales pasivos de corriente de cortocircuito al sistema, se hace un cálculo de kVAs equivalentes hasta el bus principal y con este valor se realiza una serie hasta el bus en estudio, obteniendo un valor de kVAs equivalente total en el bus de estudio. La corriente de cortocircuito, de igual forma, se calcula mediante la ecuación (25). Los resultados de este punto se muestran en la sección de anexos.

Se realiza el mismo procedimiento para el escenario 2, donde se contempla cuando la planta se encuentra operando bajo la finalidad del generador. De igual forma, los diagramas unifilares del procedimiento manual se muestran en la sección de anexos en conjunto con los valores obtenidos.

4.4.2 Simulación de estudios de cortocircuito

El estudio de cortocircuito, realizado para la planta de Laboratorios Stein en Costa Rica, se ejecutó mediante la implementación del módulo Dapper del software de simulación de *SKM System Analysis* en su última versión (V9.0.0.1). El método de cálculo empleado es el denominado Comprehensive, el cual determina las soluciones de corriente trifásica, bifásica y monofásica a tierra.

Este método de cálculo es caracterizado por desarrollar una impedancia en la red por medio de una reactancia subtransitoria de las máquinas rotativas, por lo que la red se reduce por medio de la ley de ohm un equivalente de Thevenin para la impedancia de falla. Por lo tanto, se asume que las impedancias de la red son constantes durante la duración de la falla y el voltaje prefalla es igual a 1.0 P.U.

Este estudio consiste en una simulación del sistema eléctrico analizando los buses fallados, tomando como referencia el diagrama unifilar y los planos de fabricación de los diferentes equipos presentes en la instalación eléctrica. Con base en esta información, se simula el sistema eléctrico en un el software y se analiza, de acuerdo con la metodología definida por los estándares ANSI/IEEE.

Se realizan los análisis de los modelos en el programa para obtener los valores de falla en los diferentes buses del sistema. Estos valores reportados son utilizados para comparar con las capacidades de cortocircuito de los equipos para asegurar si son los correctos o representan un peligro para la instalación eléctrica o bien para el personal de la planta. En la sección de estudios de coordinación de protecciones, se muestra más claro este punto.

Como se mencionó anteriormente, en el marco teórico, un elemento principal de aporte al cortocircuito es el “*Utility*” o bien aporte de la compañía de distribución eléctrica. Esta distorsión armónica en el punto de acople común se solicitó a la compañía de suministro, en este caso JASEC, teniendo los siguientes valores. Los valores de corriente de falla y relación de X/R en el punto de conexión eléctrico del sistema, utilizados en el presente reporte son aportados por la empresa de distribución JASEC.

Tabla 10. Aporte por parte de la empresa de distribución

Circuito	IK 3F (A)	IK 1F (A)	X/R
Fuente St del Este	2675	3488	8

Nota: el valor de X/R no fue suministrado por JASEC, por lo que se considera un Valor de 8, de acuerdo con la tabla Q-1 del libro Conrad st Pierre “A practical Guide to short-circuit Current Calculations”

Fuente: elaboración propia.

En la sección de anexos de este documento, se adjunta el diagrama unifilar de simulación con las corrientes de cortocircuito calculadas y los valores de X/R en cada uno de los buses para los distintos niveles del sistema; en conjunto en el anexo 7.1, se presenta la tabla de datos de corrientes de cortocircuito en cada uno de los buses del sistema por cada escenario, donde se presentan identificadas los valores máximos, simulando el peor de los escenarios.

A continuación, se presenta los valores resultantes de corriente de cortocircuito en el escenario de simulación 1, correspondiente a la subestación principal TP_01.

```
TP_01
ISC SYM 3P 30803.99 A
ISC SY; SLG 29000.23 A
ASYM3P 1/2 CYCLE 40315.52 A
VOLTAGE 480.0 V
X/R 6.09
```

Imagen 20. Corrientes de cortocircuito enTP_01

Fuente: elaboración propia.

Para este caso se muestra que la corriente de cortocircuito trifásica es de 30,8 kA con un valor de X/R de 6,09. La protección principal de TP_01 es un modelo PowerPact de Square D, RJ con una corriente nominal de 2000 A, capacidad interruptiva de 65kA. Todos los ramales son elementos de protección con unidad de disparo, donde todos presentan una capacidad al cortocircuito de 35 kA, por lo que no se presentan inconvenientes en cuanto a la evaluación de los equipos.

Por la estructura del sistema y debido a que las cargas activas al cortocircuito son de mayor tamaño, como lo es el chiller, se encuentran conectadas directo a la subestación se presentan valores más altos de corriente de corto simétrica tanto trifásica como monofásica a tierra. El valor de cortocircuito, como es natural, se reduce en los niveles inferiores del diagrama unifilar. A continuación, se muestra el tablero TEM20, el cual presenta las cargas de los motores y se evidencia como la corriente de cortocircuito se reduce respecto al tablero principal.

```
TEM20
ISC SYM 3P 25788.29 A
ISC SY; SLG 21753.49 A
ASYM3P 1/2 CYCLE 29286.52 A
VOLTAGE 480.0 V
X/R 3.25
```

Imagen 21. corrientes de cortocircuito en TEM20.

Fuente: elaboración propia.

Para el caso del segundo escenario, en el que solo opera el generador eléctrico, donde se presentan corrientes de cortocircuito más bajas, debido a que la capacidad de aporte de corriente de falla trifásica de los generadores es menor que la capacidad que presenta la distribución de JASEC. Por este motivo, se evidencia que las capacidades interruptivas de las protecciones de la subestación principal se encuentran en correcto funcionamiento. A continuación, se muestra la imagen donde se evidencian los valores resultantes de la simulación para el escenario 2, sobre el tablero principal (TP_01).

```

TP_01
ISC SYM 3P 20697.16 A
ISC SY; SLG 19879.01 A
ASYM3P 1/2 CYCLE 31696.71 A
VOLTAGE 480.0 V
X/R 15.85

```

Imagen 22. corriente de cortocircuito sobre TP_01, escenario 2

Fuente: elaboración propia.

Como se mencionó anteriormente el resumen de los resultados en todos los buses se encuentra en la sección de anexos.

A continuación, se muestra un abstracto las corrientes de cortocircuito calculadas de la forma manual y por medio de la simulación donde se muestra el porcentaje de error presente en los puntos a exponer.

Tabla 11. Comparación entre modelos de cálculo de corrientes de cortocircuito

Nombre del Bus	ICC KVAs (A)	ICC SIMULACIÓN	
		(A)	ERROR (%)
STX2	32660,92	32024,03	1,95
ATS	31749,41	30806,85	2,97
TP_01	31749,41	30806,85	2,97
TPD44	12485,06	10568,31	15,35
B-M6	5930,97	5917,37	0,23
B-M7	5957,62	5917,37	0,68

B-M8	5957,62	5917,97	0,67
B-CHILL	24935,25	22092,78	11,40
TPD41	24562,62	24546,2	0,07
B-M1	10026,13	11439,02	14,09
B-M2	10026,13	11439,02	14,09
TEM20	26554,05	25788,29	2,88
B-COMP1	19245,73	19791,33	2,83
B-COMP2	19245,73	19791,33	2,83
B-COMP3	19175,03	19751,01	3,00
B-COMP4	19175,03	19751,01	3,00
B-COMP5	19175,03	19751,01	3,00
B-M3	19058,19	19681,93	3,27
B-M4	19058,19	19681,93	3,27
B-M5	19058,19	19681,93	3,27

Fuente: elaboración propia.

4.4.3 Evaluación de equipos.

Como alcance del proyecto, se ejecutó una evaluación de los elementos de protección que actualmente su capacidad interruptiva no cumple con la corriente de cortocircuito presente en el bus donde se encuentran. Con la ayuda del estudio de corrientes de cortocircuito, se realiza una evaluación para corregir los *breakers* y protecciones que actualmente no cumplen.

A continuación, se presenta una lista con los elementos de desconexión que actualmente no cumplen con la capacidad interruptiva y se propone un elemento para solventar el problema. Es importante aclarar que en la planta todos los *breakers* que se utilizan son marca SQUARE D, por ende, todas las propuestas mantienen la marca.

Tabla 12. Ajustes de Breaker, TPD42

Nombre del tablero	TPD42				
Alimentación	4x#350 KCM (3F+N) + 1x#1/0 (T)				
Isc Simétrica en el bus	28177 A				
Ramal	Breaker actual	Capacidad interruptiva (kA)	Breaker propuesto	Capacidad interruptiva (kA)	Ajuste
TPD42-TX09	JD200A	18	JG 250A	35	Inst: 10

TDP42-TX10	FA 60A	18	HG 100A	35	Inst: 10
------------	--------	----	---------	----	----------

Fuente: elaboración propia.

Para el caso del tablero TPD42, se presenta una corriente de cortocircuito trifásica simétrica de 28177 A, y el valor de X/R de 4,97. Este tablero presenta un voltaje de 480 V, y es alimentado directamente desde la subestación principal. Estos ramales son los encargados de la alimentación de los transformadores TX09 y TX10, respectivamente. Como es evidente, la capacidad interruptiva de los dispositivos de protección actuales no cumplen con la corriente de cortocircuito, por lo que se proponen elementos de 35kA. Se propone el ajuste de 10 en los *breakers* para cumplir con el tema de coordinación de protecciones y, a su vez, asegurar que la curva de daño de los transformadores sea protegida y que la corriente *inrush* de cada transformador no dispare el *breaker*. El tema de coordinación de protecciones se evidencia más adelante.

A continuación, se presenta un detalle similar al anterior, para el tablero TDP45, que también presenta inconvenientes en los ramales.

Tabla 13. Ajustes de Breaker, TPD45

Nombre del tablero		TPD45			
Alimentación		2-(4x#4/0 (3F+N) + 1x#4 (T), AWG, THHN,)			
Isc Simétrica en el bus		24798 A			
Ramal	Breaker actual	Capacidad interruptiva (kA)	Breaker propuesto	Capacidad interruptiva (kA)	Ajuste
TPD45-TPD32	FA 100A	18	HG 100A	35	-
TDP42-TEM45	FA 100A	18	HG 100A	35	-

Fuente: elaboración propia.

Para el caso del tablero TPD45, se presenta un corriente de cortocircuito trifásica simétrica de 24798 A, con una corriente de cortocircuito asimétrica de 27797 A y el valor de X/R es de 2,95. Este tablero es alimentado desde la subestación principal con una tensión de 480V. Los ramales que no cumplen con la capacidad interruptiva del tablero alimentan los

subtableros TPD32 y TEM45, respectivamente. Como es evidente, las protecciones actuales no cumplen con la corriente de cortocircuito presentes en el bus 45, por lo que se propone un modelo HG, con capacidad interruptiva de 35 kA. De igual forma, este tipo de *breakers* ayuda a tener una coordinación selectiva de protecciones con el tablero presente. Ahora, se muestra el caso para el tablero TPD41.

Tabla 14. Ajustes de Breaker, TPD41

Nombre del tablero		TPD41			
Alimentación		3-(3x#3/0 (3F) + 1x#4 (T), AWG, THHN)			
Isc Simétrica en el bus		24546 A			
Ramal	Breaker actual	Capacidad interruptiva (kA)	Breaker propuesto	Capacidad interruptiva (kA)	Ajuste
TPD41-TX05	FA 100A	18	HG 100A	35	-
TPD41-M1	FA 50A	18	HG 50A	35	-
TPD41-M2	FA 50A	18	HG 50A	35	-

Fuente: elaboración propia.

El tablero TPD41 presenta una corriente de falla trifásica simétrica de 24546 A, con una corriente de falla asimétrica de 26686 A, donde el valor de X/R es de 2,62. Este tablero es alimentado desde la subestación principal, con una tensión de 480 V, donde los ramales que no cumplen con la capacidad interruptiva de corriente de falla alimentan el transformador TX05, la máquina de inducción 1 y la máquina de inducción 2. Estas máquinas son motores de 25 HP presentes en la planta. Para el transformador TX05, se propone un breaker modelo HG de 100, con la misma capacidad para no ejecutar un cambio de acometida y cumpliendo con la corriente primaria del transformador, este tipo de *breaker* se propone para cuidar la curva de daño del transformador y a su vez asegurar que la corriente *in rush* de transformador no dispare la protección.

Para los motores M1 y M2, se colocan dispositivos HG de 50 A, cuya capacidad es de 35 kA, con el propósito de cumplir con la curva de arranque y daño de cada elemento. Todos

estos cambios aseguran una selectividad en la coordinación de protecciones. Ahora, se presenta el último caso que se presenta en el tablero TEM20.

Tabla 15. Ajustes de Breaker, TEM20

Nombre del tablero	TEM20				
Alimentación	3-(3x#4/0 (3F+N) + 1x#1/0 (T), AWG, THHN)				
Isc Simétrica en el bus	25788 A				
Ramal	Breaker actual	Capacidad interruptiva (kA)	Breaker propuesto	Capacidad interruptiva (kA)	Ajuste
TEM20-M3	HD 50A	25	HG 50A	35	-
TEM20-M4	HD 50A	25	HG 50A	35	-
TEM20-M5	HD 50A	25	HG 50A	35	-

Fuente: elaboración propia.

El tablero TEM20 tiene una tensión de 480 V, y se encuentra alimentado desde la subestación principal. Este tablero presenta cargas de motores de inducción y compresores, los cuales son elementos activos al cortocircuito, por ende, presenta una corriente de falla trifásica levemente superior a las anteriores, siempre por debajo de la presente en la subestación principal. Presenta una corriente de falla trifásica simétrica de 25788 A, y una corriente de falla asimétrica de 29286 A, cuyo valor de X/R es de 3,25. Los ramales que no cuentan con la capacidad interruptiva correcta son los alimentadores del motor M1, M2 y M3, respectivamente, los cuales presentan una potencia de 25 HP.

Las protecciones seleccionadas cumplen con la corriente de falla en el bus y asegura el arranque del motor, en conjunto con la curva de daño de los elementos.

Para corroborar las corrientes de falla en cada punto, se puede consultar el anexo donde se presentan todas las corrientes de falla en los buses de la instalación eléctrica. De igual forma, el unifilar adjunto de corrientes de cortocircuito para los dos escenarios, presentan las corrientes de falla en cada bus y las protecciones presentes en la instalación con los *breakers* propuestos.

Todos los tableros mencionados anteriormente son modelo I-line, de Square D. La propuesta de los elementos de desconexión es basada en el folleto de tableros de distribución para elementos NQ, NF y I-Line; de esta forma, se asegura de que el marco de la protección pueda encajar dentro de los lineamientos del tablero para el cual se está proponiendo.

4.5 Estudio de coordinación de protecciones

De la misma forma que la simulación del estudio de corrientes de cortocircuito, para la coordinación de protecciones, en el sistema eléctrico se utiliza el software de SKM System Analysis en su última versión, sin embargo, para este caso, se implementa el módulo Captor del Software.

A nivel de coordinación de protecciones, se presentan las curvas de coordinación en los tableros, de forma que la protección principal de cada uno de los tableros coordine con las curvas de protección de los ramales. Siempre se busca la mejor coordinación posible de todos los ramales teniendo como base la capacidad de ajuste de las protecciones, con el fin de obtener una coordinación selectiva para lograr una mayor confiabilidad y menores efectos en el sistema en caso de una falla. En la planta, existen *breakers* de caja moldeada donde no se pueden hacer cambios en los ajustes, por lo que se propone un cambio de *breaker*, para lograr una coordinación selectiva en el proceso. Además, se analiza la protección de los transformadores, graficando la curva de daño de estos y la corriente *in rush* de arranque, presentando casos donde no se cumple y se propone un cambio sobre el sistema.

Como se mencionó anteriormente, durante este proceso de estudios de coordinación de protecciones, se realiza un análisis de las curvas de tiempo-corriente de falla, para proveer la protección adecuada verificando las curvas de daño de las protecciones y los equipos de acuerdo con el código eléctrico NEC. Asimismo, se busca que la instalación eléctrica se auto proteja, todos los ajustes propuestos toman en cuenta la continuidad del servicio y la seguridad de la operación, con el objetivo de minimizar los eventos de arco eléctrico.

Siempre se busca una supresión lógica de una falla, con el fin de ejecutar una coordinación selectiva, para esto, se debe tener en cuenta las curvas de las protecciones que se van a implementar y, de esta forma, ver el comportamiento que se presenta ante los distintos valores de fallas y el tiempo que van a durar en suprimir estos elementos. La coordinación de protecciones se realizó desde aguas abajo del diagrama unifilar hacia arriba,

de forma ascendente, donde, si la protección inmediata del lugar donde se produce la falla, de forma ascendente, hasta llegar a las protecciones de media tensión, lugar en el que se espera que las protecciones aguas abajo puedan eliminar la falla.

De acuerdo con NFPA 70, artículo 240.12 “Coordinación de los sistemas eléctricos”, cuando se requiere la interrupción de flujo de energía eléctrica programada para reducir al mínimo los riesgos para el personal o la instalación eléctrica, se debe permitir un sistema de coordinación basado en la protección coordinada contra cortocircuitos y la indicación de sobrecarga mediante sistemas o dispositivos de monitoreo.

Como se muestra en las siguientes curvas de coordinación de protecciones, la curva de cada dispositivo cuenta con una etiqueta que hace referencia a la información específica del fabricante incluyendo sus clasificaciones y configuraciones, como se muestra en el cuadro de texto de cada gráfica. Las características de tiempo y corriente de los dispositivos se cortan a la corriente de falla máxima disponible en el bus inmediatamente aguas abajo del dispositivo.

A continuación, se muestran unos ejemplos de los resultados de la coordinación de protecciones hecha en la planta. Es importante recalcar que, en las curvas que se presentan son de diferentes elementos presentes en la instalación eléctrica, se pueden presentar curvas de las protecciones en conjunto con las curvas de daño de los transformadores e inclusive de conductores y motores de inducción.

Las curvas de protección se extienden a lo largo del eje del tiempo sin, embargo estas se cortan en el punto donde se presenta la corriente asimétrica, por lo que en el punto donde se corta la curva se muestra la corriente asimétrica máxima presente en el bus y así queda demostrado la correcta coordinación de protecciones.

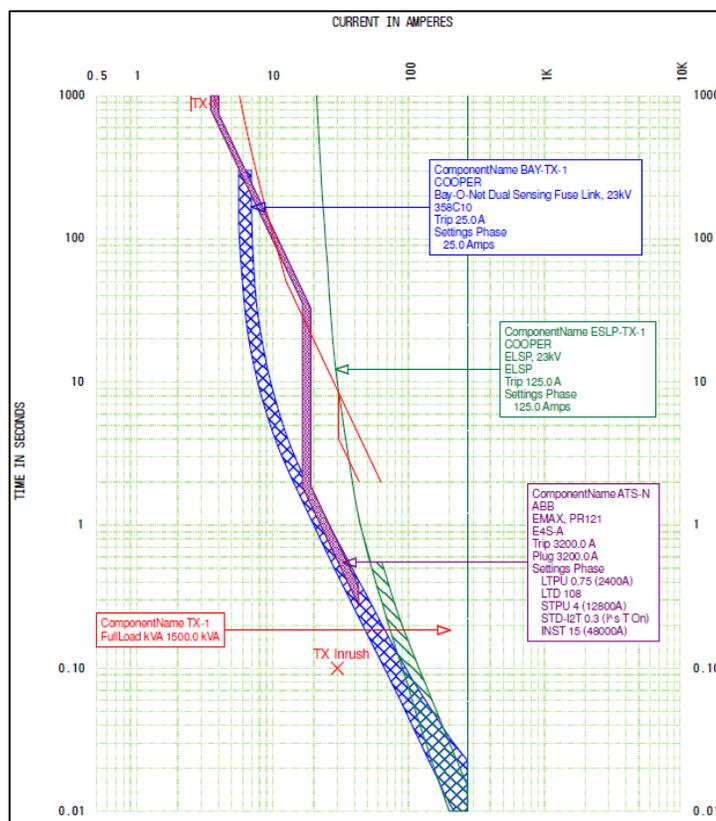


Imagen 23. Curvas de protección en media tensión.

Fuente: elaboración propia mediante SKM.

En la curva anterior, se muestra el transformador principal de la planta de laboratorios Stein, en su curva de daño (el elemento de color rojo). La curva azul representa los fusibles de bayoneta de la parte de media tensión que dispone la planta, el elemento verde es fusible de expulsión de media tensión y el morado representa la desconexión principal de la transferencia automática aguas abajo del transformador.

Como se muestra, el transformador principal (TX1) presenta una adecuada protección, ya que la curva de daño se encuentra al lado derecho de la curva del fusible de bayoneta, encontrándose en la zona segura de la gráfica. Además, se muestra que la corriente *in rush* del transformador se encuentra al lado izquierdo de la curva de la protección del primario, por lo que asegura un correcto arranque y no dispara la protección en caso de la energización del transformador. Es importante aclarar que la información de los fusibles de media tensión se obtuvo del manual *Fushing Equipment, Cooper Power System* de Eaton.

Seguidamente, se muestran las curvas más importantes presentes en la instalación eléctrica, el resto de las curvas se encuentran presentes en la sección de anexos. De este modo, se presente la curva tiempo-corriente correspondiente al Chiller y su protección en la subestación.

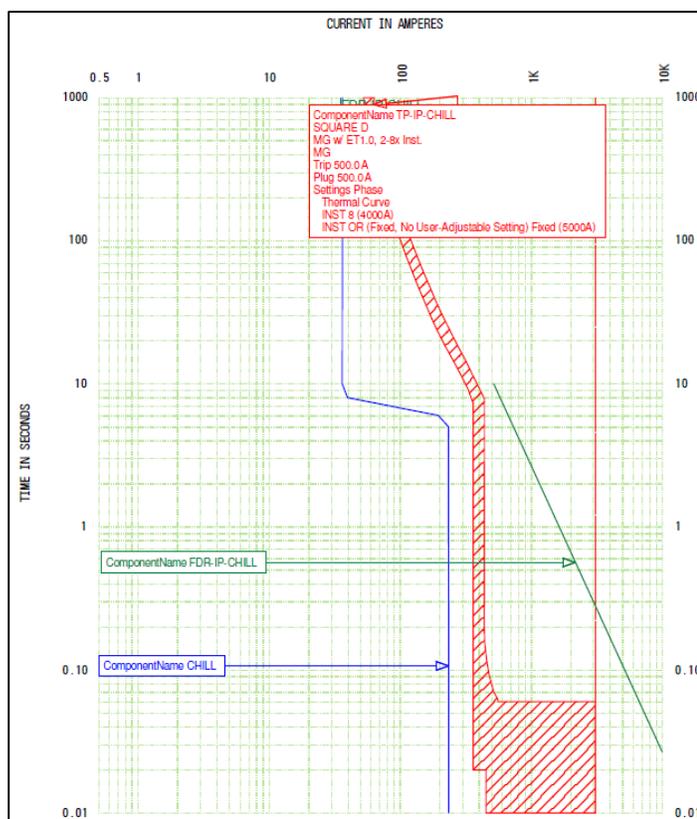


Imagen 24. Curva de coordinación del Chiller

Fuente: elaboración propia mediante SKM.

Se muestra la curva del Chiller, el cual es un elemento de 300 HP, con una protección de marco L, de Square D, a 400 A. La curva de color rojo es el elemento de protección, mientras que la azul, es la curva de arranque del chiller, donde se muestra que puede ejecutar un arranque seguro sin disparar el elemento de protección. Por otro lado, se muestra la curva de daño del conductor del chiller (2 sets de 350 kCM), se muestra dentro de la zona segura de la protección por lo que no presenta riesgos al conductor.

Ahora, se muestra la coordinación sobre uno de los ramales de la subestación, en su coordinación con el desconectador principal de la subestación.

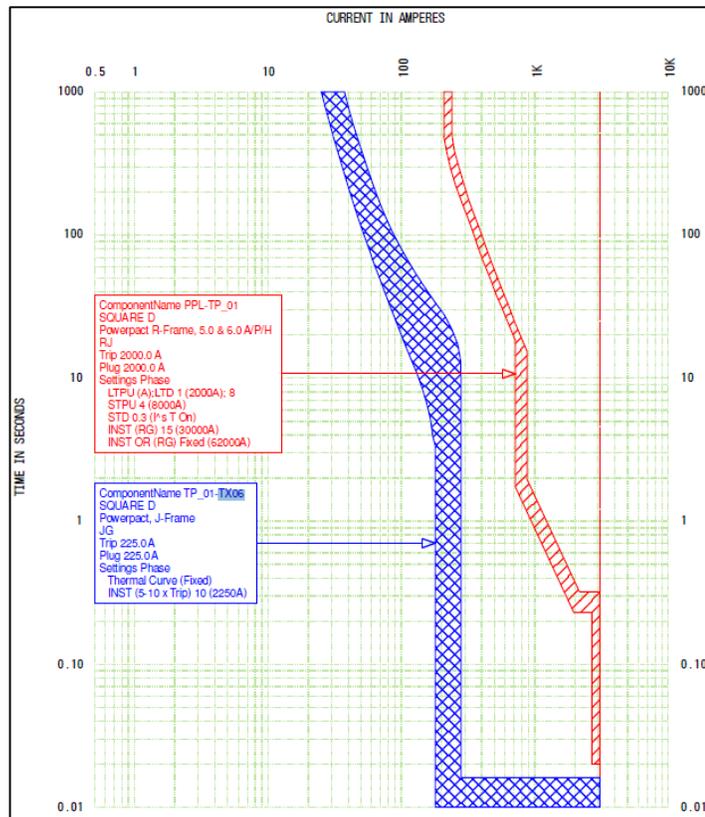


Imagen 25. Curva de coordinación de ramales de subestación.

Fuente: elaboración propia mediante SKM.

Se muestran las curvas de coordinación entre el *breaker* principal de la subestación, el cual es un modelo RJ, de 2000 A, con unidad de disparo LSIG, y su coordinación con el ramal del TP_01-TX06. Se observa claramente donde la curva de la protección del ramal se adelanta a la curva del interruptor principal, generando una coordinación selectiva.

Este caso anterior es un ejemplo de cómo se encuentran todos los ramales en comparación al desconectador principal, como ya se mencionó, las curvas coordinadas se encuentran en la sección de anexos. Estos elementos presentan ajustes y la imagen presenta los elementos coordinados. En la siguiente sección, se muestra todos los ajustes propuestos para lograr una coordinación selectiva sobre las protecciones.

4.5.1 Curvas de coordinación

En esta sección, se muestran las curvas de coordinación propuestas. Todos los elementos de protección con unidad de disparo, se realizaron cambios, con el fin de que se puedan realizar los ajustes sobre las protecciones en el próximo paro de planta programada. Existen casos donde los desconectadores no presentan unidades de disparo y, para lograr una coordinación selectiva, se propone ejecutar un cambio en el dispositivo de protección.

De igual forma, todo cambio propuesto se presenta en la sección de anexos. Además de buscar la coordinación selectiva, se busca proteger la curva de daño de los elementos presentes en la instalación eléctrica en especial los transformadores y los conductores.

A continuación, se presentan los casos más representativos de curvas de las protecciones, y su explicación. Los casos más representativos son: protecciones en serie, protecciones en serie con transformador, coordinación para motores de inducción, protecciones ramales en coordinación con el principal.

Coordinación de protecciones en serie.

Este caso es muy común dentro de toda instalación eléctrica, y se da cuando un ramal alimenta otro tablero con un desconectador principal. A continuación, se muestra el caso indicado en el diagrama unifilar.

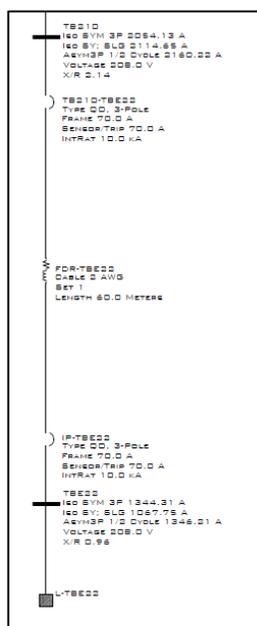


Imagen 26. Diagrama unifilar de protecciones en serie.

Fuente: elaboración propia mediante SKM.

En estos casos, no es necesario que la protección aguas arriba adelante a la protección aguas abajo ya que es indiferente una protección escalonada. Seguidamente, se muestra un ejemplo de curvas donde se presenta este caso.

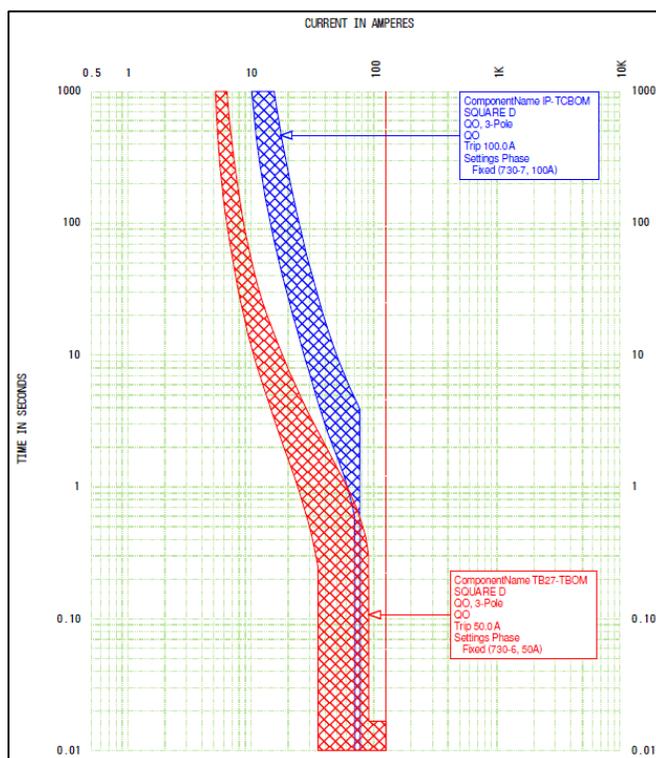


Imagen 27. Protecciones en serie

Fuente: elaboración propia mediante SKM.

La desconexión en este caso se puede presentar en cualquiera de los casos, ya que es el mismo punto que se desconecta en caso de una falla.

Coordinación en serie con transformador.

Este caso se presenta, de forma constante en las instalaciones eléctricas, en los casos cuando existen transformadores tipo seco; en el caso de nuestra planta, cuando se dan transformadores con una relación de 480/277 V en el primario a 208/120 V en el secundario. Estos casos presentan una protección en el primario y puede existir o no una protección en el secundario. A continuación, se muestra un segmento del diagrama unifilar donde hace referencia a este punto.

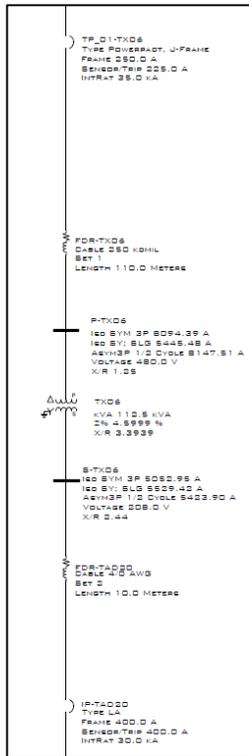


Imagen 28. Diagrama unifilar de protecciones en serie con transformador.

Fuente: elaboración propia mediante SKM.

Es importante siempre cuidar la curva de daño del transformador y permitir que el flujo eléctrico no se interrumpa con la corriente *in rush*. Para ello, es se debe cumplir con los criterios del artículo 450.3 de NFPA 70 “Protecciones contra sobre corrientes”, el cual menciona que la protección contra sobre corriente de los transformadores deben cumplir con las indicaciones de la tabla 450.3(B), en transformadores de 1000 V o menos. A continuación, se muestra la tabla mencionada, la cual indica que cuando existe protección en ambos lados del transformador, la protección del primario puede seleccionarse a 250 % de la corriente nominal del transformador, mientras que la protección del secundario se puede ejecutar a 125 % de la corriente nominal. Por otro lado, cuando únicamente se presenta protección en el primario, la capacidad de la protección se puede ejecutar a un máximo del 125 % de corriente nominal.

Tabla 16. Valor nominal o ajuste máximo de las protecciones contra sobre corrientes para transformadores de 1000 V o menos

Método de protección	Protección primaria		Protección secundaria	
	Corriente de 9A o más		Corriente de 9 A o más	
Protección del primario únicamente	125 %		No se exige	
Protección del secundario y primario	250 %		125 %	

Fuente: elaboración propia.

Para el tablero TPD42 y su ramal al transformador TX10 (TPD42_TX10), se muestra el caso donde solo hay protección en el primario. A continuación, se muestra la curva de coordinación del ramal con transformador existente, dependiendo de cómo se encuentra.

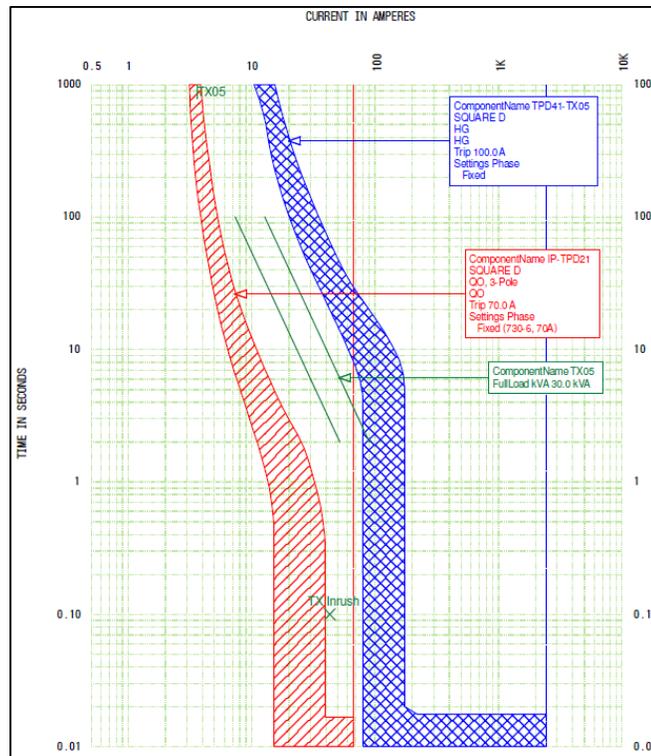


Imagen 29. Curvas de disparo del breaker, ramal TPD41_TX05.

Fuente: elaboración propia mediante SKM.

Se muestra la curva del breaker que alimenta el transformador TX10, desde el tablero TP42. Actualmente se presenta un medio de desconexión marca Square D modelo FA de 60A, para un transformador de 75 kVA. Se observa la curva de protección sobre la corriente *in rush*, y esta corriente debe presentarse del lado izquierdo de la curva para cuidar los devanados del transformador, la curva de daño de la protección se encuentra en la zona segura. Para corregir esto se propone un cambio de breaker a uno con ajuste del instantáneo, para cubrir de forma correcta la curva *in rush*. Se propone un breaker marca Square D modelo HG de 100 A, por lo que además se debe cambiar la acometida de alimentación de conductor calibre 4 AWG a 2 AWG; cumpliendo con las indicaciones del NEC en el artículo 450.3. Más adelante se evidencian los cambios propuestos.

En el caso cuando existen protecciones tanto en el primario y el secundario, se debe cuidar la curva de daño del transformador. La curva de daño del transformador debe quedar en la zona segura de la curva ya sea de la protección del primario o bien del secundario. Mientras que la corriente *in rush* debe permitir la energización del primario. A continuación, se muestra un ejemplo de la correcta coordinación de protecciones en serie con un transformador. Exponiendo el caso de TX07.

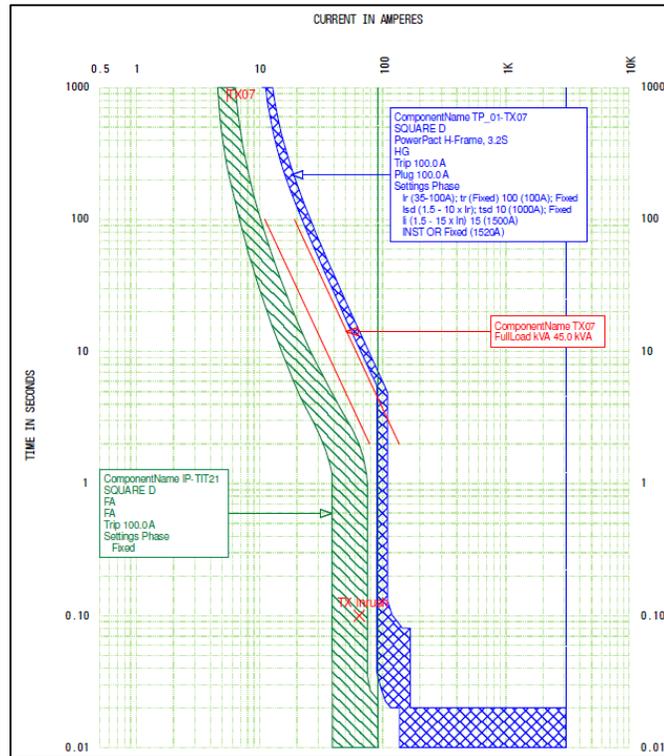


Imagen 30. Coordinación de protecciones en serie con transformador menor a 100 V.

Fuente: elaboración propia mediante SKM.

Como se muestra en la imagen para lograr un caso, así se debe realizar un ajuste en las protecciones, donde todos estos ajustes se van a mostrar más adelante. Cuando el *breaker* principal del secundario no protege la curva de daño es permitido los ramales sean los encargados de proteger el transformador.

Curvas de protección con motores de inducción.

En este caso, debemos asegurar que la corriente de arranque de todo motor no dispare la protección correspondiente. A continuación, se presenta un segmento del diagrama unifilar donde se muestra este caso.

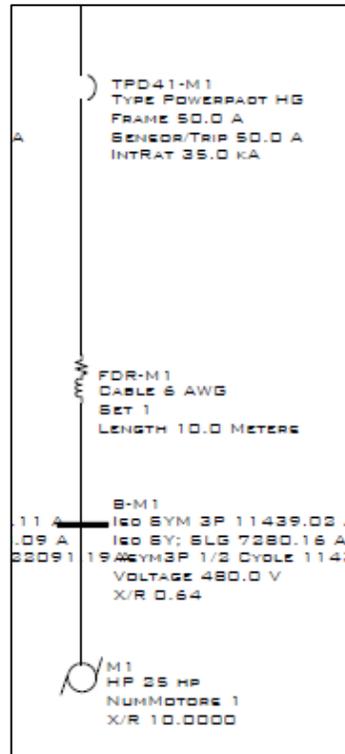


Imagen 31. Diagrama unifilar de la protección al motor.

Fuente: elaboración propia mediante SKM.

Para ello, se debe analizar la curva y cumplir con las indicaciones del NEC en su artículo 430, “Motores, circuitos de motores y controladores”, donde menciona que la protección de los motores se puede seleccionar a un 125 % de la corriente nominal del elemento sin hacer una variación en el calibre del conductor seleccionado.

Los motores actualmente presentan una protección que permite el arranque de cada elemento y cumplen con los estándares mencionados del NEC. Se presenta una curva de protección con motor de inducción.

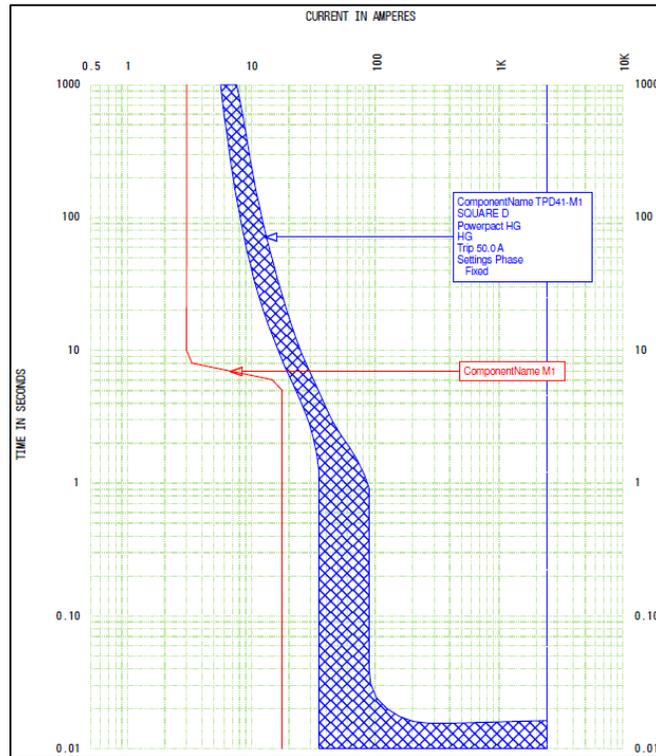


Imagen 32. Curva de coordinación de motores.

Fuente: elaboración propia mediante SKM.

Curva de protección entre principal y circuitos ramales.

La configuración de un tablero con interruptor principal y circuitos ramales es muy común en toda instalación eléctrica. A continuación, se muestra un segmento del diagrama unifilar donde se evidencia este caso.

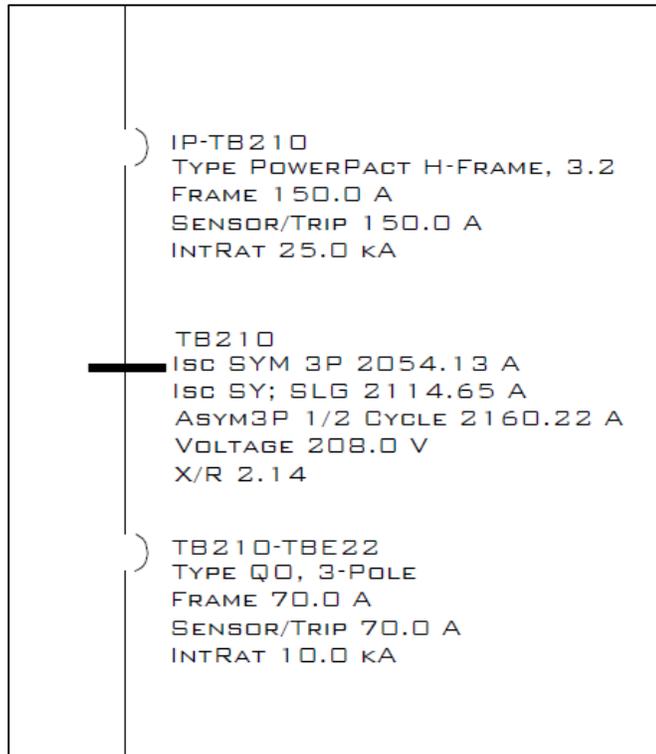


Imagen 33. Diagrama unifilar de protecciones principal y ramales.

Fuente: elaboración propia mediante SKM.

En este caso, siempre debe existir una adecuada coordinación para asegurar que una falla en el circuito ramal no dispare el desconectador principal y desenergizar varias zonas de la planta. Siempre la curva del principal debe adelantar la curva de los ramales, o bien la corriente de falla de disparo debe estar por encima de la protección de los ramales. A continuación, se muestra el resultado de la coordinación de las curvas con respecto al tablero principal y un ramal, para lograr esto, es necesario realizar una serie de ajustes en las protecciones. Este caso se repite en varias ocasiones, incluyendo el *breaker* de la transferencia, con el principal de la subestación. Para el caso del ajuste de la transferencia automática, los desconectadores normales y de emergencia pueden presentar el mismo ajuste, ya que ambos presentan la misma carga en operación y opera únicamente uno a la vez.

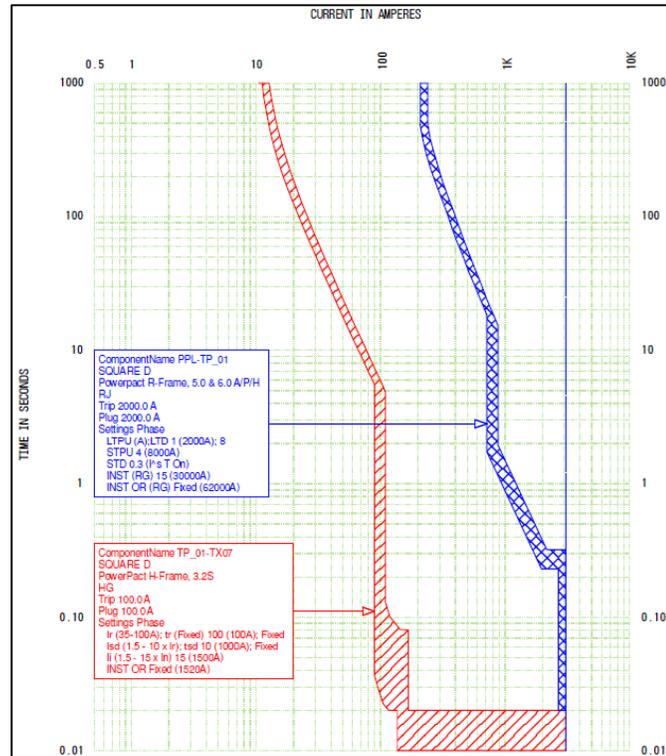


Imagen 34. Curva de coordinación entre principal y ramales.

Fuente: elaboración propia mediante SKM.

Las curvas de protecciones resultantes de todo el sistema se presentan en la sección de anexos.

4.5.2 Ajustes de protecciones propuesto.

Para la correcta coordinación de protecciones y cumplir los requisitos de protección, es necesario realizar los ajustes sobre las protecciones con unidad de disparo. Todos los ajustes propuestos por cada protección se muestran en los anexos en conjunto con la curva tiempo-corriente.

4.5.3 Breakers propuestos para la coordinación de protecciones

Para cumplir con la coordinación de protecciones en todos los puntos de la instalación eléctrica, se propone realizar cambios de dispositivos de conexión en ciertos puntos de la instalación eléctrica.

A continuación, se muestran las propuestas realizadas. Es importante recalcar que en la planta únicamente se trabaja con elementos Square D, por lo tanto, los *breakers* propuestos y actuales son de esta marca.

Tabla 17. Cambio de breakers para la coordinación de protecciones

Ramal	Breaker actual	Breakers propuestos
IP-TB210	QD 125 A	HD 150 A
IP-TB210	QD 175 A	HD 150 A
TPD42_TX09	JD 200 A	JD 250 A
TPD42_TX10	FA 60 A	HG 100 A
TPD43_TX08	HD 125 A	JD 175 A
TPD44_TX11	HD 125 A	JD 150 A
TPD41_TX05	FA 100 A	HG 100 A

Fuente: elaboración propia.

De la tabla anterior, es importante recalcar que todas las protecciones propuestas conllevan una unidad de disparo con ajuste para lograr la adecuada selectividad. Todo ajuste requerido se muestra en la sección de anexos con las protecciones recomendadas.

Para el caso del ramal TPD42_TX10, se debe ejecutar un cambio de conductor para que sea protegido por la protección nueva. Debe ejecutarse un cambio de conductor calibre 4 AWG a un calibre 2 AWG. Lo mismo sucede con el ramal de TPD_TX08, que se debe ejecutar un cambio de conductor de 1/0 AWG, a un conductor calibre 3/0 AWG. Todos los

cambios ramales sobre el principal de los transformadores cumplen con la tabla del NEC 430.3(B).

La propuesta de los elementos de desconexión es basada en el folleto de tableros de distribución para elementos NQ, NF y I-Line; de esta forma, se asegura que el marco de la protección pueda encajar dentro de los lineamientos del tablero para el cual se está proponiendo.

4.6 Estudio de arco eléctrico

Al igual que la simulación del estudio de cortocircuito y la coordinación de protecciones, la elaboración del estudio de arco eléctrico se realizó mediante la simulación del software del SKM System Analysis, en su última versión. El objetivo principal de este estudio es determinar los valores de energía incidente, los límites de protección de arco y los límites de protección de electrocución, cuando se realicen labores de mantenimiento, inspección o modificación de los sistemas energizados para definir las medidas de protección personal.

Como principal alcance es determinar el nivel de energía incidente presente en el peor caso de los escenarios simulados durante el estudio de cortocircuito, de acuerdo con el estándar y prácticas recomendadas por la norma IEEE 1584 2008 y NFPA 70E, con el propósito de determinar el equipo de protección personal requerido en caso de intervenir en un tablero mientras este se encuentre energizado. Como parte de entregable de este estudio, se generaron etiquetas de arco eléctrico para indicar los riesgos y requerimientos de intervenir en un tablero en específico. Estas etiquetas se deben colocar en un lugar visible donde cualquier persona pueda acceder a la información que esta contiene.

El evento de *arc flash* y el cálculo de la energía incidente presente en un tablero o equipo eléctrico depende principalmente de dos variables, la corriente de cortocircuito y el tiempo que dura la protección ya sea el principal o ramales en disparar un caso de que se presente una falla. Por este motivo, se vuelve realmente importante realizar estudios de cortocircuito y coordinación de protecciones, además de la actualización del diagrama unifilar previo a este estudio.

Una vez ejecutados los estudios de coordinación de protecciones y cortocircuito, se procedió con los estudios de energías incidentes en los diferentes equipos donde un trabajador promedio podría tener interacción con equipo energizado. En cada punto, se realiza una estimación del riesgo eléctrico, principalmente por contacto, o bien por arco, dando como resultado una etiqueta que resume las recomendaciones de NFPA 70E, en su versión 2018, la cual indica que equipo de protección personal debe utilizar el personal calificado de protección de arco eléctrico; además indica el riesgo asociado al tablero, por ejemplo el nivel de voltaje presente en las barras para determinar el riesgo de electrocución, la energía incidente (caloría por centímetro cuadrado) que podría liberarse en caso de un evento de arco eléctrico.

En la sección de anexos, se muestra una tabla resumen con los valores de energía incidente y fronteras de aproximación presentes en cada punto de la instalación eléctrica. Inclusive, se adjunta un diagrama unifilar con una diferenciación de cada tablero por color dependiendo de la categoría de riesgo eléctrico por *arc flash* calculado.

Las categorías propuestas, según los resultados obtenidos y la norma IEEE 1584 en conjunto con NFPA 70E, son los siguientes, de acuerdo con los colores.

Tabla 18. Categorías de energía incidente

Categoría	Color	Descripción
0	Amarillo	Energía incidente \leq a $1,2 \text{ cal/cm}^2$
3	Verde	$1,2 \text{ cal/cm}^2 <$ Energía incidente $\leq 12 \text{ cal/cm}^2$
4	Azul	$12 \text{ cal/cm}^2 <$ Energía incidente $\leq 40 \text{ cal/cm}^2$
Fuera de categoría	Rojo	Energía incidente $> 40 \text{ cal/cm}^2$

Fuente: elaboración propia.

Estos colores propuestos son aplicables a la diferenciación a nivel del diagrama unifilar. Como se mencionó anteriormente, con el resultado de los estudios de arco eléctrico, se proponen una serie de etiquetas de advertencia al personal para ser colocadas en lugares visibles de los tableros de distribución. NFPA 70 2014 menciona en el artículo 110.16 “Advertencia del riesgo de relámpago de arco” que los equipos eléctrico de distribución de potencia, tales como lo son los tableros eléctricos de distribución, paneles de distribución, centros de control de motores que se encuentren en unidades diferente de viviendas y que, probablemente, requieran ser examinados, ajustados, reparados o mantenidos, mientras el elemento se encuentre energizado, deben encontrarse identificados en planta sobre los potenciales riesgos de arco eléctrico. Esta identificación debe ubicarse en lugar visible y debe advertir adecuadamente para que el personal calificado y no calificado entienda en mensaje.

Las etiquetas de arco eléctrico serán amarillas para todos los equipos con categorías 0, 3 y 4, mientras que serán rojas para los equipos que sean fuera de categoría. A continuación, se muestra la etiqueta de arco eléctrico propuesta y la explicación de su información.



Imagen 35. Ejemplo de etiqueta de arco eléctrico propuesta.

Fuente: elaboración propia.

1. Encabezado: para este punto existen dos opciones, un encabezado de color naranja con letras que dicen “Advertencia” para las categorías 0, 3 y 4, donde existe un EPP apropiado para operar. Y el encabezado con fondo rojo exclusivo para elementos con energía incidente mayor a 40 cal/cm^2 y no existe un EPP seguro para operar.
2. Detalle de riesgo: expresa los dos riesgos asociados en caso de operar con equipo energizado los cuales son: riesgo por electrocución y por arco eléctrico. Para los equipos fuera de categorías, indica que no hay EPP seguro para operar.
3. Voltaje de operación: indica la tensión en la que opera el tablero, y se encuentra asociado directamente al riesgo por electrocución. Cuanto mayor es el voltaje mayor riesgo existe en la operación, el tipo de guantes está asociado a este punto.
4. Acercamiento limitado: es la distancia mínima a la cual una persona no calificada se puede acercar a un equipo eléctrico energizado expuesto, de acuerdo con NFPA 70E.
5. Acercamiento restringido: indica la distancia a la cual el personal calificado con un movimiento involuntario podría tener contacto con un elemento energizado expuesto. El acercamiento limitado y restringido se definen de acuerdo con el

nivel de tensión y su valor se obtiene de acuerdo con la tabla 1304(D)(A) de NFPA 70E.

6. Tablero: expresa la designación del tablero a la cual la etiqueta se encuentra asociada.
7. Descripción del EPP: en esta sección, describe el tipo de equipo de protección personal que debe emplear el personal calificado al momento de operar con equipo eléctrico energizado. De acuerdo con NFPA 70E, en casos de simulación, el EPP se selecciona de acuerdo con el método de las dos categorías. De 1,2 a 12 cal/cm^2 y de 12 a 40 cal/cm^2 , esto indica si se utiliza categoría 3 o 4 en el EPP. Para el caso de las energías incidentes menores a 1,2 cal/cm^2 de acuerdo con NFPA 70E no existe un EPP requerido, esto se interpreta que se debe utilizar ropa adecuada que no derrita y que sea apta para trabajo eléctrico. Todo EPP básico debe ser pantalón y camisa de 100 % algodón, con lentes, casco, protección auditiva y zapatos dieléctricos; se debe cumplir con los requerimientos de guantes que se expresan más adelante. En caso de los tableros con energía incidente mayor a 40 cal/cm^2 , no existe un adecuado EPP para operar con el equipo energizado.
8. Distancia de trabajo: para este caso, se hace referencia al evento de relámpago de arco. Este valor corresponde a espacio existente entre el elemento energizado expuesto y el pecho/cara de la persona calificada realizando el trabajo.
9. Frontera de protección por arco eléctrico: esta distancia es aquella donde la energía incidente alcanza un valor de 1,2 cal/cm^2 . La energía incidente tiende a disminuir conforme se aumenta la distancia. Se recomienda marcar el área de trabajo, ya que esta distancia es constante y dependiente del valor del voltaje en el punto; además, delimita la distancia a la cual el personal no calificado puede estar.
10. Energía incidente: se muestra el valor de la energía incidente en el punto de operación en unidades de cal/cm^2 . Este es el valor que delimita la categoría del tablero por operar.
11. Categoría de guantes: este elemento ofrece protección por contacto eléctrico y en conjunto con la protección de cuero ofrece protección por evento de arco eléctrico. Los guantes se deben seleccionar de acuerdo con el nivel de tensión.

12. Categoría de ropa: indica el tipo de ropa que se debe implementar al momento de operar con el equipo eléctrico energizado. Para el caso de simulación, existen dos EPP asociados: nivel 3 para energías incidentes entre 1,2 y 12 cal/cm^2 (para referencia ver imagen 12) y el nivel 4 para energías incidentes entre 12 y 40 cal/cm^2 (la imagen 13 hace referencia a este equipo).

A continuación, se muestra una imagen de las etiquetas propuestas para ser implementadas en la planta de Laboratorios Stein.

PROTECCION CONTRA ARCO ELECTRICO		PROTECCION PARA CONTACTO ELECTRICO	
Distancia de Trabajo:	45 cm	Riesgo de contacto eléctrico cuando se retira la cubierta:	208 VAC
Frontera de Protección de Arco Eléctrico:	14 cm	Acercamiento Limitado:	100 cm
Energía Incidente:	0.17 cal/cm²	Acercamiento restringido:	30 cm
Categoría de Guantes:	00		
Categoría de Ropa:	Level 0		

TABLERO: TAD24

Camisa Manga Larga y Pantalón o traje que no derrita (de acuerdo a ASTM F1506) o fibra no tratada. Careta, Anteojos de Seguridad, Protección Auditiva, Zapato Dielectrico

La información contenida en esta etiqueta es una estimación basada en los datos suministrados y no garantiza el cumplimiento de los requisitos de seguridad. El usuario debe verificar la información de seguridad del equipo y la información de seguridad del fabricante. La información contenida en esta etiqueta es una estimación basada en los datos suministrados y no garantiza el cumplimiento de los requisitos de seguridad. El usuario debe verificar la información de seguridad del equipo y la información de seguridad del fabricante.

Imagen 36. Etiqueta propuesta para el proyecto.

Fuente: elaboración propia mediante SKM.



Imagen 37. etiqueta fuera de categoría propuesta para el proyecto

Fuente: elaboración propia mediante SKM.

Como se mencionó anteriormente, la tabla con las energías incidentes en cada punto se presenta en la sección de anexos, además de las etiquetas propuestas para los diferentes tableros presentes en la planta. Se agrega también un diagrama unifilar con cada valor de energía incidente por bus.

4.7 Costos del proyecto.

En las secciones anteriores se propone ejecutar un cambio en las unidades de protección ya sea para cumplir con las capacidades interruptivas del bus o bien para poder ejecutar una adecuada coordinación de protecciones. En algunos casos se recomienda inclusive realizar un cambio de conductores en acometidas específicas. Todos estos cambios conllevan un precio sobre la unidad, la cual se expresa a continuación.

Para este punto no se cuenta con información de costos de producción, tampoco se cuenta con los costos de operación ni costos de profesionales operando. Estos valores son indispensables para contar con el costo por unidad de tiempo perdido en caso de un fallo en el sistema eléctrico. Estos datos de planta y operación son indispensables para realizar un adecuado análisis económico.

Actualmente la planta se encuentra operando con los desconectores que no cumplen y un posible fallo no se puede predecir, por lo que se presenta un análisis de costo para ejecutar los cambios propuestos y contar con un adecuado sistema eléctrico seguro. En la siguiente tabla se cuenta con el costo de los desconectores propuestos.

Tabla 19. Cotización de cambio de brakers

Ramal	Protección propuesta (A)	Precio (colones)
TPD42-TX09	JG 250	¢413 875,00
TDP42-TX10	HG 100	¢270 587,00
TPD45-TPD32	HG 100	¢270 587,00
TDP42-TEM45	HG 100	¢270 587,00
TPD41-TX05	HG 100	¢270 587,00
TPD41-M1	HG 50	¢242 488,00
TPD41-M2	HG 50	¢242 488,00
TEM20-M3	HG 50	¢242 488,00
TEM20-M4	HG 50	¢242 488,00
TEM20-M5	HG 50	¢242 488,00
IP-TB210	HD 150	¢264 751,00
IP-TB210	HD 150	¢264 751,00
TPD43_TX08	JD 175	¢313 611,00
TPD44_TX11	JD 150	¢313 611,00
TPD41_TX05	HG 100	¢270 587,00

Fuente: elaboración propia.

Los precios empleados en la tabla anterior son tomados de la cotización realizada por almacén El Eléctrico la cual se muestra en la sección de anexos. Asociado, al gasto por la compra de los elementos de desconexión, se debe sumar los conductores que se van a cambiar en el caso necesario, por lo que a continuación se muestra una tabla con el desglose de los costos por conductores necesarios.

Tabla 20. Costo de los conductores por cambiar

Calibre de conductor	Distancia (m)	Precio (colones)
1/0 AWG	40	¢140 880,00
3/0 AWG	40	¢229 350,00
6 AWG	20	¢20 032,00

Fuente: elaboración propia.

De acuerdo con el departamento de ejecución Energética Soluciones y consultoría, este proyecto puede ejecutarse en una jornada laboral de 10 horas, mediante la implementación de dos técnicos electricistas y dos ayudantes eléctricos, donde la jornada laboral para este equipo de trabajo tiene un costo de ¢52 500,00. Además, se propone implementar un 7% en caso de imprevistos.

Con todos los costos mencionados anteriormente, se obtiene que el proyecto total tendría un costo de ¢4 899 247,52. Todo este proceso de corrección de la instalación eléctrica se realizará en el próximo paro programado que presente la planta, y se obtenga una desconexión total.

Estos cambios ejecutados son para tener una instalación eléctrica segura. En caso de una falla en uno de estos ramales, puede concluir con un paro a la producción no programado. Por lo tanto, una falla en el sistema eléctrico conlleva tiempos muertos de producción, en conjunto con posibles daños a las barras de los tableros, daños a los conductores de acometida o como es en el caso de la coordinación de protecciones una falla puede concluir con daños a transformadores. Por lo que no se puede obtener un costo exacto del valor de una posible falla, ya que es impredecible.

No se puede predecir cuándo ocurrirá una falla en el sistema eléctrico, y tampoco se puede predecir qué efecto tendrá sobre la instalación eléctrica una posible falla ya que depende de muchos factores, por lo que el costo a la planta en posible falla no se puede determinar. Sin embargo, es mejor realizar el cambio de *breakers* en los circuitos ramales durante un paro de planta por mantenimiento, a continuar expuestos a daños a la instalación, al inmueble o bien a la producción.

Capítulo 5. Conclusiones

De acuerdo con la investigación realizada y el proyecto ejecutado, basándonos en las distintas referencias bibliográficas, los cálculos manuales realizados, la simulación mediante el software Power Tools de SKM y con los criterios de la oficina se obtienen las siguientes conclusiones en función de los objetivos:

- Se realizó una actualización del estudio de cortocircuito, basándonos en los diferentes criterios de IEEE y con la ayuda del software SKM se calcularon las corrientes de cortocircuito en cada bus presente en la instalación eléctrica. Se ejecutó una coordinación de protecciones en búsqueda de la selectividad para aumentar la confiabilidad en las protecciones presentes. Y se calcularon las energías incidentes en cada punto de la instalación eléctrica de la planta Laboratorios Stein Costa Rica.
- Todas las corrientes de cortocircuito se calcularon mediante el método de kVAs equivalentes, el cual se basa en la norma ANSI/IEEE 551-2006 t ANSI/IEEE 141-1993, además, se realizó el mismo procedimiento con la ayuda del software Power Tools de SKM, obteniendo valores similares en ambos casos.
- Con la ayuda del Software SKM, se realiza una coordinación de protecciones selectiva, proponiendo ajustes y cambios sobre los *breakers*, para que sean ejecutados y se pueda tener una instalación que se auto proteja.
- Se realizó un cálculo de energías incidentes mediante la ayuda del software de SKM, y con estos valores se calcularon los límites de protección contra arco eléctrico, límites contra electrocución y se propone el equipo de protección personal que debe usar el personal cuando se trabaja con equipo energizado, en función de los criterios de NFPA 70E. Además, se elaboraron etiquetas de identificación de riesgo de arco eléctrico y electrocución para ser colocadas en los tableros.
- Se realizó una actualización del diagrama unifilar de acuerdo como se encuentra la instalación eléctrica actualmente y, en conjunto, se presenta un entregable de dicho diagrama unifilar para que la empresa cuente con la información actualizada.

Capítulo 6. Recomendaciones

En conjunto con las conclusiones mencionadas, se presentan las siguientes recomendaciones para la planta:

- Se deben realizar los cambios de *breakers* que no cumplen con la capacidad interruptiva, de acuerdo con el valor de corriente de cortocircuito en los buses mencionados durante el proyecto.
- Se recomienda durante el próximo paro programado, realizar el ajuste correspondiente sobre las protecciones en el tablero principal y transferencia automática para asegurar la coordinación selectiva con el tablero principal y los ramales.
- Es importante cambiar los *breakers* necesarios para buscar la coordinación de protecciones adecuada en función de la selectividad. Además, para proteger las curvas de daño de los transformadores, conductores y motores y que toda la instalación eléctrica se encuentre con la adecuada protección.
- Se debe colocar las etiquetas de advertencia de riesgo por arco eléctrico y electrocución en todos los tableros presentes en la instalación eléctrica, para que todo personal calificado que desee operar sobre los elementos energizados tengan la información necesaria para operar de forma segura, de acuerdo con lo que indica NFPA 70, en el artículo 110.12.
- Se recomienda realizar una actualización del diagrama unifilar, en conjunto con estudios de cortocircuito, coordinación de protecciones y arco eléctrico al menos cada 3 años para mantener la información detallada actualizada.

Capítulo 7. Referencias Bibliográficas

- Barahona, G. (2015). *Análisis de cortocircuito II (Método de impedancias)*.
- Barahona, G. (2015). *Análisis de cortocircuitos en redes eléctricas de menos de 600 V. Método de los KVAsequivalentes*.
- Barahona, G. (2015). *Analisis de Cortocircuitos I*.
- Basler Electric. (2006). *Transformer Protection Application Guide*. Nwe Jersey.
- Doñes, C. (2015). *Selección y análisis de equipo de protección en los sistemas de distribución (23 kV) para proporcionar la acción correcta a la naturaleza de las fallas*. Ciudad de México.
- Energética Soluciones y Consultoría. (2019). *Estudio de Coordinación de Protecciones*. San José.
- Energetica Soluciones y Consultoría. (2019). *Estudios de Arco Eléctrico*. San José.
- Funken Ingenieros. (2014). *Arc Flash*. México.
- IEEE. (1993). *IEEE Recomend Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants*.
- IEEE. (1997). *IEEE Recommende Practice for Insutrial and Commercial Power Sysstem Analysis*.
- IEEE. (2001). *Protection and Coordination of Insutrial and Commercial Power System*.
- IEEE. (2002). *IEEE Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations*.
- IEEE. (2006). *Applying Low Voltage Circuit Breakers Used in Industrial and Commercial Power Systems*.
- IEEE. (2006). *Calculating short-circuit currents in Industrial and Commercial Power System*.
- IEEE. (2006). *IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems*.
- IEEE. (2008). *IEEE Standard for Low-Voltage AC Power Circuit Breakers Used in Enclosures*. New York.
- IEEE. (2013). *IEEE Guide for the Specification of Scope and Deliverable Requirements for an Arc-Flash Hazard Calculation Study in Accordance with IEEE Std 1584™*. New York.
- IEEE. (2014). *Std 3004.5™ Recommended Practice for the Application of Low-Voltage Circuit Breakers in Industrial and Commercial Power Systems*. New York.
- Kulas, S., & Kolimas, L. (s.f.). *SWITCHING ON SHORT CIRCUIT CURRENT IN AN ELECTRIC CIRCUIT*. Varsovia.
- Lackovic, V. (s.f.). *Introduction to Short Circuit Current Calculations*.
- Lippert, K., Colaberardino, D., & Kimblin, C. (2004). *UNDERSTANDING ARC FLASH HAZARDS*. New York.
- Marcial, D. G. (2012). *ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO*.
- NFPA. (2013). *NFPA 70 Código Eléctrico Nacional Edición 2014*. Chicago, IL: One Batterymarch Park.
- NFPA. (2015). *NFPA 70E Handbook for Electrical Safety in the Workplace*. Quincy, Massachusetts: One Batterymarch Park.

- Núñez, D. (2016). *Estudio de cortocircuito en el rediseño de la instalación eléctrica de Laboratorios STEIN, Costa Rica*. San José, Costa Rica.
- Quesada, J. C. (2014). *Estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones en CVG ALUNASA*. San José, Costa Rica.
- Schneider Electric. (2016). *Short Circuit Selective Coordination for Low Voltage Circuit Breakers*. Andover.
- Schneider Electric. (s.f.). *Tableros de distribución NQ, NF y I-Line*.
- St.Pierre, C. (2013). *A Practical Guide to Short-Circuit Calculations*.



Actualización del estudio cortocircuito con estudio de coordinación de protecciones y arco eléctrico en la instalación eléctrica de Laboratorios Stein, Cartago. por David Miranda Mora se distribuye bajo una [Licencia Creative Commons Atribución-NoComercial-SinDerivadas 4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/).

Capítulo 7. Anexos.

7.1 Anexo 1. Corrientes de Cortocircuito mediante el método de kVA equivalente, escenario 1.

Nombre del Bus	AGUAS ARRIBA (KVA)	AGUAS ABAJO(kVA)	KVA total	VOLTAJE (kV)	ICC Asimétrica (A)
STX2	22898,25	4255,53	27153,78	0,48	32660,92
ATS	22112,13	4283,83	26395,96	0,48	31749,41
TP_01	22112,13	4283,83	26395,96	0,48	31749,41
TPD44	10083,12	296,76	10379,88	0,48	12485,06
B-M6	4830,92	100,00	4930,92	0,48	5930,97
B-M7	4853,07	100,00	4953,07	0,48	5957,62
B-M8	4853,07	100,00	4953,07	0,48	5957,62
B-CHILL	18934,38	1796,40	20730,78	0,48	24935,25
TPD41	20173,22	247,76	20420,98	0,48	24562,62
B-M1	8210,57	125,00	8335,57	0,48	10026,13
B-M2	8210,57	125,00	8335,57	0,48	10026,13
TEM20	20053,37	2023,25	22076,62	0,48	26554,05
B-COMP1	15581,44	419,16	16000,6	0,48	19245,73
B-COMP2	15581,44	419,16	16000,6	0,48	19245,73
B-COMP3	15642,42	299,40	15941,82	0,48	19175,03
B-COMP4	15642,42	299,40	15941,82	0,48	19175,03
B-COMP5	15642,42	299,40	15941,82	0,48	19175,03
B-M3	15744,68	100,00	15844,68	0,48	19058,19
B-M4	15744,68	100,00	15844,68	0,48	19058,19
B-M5	15744,68	100,00	15844,68	0,48	19058,19

Nombre del Bus	kVA bus	kVA total	voltaje (kV)	Icc Asimétrica (A)	Simulación	Error
TP480	7003,04	5534,66	0,48	6657,16	6333,66	4,86
P-TX2	6747,69	5373,93	0,48	6463,84	6157,35	4,74
S-TX2	767,01	745,35	0,208	2068,89	2100,85	1,54
TB210	745,28	724,82	0,208	2011,89	2054,13	2,10
TBE22	442,77	435,47	0,208	1208,73	1344,31	11,22
TB21	745,28	724,82	0,208	2011,89	2054,13	2,10
TBF20	401,99	395,96	0,208	1099,07	1223,17	11,29
TBF21	338,35	334,07	0,208	927,28	1039,01	12,05
TB27	414,87	408,45	0,208	1133,74	1261,45	11,26
TCBOM	252,82	250,42	0,208	695,10	775,41	11,55
P-TX06	10110,14	7310,20	0,48	8792,80	8094,39	7,94

S-TX06	1969,29	1832,57	0,208	5086,71	5052,95	0,66
TAD20	1881,51	1756,32	0,208	4875,05	4817,48	1,18
TAD25	1382,49	1313,69	0,208	3646,43	3732,49	2,36
TAD22	1382,49	1313,69	0,208	3646,43	3732,49	2,36
TAD23	1382,49	1313,69	0,208	3646,43	3732,49	2,36
TAD24	1382,49	1313,69	0,208	3646,43	3732,49	2,36
TAD28	1220,62	1166,67	0,208	3238,35	3325,09	2,68
TPD42	530264,67	25144,31	0,48	30243,90	28176,96	6,83
P-TX09	110795,86	21317,33	0,48	25640,76	24921,94	2,80
S-TX09	2122,02	1964,12	0,208	5451,85	5437,86	0,26
TPD30	1963,59	1827,63	0,208	5073,00	5123,19	0,99
TPD31	1584,87	1495,10	0,208	4149,99	4512,58	8,74
TXX1	1827,17	1708,88	0,208	4743,37	4829,43	1,81
TGF	1494,79	1414,68	0,208	3926,75	4255,08	8,36
PTX10	21880,34	11963,48	0,48	14389,83	16196,51	12,56
S-TX10	1454,3	1378,36	0,208	3825,94	3933,01	2,80
TPD31	1235,66	1180,40	0,208	3276,47	3706,51	13,13
P-TX0	530264,67	25144,31	0,48	30243,90	26669,19	11,82
S-TX0	863,97	836,59	0,208	2322,13	2341,16	0,82
TSE20	829,59	804,31	0,208	2232,55	2244,86	0,55
P-TX07	7710,84	5967,58	0,48	7177,88	7222,18	0,62
S-TX07	791,75	768,69	0,208	2133,68	2181,21	2,23
TIT21	762,79	741,37	0,208	2057,83	2115,94	2,82
TPD43	26513,23	13227,23	0,48	15909,89	14929,72	6,16
P-TX08	21402,69	11819,26	0,48	14216,36	13706,87	3,58
S-PTX08	1515,03	1432,79	0,208	3977,04	3963,82	0,33
TPD25	1412,4	1340,66	0,208	3721,31	3770,00	1,31
TPD26	1412,14	1340,43	0,208	3720,66	3770,00	1,33
P-TX11	55518,07	8533,31	0,48	10263,98	9184,17	10,52
S-TX11	1519,73	1320,68	0,208	3665,83	3637,52	0,77
TPD28	1416,48	1242,00	0,208	3447,46	3466,84	0,56
TBCUA	676,39	633,87	0,208	1759,44	2011,06	14,30
TPD27	1416,48	1242,00	0,208	3447,46	3466,84	0,56
TEM42	43760,68	8194,89	0,48	9856,92	9142,41	7,25
TEM43	43760,68	8194,89	0,48	9856,92	9142,41	7,25
TPD45	112390,24	21375,67	0,48	25710,94	24978,9	2,85
TPD33	55854,55	17924,93	0,48	21560,34	21784,01	1,04
TPD32	37161,29	15433,45	0,48	18563,56	19079,28	2,78
TEM45	37161,29	15433,45	0,48	18563,56	19079,28	2,78
P-TX05	111036,14	17071,62	0,48	20533,97	21365,11	4,05
S-TX05	585,14	568,65	0,208	1578,40	1580,92	0,16
TPD21	569,17	553,55	0,208	1536,51	1548,70	0,79
TPD421	111036,14	17071,62	0,48	20533,97	21365,11	4,05

P-TX12	18506,02	10878,90	0,48	13085,28	13873,94	6,03
S-TX12	826,72	801,61	0,208	2225,06	2248,91	1,07
TCA21	765,98	744,38	0,208	2066,19	2120,19	2,61

7.2 Anexo 2. Corrientes de Cortocircuito mediante el método de kVA equivalente, escenario 2.

Nombre del Bus	AGUAS ARRIBA (KVA)	AGUAS ABAJO(kVA)	KVA total	VOLTAJE (kV)	ICC		ERROR (%)
					Asimétrica (A)	SIMULACIÓN	
S-GEN	14204,55	4255,53	18460,08	0,48	22204,03	21057,26	5,16
ATS	13898,05	4283,83	18181,88	0,48	21869,40	20697,92	5,36
TP_01	13898,05	4283,83	18181,88	0,48	21869,40	20697,92	5,36
TPD44	8564,28	296,76	8861,04	0,48	10658,17	9409,93	11,71
B-M6	4486,00	100,00	4586,00	0,48	5516,10	5705,64	3,44
B-M7	4486,00	100,00	4586,00	0,48	5516,10	5705,64	3,44
B-M8	4486,00	100,00	4586,00	0,48	5516,10	5705,64	3,44
B-CHILL	13677,51	1796,40	15473,91	0,48	18612,22	16837,95	9,53
TPD41	14906,33	247,76	15154,09	0,48	18227,54	18013,47	1,17
B-M1	7436,00	125,00	7561,00	0,48	9094,47	10533,9	15,83
B-M2	7436,00	125,00	7561,00	0,48	9094,47	10533,9	15,83
TEM20	14154,83	2023,25	16178,08	0,48	19459,21	18013,47	7,43
B-COMP1	12276,62	419,16	12695,78	0,48	15270,65	15835,65	3,70
B-COMP2	12276,62	419,16	12695,78	0,48	15270,65	15835,65	3,70
B-COMP3	12348,23	299,40	12647,63	0,48	15212,73	15797,35	3,84
B-COMP4	12348,23	299,40	12647,63	0,48	15212,73	15797,35	3,84
B-COMP5	12348,23	299,40	12647,63	0,48	15212,73	15797,35	3,84
B-M3	12467,92	100,00	12567,92	0,48	15116,86	15740,25	4,12
B-M4	12467,92	100,00	12567,92	0,48	15116,86	15740,25	4,12
B-M5	12467,92	100,00	12567,92	0,48	15116,86	15740,25	4,12

Nombre del Bus	kVA bus	kVA total	voltaje (kV)	Icc asimétrica (A)	Simulation Icc (A)	Error (%)
TP480	7003,04	5055,74	0,48	6081,11	6006,63	1,22
P-TX2	6747,69	4921,29	0,48	5919,39	5852,86	1,12
S-TX2	767,01	735,96	0,208	2042,83	2074,52	1,55
TB210	745,28	715,93	0,208	1987,23	2029,28	2,12
TBE22	442,77	432,24	0,208	1199,79	1336,81	11,42
TB21	745,28	715,93	0,208	1987,23	2029,28	2,12
TBF20	401,99	393,29	0,208	1091,68	1217,42	11,52
TBF21	338,35	332,17	0,208	922,01	1163,97	26,24
TB27	414,87	405,61	0,208	1125,87	1255,17	11,48
TCBOM	252,82	249,35	0,208	692,13	774,01	11,83
P-TX06	10110,14	6497,29	0,48	7815,02	7389,93	5,44
S-TX06	1969,29	1776,84	0,208	4932,01	4900,51	0,64
TAD20	1881,51	1705,07	0,208	4732,79	4680,81	1,10
TAD25	1382,49	1284,80	0,208	3566,24	3660,95	2,66

TAD22	1382,49	1284,80	0,208	3566,24	3660,95	2,66
TAD23	1382,49	1284,80	0,208	3566,24	3660,95	2,66
TAD24	1382,49	1284,80	0,208	3566,24	3660,95	2,66
TAD28	1220,62	1143,83	0,208	3174,96	3271,76	3,05
TPD42	530264,67	17579,12	0,48	21144,40	19530,4	7,63
P-TX09	110795,86	15618,80	0,48	18786,49	18114,41	3,58
S-TX09	2122,02	1900,24	0,208	5274,54	5253,14	0,41
TPD30	1963,59	1772,20	0,208	4919,13	4963,22	0,90
TPD31	1584,87	1457,80	0,208	4046,44	4400,54	8,75
TXX1	1827,17	1660,32	0,208	4608,58	4690,84	1,78
TGF	1494,79	1381,23	0,208	3833,92	4158,05	8,45
PTX10	21880,34	9930,20	0,48	11944,17	13804,14	15,57
S-TX10	1454,3	1346,59	0,208	3737,76	3838,6	2,70
TPD31	1235,66	1157,03	0,208	3211,59	3625,57	12,89
P-TX0	530264,67	17579,12	0,48	21144,40	19047,04	9,92
S-TX0	863,97	824,78	0,208	2289,35	2278,52	0,47
TSE20	829,59	793,39	0,208	2202,23	2213,93	0,53
P-TX07	7710,84	5414,56	0,48	6512,70	6826,45	4,82
S-TX07	791,75	758,71	0,208	2105,97	2153,04	2,24
TIT21	762,79	732,08	0,208	2032,04	2089,88	2,85
TPD43	26513,23	10785,53	0,48	12972,97	12249,63	5,58
P-TX08	21402,69	9830,63	0,48	11824,41	11493,18	2,80
S-PTX08	1515,03	1398,50	0,208	3881,84	3866,37	0,40
TPD25	1412,4	1310,59	0,208	3637,84	3684,28	1,28
TPD26	1412,14	1310,37	0,208	3637,22	3684,28	1,29
P-TX11	55518,07	7419,71	0,48	8924,52	8359,51	6,33
S-TX11	1519,73	1290,70	0,208	3582,61	3562,24	0,57
TPD28	1416,48	1215,45	0,208	3373,76	3400,36	0,79
TBCUA	676,39	626,88	0,208	1740,05	1998,46	14,85
TPD27	1416,48	1215,45	0,208	3373,76	3400,36	0,79
TEM42	43760,68	7162,52	0,48	8615,18	8357,77	2,99
TEM43	43760,68	7162,52	0,48	8615,18	8357,77	2,99
TPD45	112390,24	15650,09	0,48	18824,14	18136,38	3,65
TPD33	55854,55	13716,77	0,48	16498,71	16632,81	0,81
TPD32	37161,29	12208,59	0,48	14684,65	15206,78	3,56
TEM45	37161,29	12208,59	0,48	14684,65	15206,78	3,56
P-TX05	111036,14	15623,56	0,48	18792,22	16482,76	12,29
S-TX05	585,14	566,90	0,208	1573,55	1565,58	0,51
TPD21	569,17	551,89	0,208	1531,91	1534,15	0,15
TPD421	111036,14	15625,04	0,48	18794,00	16482,76	12,30
P-TX12	18506,02	9172,02	0,48	11032,23	12042,8	9,16
S-TX12	826,72	790,77	0,208	2194,96	2217,83	1,04
TCA21	765,98	735,02	0,208	2040,22	2093,45	2,61

7.3 Anexo. Corrientes de cortocircuito de acuerdo con la simulación

Componente / Bus	Descripción	Escenario 01	Escenario 02	Max
ATS	Isc SYM 3P (A)	30806,85	20697,92	30806,85
	Isc SY; SLG (A)	29009,02	19882,34	29009,02
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	40324,76	31701,21	40324,76
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	6,09	15,86	15,86
B-CHILL	Isc SYM 3P (A)	22092,78	16837,95	22092,78
	Isc SY; SLG (A)	17628,85	14188,18	17628,85
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	25081,27	21540,25	25081,27
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	3,25	5,49	5,49
B-M1	Isc SYM 3P (A)	11439,02	10533,90	11439,02
	Isc SY; SLG (A)	7280,16	7032,50	7280,16
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	11439,60	10542,46	11439,60
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	0,64	0,88	0,88
B-M2	Isc SYM 3P (A)	11439,02	10533,90	11439,02
	Isc SY; SLG (A)	7280,16	7032,50	7280,16
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	11439,60	10542,46	11439,60
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	0,64	0,88	0,88
B-M3	Isc SYM 3P (A)	19681,93	15740,25	19681,93
	Isc SY; SLG (A)	14688,82	12625,99	14688,82
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	20113,30	16964,75	20113,30
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	1,65	2,50	2,50
B-M4	Isc SYM 3P (A)	19681,93	15740,25	19681,93
	Isc SY; SLG (A)	14688,82	12625,99	14688,82
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	20113,30	16964,75	20113,30
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	1,65	2,50	2,50
B-M5	Isc SYM 3P (A)	19681,93	15740,25	19681,93
	Isc SY; SLG (A)	14688,82	12625,99	14688,82
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	20113,30	16964,75	20113,30
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	1,65	2,50	2,50
B-M6	Isc SYM 3P (A)	5917,37	5705,64	5917,37
	Isc SY; SLG (A)	3621,01	3562,29	3621,01
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	5917,72	5707,28	5917,72

	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	0,65	0,77	0,77
B-M7	Isc SYM 3P (A)	5917,37	5705,64	5917,37
	Isc SY; SLG (A)	3621,01	3562,29	3621,01
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	5917,72	5707,28	5917,72
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	0,65	0,77	0,77
B-M8	Isc SYM 3P (A)	5917,37	5705,64	5917,37
	Isc SY; SLG (A)	3621,01	3562,29	3621,01
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	5917,72	5707,28	5917,72
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	0,65	0,77	0,77
B1-ATSUPS	Isc SYM 3P (A)	2466,47	2430,09	2466,47
	Isc SY; SLG (A)	2402,67	2380,24	2402,67
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	2623,40	2594,97	2623,40
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,31	2,36	2,36
B2-ATSUPS	Isc SYM 3P (A)	2438,72	2403,09	2438,72
	Isc SY; SLG (A)	2376,72	2354,71	2376,72
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	2597,62	2569,84	2597,62
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,33	2,39	2,39
P-TX-1	Isc SYM 3P (A)	2736,74	2674,22	2736,74
	Isc SY; SLG (A)	3540,06	3470,11	3540,06
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	3781,80	3694,67	3781,80
	Voltage (V)	34500,00	34500,00	34500,00
	X/R	7,97	7,97	7,97
P-TX0	Isc SYM 3P (A)	26669,19	19047,04	26669,19
	Isc SY; SLG (A)	23105,34	17398,29	23105,34
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	29247,32	23685,01	29247,32
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	2,74	4,84	4,84
P-TX03	Isc SYM 3P (A)	22981,67	17371,63	22981,67
	Isc SY; SLG (A)	18439,62	14973,12	18439,62
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	23784,26	19395,42	23784,26
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	1,88	3,00	3,00
P-TX05	Isc SYM 3P (A)	21365,11	16482,76	21365,11
	Isc SY; SLG (A)	16783,09	13891,77	16783,09
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	22091,19	18270,77	22091,19
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	1,87	2,90	2,90

P-TX06	Isc SYM 3P (A)	8094,39	7389,93	8094,39
	Isc SY; SLG (A)	5445,48	5159,62	5445,48
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	8147,51	7502,36	8147,51
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	1,25	1,50	1,50
P-TX07	Isc SYM 3P (A)	7222,18	6826,45	7222,18
	Isc SY; SLG (A)	4561,41	4441,83	4561,41
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	7222,91	6830,32	7222,91
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	0,68	0,84	0,84
P-TX08	Isc SYM 3P (A)	13706,87	11493,18	13706,87
	Isc SY; SLG (A)	10122,84	8946,85	10122,84
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	14332,63	12606,41	14332,63
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	2,05	2,75	2,75
P-TX09	Isc SYM 3P (A)	24921,94	18114,41	24921,94
	Isc SY; SLG (A)	21247,46	16274,89	21247,46
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	27650,99	22694,85	27650,99
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	2,91	5,00	5,00
P-TX10	Isc SYM 3P (A)	16196,51	13804,14	16196,51
	Isc SY; SLG (A)	11178,40	10262,61	11178,40
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	16216,67	13942,42	16216,67
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	0,94	1,37	1,37
P-TX11	Isc SYM 3P (A)	9184,17	8359,51	9184,17
	Isc SY; SLG (A)	6085,33	5762,92	6085,33
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	9235,96	8483,62	9235,96
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	1,21	1,50	1,50
P-TX12	Isc SYM 3P (A)	13873,94	12042,80	13873,94
	Isc SY; SLG (A)	9513,19	8796,03	9513,19
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	13901,47	12173,10	13901,47
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	1,01	1,39	1,39
P-TX13	Isc SYM 3P (A)	21784,01	16632,81	21784,01
	Isc SY; SLG (A)	17397,24	14208,03	17397,24
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	22726,15	18758,69	22726,15
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	2,01	3,15	3,15
P-TX2	Isc SYM 3P (A)	6157,35	5852,86	6157,35
	Isc SY; SLG (A)	3892,09	3796,11	3892,09

	Asym3P 1/2 Cycle (A)	6158,61	5857,46	6158,61
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	0,74	0,88	0,88
P-UPS	Isc SYM 3P (A)	2466,47	2430,09	2466,47
	Isc SY; SLG (A)	2402,67	2380,24	2402,67
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	2623,40	2594,97	2623,40
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,31	2,36	2,36
S-ATSUPS	Isc SYM 3P (A)	2438,72	2403,08	2438,72
	Isc SY; SLG (A)	2376,72	2354,71	2376,72
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	2597,62	2569,84	2597,62
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,33	2,39	2,39
S-COMP1	Isc SYM 3P (A)	19797,33	15835,65	19797,33
	Isc SY; SLG (A)	14741,22	12676,48	14741,22
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	20262,86	17145,31	20262,86
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	1,68	2,56	2,56
S-COMP2	Isc SYM 3P (A)	19797,39	15835,77	19797,39
	Isc SY; SLG (A)	14741,16	12676,47	14741,16
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	20262,76	17145,16	20262,76
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	1,68	2,56	2,56
S-COMP3	Isc SYM 3P (A)	19751,01	15797,35	19751,01
	Isc SY; SLG (A)	14720,20	12656,23	14720,20
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	20202,63	17072,41	20202,63
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	1,67	2,54	2,54
S-COMP4	Isc SYM 3P (A)	19751,01	15797,35	19751,01
	Isc SY; SLG (A)	14720,20	12656,23	14720,20
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	20202,63	17072,41	20202,63
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	1,67	2,54	2,54
S-COMP5	Isc SYM 3P (A)	19751,01	15797,35	19751,01
	Isc SY; SLG (A)	14720,20	12656,23	14720,20
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	20202,63	17072,41	20202,63
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	1,67	2,54	2,54
S-GEN	Isc SYM 3P (A)	0,00	21057,26	21057,26
	Isc SY; SLG (A)	0,00	20704,48	20704,48
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	0,00	33045,80	33045,80
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00

	X/R	0,00	20,09	20,09
S-TX-1	Isc SYM 3P (A)	32024,03	26775,16	32024,03
	Isc SY; SLG (A)	31177,97	0,18	31177,97
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	43116,97	35761,47	43116,97
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	6,98	6,71	6,98
S-TX0	Isc SYM 3P (A)	2311,85	2278,52	2311,85
	Isc SY; SLG (A)	2341,16	2318,27	2341,16
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	2562,01	2537,35	2562,01
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,89	2,96	2,96
S-TX06	Isc SYM 3P (A)	5052,95	4900,51	5052,95
	Isc SY; SLG (A)	5529,42	5405,05	5529,42
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	5423,90	5307,02	5423,90
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,44	2,57	2,57
S-TX07	Isc SYM 3P (A)	2181,21	2153,04	2181,21
	Isc SY; SLG (A)	2265,16	2244,55	2265,16
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	2302,13	2279,77	2302,13
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,19	2,24	2,24
S-TX08	Isc SYM 3P (A)	3963,82	3866,37	3963,82
	Isc SY; SLG (A)	0,00	0,00	0,00
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	4414,75	4343,04	4414,75
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,97	3,09	3,09
S-TX09	Isc SYM 3P (A)	5437,86	5253,14	5437,86
	Isc SY; SLG (A)	5614,67	5482,04	5614,67
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	6212,46	6078,55	6212,46
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	3,34	3,54	3,54
S-TX10	Isc SYM 3P (A)	3933,01	3838,60	3933,01
	Isc SY; SLG (A)	4060,22	3992,15	4060,22
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	4291,00	4220,11	4291,00
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,67	2,78	2,78
S-TX11	Isc SYM 3P (A)	3637,52	3562,24	3637,52
	Isc SY; SLG (A)	3845,85	3788,85	3845,85
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	3940,84	3886,13	3940,84
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,57	2,67	2,67
S-TX12	Isc SYM 3P (A)	2248,91	2217,83	2248,91

	Isc SY; SLG (A)	2297,97	2276,15	2297,97
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	2447,67	2424,22	2447,67
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,64	2,70	2,70
S-TX2	Isc SYM 3P (A)	2100,85	2074,52	2100,85
	Isc SY; SLG (A)	2194,12	2174,63	2194,12
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	2228,07	2207,37	2228,07
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,26	2,31	2,31
S.TX03	Isc SYM 3P (A)	2639,21	2596,00	2639,21
	Isc SY; SLG (A)	2683,22	2653,27	2683,22
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	2911,53	2879,43	2911,53
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,83	2,91	2,91
S.TX05	Isc SYM 3P (A)	1580,92	1565,58	1580,92
	Isc SY; SLG (A)	1597,84	1587,36	1597,84
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	1726,82	1715,37	1726,82
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,69	2,73	2,73
TAD20	Isc SYM 3P (A)	4817,48	4680,81	4817,48
	Isc SY; SLG (A)	5105,01	5001,94	5105,01
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	5109,66	5002,64	5109,66
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,27	2,38	2,38
TAD22	Isc SYM 3P (A)	3732,49	3660,95	3732,49
	Isc SY; SLG (A)	3344,29	3310,15	3344,29
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	3777,93	3713,35	3777,93
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	1,43	1,48	1,48
TAD23	Isc SYM 3P (A)	3732,49	3660,95	3732,49
	Isc SY; SLG (A)	3344,29	3310,15	3344,29
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	3777,93	3713,35	3777,93
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	1,43	1,48	1,48
TAD24	Isc SYM 3P (A)	3732,49	3660,95	3732,49
	Isc SY; SLG (A)	3344,29	3310,15	3344,29
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	3777,93	3713,35	3777,93
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	1,43	1,48	1,48
TAD25	Isc SYM 3P (A)	3732,49	3660,95	3732,49
	Isc SY; SLG (A)	3344,29	3310,15	3344,29
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	3777,93	3713,35	3777,93

	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	1,43	1,48	1,48
TAD28	Isc SYM 3P (A)	3325,09	3271,76	3325,09
	Isc SY; SLG (A)	2803,95	2782,35	2803,95
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	3346,06	3296,26	3346,06
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	1,24	1,28	1,28
TB21	Isc SYM 3P (A)	2054,13	2029,28	2054,13
	Isc SY; SLG (A)	2114,65	2096,96	2114,65
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	2160,22	2140,34	2160,22
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,14	2,18	2,18
TB210	Isc SYM 3P (A)	2054,13	2029,28	2054,13
	Isc SY; SLG (A)	2114,65	2096,96	2114,65
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	2160,22	2140,34	2160,22
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,14	2,18	2,18
TB27	Isc SYM 3P (A)	1261,45	1255,17	1261,45
	Isc SY; SLG (A)	975,33	973,42	975,33
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	1262,52	1256,36	1262,52
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	0,89	0,90	0,90
TBCUA	Isc SYM 3P (A)	2011,06	1998,46	2011,06
	Isc SY; SLG (A)	1483,56	1480,56	1483,56
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	2011,58	1999,09	2011,58
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	0,76	0,78	0,78
TBE22	Isc SYM 3P (A)	1344,31	1336,81	1344,31
	Isc SY; SLG (A)	1067,75	1065,27	1067,75
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	1346,21	1338,89	1346,21
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	0,96	0,97	0,97
TBF20	Isc SYM 3P (A)	1223,17	1217,42	1223,17
	Isc SY; SLG (A)	934,43	932,74	934,43
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	1223,99	1218,32	1223,99
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	0,86	0,87	0,87
TBF21	Isc SYM 3P (A)	1169,01	1163,97	1169,01
	Isc SY; SLG (A)	877,44	876,04	877,44
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	1169,52	1164,54	1169,52
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	0,81	0,82	0,82

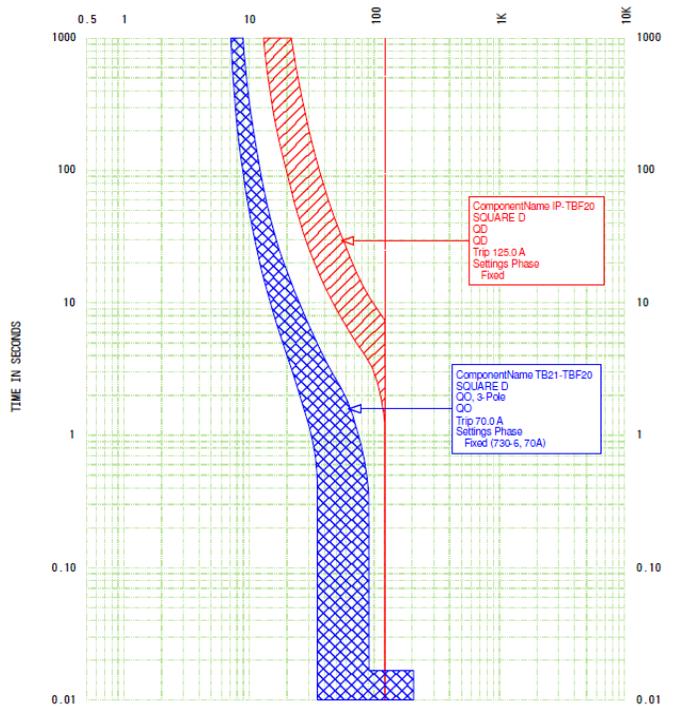
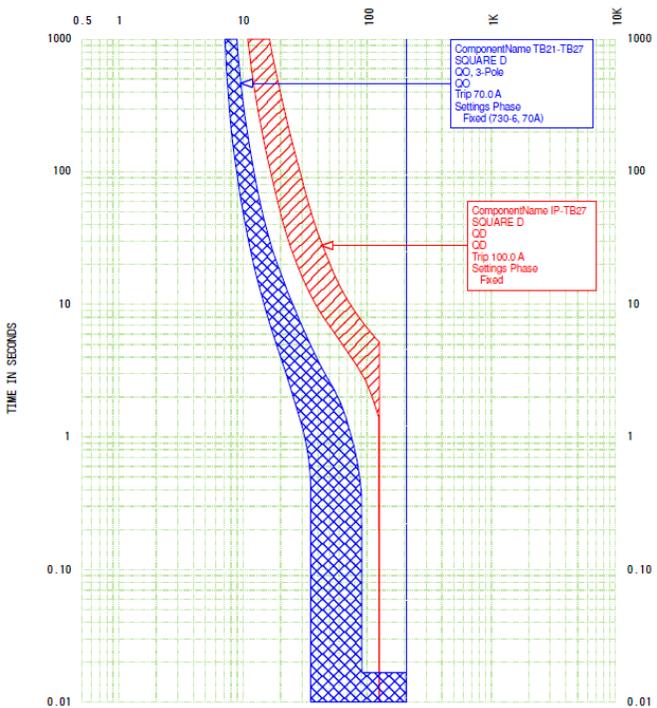
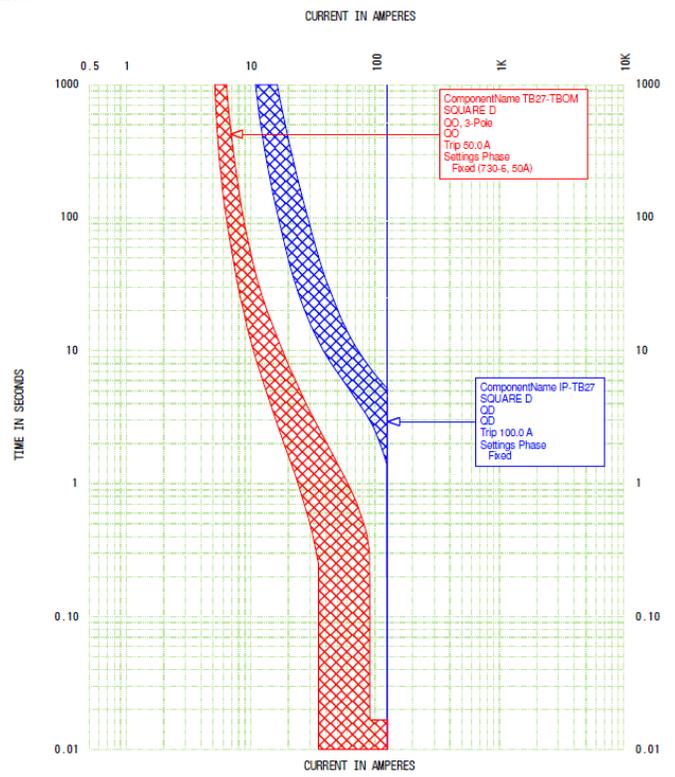
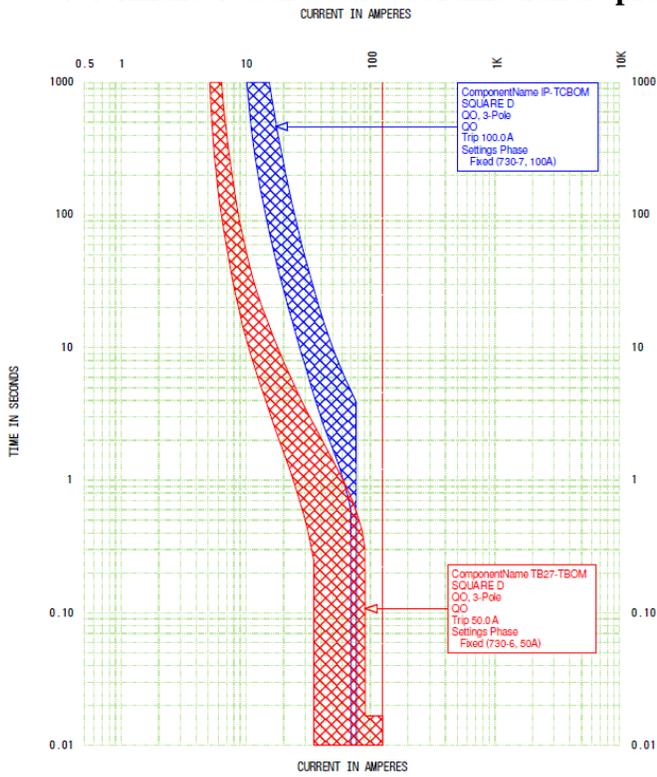
TCA21	Isc SYM 3P (A)	2120,19	2093,45	2120,19
	Isc SY; SLG (A)	2087,73	2070,75	2087,73
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	2244,03	2222,92	2244,03
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,23	2,28	2,28
TCBOM	Isc SYM 3P (A)	775,41	774,01	775,41
	Isc SY; SLG (A)	518,70	518,44	518,70
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	775,41	774,01	775,41
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	0,51	0,51	0,51
TDP31	Isc SYM 3P (A)	3706,51	3625,57	3706,51
	Isc SY; SLG (A)	3681,60	3629,19	3681,60
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	3917,88	3853,98	3917,88
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,22	2,30	2,30
TEM20	Isc SYM 3P (A)	25788,29	18739,63	25788,29
	Isc SY; SLG (A)	21753,49	16658,12	21753,49
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	29286,52	24475,74	29286,52
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	3,25	6,03	6,03
TEM42	Isc SYM 3P (A)	9142,41	8357,77	9142,41
	Isc SY; SLG (A)	6001,51	5706,58	6001,51
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	9174,80	8444,10	9174,80
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	1,11	1,38	1,38
TEM43	Isc SYM 3P (A)	9142,41	8357,77	9142,41
	Isc SY; SLG (A)	6001,51	5706,58	6001,51
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	9174,80	8444,10	9174,80
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	1,11	1,38	1,38
TEM44	Isc SYM 3P (A)	9142,41	8357,77	9142,41
	Isc SY; SLG (A)	6001,51	5706,58	6001,51
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	9174,80	8444,10	9174,80
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	1,11	1,38	1,38
TEM45	Isc SYM 3P (A)	19079,28	15206,78	19079,28
	Isc SY; SLG (A)	14443,37	12372,76	14443,37
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	19436,57	16219,24	19436,57
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	1,58	2,35	2,35
TGF	Isc SYM 3P (A)	4255,08	4158,05	4255,08
	Isc SY; SLG (A)	3717,26	3673,90	3717,26

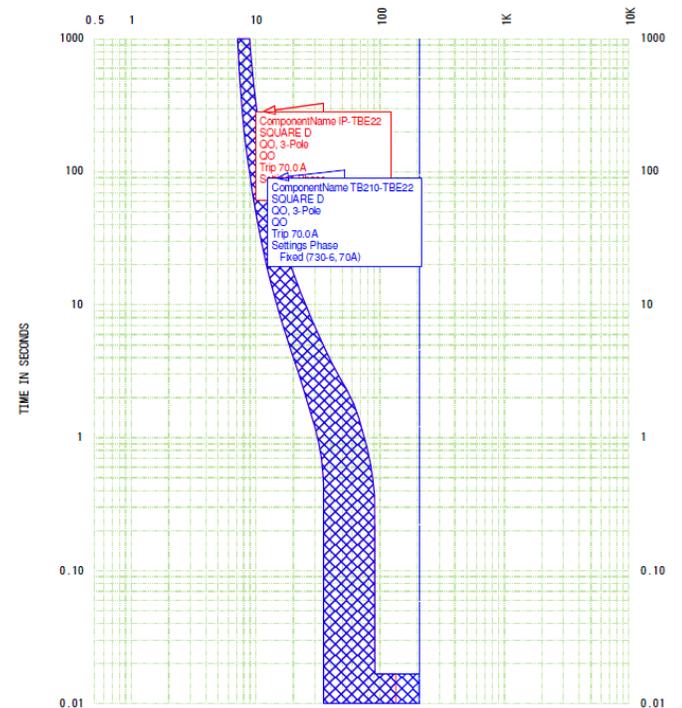
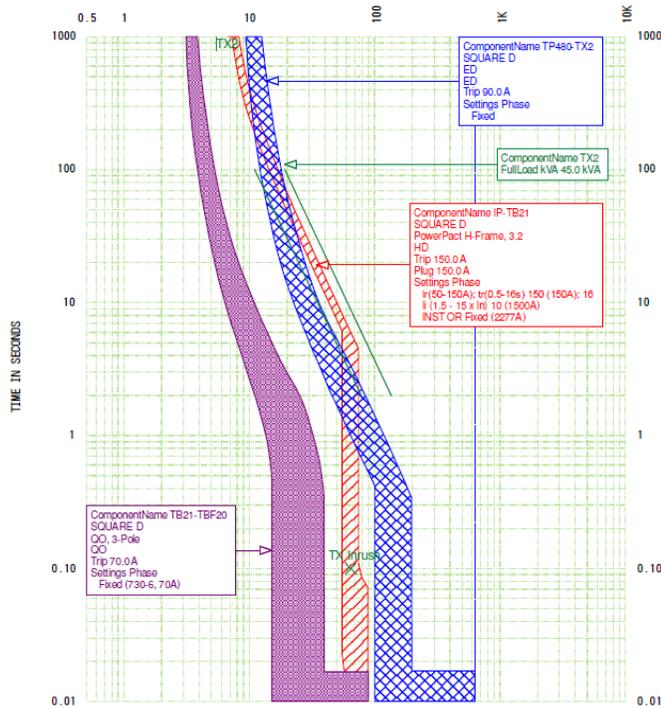
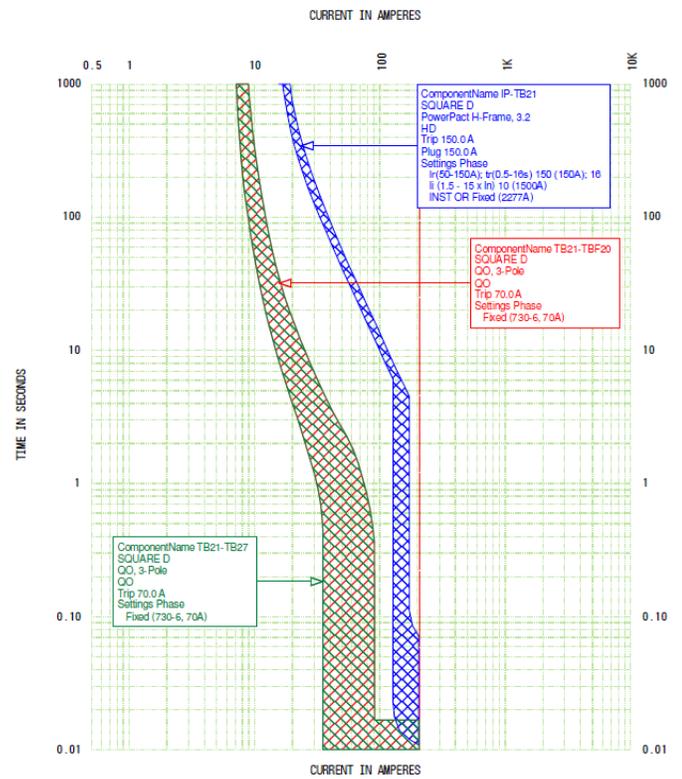
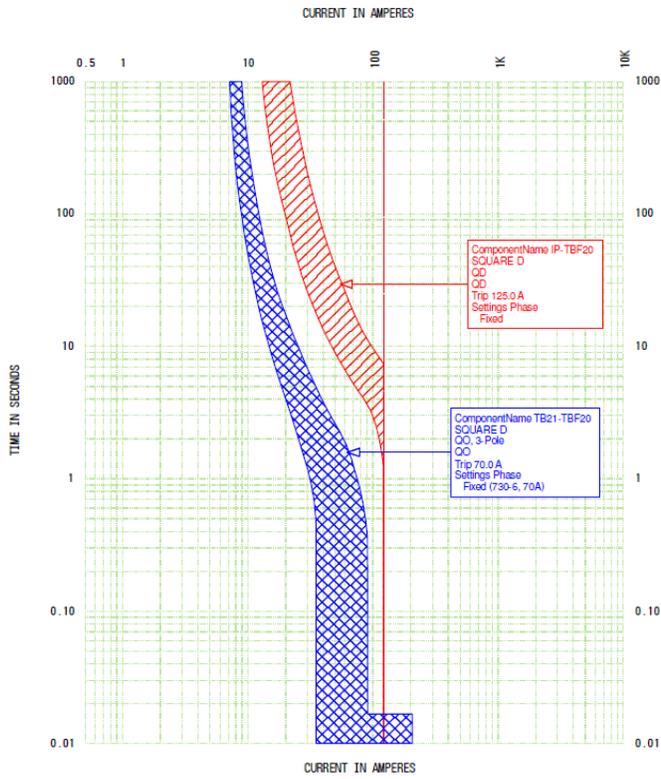
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	4338,59	4253,89	4338,59
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	1,60	1,67	1,67
TIT21	Isc SYM 3P (A)	2115,94	2089,88	2115,94
	Isc SY; SLG (A)	2155,40	2137,30	2155,40
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	2211,60	2190,45	2211,60
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,04	2,09	2,09
TP480	Isc SYM 3P (A)	6333,66	6006,63	6333,66
	Isc SY; SLG (A)	4014,46	3910,34	4014,46
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	6335,20	6012,18	6335,20
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	0,76	0,90	0,90
TP_01	Isc SYM 3P (A)	30803,99	20697,16	30803,99
	Isc SY; SLG (A)	29000,23	19879,01	29000,23
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	40315,52	31696,71	40315,52
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	6,09	15,85	15,85
TPD21	Isc SYM 3P (A)	1548,70	1534,15	1548,70
	Isc SY; SLG (A)	1545,55	1535,95	1545,55
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	1671,94	1660,90	1671,94
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,52	2,56	2,56
TPD25	Isc SYM 3P (A)	3770,18	3684,28	3770,18
	Isc SY; SLG (A)	0,00	0,00	0,00
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	4067,71	4002,25	4067,71
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,51	2,61	2,61
TPD26	Isc SYM 3P (A)	3770,18	3684,28	3770,18
	Isc SY; SLG (A)	0,00	0,00	0,00
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	4067,71	4002,25	4067,71
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,51	2,61	2,61
TPD27	Isc SYM 3P (A)	3466,84	3400,36	3466,84
	Isc SY; SLG (A)	3549,54	3503,49	3549,54
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	3673,26	3622,65	3673,26
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,25	2,33	2,33
TPD28	Isc SYM 3P (A)	3466,84	3400,36	3466,84
	Isc SY; SLG (A)	3549,54	3503,49	3549,54
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	3673,26	3622,65	3673,26
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00

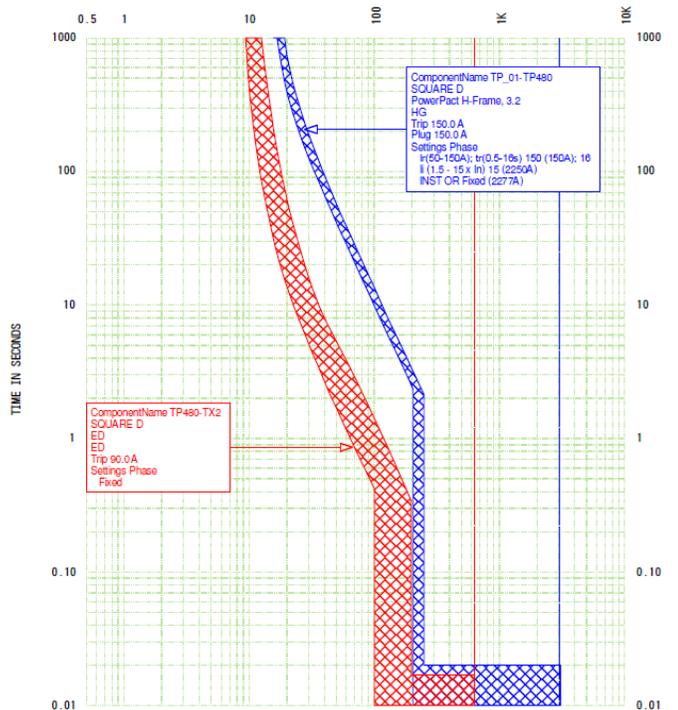
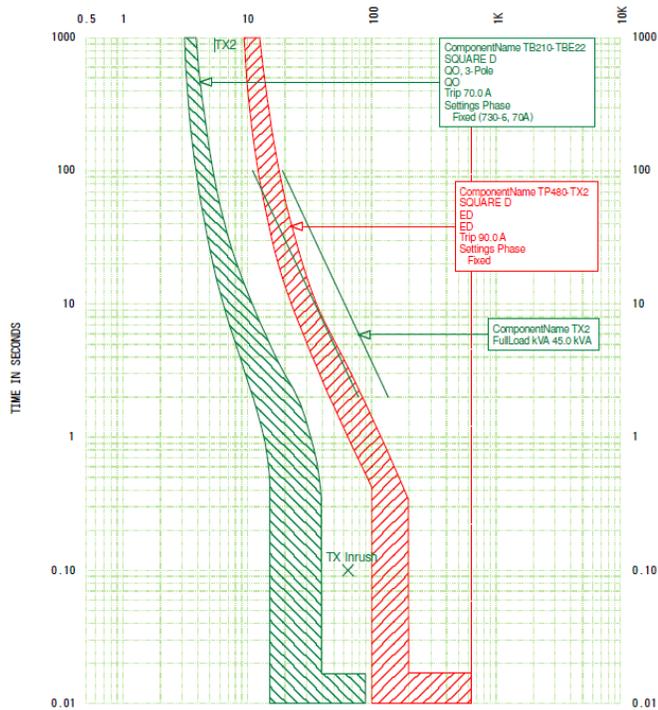
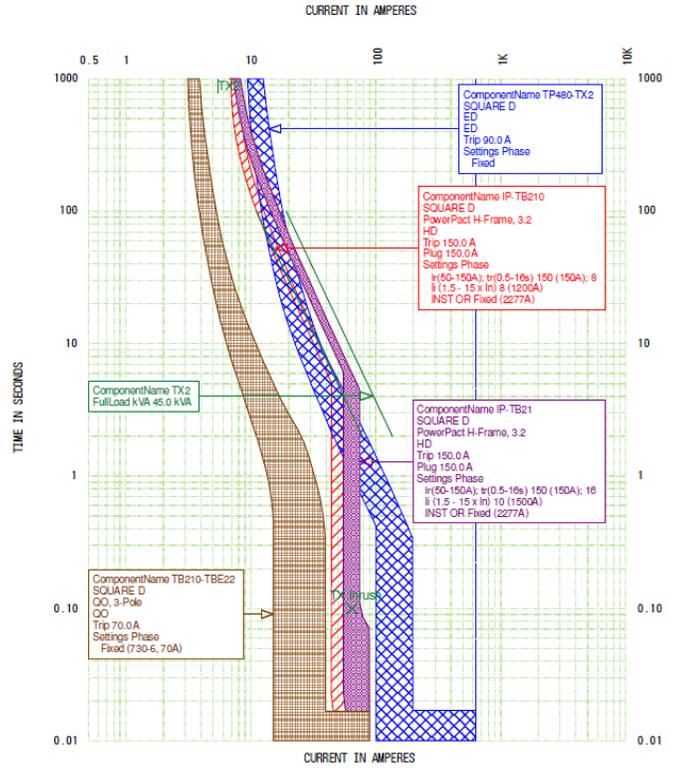
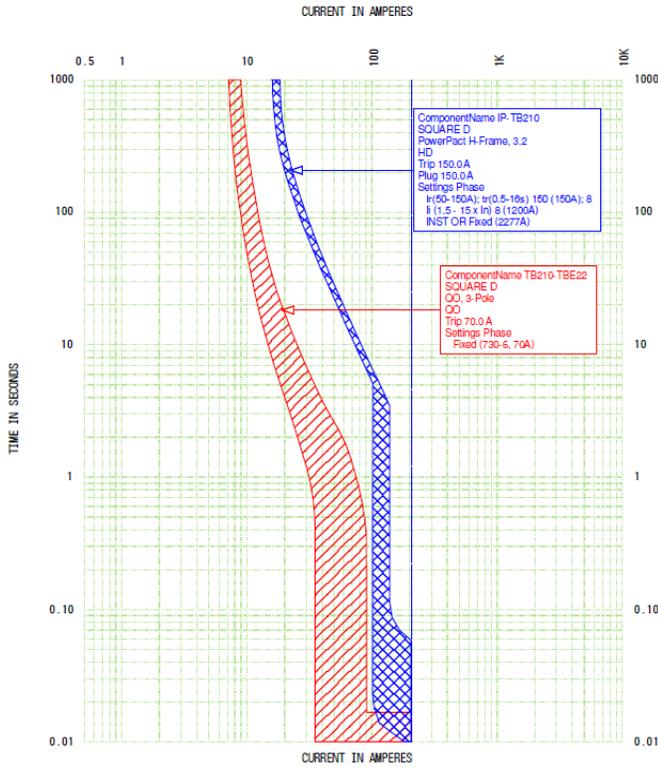
	X/R	2,25	2,33	2,33
TPD30	Isc SYM 3P (A)	5123,19	4963,22	5123,19
	Isc SY; SLG (A)	5093,86	4989,81	5093,86
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	5621,66	5502,45	5621,66
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,75	2,90	2,90
TPD31	Isc SYM 3P (A)	4512,58	4400,54	4512,58
	Isc SY; SLG (A)	4072,60	4018,07	4072,60
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	4632,55	4537,21	4632,55
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	1,74	1,82	1,82
TPD32	Isc SYM 3P (A)	19079,28	15206,78	19079,28
	Isc SY; SLG (A)	14443,37	12372,76	14443,37
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	19436,57	16219,24	19436,57
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	1,58	2,35	2,35
TPD41	Isc SYM 3P (A)	24546,20	18013,47	24546,20
	Isc SY; SLG (A)	20589,98	16005,45	20589,98
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	26686,21	21948,99	26686,21
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	2,62	4,43	4,43
TPD42	Isc SYM 3P (A)	28176,96	19530,40	28176,96
	Isc SY; SLG (A)	25551,54	18282,84	25551,54
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	35249,46	28363,96	35249,46
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	4,97	10,66	10,66
TPD41	Isc SYM 3P (A)	21365,11	16482,76	21365,11
	Isc SY; SLG (A)	16783,09	13891,77	16783,09
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	22091,19	18270,77	22091,19
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	1,87	2,90	2,90
TPD43	Isc SYM 3P (A)	14929,72	12249,63	14929,72
	Isc SY; SLG (A)	11329,58	9789,03	11329,58
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	16157,26	14175,63	16157,26
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	2,56	3,54	3,54
TPD44	Isc SYM 3P (A)	10568,31	9409,93	10568,31
	Isc SY; SLG (A)	7181,12	6689,39	7181,12
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	10700,46	9698,85	10700,46
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	1,44	1,81	1,81
TPD45	Isc SYM 3P (A)	24978,90	18136,38	24978,90

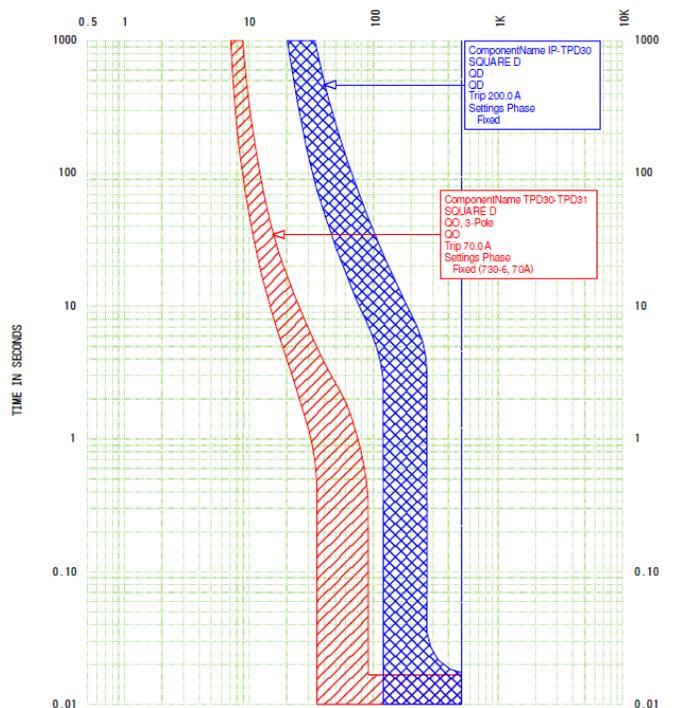
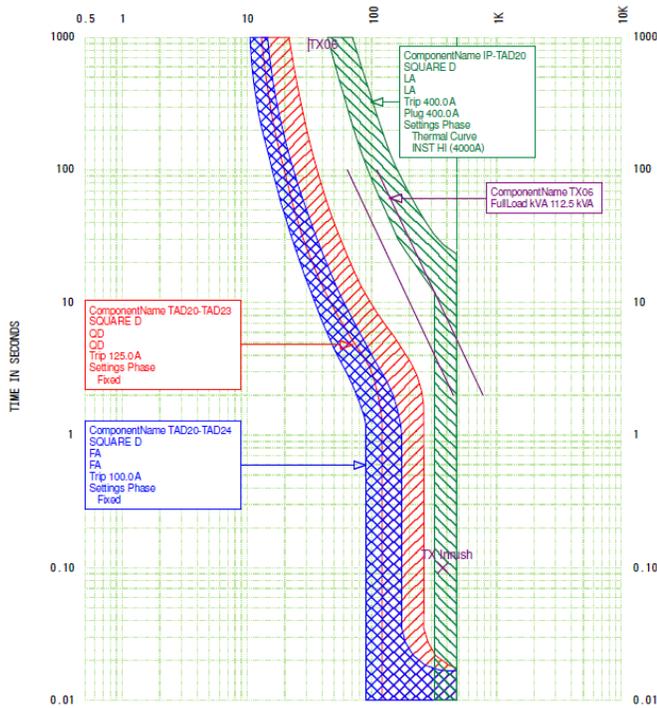
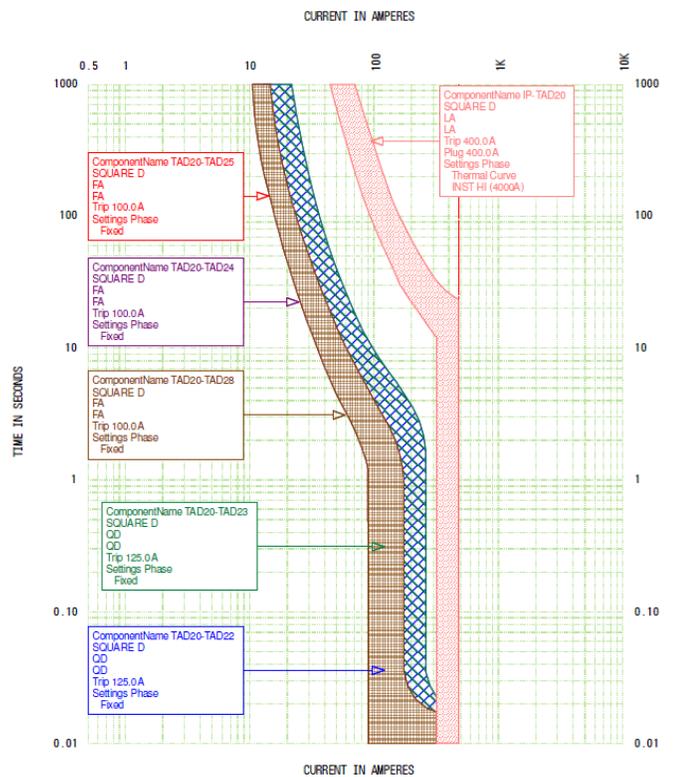
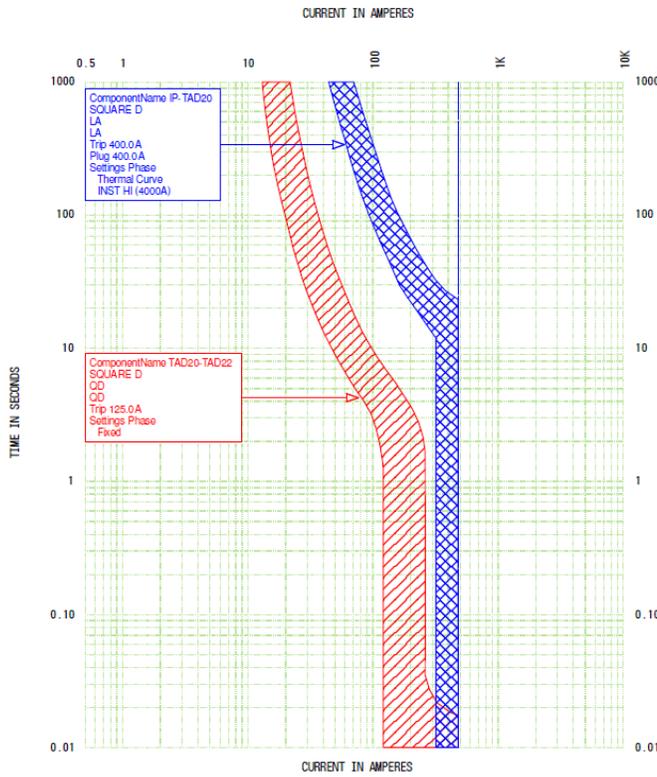
	Isc SY; SLG (A)	21329,28	16310,64	21329,28
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	27797,07	22816,00	27797,07
	Voltage (V)	480,00	480,00	480,00
	X/R	2,95	5,09	5,09
TSE20	Isc SYM 3P (A)	2244,86	2213,93	2244,86
	Isc SY; SLG (A)	2232,17	2211,96	2232,17
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	2440,70	2417,33	2440,70
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,62	2,68	2,68
TUPS	Isc SYM 3P (A)	2358,86	2326,12	2358,86
	Isc SY; SLG (A)	2250,75	2231,68	2250,75
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	2481,26	2455,09	2481,26
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,14	2,19	2,19
TUPS20	Isc SYM 3P (A)	2551,44	2511,79	2551,44
	Isc SY; SLG (A)	2539,69	2513,74	2539,69
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	2757,38	2727,18	2757,38
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,54	2,60	2,60
TXX1	Isc SYM 3P (A)	4829,43	4690,84	4829,43
	Isc SY; SLG (A)	4625,63	4543,97	4625,63
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	5158,00	5050,84	5158,00
	Voltage (V)	208,00	208,00	208,00
	X/R	2,37	2,48	2,48
UT	Isc SYM 3P (A)	2737,52	2675,00	2737,52
	Isc SY; SLG (A)	3541,99	3472,00	3541,99
	Asym3P 1/2 Cycle (A)	3785,87	3698,74	3785,87
	Voltage (V)	34500,00	34500,00	34500,00
	X/R	8,01	8,00	8,01

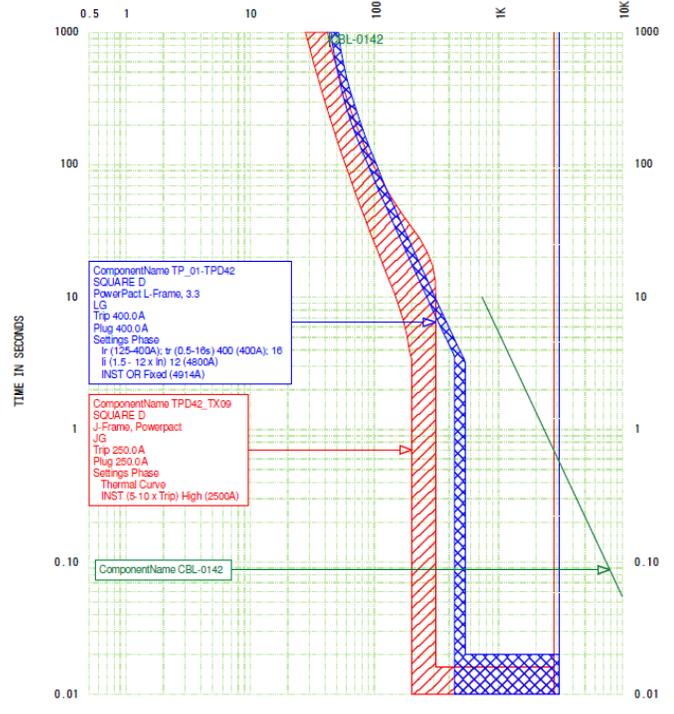
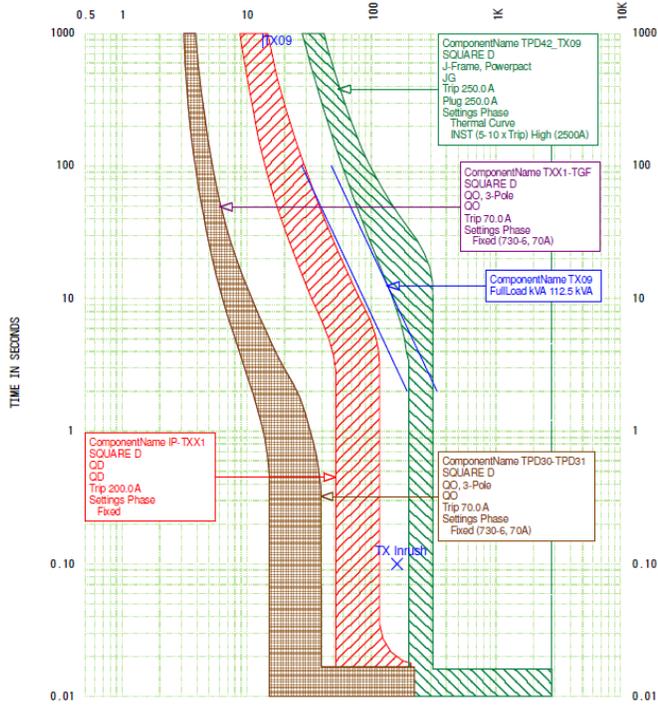
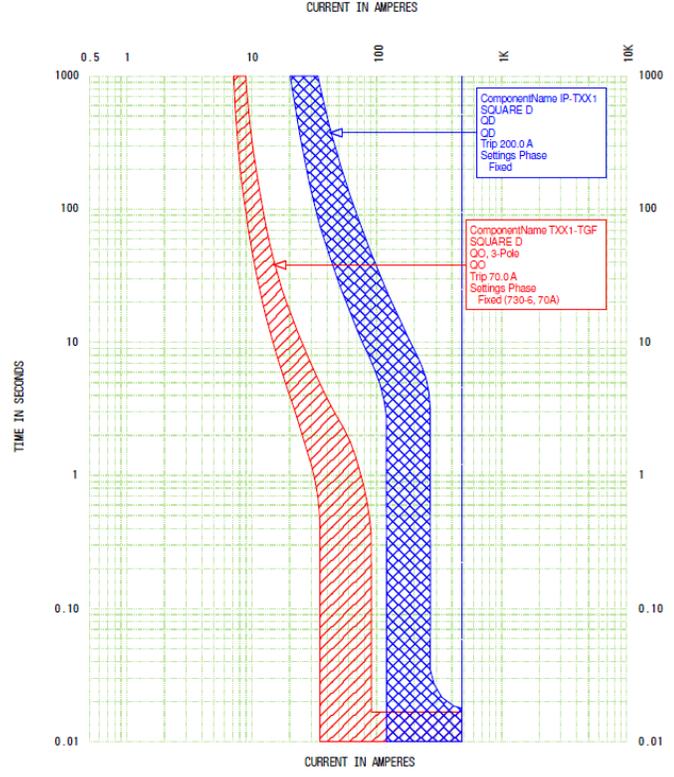
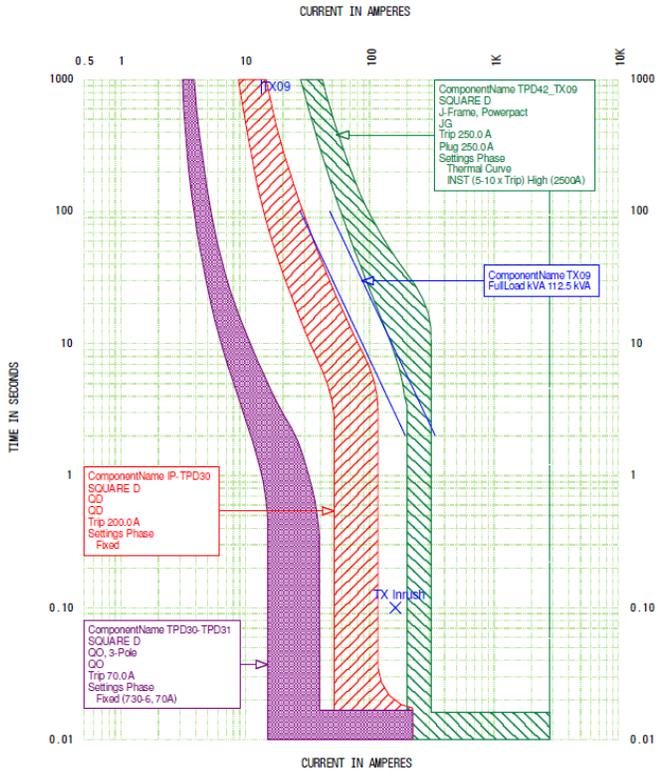
7.4 Anexo 4. Curvas de coordinación de protecciones.

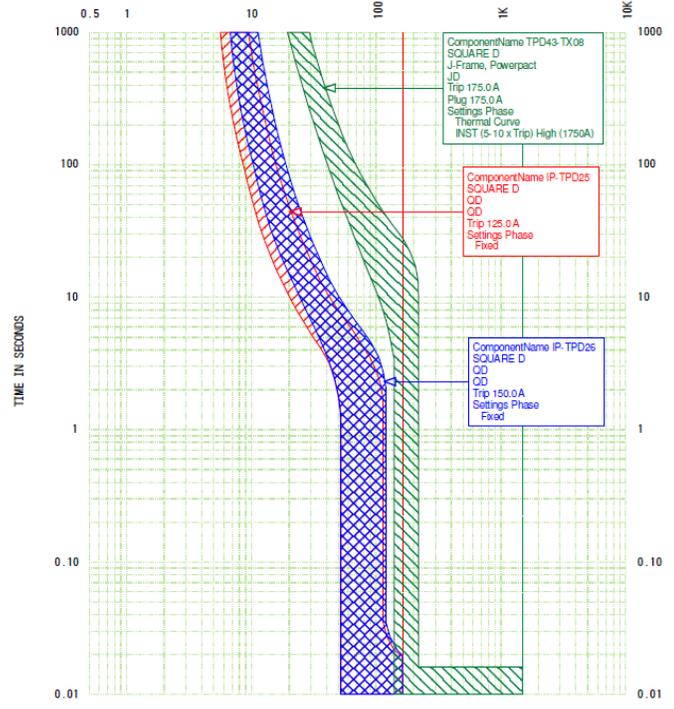
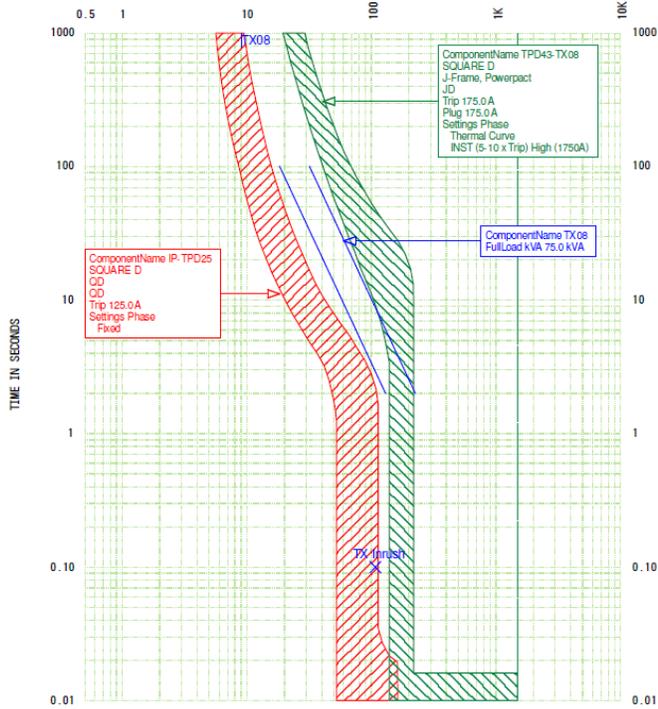
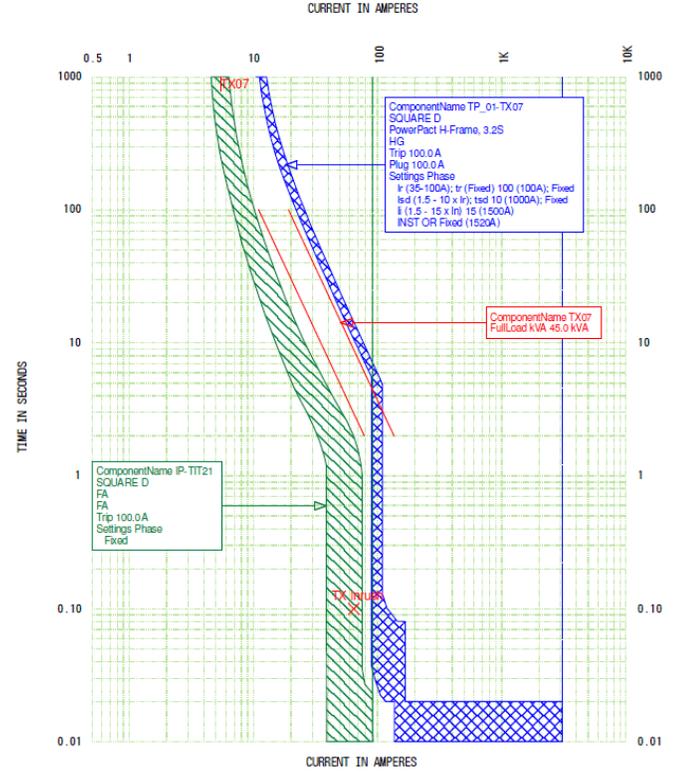
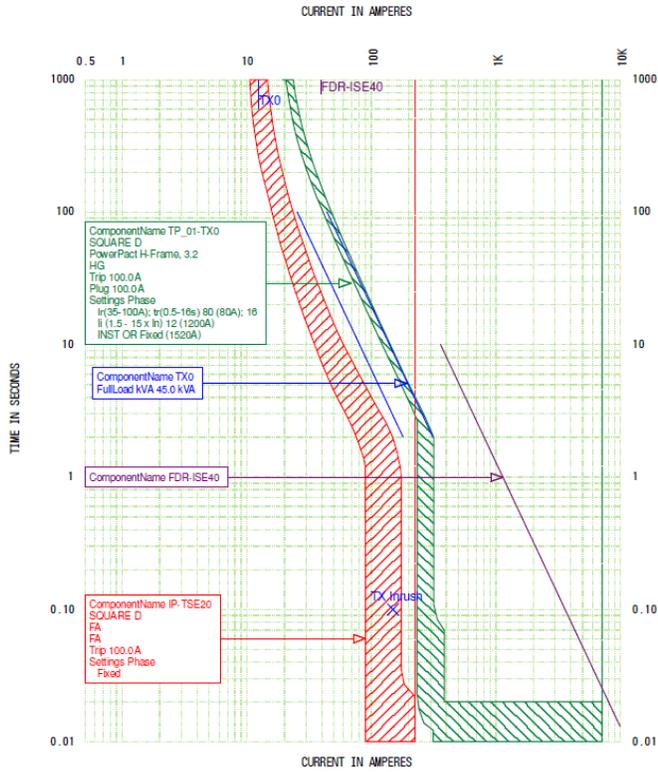


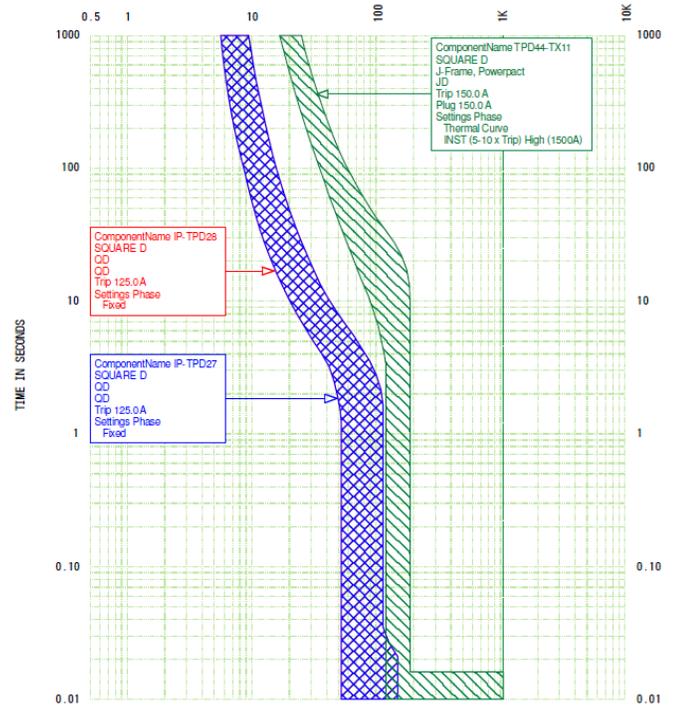
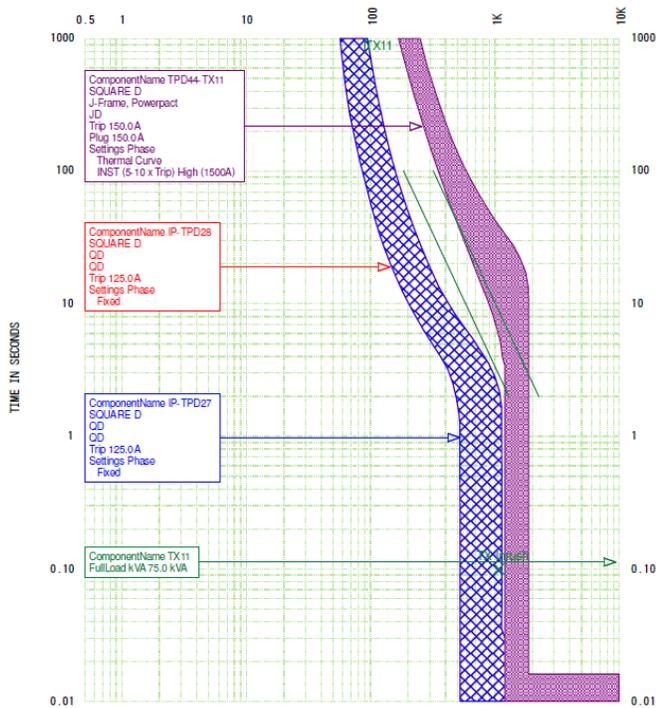
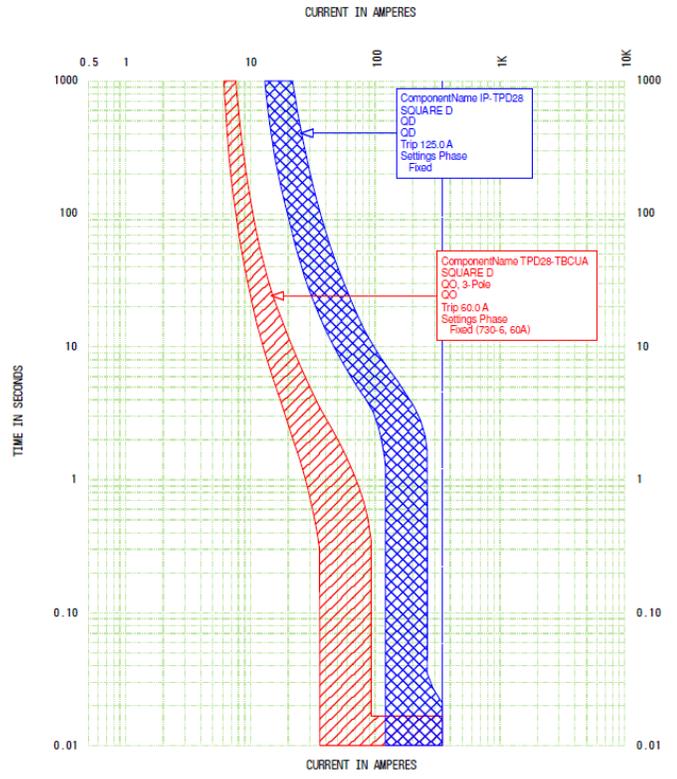
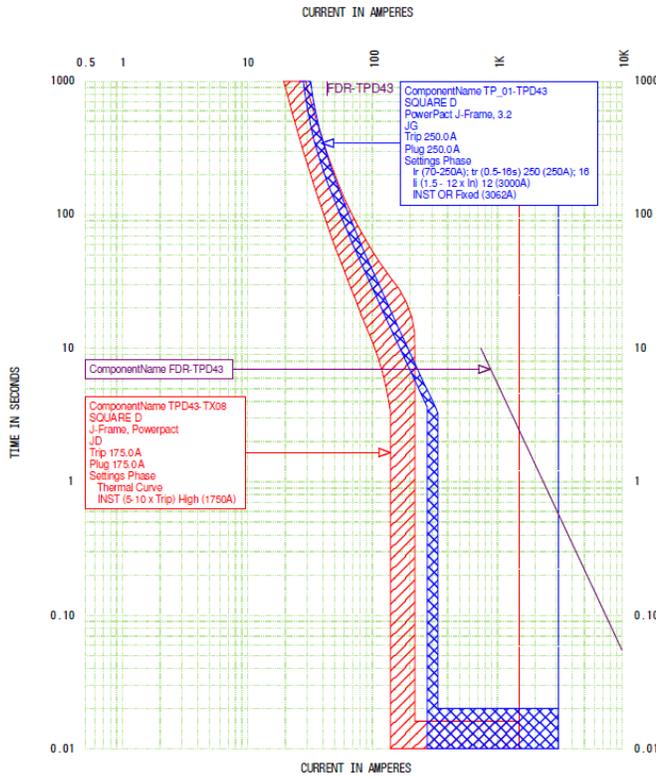


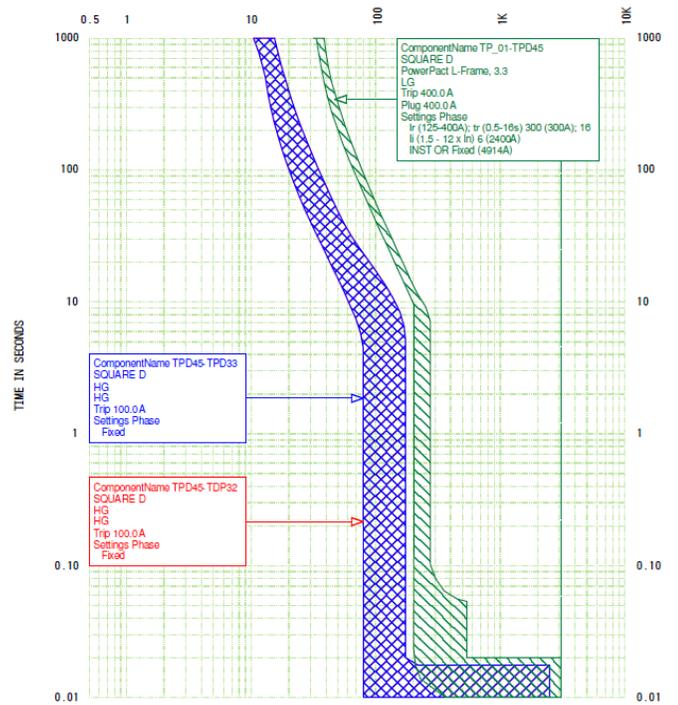
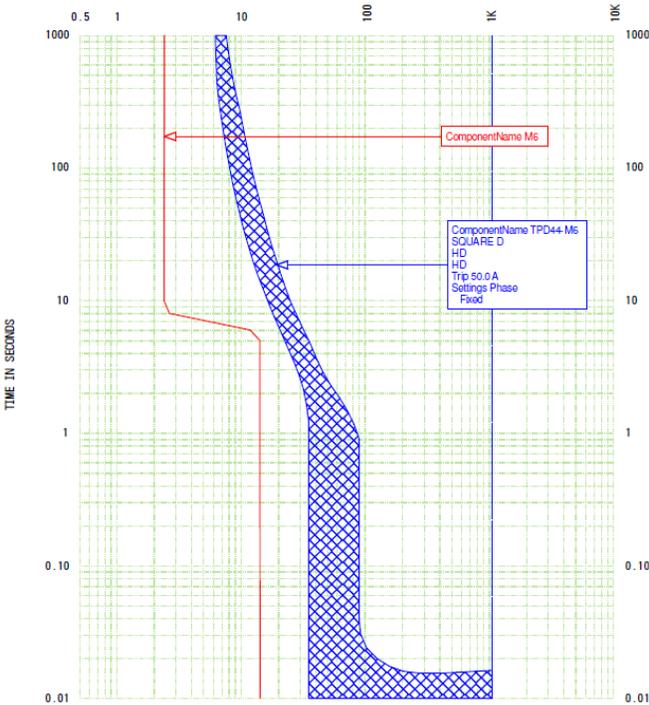
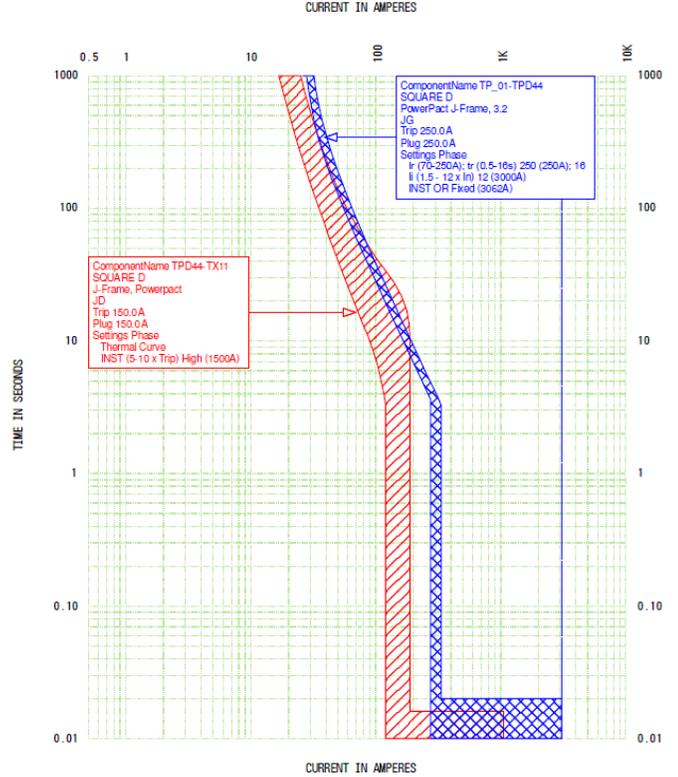
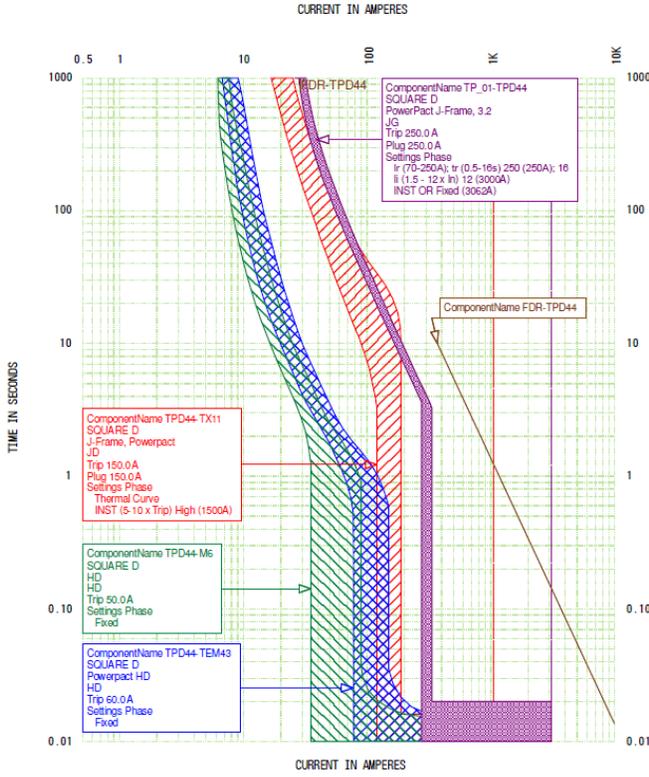


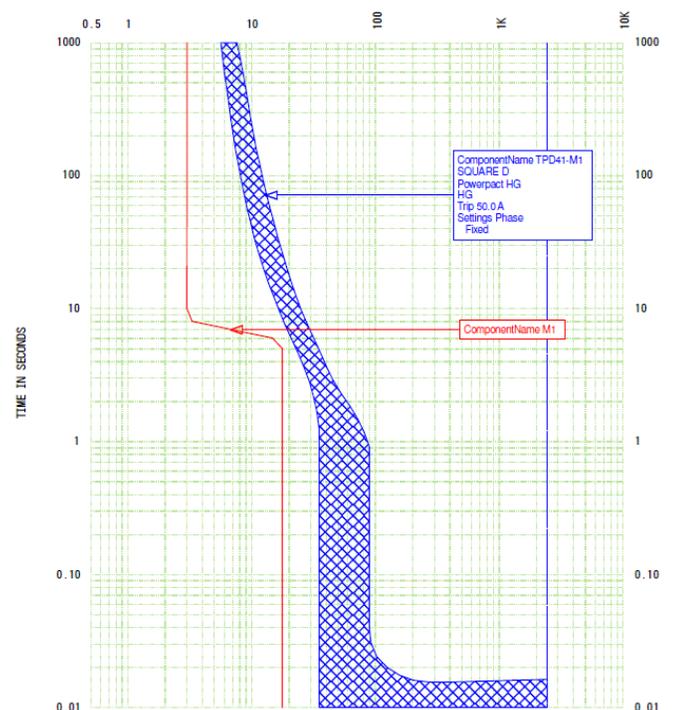
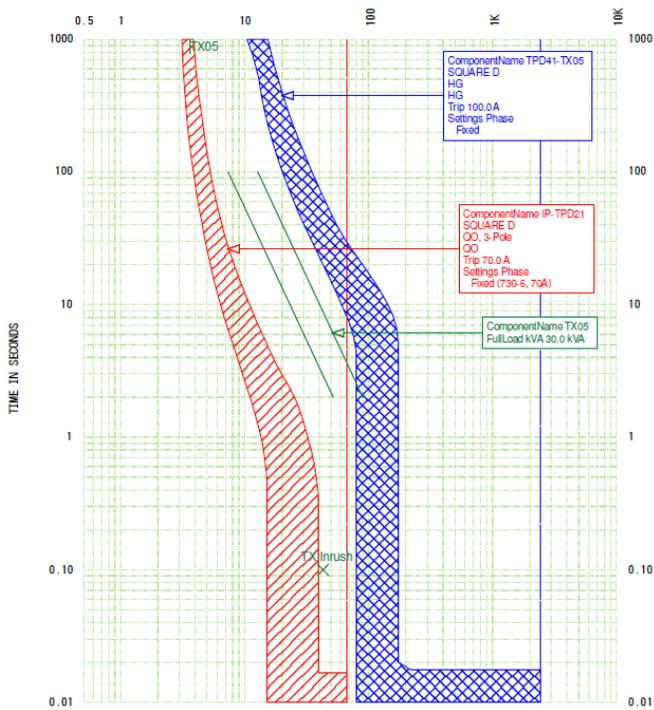
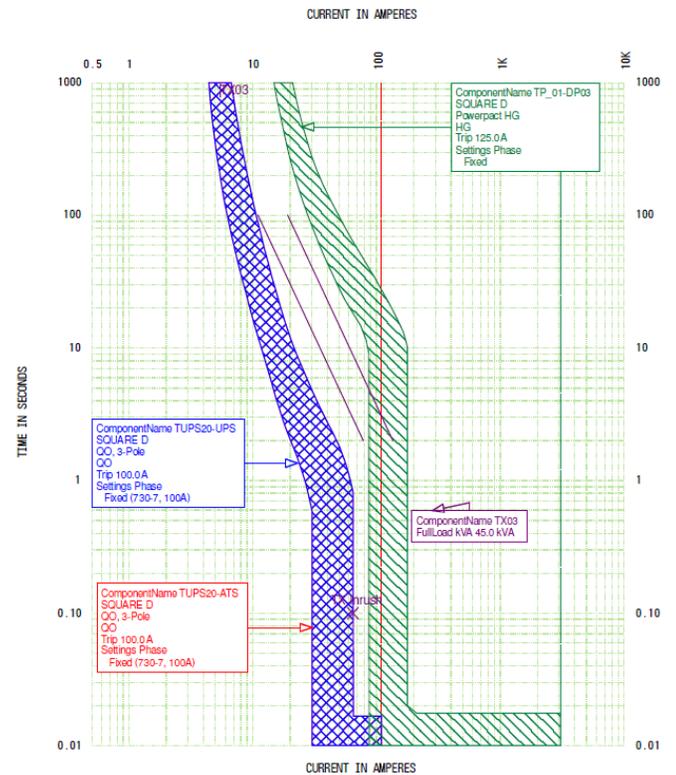
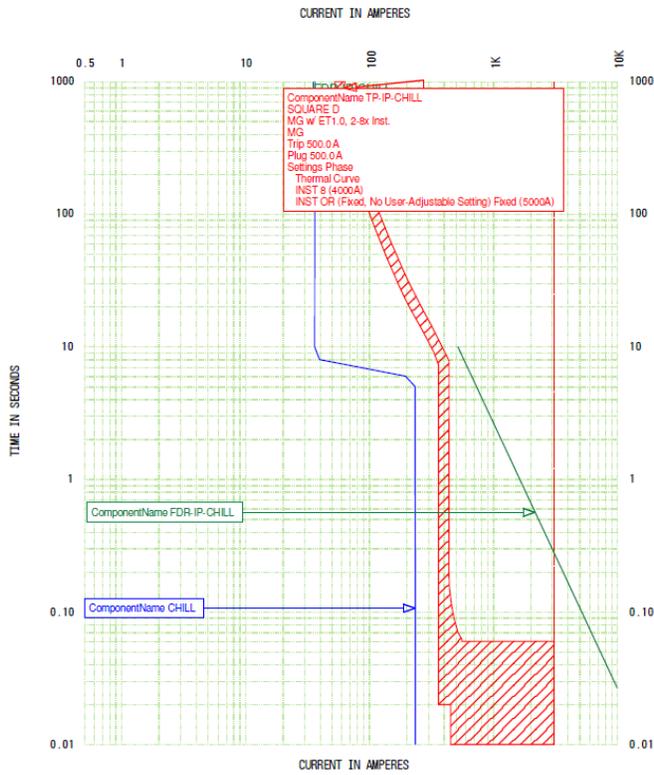


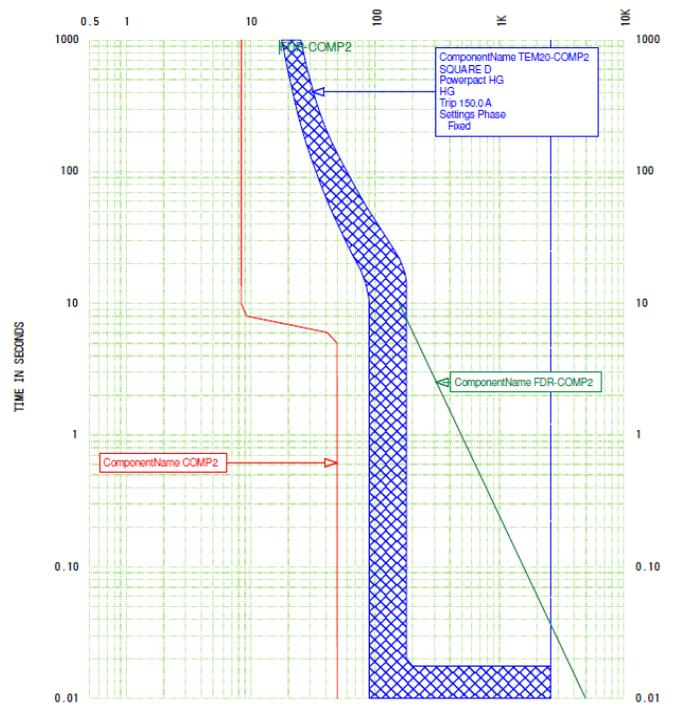
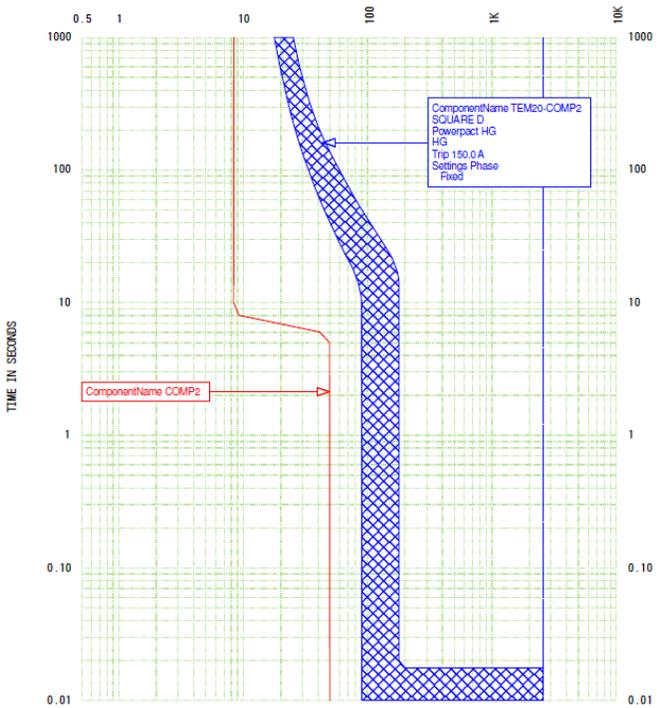
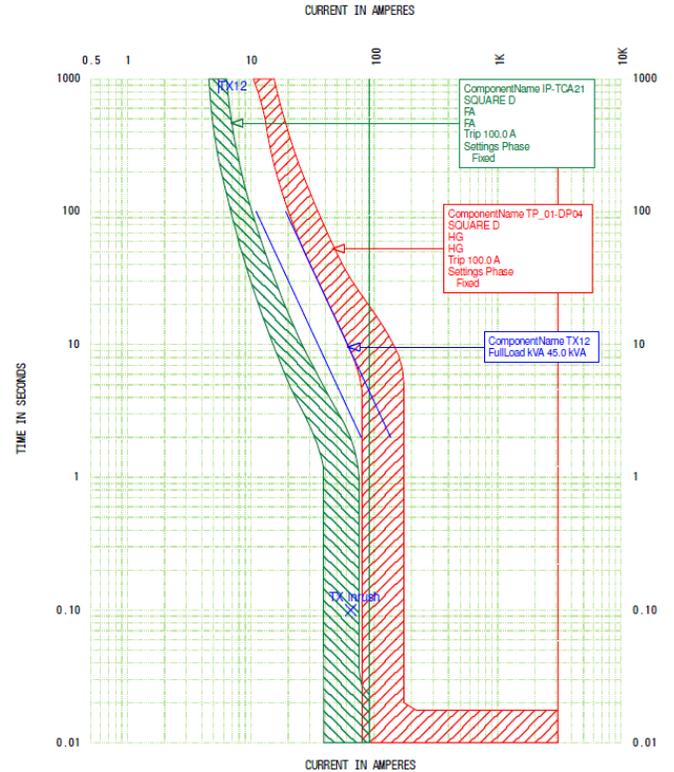
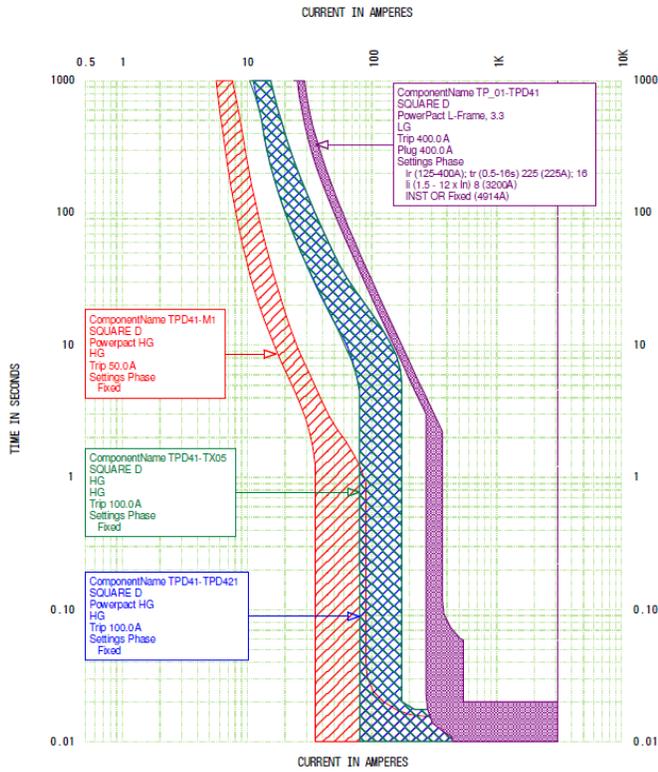


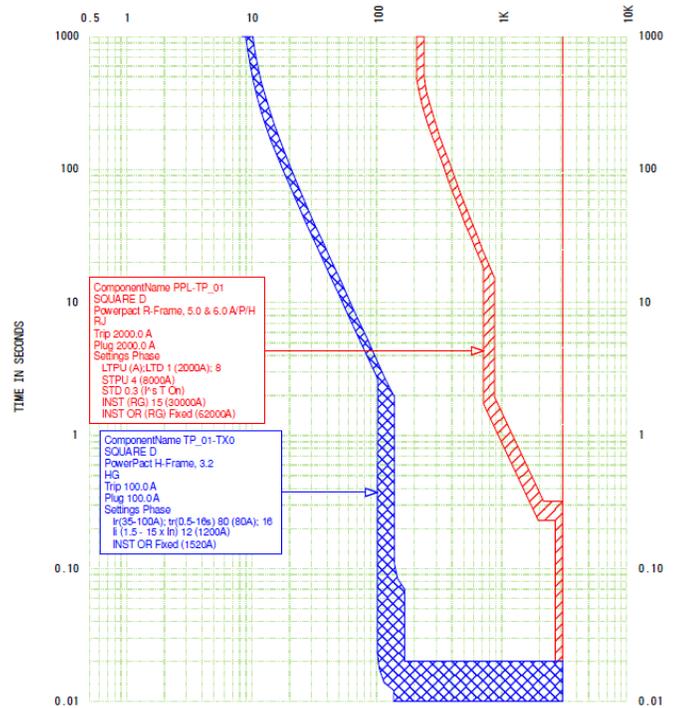
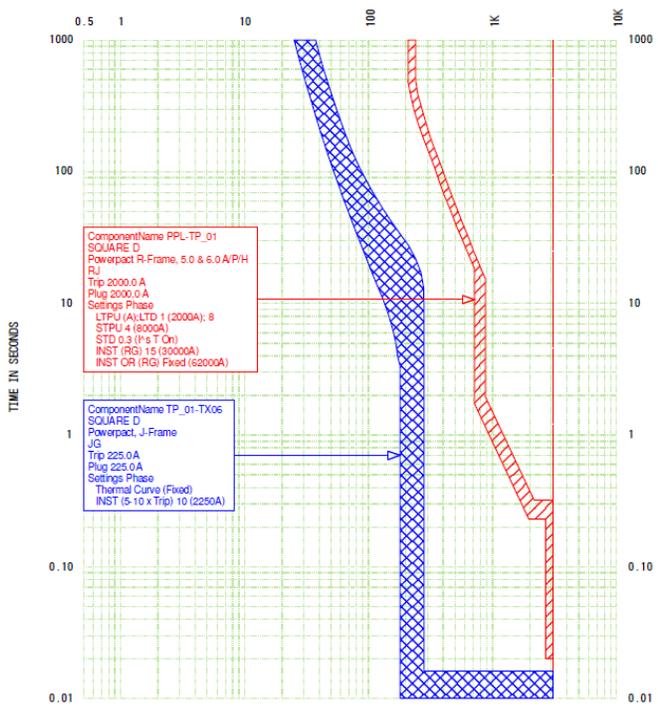
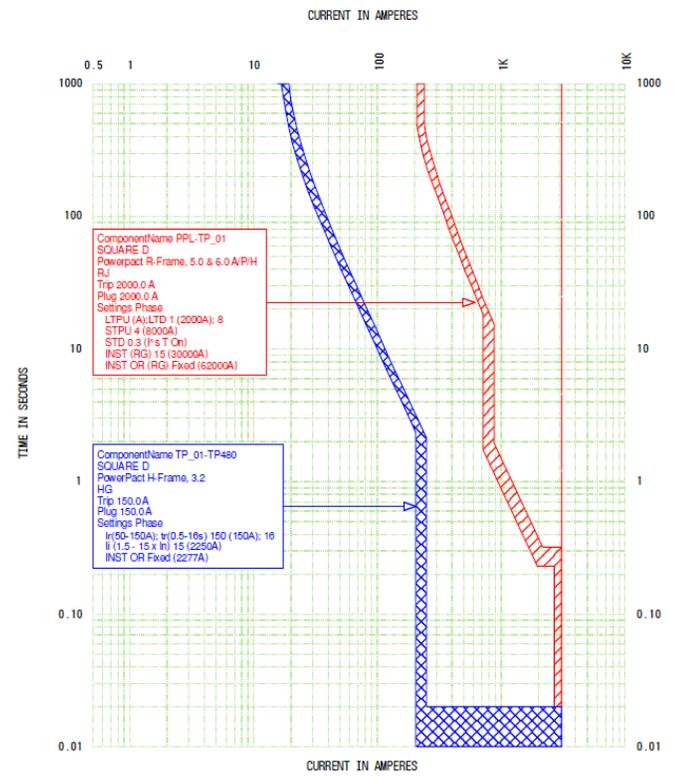
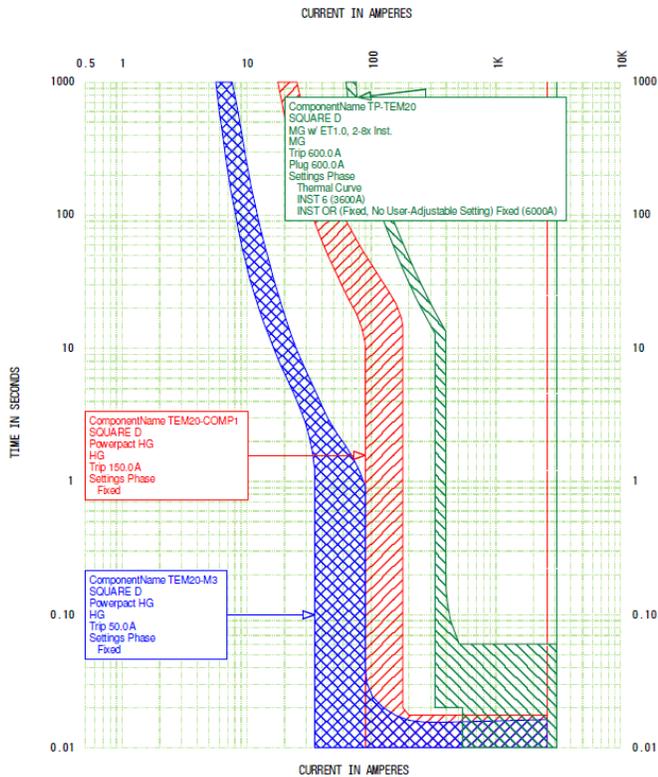


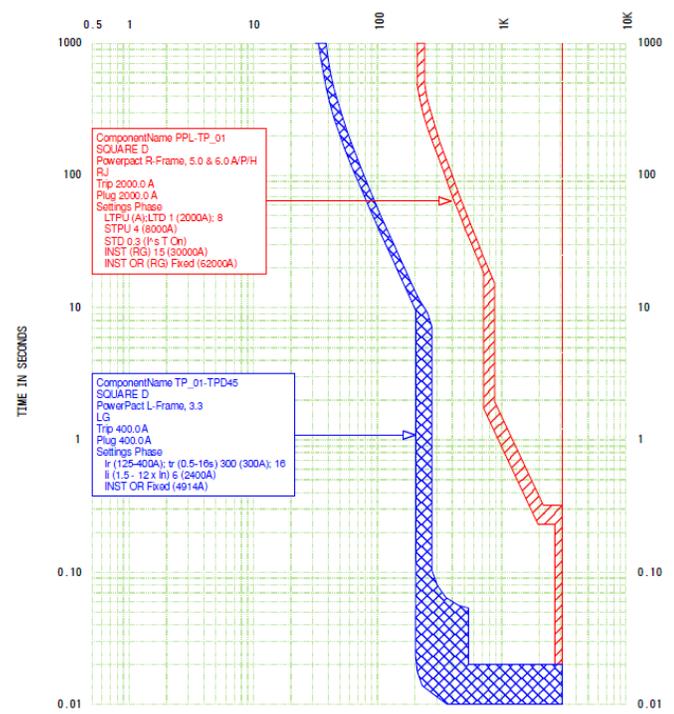
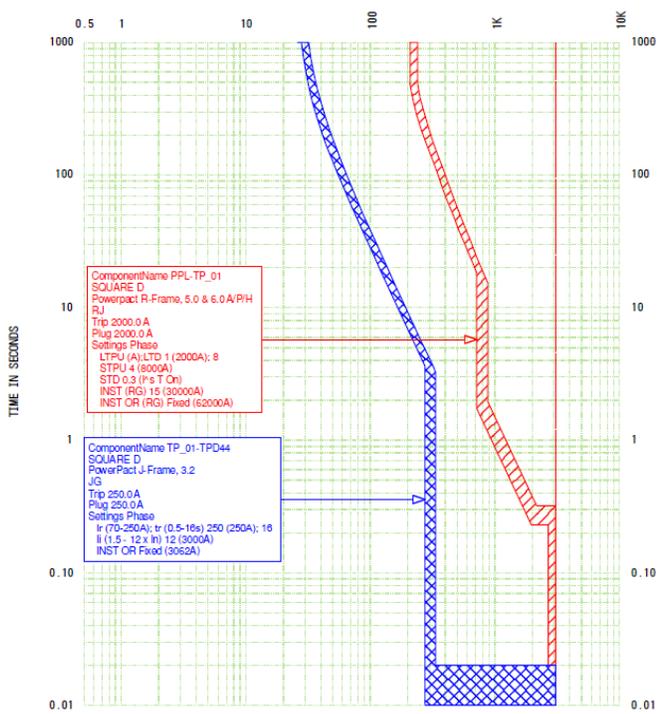
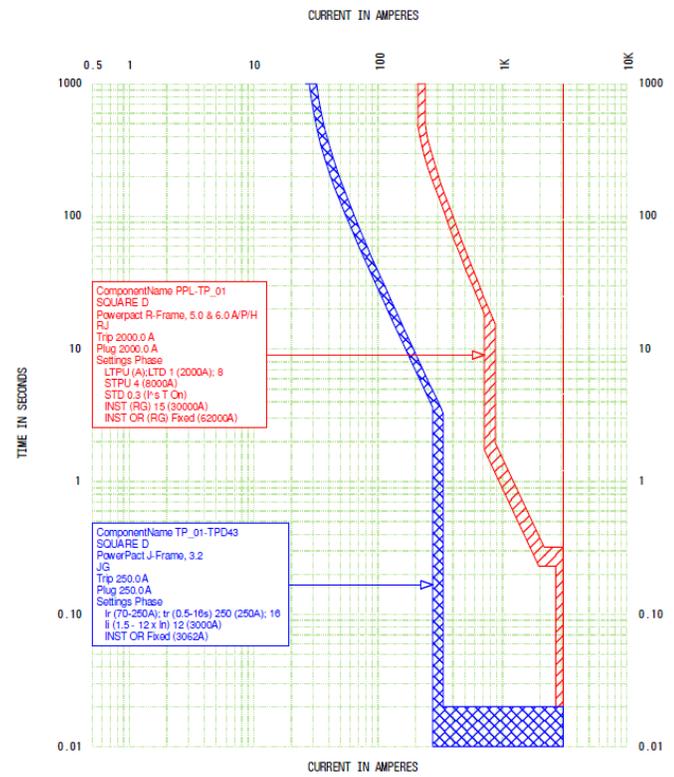
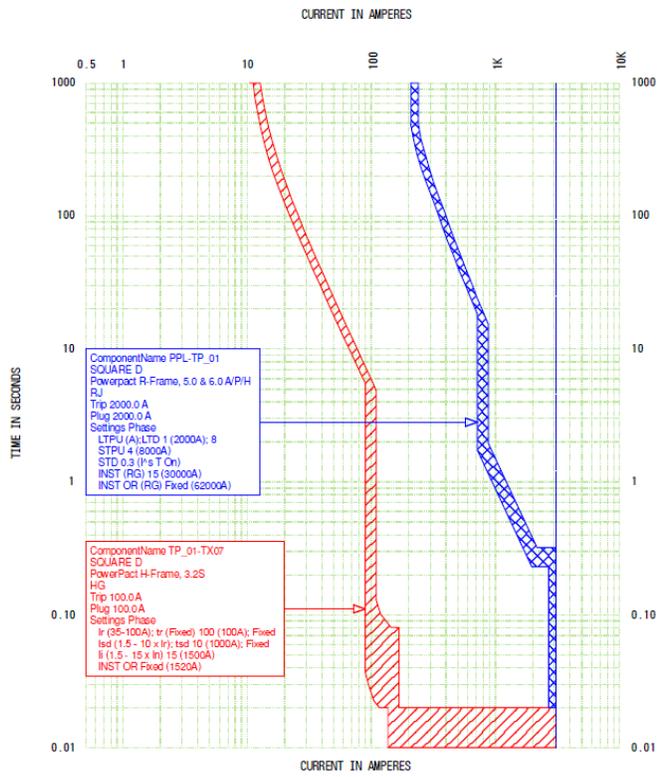


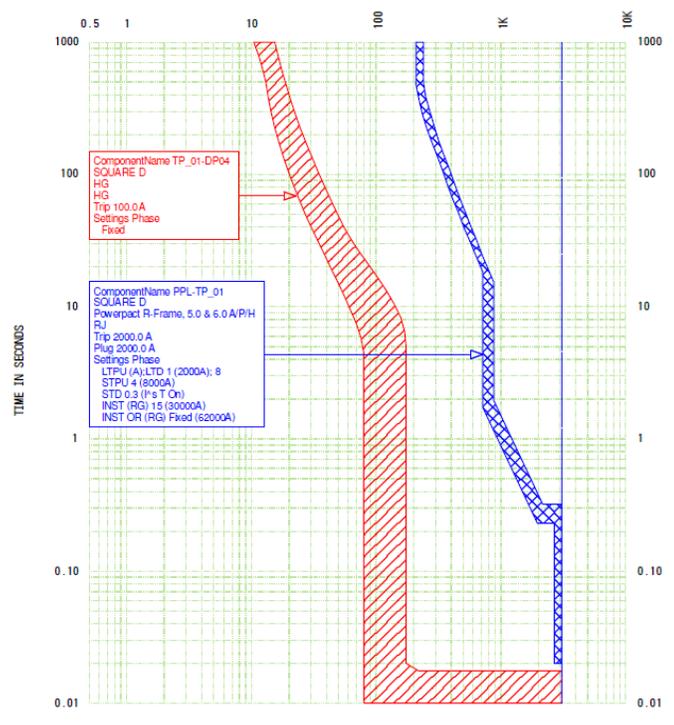
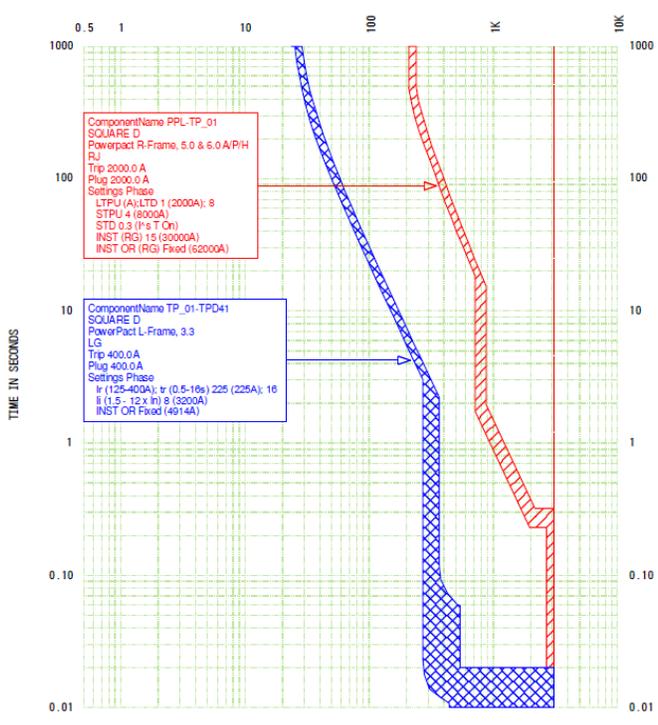
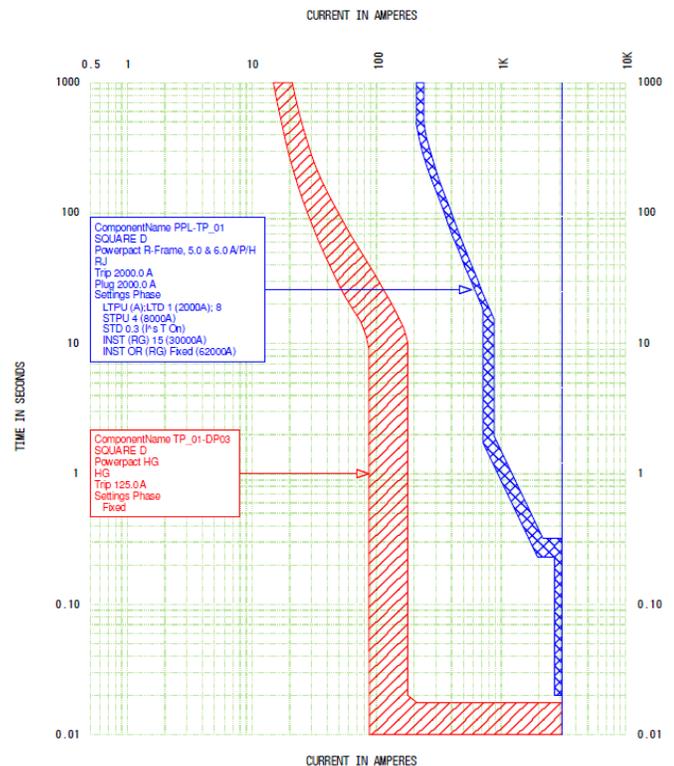
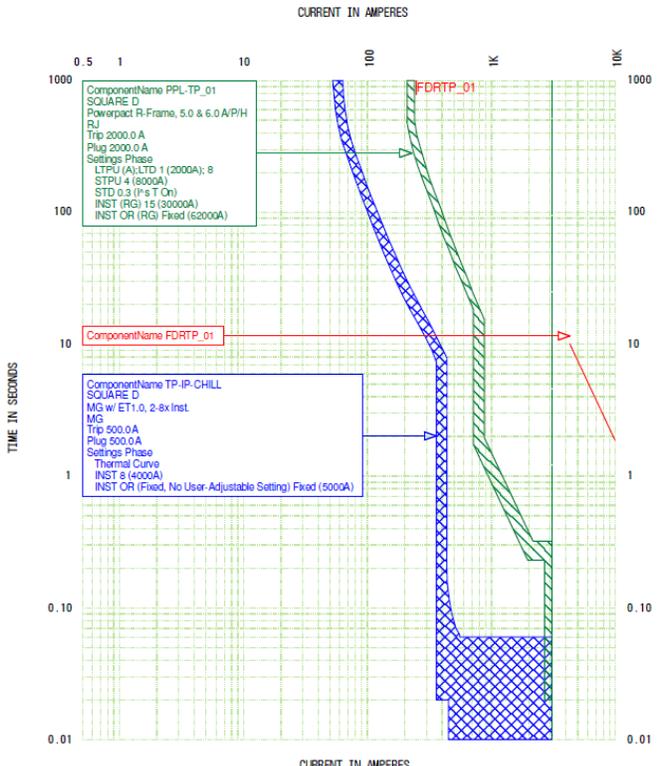


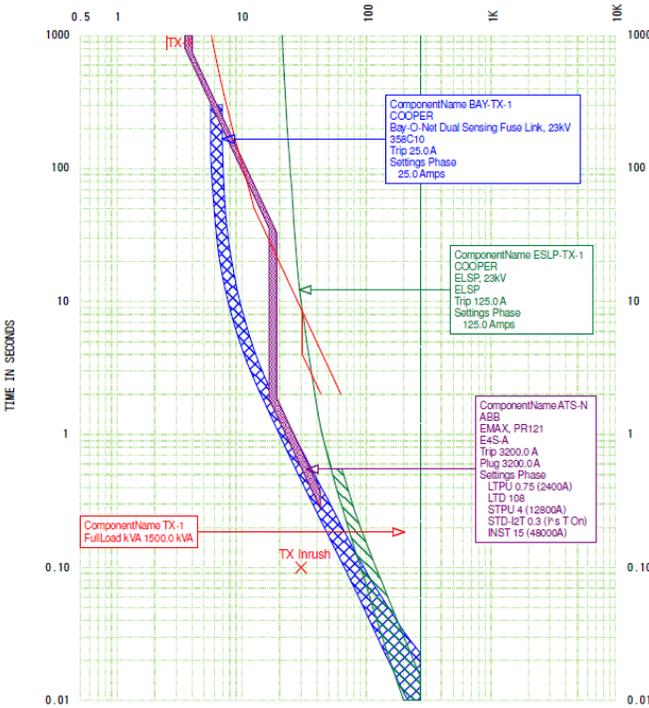
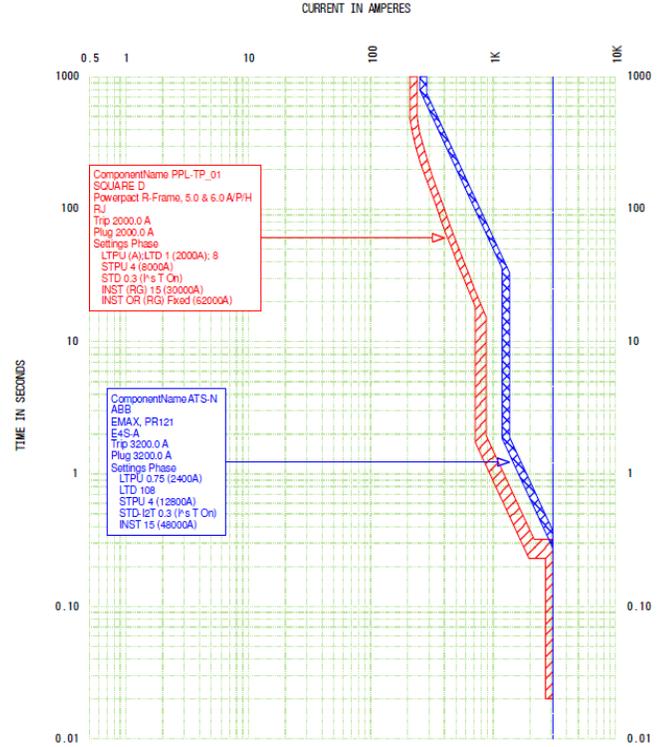
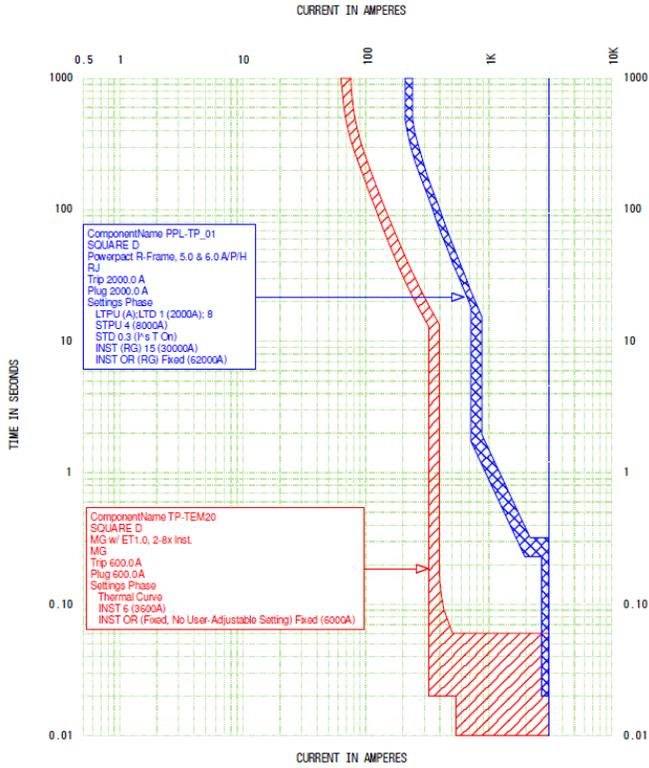












7.5 Anexo 5. Resultados del estudio de arco eléctrico.

Nombre del Bus	Nombre dispositivo de protección	kV	Corriente falla bus (kA)	Falla de arco en el bus (kA)	corriente de falla en protecc (kA)	Falla de arco en protecc (kA)	Tiempo de disparo (s)	Acercamiento restring (mm)	Frontera de protección de arco (cm)	Distancia de trabajo (cm)	Energía Incidente (cal/cm ²)	Categoría
ATS	PPL-TP_01	0,48	30,81	17,15	5,30	2,95	0.0833	25	109	46	5,0	Categoría 3
ATS	ATS-N	0,48	30,81	17,15	25,52	14,20	1.752	25	629	46	89	Dangerous!
B-CHILL	TP-IP-CHILL	0,48	22,09	12,91	20,00	11,68	0.068	25	74	46	2,6	Categoría 3
B-M1	TPD41-M1	0,48	11,44	7,36	11,33	7,29	0.0162	25	23	46	0,39	Categoría 0
B-M2	TPD41-M2	0,48	11,44	7,36	11,33	7,29	0.0162	25	23	46	0,39	Categoría 0
B-M3	TEM20-M3	0,48	19,68	11,69	19,55	11,62	0.0162	25	31	46	0,64	Categoría 0
B-M4	TEM20-M4	0,48	19,68	11,69	19,55	11,62	0.0162	25	31	46	0,64	Categoría 0
B-M5	TEM20-M5	0,48	19,68	11,69	19,55	11,62	0.0162	25	31	46	0,64	Categoría 0
B-M6	TPD44-M6	0,48	5,92	4,19	5,83	4,13	0.0164	25	16	46	0,21	Categoría 0
B-M7	TPD44-M7	0,48	5,92	4,19	5,83	4,13	0.0164	25	16	46	0,21	Categoría 0
B-M8	TPD44-M8	0,48	5,92	4,19	5,83	4,13	0.0164	25	16	46	0,21	Categoría 0
B1-ATSUPS	TUPS20-ATS	0,208	2,43	1,37	2,43	1,37	1.099	25	98	46	4,2	Categoría 3
B2-ATSUPS	TUPS20-UPS	0,208	2,40	1,36	2,40	1,36	1.13	25	100	46	4,3	Categoría 3
P-TX-1 (ESLP-TX-1 LineSide)	ESLP-TX-1	34,50	2,74	2,74	0,06	0,06	0.0833	152	184	91	4,9	Categoría 3
P-TX-1 (ESLP-TX-1 LineSide)	MaxTrip Time @2.0s	34,50	2,74	2,74	2,67	2,67	2	152	889	91	114	Dangerous!
P-TX0	TP_01-TX0	0,48	26,67	15,16	26,67	15,16	0.026	25	42	46	1,0	Categoría 0
P-TX03	TP_01-DP03	0,48	22,98	13,35	22,98	13,35	0.0175	25	36	46	0,80	Categoría 0
P-TX05	TPD41-TX05	0,48	21,37	12,54	21,37	12,54	0.0175	25	34	46	0,75	Categoría 0
P-TX06	TP_01-TX06	0,48	8,09	5,47	8,09	5,47	0.0161	25	19	46	0,28	Categoría 0
P-TX07	TP_01-TX07	0,48	7,22	4,97	7,22	4,97	0.02	25	20	46	0,31	Categoría 0
P-TX08	TPD43-TX08	0,48	13,71	8,58	13,71	8,58	0.0161	25	25	46	0,46	Categoría 0
P-TX09	TPD42_TX09	0,48	24,92	14,31	24,92	14,31	0.0161	25	35	46	0,79	Categoría 0
P-TX10	TPD42_TX10	0,48	16,20	9,90	16,20	9,90	0.02	25	32	46	0,66	Categoría 0
P-TX11	TPD44-TX11	0,48	9,18	6,10	9,18	6,10	0.0161	25	20	46	0,32	Categoría 0
P-TX12	TP_01-DP04	0,48	13,87	8,67	13,87	8,67	0.0175	25	27	46	0,50	Categoría 0

P-TX13	TPD45-TPD33	0,48	21,78	12,75	21,78	12,75	0.0175	25	35	46	0,76	Categoría 0
P-TX2	TP480-TX2	0,48	6,16	4,33	6,16	4,33	0.017	25	17	46	0,23	Categoría 0
P-UPS	TUPS20-UPS	0,208	2,43	1,37	2,43	1,37	1.099	25	98	46	4,2	Categoría 3
S-ATSUPS	TUPS20-UPS	0,208	2,40	1,36	2,40	1,36	1.13	25	100	46	4,3	Categoría 3
S-COMP1	TEM20-COMP1	0,48	19,80	11,75	19,35	11,49	0.0175	25	33	46	0,70	Categoría 0
S-COMP2	TEM20-COMP2	0,48	19,80	11,75	19,35	11,49	0.0175	25	33	46	0,70	Categoría 0
S-COMP3	TEM20-COMP3	0,48	19,75	11,73	19,43	11,54	0.0175	25	33	46	0,70	Categoría 0
S-COMP4	TEM20-COMP4	0,48	19,75	11,73	19,43	11,54	0.0175	25	33	46	0,70	Categoría 0
S-COMP5	TEM20-COMP5	0,48	19,75	11,73	19,43	11,54	0.0175	25	33	46	0,70	Categoría 0
S-GEN	ATS-E	0,48	21,06	12,39	5,25	3,09	0.0833	25	88	46	3,5	Categoría 3
S-GEN	MaxTrip Time @2.0s	0,48	21,06	12,39	15,82	9,70	2	25	522	46	66	Dangerous!
S-TX-1	BAY-TX-1	0,48	26,78	12,93	26,78	12,93	1.996	25	733	46	114	Dangerous!
S-TX0	TP_01-TX0	0,208	2,31	1,56	2,31	1,56	2	25	155	46	8,9	Categoría 3
S-TX06	TP_01-TX06	0,208	5,05	2,69	5,05	2,69	2	25	221	46	16	Categoría 4
S-TX07	TP_01-TX07	0,208	2,18	1,49	2,18	1,49	2	25	151	46	8,5	Categoría 3
S-TX08	TPD43-TX08	0,208	3,96	2,27	3,96	2,27	2	25	232	46	17	Categoría 4
S-TX09	TPD42_TX09	0,208	5,44	2,84	5,44	2,84	2	25	229	46	17	Categoría 4
S-TX10	TPD42_TX10	0,208	3,93	2,26	3,93	2,26	1.977	25	196	46	13	Categoría 4
S-TX11	TPD44-TX11	0,208	3,64	2,14	3,64	2,14	2	25	190	46	12	Categoría 4
S-TX12	TP_01-DP04	0,208	2,25	1,53	2,25	1,53	2	25	153	46	8,7	Categoría 3
S-TX2	TP480-TX2	0,208	2,10	1,45	2,10	1,45	2	25	148	46	8,3	Categoría 3
S.TX03	TP_01-DP03	0,208	2,64	1,71	2,64	1,71	2	25	164	46	9,8	Categoría 3
S.TX05	TPD41-TX05	0,208	1,58	1,19	1,58	1,19	2	25	130	46	6,7	Categoría 3
TAD20	IP-TAD20	0,208	4,82	2,60	4,82	2,60	2	25	217	46	15	Categoría 4
TAD22	TAD20-TAD22	0,208	3,73	2,18	3,73	2,18	2	25	193	46	13	Categoría 4
TAD23	TAD20-TAD23	0,208	3,73	2,18	3,73	2,18	2	25	193	46	13	Categoría 4

TAD24	TAD20-TAD24	0,208	3,66	1,83	3,66	1,83	0.0311	25	14	46	0,17	Categoría 0
TAD25	TAD20-TAD25	0,208	3,66	1,83	3,66	1,83	0.0311	25	14	46	0,17	Categoría 0
TAD28	TAD20-TAD28	0,208	3,27	1,69	3,27	1,69	1.172	25	117	46	5,7	Categoría 3
TB21	IP-TB21	0,208	2,05	1,43	2,05	1,43	2	25	147	46	8,1	Categoría 3
TB210 (IP-TB210 LineSide)	TP480-TX2	0,208	2,05	1,43	2,05	1,43	2	25	147	46	8,1	Categoría 3
TB27	TB21-TB27	0,208	1,26	0,86	1,26	0,86	0.5344	25	47	46	1,3	Categoría 3
TBCUA	TPD28-TBCUA	0,208	2,01	1,41	2,01	1,41	0.0167	25	8	46	0,07	Categoría 0
TBE22	IP-TBE22	0,208	1,34	0,90	1,34	0,90	0.3874	25	40	46	0,96	Categoría 0
TBF20	TB21-TBF20	0,208	1,22	0,84	1,22	0,84	0.5836	25	49	46	1,3	Categoría 3
TBF21	TBF20-TBF21	0,208	1,16	0,82	1,16	0,82	0.6642	25	52	46	1,5	Categoría 3
TCA21	IP-TCA21	0,208	2,12	1,46	2,12	1,46	2	25	149	46	8,3	Categoría 3
TCBOM	TB27-TCBOM	0,208	0,77	0,61	0,77	0,61	0.932	25	53	46	1,5	Categoría 3
TDP31	TPD42_TX10	0,208	3,71	2,17	3,71	2,17	2	25	192	46	13	Categoría 4
TEM20	TP-TEM20	0,48	25,79	14,73	23,36	13,34	0.06	25	81	46	3,1	Categoría 3
TEM20	TEM20-COMP1	0,48	25,79	14,73	0,49	0,28	0.0833	25	83	46	3,2	Categoría 3
TEM20	TEM20-COMP2	0,48	25,79	14,73	0,49	0,28	0.0833	25	83	46	3,2	Categoría 3
TEM20	TEM20-COMP3	0,48	25,79	14,73	0,35	0,20	0.0833	25	83	46	3,2	Categoría 3
TEM20	TEM20-COMP4	0,48	25,79	14,73	0,35	0,20	0.0833	25	83	46	3,2	Categoría 3
TEM20	TEM20-COMP5	0,48	25,79	14,73	0,35	0,20	0.0833	25	83	46	3,2	Categoría 3
TEM20	TEM20-M3	0,48	25,79	14,73	0,14	0,08	0.0833	25	83	46	3,2	Categoría 3
TEM20	TEM20-M4	0,48	25,79	14,73	0,14	0,08	0.0833	25	83	46	3,2	Categoría 3
TEM20	TEM20-M5	0,48	25,79	14,73	0,14	0,08	0.0833	25	83	46	3,2	Categoría 3
TEM42	TPD44-TEM42	0,48	9,14	6,07	9,14	6,07	0.0162	25	20	46	0,32	Categoría 0
TEM43	TPD44-TEM43	0,48	9,14	6,07	9,14	6,07	0.0162	25	20	46	0,32	Categoría 0
TEM44	TPD44-TEM44	0,48	9,14	6,07	9,14	6,07	0.0162	25	20	46	0,32	Categoría 0
TEM45	TPD45-TEM45	0,48	19,08	11,39	19,08	11,39	0.0175	25	32	46	0,67	Categoría 0
TGF	TXX1-TGF	0,208	4,26	2,39	4,26	2,39	0.0167	25	11	46	0,12	Categoría 0

TIT21	IP-TIT21	0,2 08	2,12	1,46	2,12	1,46	2	25	149	46	8,3	Catego ría 3
TP480	TP_01- TP480	0,4 8	6,33	4,44	6,33	4,44	0.02	25	19	46	0,28	Catego ría 0
TP_01 (PPL- TP_01 LineSide)	PPL- TP_01	0,4 8	30,80	17,1 4	5,30	2,95	0.08 33	25	109	46	5,0	Catego ría 3
TP_01 (PPL- TP_01 LineSide)	ATS-N	0,4 8	30,80	17,1 4	25,51	14,2 0	1.75 2	25	629	46	89	Danger ous!
TPD21 (IP- TPD21 LineSide)	TPD41- TX05	0,2 08	1,55	1,17	1,55	1,17	2	25	129	46	6,6	Catego ría 3
TPD25	IP- TPD25	0,2 08	3,77	2,19	3,77	2,19	2	25	227	46	17	Catego ría 4
TPD26	IP- TPD26	0,2 08	3,77	2,19	3,77	2,19	2	25	227	46	17	Catego ría 4
TPD27	IP- TPD27	0,2 08	3,47	2,07	3,47	2,07	2	25	186	46	12	Catego ría 4
TPD28	IP- TPD28	0,2 08	3,47	2,07	3,47	2,07	2	25	186	46	12	Catego ría 4
TPD30 (IP- TPD30 LineSide)	TPD42_ TX09	0,2 08	5,12	2,72	5,12	2,72	2	25	223	46	16	Catego ría 4
TPD31	TPD30- TPD31	0,2 08	4,51	2,49	4,51	2,49	0.01 67	25	11	46	0,12	Catego ría 0
TPD32	TPD45- TDP32	0,4 8	19,08	11,3 9	19,08	11,3 9	0.01 75	25	32	46	0,67	Catego ría 0
TPD41	TP_01- TPD41	0,4 8	24,55	14,1 2	24,20	13,9 2	0.02	25	40	46	0,97	Catego ría 0
TPD41	TPD41- M1	0,4 8	24,55	14,1 2	0,18	0,10	0.08 33	25	42	46	1,0	Catego ría 0
TPD41	TPD41- M2	0,4 8	24,55	14,1 2	0,18	0,10	0.08 33	25	42	46	1,0	Catego ría 0
TPD42	TP_01- TPD42	0,4 8	28,18	15,8 9	28,18	15,8 9	0.02	25	43	46	1,1	Catego ría 0
TPD421	TPD41- TPD421	0,4 8	21,37	12,5 4	21,37	12,5 4	0.01 75	25	34	46	0,75	Catego ría 0
TPD43	TP_01- TPD43	0,4 8	14,93	9,23	14,93	9,23	0.02	25	30	46	0,61	Catego ría 0
TPD44	TP_01- TPD44	0,4 8	10,57	6,87	10,20	6,63	0.02	25	25	46	0,45	Catego ría 0
TPD44	TPD44- M6	0,4 8	10,57	6,87	0,14	0,09	0.08 33	25	27	46	0,52	Catego ría 0
TPD44	TPD44- M7	0,4 8	10,57	6,87	0,14	0,09	0.08 33	25	27	46	0,52	Catego ría 0
TPD44	TPD44- M8	0,4 8	10,57	6,87	0,14	0,09	0.08 33	25	27	46	0,52	Catego ría 0
TPD45	TP_01- TPD45	0,4 8	24,98	14,3 3	24,98	14,3 3	0.02	25	41	46	0,99	Catego ría 0
TSE20 (IP-TSE20 LineSide)	TP_01- TX0	0,2 08	2,24	1,52	2,24	1,52	2	25	153	46	8,7	Catego ría 3
TUPS	TUPS20- UPS	0,2 08	2,33	1,33	2,33	1,33	1.22 4	25	103	46	4,6	Catego ría 3
TUPS20	TP_01- DP03	0,2 08	2,55	1,67	2,55	1,67	2	25	162	46	9,6	Catego ría 3
TXX1	IP-TXX1	0,2 08	4,83	2,61	4,83	2,61	2	25	217	46	16	Catego ría 4

UT	ESLP-TX-1	34,50	2,74	2,74	0,06	0,06	0.0833	152	184	91	4,9	Categoría 3
UT	MaxTrip Time @2.0s	34,50	2,74	2,74	2,67	2,67	2	152	889	91	114	Dangerous!

7.6 Anexo 6. Etiquetas propuestas



NO EXISTE EPP SEGURO

PROHIBIDO TRABAJO ENERGIZADO

PROTECCION CONTRA ARCO ELECTRICO		PROTECCION PARA CONTACTO ELECTRICO	
Distancia de Trabajo:	91 cm	Riesgo de contacto eléctrico	34500 VAC
Frontera de Protección de Arco Eléctrico:	889 cm	cuando se retira la cubierta	
Energía Incidente:	114 cal/cm ²	Acercamiento Limitado:	180 cm
Categoría de Guantes:	4	Acercamiento restringido:	80 cm
Categoría de Ropa:	Dangerous!	TABLERO: P-TX-1	

NO TRABAJE CON EQUIPO ENERGIZADO

Advertencia: Este cartel no es un equipo de configuración de la sistema eléctrico de voltaje nominal y no regular de voltaje. Todos los detalles requieren que todo el equipo sea en su estado de funcionamiento y se ha mantenido correctamente. Contratistas y afiliados no asumen ninguna responsabilidad por el equipo que no haya sido mantenido adecuadamente ni ofrece ninguna garantía expresa o implícita con respecto a las condiciones del equipo como parte de un estándar de Riesgo Eléctrico.



NO EXISTE EPP SEGURO

PROHIBIDO TRABAJO ENERGIZADO

PROTECCION CONTRA ARCO ELECTRICO		PROTECCION PARA CONTACTO ELECTRICO	
Distancia de Trabajo:	45 cm	Riesgo de contacto eléctrico	480 VAC
Frontera de Protección de Arco Eléctrico:	629 cm	cuando se retira la cubierta	
Energía Incidente:	89 cal/cm ²	Acercamiento Limitado:	100 cm
Categoría de Guantes:	00	Acercamiento restringido:	30 cm
Categoría de Ropa:	Dangerous!	TABLERO: ATS	

NO TRABAJE CON EQUIPO ENERGIZADO

Advertencia: Este cartel no es un equipo de configuración de la sistema eléctrico de voltaje nominal y no regular de voltaje. Todos los detalles requieren que todo el equipo sea en su estado de funcionamiento y se ha mantenido correctamente. Contratistas y afiliados no asumen ninguna responsabilidad por el equipo que no haya sido mantenido adecuadamente ni ofrece ninguna garantía expresa o implícita con respecto a las condiciones del equipo como parte de un estándar de Riesgo Eléctrico.



NO EXISTE EPP SEGURO

PROHIBIDO TRABAJO ENERGIZADO

PROTECCION CONTRA ARCO ELECTRICO		PROTECCION PARA CONTACTO ELECTRICO	
Distancia de Trabajo:	45 cm	Riesgo de contacto eléctrico	480 VAC
Frontera de Protección de Arco Eléctrico:	629 cm	cuando se retira la cubierta	
Energía Incidente:	89 cal/cm ²	Acercamiento Limitado:	100 cm
Categoría de Guantes:	00	Acercamiento restringido:	30 cm
Categoría de Ropa:	Dangerous!	TABLERO: TP_01	

NO TRABAJE CON EQUIPO ENERGIZADO

Advertencia: Este cartel se debe utilizar en el equipo o configuración en la que se trabaja en voltaje eléctrico y no requiere de EPP. Todos los cables expuestos que todo el equipo está en buen estado de funcionamiento y se ha mantenido correctamente. Contratistas y afiliados no asumen ninguna responsabilidad por el equipo que no haya sido mantenido adecuadamente ni ofrece ninguna garantía expresa o implícita con respecto a las condiciones del equipo como parte de un análisis de Riesgo Eléctrico.



**RIESGO DE ARC FLASH Y ELECTROCUCION
SE REQUIERE EPP APROPIADO**

PROTECCION CONTRA ARCO ELECTRICO		PROTECCION PARA CONTACTO ELECTRICO	
Distancia de Trabajo:	45 cm	Riesgo de contacto eléctrico	480 VAC
Frontera de Protección de Arco Eléctrico:	81 cm	cuando se retira la cubierta	
Energía Incidente:	3.1 cal/cm ²	Acercamiento Limitado:	100 cm
Categoría de Guantes:	00	Acercamiento restringido:	30 cm
Categoría de Ropa:	Level 3	TABLERO: TEM20	

Camisa y Pantalón Arc-rated o Traje Arc-rated. Careta Arc-rated, Anteojos de Seguridad, Protección Auditiva, Guantes, Zapato Dieléctrico. Hasta 12 cal/cm².

Advertencia: Este cartel se debe utilizar en el equipo o configuración en la que se trabaja en voltaje eléctrico y no requiere de EPP. Todos los cables expuestos que todo el equipo está en buen estado de funcionamiento y se ha mantenido correctamente. Contratistas y afiliados no asumen ninguna responsabilidad por el equipo que no haya sido mantenido adecuadamente ni ofrece ninguna garantía expresa o implícita con respecto a las condiciones del equipo como parte de un análisis de Riesgo Eléctrico.



ADVERTENCIA

RIESGO DE ARC FLASH Y ELECTROCUCION SE REQUIERE EPP APROPIADO

PROTECCION CONTRA ARCO ELECTRICO		PROTECCION PARA CONTACTO ELECTRICO	
Distancia de Trabajo:	45 cm	Riesgo de contacto eléctrico	480 VAC
Frontera de Protección de Arco Eléctrico:	19 cm	cuando se retira la cubierta	
Energía Incidente:	0.28 cal/cm ²	Acercamiento Limitado:	100 cm
Categoría de Guantes:	00	Acercamiento restringido:	30 cm
Categoría de Ropa:	Level 0	TABLERO:	TP480

Camisa Manga Larga y Pantalón o traje que no derrita (de acuerdo a ASTM F1506) o fibra no tratada. Careta, Anteojos de Seguridad, Protección Auditiva, Zapato Dielectrico

Notificación: Este documento es un equipo de trabajo o configuración de la sistema eléctrico en valores clasificados y no respetar los niveles. Todos los sistemas requieren que todo el equipo sea en buen estado de funcionamiento y se ha mantenido correctamente. Contratistas y afiliados no asumen ninguna responsabilidad por el equipo que no haya sido mantenido adecuadamente ni ofrece ninguna garantía expresa o implícita con respecto a las condiciones del equipo como parte de un análisis de Riesgo Eléctrico.



ADVERTENCIA

RIESGO DE ARC FLASH Y ELECTROCUCION SE REQUIERE EPP APROPIADO

PROTECCION CONTRA ARCO ELECTRICO		PROTECCION PARA CONTACTO ELECTRICO	
Distancia de Trabajo:	45 cm	Riesgo de contacto eléctrico	208 VAC
Frontera de Protección de Arco Eléctrico:	227 cm	cuando se retira la cubierta	
Energía Incidente:	17 cal/cm ²	Acercamiento Limitado:	100 cm
Categoría de Guantes:	00	Acercamiento restringido:	30 cm
Categoría de Ropa:	Level 4	TABLERO:	TPD25

Camisa y Pantalón Arc-rated o Traje Arc-rated + Chaqueta Arc-rated. Careta + Capucha Arc-rated, Anteojos de Seguridad, Protección Auditiva, Guantes, Zapato Dielectrico. Hasta 40 cal/cm².

Notificación: Este documento es un equipo de trabajo o configuración de la sistema eléctrico en valores clasificados y no respetar los niveles. Todos los sistemas requieren que todo el equipo sea en buen estado de funcionamiento y se ha mantenido correctamente. Contratistas y afiliados no asumen ninguna responsabilidad por el equipo que no haya sido mantenido adecuadamente ni ofrece ninguna garantía expresa o implícita con respecto a las condiciones del equipo como parte de un análisis de Riesgo Eléctrico.

7.7 Anexo 7. Cotizaciones.



Céd. Jur. 3-101-06021405
 Grupo El Electrico S.A.
 San Francisco de Dos Rios, 100 Oeste de la Estación
 de Servicio delta Apdo, San José, Costa Rica
 Tel.: (506) 4055-1700 Fax.: (506) 2259-3838
 www.elelectrico.com

COTIZACION

No. 740071

Día	Mes	Año
3	12	2020

CA001971

ENERGETICA SOLUCIONES Y CONSULTORIA IAC S.A.

De acuerdo a su estimable solicitud nos es grato presentar a su consideración nuestra cotización como sigue:

Moneda: COL Tipo de Cambio: ₡1.00

#	Artículo	Descripción	Qty	Precio	I.V.	Total Línea
1	14099	JGA36250 BREAKER INDUSTRIAL 3P/250A 600V	1	413,875	IVA	413,875
2	15523	HGA36100 BREAKER INDUSTRIAL 3P/100A 600V	6	270,578	IVA	1,623,467
3	10353	HGA36050 BREAKER INDUSTRIAL 3P/50A 600V	5	242,488	IVA	1,212,441
4	15525	HDA36150 BREAKER INDUSTRIAL 3P/150A 600V	2	264,751	IVA	529,502
5	15522	JDA36250 BREAKER INDUSTRIAL 3P/250A 600V	1	376,178	IVA	376,178
6	14153	JDA36175 BREAKER INDUSTRIAL 3P/175A 600V	1	313,611	IVA	313,611
7	15878	JDA36150 BREAKER INDUSTRIAL 3P/150A 600V	1	313,611	IVA	313,611
8	161	CABLE THHN# 1/0 CARRETE	40	3,522	IVA	140,880
9	163	CABLE THHN #3/0 CARRETE	40	5,734	IVA	229,350
10	86VDOCT	CABLE THHN #6 VERDE CARRETE	20	1,002	IVA	20,032

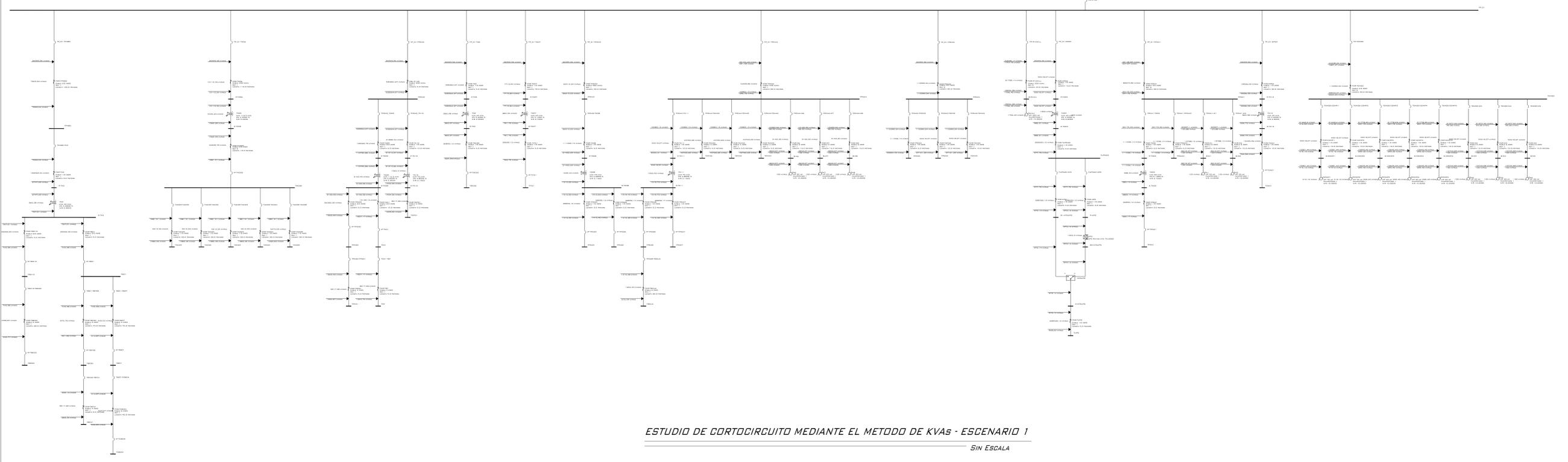
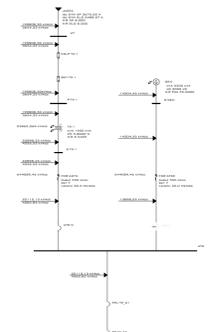
Última Línea

Vendedor.: Jeremy Marin
 Condición de Pago.: Crédito 30 días
 Comentarios.:

Total antes del Descuento	5 172 947,08 COL
Descuento	0,00 COL
Impuesto	672 483,12 COL
Total	5 845 430,20 COL

Esta cotización tiene una validez de 8 días hábiles, a partir de la fecha de su emisión. La misma será válida de acuerdo a existencias en el momento de su facturación

7.8 Anexo 8. Diagramas unifilares



ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO MEDIANTE EL METODO DE KVAs - ESCENARIO 1
 SIN ESCALA

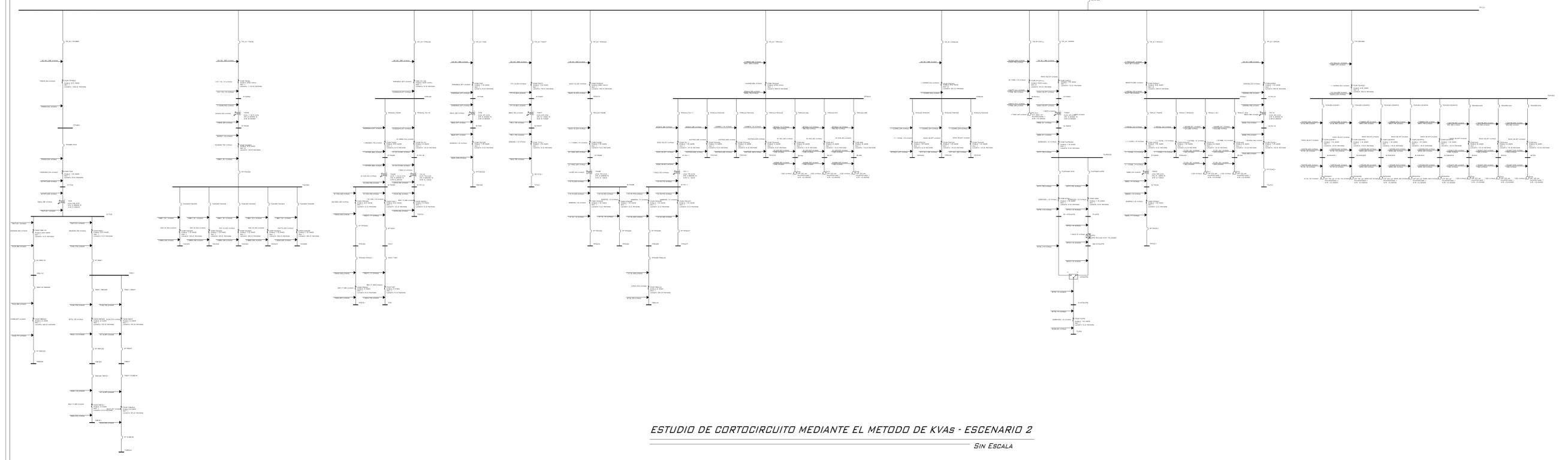
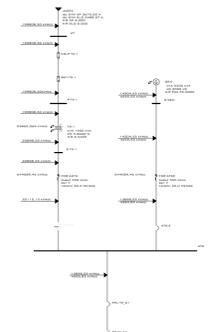
PLANO VERSION:	ESTATUS INJ:	FECHA:



CONTENIDO:
 -ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO
 ESCENARIO 1

ELABORADO POR:
 DAVID MIRANDA MORA

INFORMACION REGISTRO PUBLICO:
 Cedula Juridica: FUNDACION ANE S.A
 N° CATASTRO: C-1531972-2011
 PROPIETARIO: MATRICULA 237903-000
 ESCALA: INDICADA FECHA: NOVIEMBRE-2020 LAMINA: 01-SKM-CC



ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO MEDIANTE EL METODO DE KVs - ESCENARIO 2
 SIN ESCALA

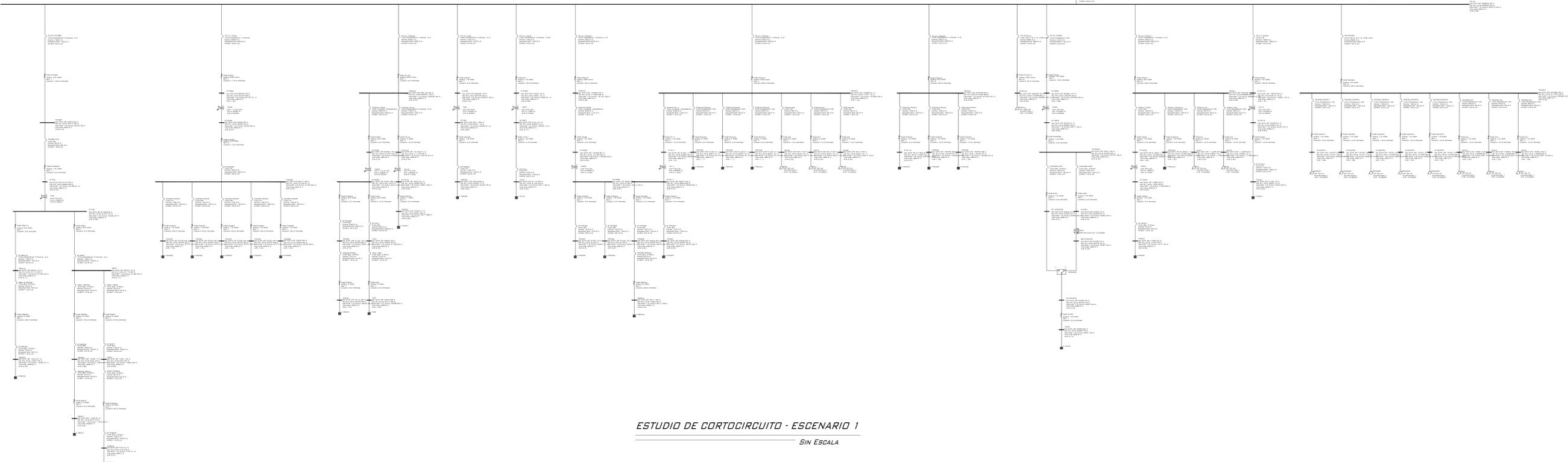
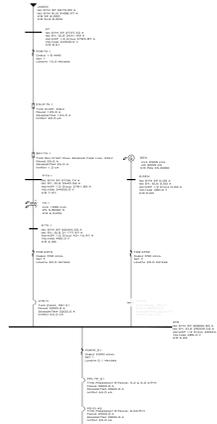
CONTENIDO:
 -ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO
 ESCENARIO 1

ELABORADO POR:
 DAVID MIRANDA MORA

PLANO VERSION:	ESTATUS INI:	FECHA:



INFORMACION REGISTRO PUBLICO:
 Cedula Juridica: FUNDACION ANE S.A
 N° CATASTRO: C-1531972-2011
 PROPIETARIO: MATRICULA 237603-000
 ESCALA: INDICADA FECHA: NOVIEMBRE-2020 LAMINA: 01-SKM-CC



ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO - ESCENARIO 1
SIN ESCALA

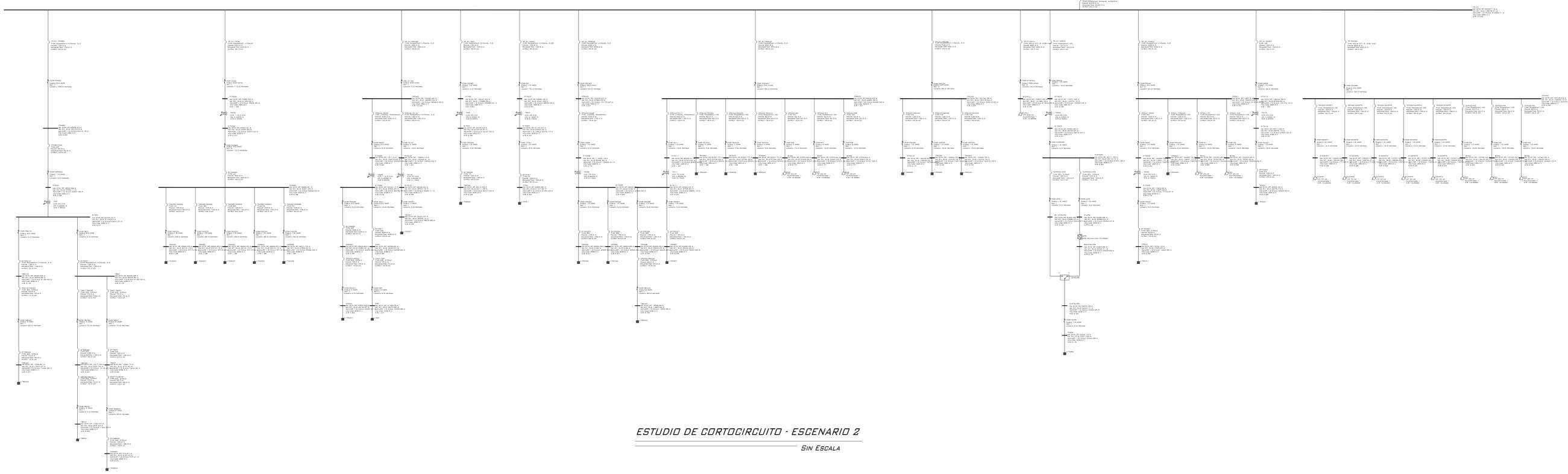
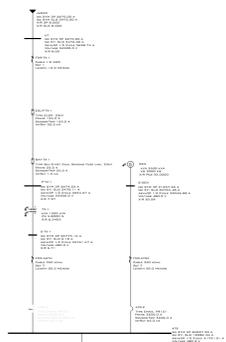
CONTENIDO:
-ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO
ESCENARIO 1

ELABORADO POR:
DAVID MIRANDA MORA

PLANO VERSION:	ESTATUS INJ:	FECHA:



INFORMACION REGISTRO PUBLICO:
CEDULA JURIDICA: FUNDACION ANIL S.A
N° CATASTRO: C-1531972-2011
PROPIETARIO: MATRICULA 237803-000
ESCALA: INDICADA FECHA: NOVIEMBRE-2020 LAMINA: 01-SKM-CC



ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO - ESCENARIO 2
SIN ESCALA

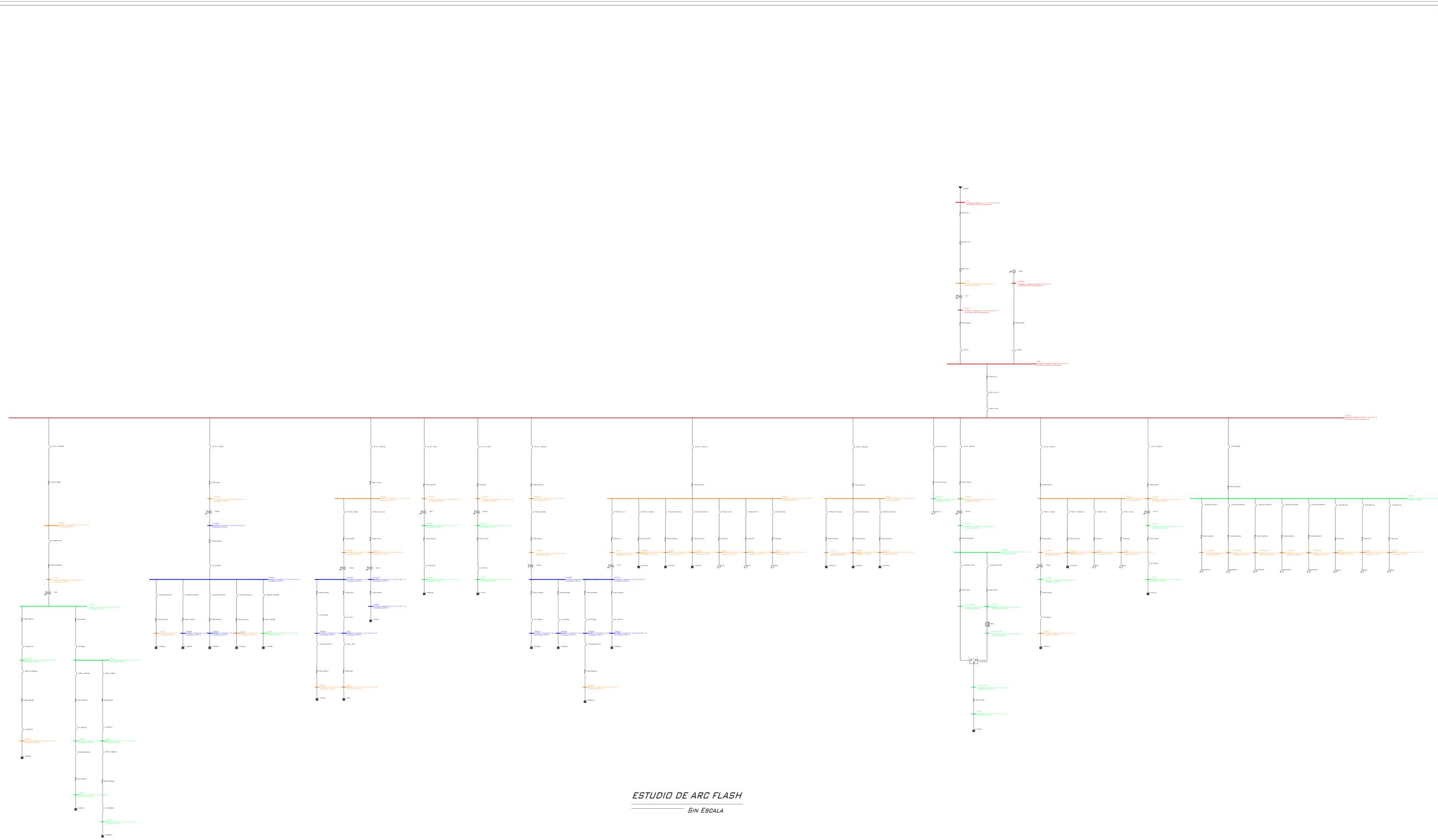
CONTENIDO:
-ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO
ESCENARIO 2

ELABORADO POR:
DAVID MIRANDA MORA

PLANO VERSION:	ESTATUS INJ:	FECHA:



INFORMACION REGISTRO PUBLICO:
 Cedula Juridica: FIDUCIARIA ANH, S.A
 Nº Catastro: C-1531972-2011
 Propietario: MATRICULA 237803-000
 Escala: INDICADA Fecha: NOVIEMBRE-2020 Lamina: 02-SKM-CC



ESTUDIO DE ARC FLASH
SIN ESCALA

PLANO VERSION:	ESTATUS INJ:	FECHA:



<small>CONTENIDO:</small>		
-ESTUDIO DE ARC FLASH		
<small>ELABORADO POR:</small> DAVID MIRANDA MORA		
<small>INFORMACION REGISTRO PUBLICO:</small>		
<small>CEDELA JURIDICA:</small>	<small>FUNDACION ANH S.A</small>	<small>LAMINA:</small>
<small>Nº CATASTRO:</small>	<small>C-1531972-2011</small>	<small>INDICADA</small>
<small>PROPIETARIO:</small>	<small>MATRICULA 237603-000</small>	<small>NOVIEMBRE-2020</small>
<small>ESCALA:</small>	<small>INDICADA</small>	<small>03-SKM-AF</small>