

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

Análisis de corto circuito y coordinación de protecciones de una
Sub-estación de media tensión para la Oficina consultora Apame Design

**INFORME DE PRÁCTICA DE ESPECIALIDAD PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE
INGENIERO EN MANTENIMIENTO INDUSTRIAL, GRADO LICENCIATURA**



REALIZADO POR:

Edgar Antonio Calvo Herrera

CARTAGO, NOVIEMBRE 2017



Carrera evaluada y acreditada por:

Canadian Engineering Accreditation Board

Bureau Canadien d'Accréditation des Programmes d'Ingénierie

1. Información del estudiante y de la empresa

1.1. Información del estudiante

Nombre: Edgar Antonio Calvo Herrera.

Cédula: 2-0720-0380; **Carné ITCR:** 201229993.

Dirección de residencia: 300 metros sur de la capilla del estadio Rafael “Fello” Meza.

Teléfono en época lectiva: 8979-1005.

E-mail: catocalvoherrera@gmail.com; acalvo@apamedesign.com.

1.2. Información del proyecto

Nombre del proyecto: Análisis de corto circuito y coordinación de protecciones de una subestación de media tensión para la oficina consultora Apame Design.

Profesor asesor: Manuel Centeno López.

Horario de trabajo del estudiante: De lunes a viernes de 07:00 a.m. a 05:00 p.m.

1.3. Información de la empresa

Nombre: Apame Design

Zona: Curridabat, San José

Dirección: De la POPS de Curridabat, 500 sur, 110 oeste. Edificio dolmen a mano derecha.

Teléfono: 4001 7898, extensión 01.

Actividad principal: Diseño y remodelación de instalaciones eléctricas de tipo industrial.

Índice general

1.	Información del Estudiante y de la Empresa	1
1.1.	Información del Estudiante	1
1.2.	Información del Proyecto.....	1
1.3.	Información de la Empresa	1
2.	Introducción	1
2.1.	Reseña de la Empresa	1
2.2.	Justificación	6
2.3.	Objetivos	8
3.	Descripción del Proyecto	9
3.1.	Definiciones de Media Tensión	11
4.	Posibles Tipos de Fallas en una Red Eléctrica	14
4.1.	Cortocircuito	15
4.2.	Arco Eléctrico	20
4.3.	Sobrecarga	23
5.	Análisis que se Realizarán	25
5.1.	Análisis de Cortocircuito	25
5.2.	Coordinación de Protecciones	37
6.	Descripción General de Equipos.....	44
6.1.	Transformadores	45
6.2.	Celdas de Distribución.....	49
6.3.	Paneles Eléctricos	50
6.4.	Celdas de Medición Primarias	52
6.5.	Reconectador	53
6.6.	Seccionadores	54
6.7.	Relés de Protección.....	56
6.8.	Disyuntores	58
6.9.	Fusibles	63
6.10.	Ducto barra	65

6.11.	Conductores Eléctricos	66
7.	Descripción de Equipos Específicos	68
7.1.	Reconectador	70
7.2.	Celda de Medición	72
7.3.	Celdas de Media Tensión.....	73
7.4.	Transformadores	75
7.5.	Relés de protección	78
7.6.	Fusibles	79
7.7.	Ducto Barras	80
7.8.	Conductores Eléctricos	81
8.	Desarrollo del Análisis de Cortocircuito	84
8.1.	Método de los kVA´s.....	85
8.2.	Solución con SKM Power Tools	103
8.3.	Comparación entre los métodos de solución	108
9.	Desarrollo de la Coordinación de Protecciones	110
10.	Justificación Económica	116
10.1.	Valor de los Equipos en Planta.....	117
11.	Conclusiones y Recomendaciones.....	119
11.1.	Conclusiones	119
12.	Bibliografía	120
13.	Anexos	122
13.1.	Mitigación de Arco Eléctrico.....	122

Índice de figuras

Figura 1. Ubicación de las oficinas.....	1
Figura 2. Ubicación de satélite de las oficinas.....	2
Figura 3. Esquema de proyectos de la empresa.....	5
Figura 4. Aporte a las corrientes de cortocircuito de distintos equipos.....	17
Figura 5. Falla trifásica franca	18
Figura 6. Falla bifásica.....	18
Figura 7. Falla bifásica a tierra.....	19
Figura 8. Falla monofásica a tierra.....	19
Figura 9. Doble falla a tierra	20
Figura 10. Comportamiento de los primeros ciclos de falla por cortocircuito.....	31
Figura 11. Paso 1 del método de kVA's	32
Figura 12. Paso 3 del método de kVA's	33
Figura 13. Combinación en serie (izquierda) y en paralelo (derecha)	34
Figura 14. Paso 4 del método de kVA's	35
Figura 15. Selectividad amperimétrica	40
Figura 16. Selectividad cronométrica	41
Figura 17. Selectividad lógica.....	42
Figura 18. Representación de una curva de disparo.....	59
Figura 19. Interruptor de disparo térmico	61
Figura 20. Interruptor de disparo magnético.....	61
Figura 21. Interruptor termomagnético	62
Figura 22. Cable mono conductor subterráneo	67
Figura 23. Cables multi conductores.....	68
Figura 24. Diagrama unifilar básico de la subestación	69
Figura 25. Reconector NULEC serie N.....	71
Figura 26. Celda de medición tipo pad mounted de Federal Pacific	73
Figura 27. Celdas de media tensión DVCAS.....	74
Figura 28. Transformadores secos TRIHAL.....	76

Figura 29. Transformador de tipo pedestal.	77
Figura 30. Versiones de relés SEPAM.....	78
Figura 31. Diagrama unifilar del circuito de procesamiento (Representativo).....	86
Figura 32. Diagrama unifilar inicial.....	87
Figura 33. Codificación de los cables	89
Figura 34. Diagrama con valores de kVA's en cada sector.....	97
Figura 35. Identificación de conductores de la sección de media tensión	100
Figura 36. Valores de kVA's en cada conductor y los obtenidos en la reducción del circuito	101
Figura 37. Valores de corto circuito obtenido en cada sección.....	102
Figura 38. Acometida y Complejo Corporativo.....	104
Figura 39. Planta de Matanza.....	105
Figura 40. Complejo Industrial (Planta de Procesos, Planta Tratamiento de Aguas y Taller)	106
Figura 41. Cuartos Fríos.....	107
Figura 42. Diagrama de protecciones a coordinar	111
Figura 43. Coordinación protecciones principales.....	112
Figura 44. Coordinación en planta de matanza.....	115
Figura 45. Conexión para un sistema ZSI.....	123
Figura 46. Acción de un AMS sobre la curva de disparo	124
Figura 47. Muestra de las 6 protecciones a coordinar.....	125
Figura 48. Cronograma a seguir.....	126

Índice de tablas

Tabla 1. Nivel de intensidad de energía por arco eléctrico y su debida protección	22
Tabla 2. Códigos de protecciones eléctricas de los relés.	38
Tabla 3. Constantes de forma para ecuación exponencial según normas IEC.....	43
Tabla 4. Características generales del reconector.	70
Tabla 5. Características generales de la celda de medición	72
Tabla 6. Características generales de las celdas DVCAS	74
Tabla 7. Especificaciones de transformadores nuevos.....	76
Tabla 8. Especificaciones de transformadores existentes	77
Tabla 9. Datos de los relés a implementar	79
Tabla 10. Datos técnicos de los fusibles	79
Tabla 11. Impedancia de los ducto barras	81
Tabla 12. Capacidades de los conductores.....	82
Tabla 13. Tabla de valores de corriente de cortocircuito, ICEA.....	84
Tabla 14. Obtención de valores de kVA's de equipos.....	88
Tabla 15. Obtención de valores de kVA's de los conductores	90
Tabla 16. Reducción de los ramales hacia las barras	92
Tabla 17. kVA's en la barra de distribución.....	93
Tabla 18. kVA's de la red.....	93
Tabla 19. Valores de la simplificación de aguas arriba hacia abajo	95
Tabla 20. Valores de Cortocircuito de validación.....	95
Tabla 21. Valores de kVA's de los circuitos en media tensión	98
Tabla 22. kVA's de conductores para media tensión	99
Tabla 23. Comparación de valores de cortocircuito.....	109
Tabla 24. Precios de equipos de Media Tensión.....	118

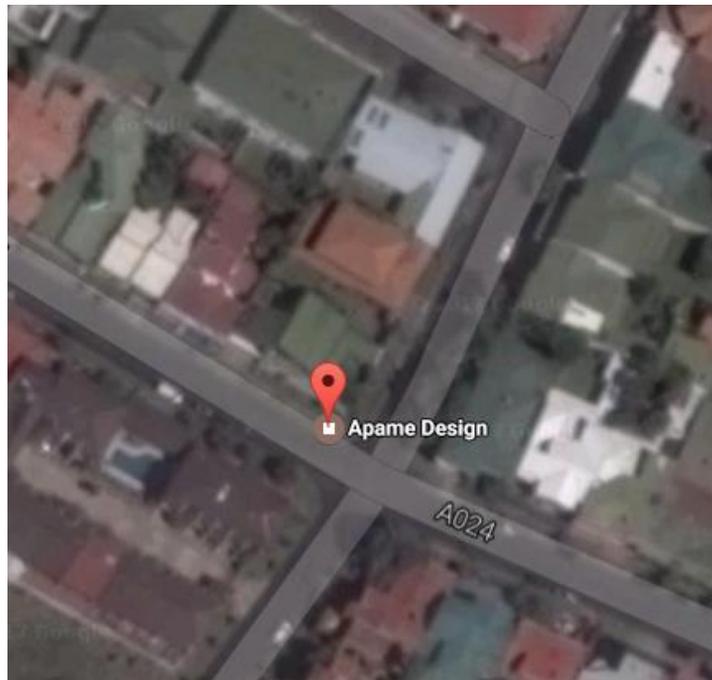


Figura 2. Ubicación de satélite de las oficinas.

Fuente: Google maps

Apame Design se caracteriza por buscar desarrollar el potencial del ser humano en armonía con la naturaleza, con la mentalidad de poseer un desarrollo sustentable como la mejor disciplina para integrar esfuerzos, recursos e intenciones buscando alcanzar la mejor armonía entre desarrollo económico, conservación ambiental y bienestar humano.

La empresa se basa en los principios de excelencia, buscando siempre la mejora en lo que se realiza y cómo poder realizar trabajos de calidad tanto en la parte técnica como en la estética. Interdisciplinarios al procurar integrar diferentes áreas de la ingeniería para lograr solventar un problema de la mejor manera posible. Servicio al cliente, procurando adaptarnos a lo que el cliente nos está exigiendo.

La empresa desarrolla proyectos en las siguientes áreas:

I. Arquitectura.

- a. Desarrollo de Máster Plan.
- b. Presupuesto y factibilidad.
- c. Diseño y análisis de desempeño bioclimático.
- d. Diseño de áreas internas, residenciales, comerciales, industriales y urbanas.

II. Administración de proyectos.

- a. Planeamiento de proyectos.
- b. Estimación de costes de obras.
- c. Tramitología institucional.
- d. Control presupuestario.
- e. Procesos de licitación y contratación.
- f. Asesoría en adquisición de inmobiliarios.
- g. Control de calidad.

III. Ingeniería civil-estructural.

- a. Diseño de infraestructura civil.
- b. Análisis y diseño estructural.
- c. Evaluación de informes técnicos
- d. Refuerzo antisísmico.
- e. Análisis de riesgos estructurales.

IV. Ingeniería eléctrica.

- a. Control de demanda y uso tarifario.
- b. Diseño y montaje de sistemas de iluminación, media tensión, baja tensión, voz-datos y CCTV.
- c. Análisis de corto circuito y coordinación de protecciones.
- d. Sistemas de puesta a tierra.
- e. Sistemas de emergencia y respaldo eléctrico.
- f. Estudio de arco eléctrico.

V. Ingeniería mecánica.

- a. Sistemas de aire acondicionado.
- b. Sistemas de aguas negras.
- c. Sistemas de agua potable.
- d. Sistemas de supresión de incendios.
- e. Sistemas pluviales.

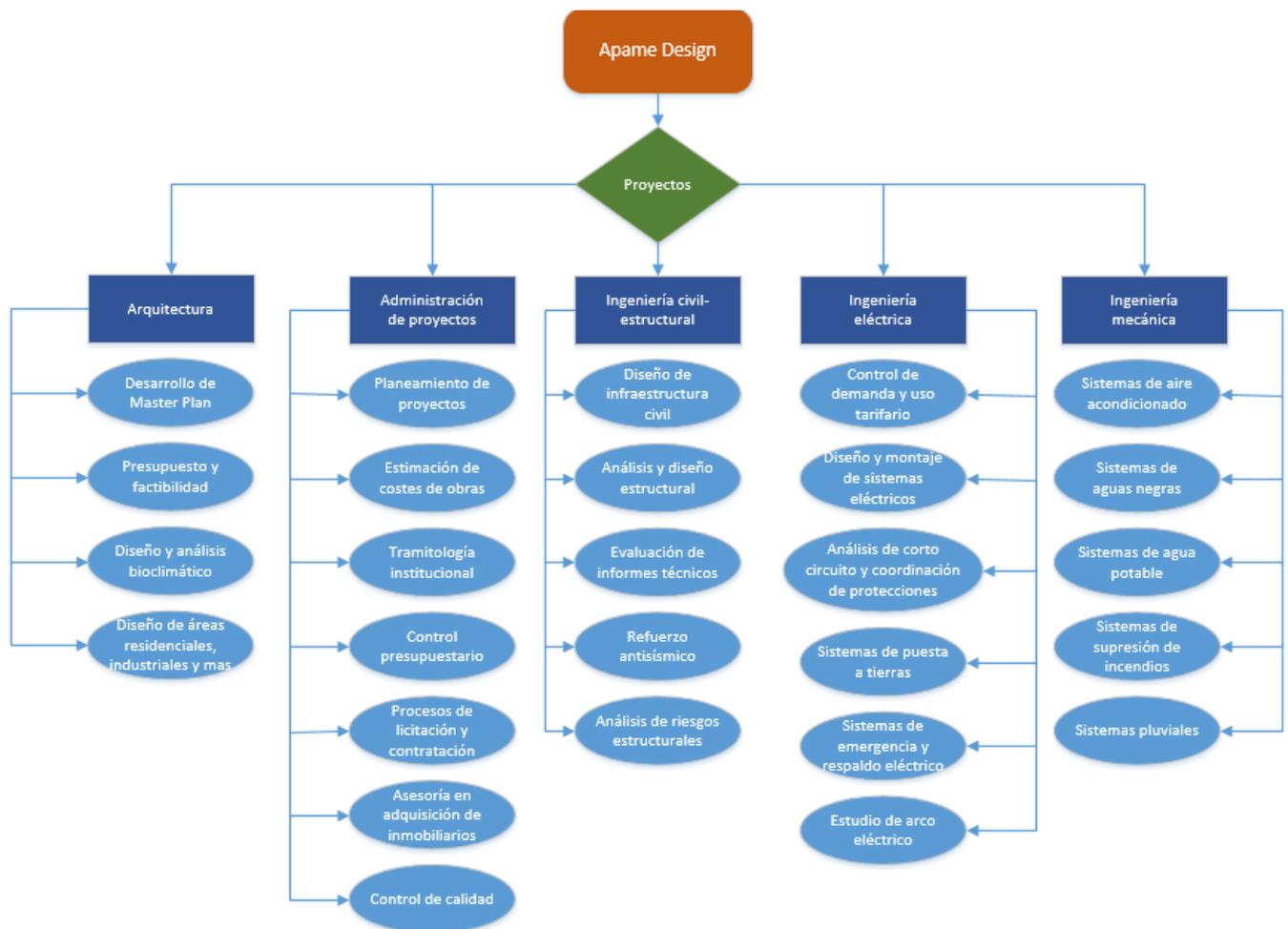


Figura 3. Esquema de proyectos de la empresa.

Fuente: Creación propia con Visio 2016.

2.2. Justificación

El motivo por el cual realizar este proyecto es que de no hacerlo, la planta podría llegar a sufrir daños si la corriente de corto circuito excede el valor que la red o los equipos estén diseñados para soportar, pudiendo causar pérdidas económicas con valores bastante elevados, tanto por pérdida de equipos como en términos de paros en las líneas de producción.

Dentro de lo que corresponde a impacto productivo, realizar un análisis de corto circuito brinda seguridad operativa sobre los equipos al poder instalar y operar las máquinas con la garantía de que existe un estudio que brinde seguridad de operación, o que bien, se tengan las medidas de seguridad debidamente respaldadas con normativa y que en caso de que suceda algún problema de tipo eléctrico, la red tendrá la capacidad de solventarlo sin que se generen daños considerables sobre equipos o producción.

Dentro de las funcionalidades que posee realizar un estudio de corto circuito, como lo indica *Daniel Gómez*, se encuentran:

- a. Determinar y conocer las capacidades interruptivas de los elementos de protección como interruptores, fusibles y otros.
- b. Realizar coordinación de protecciones contra corrientes de corto circuito.
- c. Permite realizar estudios térmicos y dinámicos que consideren los efectos de las corrientes de corto circuito en algunos elementos de las instalaciones como tableros, barras, cables...
- d. Obtener los equivalentes de Thevenin y su utilización en otros estudios como la estabilidad angular en los sistemas de potencia.
- e. Calcular las mallas de puesta a tierra y la selección de los conductores de los alimentadores (Gómez, 2017).

Respecto de la parte de coordinación de protecciones, esta es necesario de realizar para poder lograr tener selectividad en el circuito, es decir, que cuando ocurra una falla eléctrica en la red interna de la instalación no se llegue a disparar la protección principal, a menos que ya todas las demás lo hayan hecho, o bien, que el fallo se haya dado en las líneas de transmisión, por lo cual, se desconecte la protección principal protegiendo a todo el sistema.

Es decir, que si tengo una protección para uno de los equipos y este presenta un fallo eléctrico, la protección que cubre a este deberá activarse, en caso contrario, deberá activarse la protección que cubre al ramal donde se encuentra ubicado el equipo, y si no, la protección siguiente aguas arriba y de esa manera sucesivamente, hasta que se logre detener el fallo o se active la protección de toda la red llevando ese orden de selectividad de activación de protecciones.

Para la realización de esta parte del proyecto es necesario de conocer los equipos, conocer sus curvas de activación, los tiempos de disparo para cada tipo de protección y en qué rangos permiten que se varíen, por lo cual, contar con catálogos de componentes apropiados será indispensable para poder realizar la coordinación de estas protecciones de la mejor manera posible.

2.3. Objetivos

2.3.1. General

- a. Analizar el valor de la corriente de corto circuito y realizar la debida coordinación de protecciones en media tensión para la red que alimenta la sub-estación.

2.3.2. Específicos

- a. Calcular los valores de corriente de cortocircuito mediante un método manual para la red de distribución eléctrica de la empresa en media tensión.
- b. Validar los valores de corrientes de cortocircuito obtenidos con el método manual mediante una solución con software.
- c. Realizar la debida coordinación de protecciones para los equipos de la planta y teniendo en cuenta los valores de cortocircuito obtenidos.

3. Descripción del proyecto

El problema que se plantea resolver consiste en realizar el análisis de corto circuito y la coordinación de protecciones para una sub-estación y los circuitos de media tensión que alimentará a un complejo de nivel industrial que consiste básicamente de cuartos fríos para el almacenaje de productos derivados de pollo, el centro de matanza, las plantas de procesamiento del producto, la planta de tratamiento de aguas residuales, talleres para el mantenimiento, los centros de oficinas de atención al cliente y otras instalaciones anexas.

Con la distribución de los equipos que se poseen en las instalaciones, se debe de realizar el debido análisis de cortocircuito respectivo para la red y verificar en qué valor se encuentra esta y que el circuito de alimentación al cual se encuentra conectada tenga capacidad para soportar dicho valor de cortocircuito y que por un fallo en la instalación no desconecte toda la red de distribución.

Dentro de los equipos que se van a tener en las instalaciones se cuenta con:

- a. Equipos de refrigeración de gran tamaño (100/300/400 HP, entre otros)
- b. Torres de enfriamiento y evaporadores para esos equipos
- c. Equipos de aire acondicionado
- d. Compresores
- e. Grúas eléctricas
- f. Bahías de descarga impulsadas eléctricamente
- g. Circuitos para iluminación
- h. Circuitos necesarios para la alimentación de las oficinas
- i. Otros equipos adicionales necesarios para el proceso

La subestación contará específicamente con 2 subdivisiones principales, la cual corresponde al complejo industrial y el de oficinas. La totalidad de la instalación contará con un consumo de potencia máximo instalado inicialmente con 11 MVA, aproximadamente, cuando se encuentre finalizada esta nueva etapa del proyecto, sin tomar en cuenta las expansiones futuras que ya se poseen previstas.

De este modo se tendrá que el consumo de energía de las instalaciones será bastante elevado favoreciendo de este modo que en el momento en que se genere un cortocircuito este sea de grandes magnitudes, como se explicará más adelante en este documento. Para la determinación de las protecciones eléctricas, estas deben de poder soportar el valor de cortocircuito que pueda llegar a generarse, además de poder brindar la selectividad apropiada para que se pueda asegurar la menor pérdida de producción posible.

Para poder realizar correctamente la coordinación de protecciones será necesario de analizar y entender componentes de protecciones como disyuntores y sus funciones, así como su programación de curvas de ajuste, además de otros elementos como tableros y celdas de distribución, seccionadores, sus características, diferencias, aplicaciones, cuando usarlos y cuando no, relés de protección, sus tipos y capacidades configurativas para poder determinar cuál será el más apropiado; re-conectador, transformadores de tipo sub-estación, tipo seco y otros elementos posibles y necesarios para una correcta coordinación de protecciones y una correcta función de la red eléctrica, tanto para baja como para media tensión.

3.1. Definiciones de media tensión

Como el proyecto se basará en la coordinación de protecciones para una sub-estación de media tensión, se delimitará en esta sección a describir algunas definiciones para este nivel de tensión establecidas por el ente regulador nacional, ARESEP (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos); aunque para poder realizar el respectivo análisis de corto circuito se deba de tomar en cuenta la parte de baja tensión que se posee en el circuito, no se incluirán definiciones para este nivel de voltaje (ARESEP, 2015).

- a. **Acometida eléctrica:** los conductores, accesorios y equipo para la conexión de la red de distribución de la empresa de energía eléctrica con la red eléctrica interna del edificio o de la propiedad servida. Está conformada por los conductores de acometida, los conductores de entrada, el sistema de medición, el sistema de desconexión y el sistema de puesta a tierra, así como las bóvedas u otros tipos de montajes para el albergue de los transformadores en el caso de acometidas a media tensión.
- b. **Acometida aérea:** acometida eléctrica desarrollada en forma aérea desde la red eléctrica de la empresa de distribución.
- c. **Acometida subterránea:** acometida eléctrica desarrollada en forma subterránea desde la red eléctrica de la empresa de distribución.
- d. **Conductores de acometida:** conductores que conectan la red de la empresa distribuidora con los conductores de entrada.
- e. **Conductores de entrada:** los conductores localizados entre el punto de entrega y un punto de la red de distribución donde éstos conductores se empalman con los conductores de la acometida.

- f. **Demanda:** valor de la potencia medida en kVA o en kW requerida por una instalación eléctrica, elemento de red, dispositivo o aparato eléctrico en un instante de tiempo dado.
- g. **Demanda máxima:** valor más alto de la demanda en un período dado.
- h. **Empresa comercializadora:** empresa cuya actividad consiste en la venta de energía, en baja y media tensión, para su utilización final; lo que incluye las funciones de lectura, medición, facturación, cobro y otras actividades relacionadas con la gestión de atención al abonado o usuario.
- i. **Empresa distribuidora:** empresa cuya actividad consiste en la distribución de la energía eléctrica para su uso final en el área concesionada.
- j. **Falla:** cese de la capacidad o aptitud de un elemento o sistema para realizar la función para la que fue concebido.
- k. **Frecuencia de la tensión:** tasa de repetición de la componente fundamental de la tensión, medida durante un segundo, expresada en Hertz (Hz).
- l. **Indisponibilidad:** condición que impide o restringe que un elemento o sistema esté en situación de cumplir con su función requerida en un instante dado o durante un intervalo dado.
- m. **Línea de distribución:** disposición de apoyos, ductos, conductores, aisladores y accesorios para distribuir electricidad, en forma aérea o subterránea, para su uso final, en media y baja tensión.
- n. **Media Tensión:** nivel de tensión mayor a 1 kV, pero menor a 100 kV.

- o. Norma técnica:** precepto obligatorio conformado por un conjunto de especificaciones, parámetros e indicadores que definen las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deben suministrarse los servicios eléctricos.
- p. Operación segura:** condición de operación integral de un sistema de potencia en la que no existe posibilidad de que, ante una eventual falla de uno o varios elementos predefinidos en los Criterios de Seguridad Operativa, se produzca una salida total de operación del sistema o una condición que provoque deficiencias en la calidad y continuidad del transporte de energía.
- q. Pico de tensión (Swell):** aumento del valor eficaz (RMS) de tensión a un valor comprendido entre el 110% y 180% de la tensión nominal a frecuencia nominal, con una duración de medio ciclo (8.33 ms) hasta un minuto.
- r. Punto de entrega:** es el lugar físico donde se entrega la energía eléctrica a una instalación para su aprovechamiento.
- s. Punto de medición:** el punto de medición es el nodo de la red de transmisión o distribución donde instala el sistema de medición.
- t. Red eléctrica:** conjunto de elementos, en un sistema de potencia, mediante el cual se transporta la energía eléctrica desde los centros de producción y se distribuye a los abonados y usuarios.
- u. Servicio eléctrico:** disponibilidad de energía y potencia en las etapas de generación, transmisión y distribución, así como en las condiciones de su comercialización.

- v. **Sub-estación:** parte de un sistema eléctrico de potencia, donde pueden converger y originarse sistemas de generación, líneas de transmisión o de distribución de electricidad, conformada por transformadores de potencia, interruptores y equipos de control, medición y maniobra cuya función es la de elevar o disminuir la tensión de la electricidad o de transferir el transporte o distribución de la misma entre diferentes elementos del sistema de potencia.

- w. **Transformador:** máquina eléctrica estática que transfiere energía entre dos o más circuitos por medio de inducción electromagnética, comúnmente con el fin de elevar o reducir niveles de tensión y corriente eléctrica, sin variar sus frecuencias.

4. Posibles tipos de fallas en una red eléctrica

En todo tipo de red de distribución, por más bien diseñada que esta se encuentre, siempre existirá la posibilidad de que suceda algún evento inesperado que pueda ocasionar que la red, así como los equipos eléctricos conectados a ella, sufran las consecuencias, siendo posible que ocurran desde consecuencias esperadas y deseables, que corresponderían a que se activen las protecciones y se desconecten los circuitos sin daños graves sobre los mismos o personas pero arraigando pérdidas en producción (considerando una línea de proceso), pero esta sería una situación preferible a que suceda que se queme desde un equipo individual crítico en el proceso, hasta que la planta entera sufra daños y pérdidas en ramales de distribución, incluso en toda la fábrica.

Para poder evitar que se dañen equipos por algún tipo de falla en una instalación eléctrica, es necesario de conocer cómo se manifiestan, que características poseen y como se pueden mitigar los tipos de errores que pueden originar una desconexión o daño en los equipos, además de saber identificarlos, ya sea tanto que estos sean generados por error humano, por eventos naturales que no se pueden controlar, por falta de mantenimiento en las instalaciones o alguna otra razón.

Existen tres tipos de fallas básicas que pueden presentarse en una instalación eléctrica, junto con sus variantes, de los cuales se presentará una breve descripción de que son y sus características serán mencionadas a continuación; estos 3 tipos básicos son la falla por cortocircuito, por arco eléctrico y por sobrecarga.

4.1. Cortocircuito

La definición más básica de un cortocircuito, y como bien indica *Daniel Gómez, 2017*, un cortocircuito resulta de poseer una red eléctrica energizada y que dos puntos de estos, entre los cuales se posee un diferencial de potencial se ponen en contacto entre sí, lo cual viene a originar una falla eléctrica que se representa como un fenómeno de corrientes circulantes con valores de amperios muy elevados hasta poder llegar al punto de fundir los elementos.

Las corrientes de cortocircuito deben de evitarse a toda costa debido a que estas son sumamente perjudiciales para la red eléctrica, mientras que las corrientes normales de operación sirven para poder utilizar las máquinas y convertir la electricidad en trabajo, las corrientes de cortocircuito, aunque tan solo duren unos cuantos segundos, estas solo logran generar daños sobre el equipo, logrando llegar a quemarlos, siendo un daño permanente o incluso hasta a fundir el cable que lo alimenta (*Gómez, 2017*).

Estos tipos de descargas eléctricas son alimentadas especialmente por los siguientes elementos:

- a. Por el número de fuentes que alimentan al cortocircuito, ya sea la red de alimentación y generación propia en el circuito.
- b. Por la oposición y resistencia que opone el circuito como tal, así como el efecto de equipos como motores o transformadores.

La importancia de la realización de un estudio de corto circuito radica en qué, si tan sólo se realiza la distribución eléctrica, junto con los pasos necesarios para que esta funcione correcta y seguramente, sólo se conocerá el comportamiento del funcionamiento normal del circuito y los equipos, sin embargo, también es importante saber cómo es su comportamiento en el estado transitorio, que es el estado que se presenta en un cortocircuito.

Para este tipo de condiciones es posible de estar preparados y prever la situación, pero no estimar cuando sucederá, es decir, estos fallos siempre podrán suceder; para esto es necesario de conocer los valores de corrientes de cortocircuito que se pueden generar en los puntos del circuito, de este modo, proceder a seleccionar los equipos correctos que permitan ofrecer protección correcta y adecuada para estos imprevistos.

Uno de los principales elementos que alimentan a la formación de las corrientes de corto circuito son los generadores, ya sea por generación propia de la instalación o por el suministro externo de la red, además a esto, en caso de una falla de este tipo, tanto los motores sincrónicos como los asincrónicos también alimentan al cortocircuito por un breve periodo de tiempo, esto se debe a que en los primeros ciclos de onda en un cortocircuito, estos elementos se comportan como generadores entregando energía a la red.

El comportamiento de los equipos en un cortocircuito es posible de medir y de representar gráficamente, este comportamiento se muestra en la Figura 4.

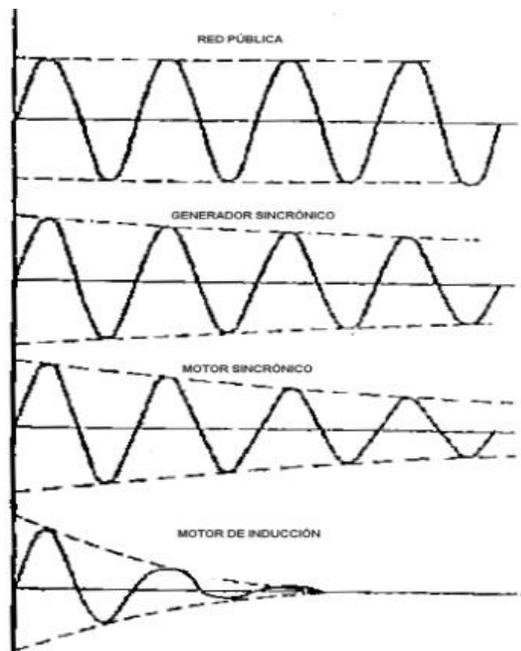


Figura 4. Aporte a las corrientes de cortocircuito de distintos equipos.

Tomado del capítulo IV. Análisis de corto circuito, de Daniel Gómez.

Los cortocircuitos pueden ocurrir de distintas maneras, dentro de las posibles se encuentran:

4.1.1. Cortocircuito trifásico franco.

Estos tipos de cortocircuitos son los únicos que se presentan como fallas equilibradas ya que las tres líneas fallan al mismo tiempo entre sí sin contacto a tierra. Las tensiones en el punto en que se presenta el cortocircuito presentan valores de cero, las intensidades presentan igual módulo, pero desfasadas en 120° . Estos tipos de cortocircuitos son realmente catastróficos y de cálculo obligatorio, aunque son los que se llegan a presentar en menor cantidad de todos los tipos.

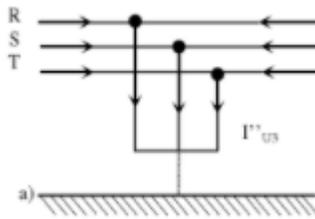


Figura 5. Falla trifásica franca

Fuente: (Mujal Rosas, 2014)

4.1.2. Bifásico sin falla a tierra.

Este tipo de falla se da cuando dos líneas de fase hacen contacto entre ellas. Por lo general, las corrientes generadas no suelen ser mayores que las de la falla trifásica, pero son fallas desequilibradas por lo cual las corrientes asimétricas poseen valores importantes, y si estos fallos ocurren en las inmediaciones de máquinas síncronas o asíncronas, los valores de corriente asimétrica pueden ascender incluso a más de las de la falla trifásica.

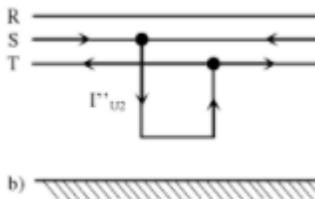


Figura 6. Falla bifásica

Fuente: (Mujal Rosas, 2014)

4.1.3. Bifásico con falla a tierra.

Este tipo de falla presenta las mismas características que el de falla bifásica sin falla a tierra, pero con la diferencia de que este presenta una pérdida de energía hacia el suelo, por lo cual, es necesario de considerar otros estudios como el de secuencia homopolar pero no suelen ser tan críticos como los anteriores.

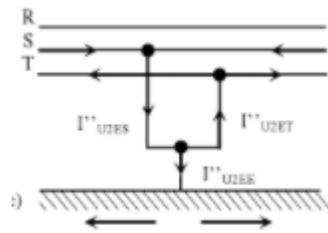


Figura 7. Falla bifásica a tierra

Fuente: (Mujal Rosas, 2014).

4.1.4. Monofásico a tierra

Estos tipos de corto circuito se dan con el contacto de una fase y tierra, suelen ser los más frecuentes y violentos originados en las redes trifásicas. El cálculo de estas corrientes de falla es muy importante tanto por su elevado valor de intensidad, como para conocer el valor de las fugas a tierra, así como por el hecho de ser los más frecuentes.

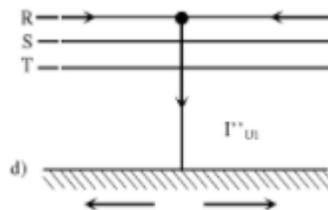


Figura 8. Falla monofásica a tierra

Fuente: (Mujal Rosas, 2014).

4.1.5. Doble contacto a tierra

Estas ocurren cuando dos de las fases hacen contacto con tierra al mismo tiempo, este tipo de cortocircuito suele ser el menos común y el menos destructivo y con menores valores de corriente, por lo cual no es muy común que estos se analicen, además de que suelen ser complejos de analizar.

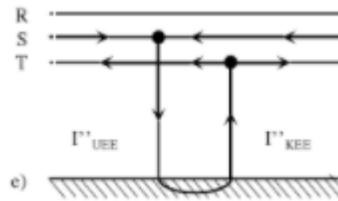


Figura 9. Doble falla a tierra

Fuente: (Mujal Rosas, 2014).

4.2. Arco eléctrico

Dentro de lo referente a la realización de un estudio de corto circuito es necesario también de analizar que sucede con las diferencias de potencial entre lo que es una terminal y otra, o bien, entre una terminal y tierra, logrando en ocasiones que se genere un fenómeno conocido como arco eléctrico.

Un arco eléctrico como tal es un fenómeno que se produce cuando se posee una diferencia de potencial entre dos puntos y la distancia es lo suficientemente corta como para que se produzca un medio que pueda volverse conductor entre ellos. Esto suele ocasionarse comúnmente cuando se posee un interruptor el cual se encuentra en posición cerrada, cuando este se va a abrir, se empieza a disminuir la cantidad de presión que se ejerce para mantener unida la junta, al ir disminuyendo la presión va disminuyendo también el área de contacto en la junta y, por lo tanto, también el área por donde se transmite el flujo eléctrico, provocando así que la densidad de corriente aumente en esta zona (Giménez, 2003).

Al suceder esto, la temperatura se eleva debido al efecto Joule y va generando que el gas que se encuentre cerca de los puntos de contacto se caliente de igual manera y comience un proceso de ionización, por el cual, posteriormente, este gas ionizado pueda funcionar como medio conductor a la electricidad.

Mientras la electricidad continúe fluyendo de un punto al otro, el calor seguirá produciéndose permitiendo al aire seguir ionizado y este continuará siendo conductor hasta que la distancia entre los puntos sea lo suficientemente larga como para mitigar el calor generado por el arco eléctrico, o bien, si el arco eléctrico no posee la suficiente intensidad, no podrá sustentar el calor suficiente como para que el arco se sustente (Giménez, 2003).

En el momento de ocurrencia de un arco eléctrico, la temperatura en la zona del arco puede alcanzar temperaturas de 20000 °C pudiendo de esta manera destruir fácilmente barras de cobre o aluminio, que son elementos comunes en la transmisión eléctrica, y debido a la alta descarga eléctrica y al rápido cambio térmico presentado, pueden llegar a presentarse desprendimientos de material a altas temperaturas que vienen a ser muy peligrosos.

Algunas de las razones por las cuales suelen ocurrir los fallos de tipo arco eléctrico pueden ser:

4.2.1. Causas evolutivas

Estas se refieren al proceso de degradación en el aislamiento de los cables, con el paso del tiempo estos pierden capacidad de aislamiento y es posible que se cree un arco entre ellos.

4.2.2. Causas mecánicas

Se refiere a los fallos operacionales, esto se refiere al error humano como tal, es decir, que en las intervenciones de los operarios se pueden dejar herramientas olvidadas, por ejemplo, y que estas actúen como conductores eléctricos creando de este modo un medio conductor para la generación de un arco eléctrico.

4.2.3. Sobretensiones

Estos tipos de fallas ocurren sobre todo en redes de baja tensión cuando por alguna razón se da una elevación del voltaje en contactos o centros de carga correctamente instaladas pero que por el exceso de voltaje ocasionado se dé un arco eléctrico en estos equipos.

El arco eléctrico dentro de todos los riesgos, problemas y consecuencias que presenta al generarse una falla de este tipo se encuentra la liberación de energía radiante debido a este, es decir, al tratarse de un fenómeno de alta energía y con alta generación de calor, presenta fenómenos radiantes de altos niveles de energía, los cuales a cortas distancias o según la cantidad de energía irradiada por cada centímetro cuadrado de área superficial, puede llegar a generar quemaduras de alta intensidad sobre el cuerpo humano.

Según la norma de la NFPA-70E, para los distintos niveles de energía incidente se deben de utilizar trajes especiales para lograr mitigar los efectos de la energía radiante durante un arco eléctrico sobre el cuerpo humano cuando se estén realizando trabajos cerca de equipos energizados y pueda ocurrir un evento de este tipo, dichos trajes se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Nivel de intensidad de energía por arco eléctrico y su debida protección

Categoría	Nivel de energía (cal/cm²)	Descripción de la ropa
0	-	Materiales no fundentes inflamables
1	5	Camisa y pantalones de algodón o lana
2	8	Camisa y pantalón RLL
3	25	Camisa, pantalón y overol RLL
4	40	Camisa, pantalón y overol RLL y traje de arco multi capas (3 o más)

Fuente: (NFPA 70E, 2015).

Para rangos de liberación de energía más arriba de 40 cal/cm^2 no existe una categoría como tal, esto quiere decir que para intensidades de energía emitidas mayores a las presentadas en la tabla, estas sólo se clasifican como de alto riesgo y no existe una protección que pueda ofrecer seguridad operacional a este tipo de fallas a una distancia de operación normal de trabajo.

4.3. Sobrecarga

Una sobrecarga puede entenderse como una sobre corriente anormal en la red eléctrica que se encuentra confinada al circuito de distribución, la cual puede generarse por muchos factores, algunos pueden ser que un motor se encuentre trabado o con más demanda de potencia de la que tiene capacidad de suministrar, por lo cual, este motor al necesitar de más potencia de la normal le demandará más potencia a la red, interpretándose como más demanda de electricidad generando una sobrecarga (Henriquez Harper, 2003).

Por lo general, las sobrecargas no suelen ser tan perjudiciales y son mitigadas sin mayor inconveniente por el circuito protector, ya sea que el fusible se funda o el disyuntor se active. Mientras la intensidad no exceda unas cinco veces el valor nominal del equipo, esta será interpretada como una sobrecarga por el dispositivo de protección, aunque la falla pueda deberse a un cortocircuito.

Dentro de los posibles efectos que se pueden producir al presentarse una sobrecarga en un circuito se encuentra que este produzca calor en exceso, donde de esta manera, la consecuencia será que el componente conductor pueda sufrir daños tanto en el material conductor como en el aislante y producir que este pierda sus propiedades, por lo cual, para evitar esto, es importante que los elementos protectores puedan ofrecer los siguientes requerimientos:

- a. Ser completamente automáticas.
- b. Transportar la corriente normal sin interrupción.
- c. Interrumpir inmediatamente las sobre corrientes.
- d. Ser fácilmente reemplazables (fusibles) o re-establecidos (disyuntores).
- e. Brindar seguridad tanto en función normal como en sobre corriente.

Dentro de los dispositivos comunes para protección en circuitos de baja tensión se encuentran:

- a. Fusibles.
- b. Disyuntores.

Para circuitos que se utilizan para media tensión, de 600 voltios o más, por lo general suelen utilizarse disyuntores de mayor capacidad y de cuatro tipos básicos, los cuales son:

- a. Disyuntores en aire.
- b. Disyuntores en vacío.
- c. Disyuntores en aceite.
- d. Disyuntores en gas.

5. Análisis que se realizarán

Una vez conocidos los tipos de fallos que se pueden presentar en la red de distribución eléctrica, es necesario de poder analizarlos para poder predecir sus características de comportamiento, conocer cómo tal como actuará según la zona en que se presente y como poder mitigarlo de la mejor manera permitiendo obtener la menor cantidad de daños sobre la red.

Esta sección se destinará a describir cuales son los análisis que se realizarán en el documento, como se realizarán y la metodología básica de la implementación para la realización correcta de un análisis de cortocircuito, por parte de la resolución a mano y la debida validación de los resultados mediante uso de software para estos tipos de análisis.

Los análisis que se realizarán corresponderán a el análisis de cortocircuito, y posteriormente, la debida coordinación de protecciones para el mismo sistema, el tema de mitigación de arco eléctrico ni detalles como los de sobrecargas serán abordados en este documento por razones de delimitación del proyecto, aunque se mencione brevemente que es un arco eléctrico.

5.1. Análisis de cortocircuito

Existen distintos métodos de solución que pueden ser implementados para la solución de un circuito eléctrico y así encontrar los valores de corrientes de cortocircuitos que se espera se den en caso de una falla en el sistema, cada uno de los métodos con sus respectivas ventajas y desventajas; dentro de los métodos existentes se encuentran:

- a. Método de las componentes simétricas.
- b. Método de las impedancias.
- c. Método porcentual.
- d. Método de los kVA's.
- e. Método de la matriz.
- f. Resolución por software.

De los métodos anteriormente mencionados, se utilizará como método de cálculo manual, el método de los kVA's utilizando como referencia lo indicado en el capítulo 4 de la norma std-141-1993 de la IEEE, además de la resolución con software para verificar la validez del método de los KVA's, este último se realizará con el software SKM Power Tools.

5.1.1. Método de los kVA's

El motivo por el cual se decide utilizar el método de los kVA's para el análisis de corto circuito se basa en que este método, a diferencia del método de las impedancias, por ejemplo, permite encontrar los valores de cortocircuito para todos los puntos en un único cálculo en donde se van encontrando los valores a medida que se avanza por la red reduciendo dicha red mediante sus configuraciones en serie y paralelo, mientras que en el método de las impedancias es necesario de realizar un cálculo para cada punto que se quiera analizar, es decir, si se van a analizar 10 puntos de cortocircuito, es necesario de realizar 10 cálculos individuales para cada punto de interés, lo cual puede dar paso a que se produzcan muchos errores, además de ser un método de resolución cansado y tedioso.

Otra ventaja es que, la realización del método de los kVA's va otorgando valores que pueden ser hasta cierto punto, intuitivos de que lo que se está realizando y si se está haciendo de manera correcta, es decir, en este método es más fácil detectar si se está cometiendo un error a medida que se van obteniendo los valores que con los demás métodos, además, sólo se debe de resolver el circuito una única vez, se reduce la cantidad de errores posibles a cometer, entre menos cálculos se realicen, menor será la posibilidad de equivocarse.

Ahora bien, una vez determinado que se utilizará este método para el cálculo manual y se ha escogido básicamente porque no necesita de tantos cálculos, se debe de comprender que elementos de la red son los que se deben de considerar y como se toman estos en cuenta dentro de la misma. Dentro de todos los equipos en una red industrial, se poseen básicamente tres que se pueden considerar como fuentes de corriente de cortocircuito, estos corresponden a:

- a. La compañía distribuidora mediante la red eléctrica.
- b. Los motores, tanto síncronos como asíncronos.
- c. Los generadores internos.

La compañía distribuidora como tal es una fuente de cortocircuito porque, al tratarse de un bus infinito, este tendrá la capacidad de brindarle energía a la falla hasta que esta sea extinguida por alguna protección o algún medio. Los motores como tal son fuentes alimentadoras al cortocircuito, porque cuando se presenta alguna falla, el voltaje disminuye, pero el motor sigue girando prácticamente a la misma velocidad, por lo cual, al motor girar más rápido de lo que el voltaje en el momento lo haría, este motor se convierte en un generador momentáneo alimentando la falla.

En el caso de los motores sincrónicos, estos al no poseer deslizamiento, permitirán alimentar la falla por más tiempo hasta que se reduzca su velocidad o la falla se extinga, mientras que un motor asíncrono, al poseer deslizamiento y de necesitar de un campo magnético inducido, este dejará de alimentar la falla más rápidamente, y finalmente, los generadores como tal ya se encuentran entregando energía y en condiciones de un corto lo seguirán haciendo un cierto período de tiempo.

Para los otros elementos adicionales, sólo se considerarán los cuales puedan poseer una resistencia considerable que aportan a la falla, los cuales vendrán a ser básicamente los transformadores y los cables, los demás elementos como buses de distribución o protecciones no se tomarán como que aportan o amortiguan una cierta cantidad de kVA's al sistema ya que su impedancia será baja y en distancias cortas, poseyendo un valor alto de kVA's, estos actuarán en serie con los demás circuitos, por lo cual, al combinarlos con estos se verá que su aporte es leve al cortocircuito.

Conociendo cuales elementos se deben de considerar en el análisis, ahora tenemos que saber cómo integrarlos, iniciando por la red de distribución, esta posee potencia de cortocircuito, la cual es un valor ofrecido por el distribuidor eléctrico en el punto de conexión y se define básicamente como la máxima capacidad de potencia que puede proveer la red a una instalación eléctrica en el momento en que ocurre una falla por cortocircuito, este valor se expresa en MVA o KVA según la tensión de operación establecida que brinda la red a la planta, aunque también puede ser ofrecida en otros valores según el software con el cual determinen este valor.

Esto lo que representa es la magnitud de esfuerzos térmicos y electrodinámicos que introduce la red de distribución a la falla por cortocircuito; este valor de corto circuito depende del punto de alimentación y se encuentra delimitado por los componentes alimentadores de la red misma, es decir, el valor de cortocircuito de la red depende de la interconectividad, robustez y capacidad de transporte de la red, por lo cual, mayores valores de cortocircuito indican mejores características de conectividad de la red.

Como norma general, el valor de cortocircuito obtenido en la red eléctrica debe ser al menos menor que el valor de cortocircuito que ofrece la red de alimentación para que esta última pueda soportar la descarga, sin embargo, como la generación por lo general suele ser distribuida, es bastante común que los puntos de alimentación a las instalaciones posean valores de varios MVA, sobre todo en zonas con amplio desarrollo industrial (Colmenar Santos, Borge Díez, Collado Fernández, & Castro Gil, 2015).

El aporte que realizan los generadores y los motores eléctricos se encuentra determinada por la impedancia de estos equipos, ambos como tal poseen 3 tipos de impedancias en tres momentos diferentes de la falla, las cuales son;

- a. Reactancia sub-transitoria, que es la que se da justo en el instante de la falla y aporta las mayores corrientes al circuito.
- b. Reactancia transitoria, esta se da unos cuantos ciclos luego de la falla y no da origen a corrientes tan elevadas como el caso anterior.
- c. Reactancia sincrónica, es la que se da varios ciclos después de la falla, cuando la corriente ha disminuido considerablemente respecto de la inicial.

Según los tipos de reactancia descritos anteriormente, la única impedancia que se utilizará es la reactancia sub-transitoria al aportar los mayores valores de corriente, por lo cual, el aporte de kVA's se encuentra designado por la siguiente ecuación:

$$kVA_{equivalentes} = kVA_{equipo} / X_{dp.u} \quad (1)$$

La ecuación anterior significa que para ambos tipos de equipos (síncronos o asíncronos) el aporte al cortocircuito en $kVA_{equivalentes}$ se representa como la igualdad de los kVA_{equipo} del equipo sobre la reactancia sub-transitoria ($X_{dp.u}$), que esta será la que más corriente entregue al cortocircuito; es importante mencionar que si el equipo posee designación de potencia en Hp , se utilizará la igualdad que $1 Hp = 1 kVA$.

Para un transformador, estos se encuentran determinados por la potencia nominal de operación de este sobre su impedancia porcentual, expresándose esto en la siguiente ecuación:

$$kVA_{equivalentes} = kVA_{equipo} / \%Z / 100 \quad (2)$$

Para el aporte que realizan los cables, estos se consideran como los kVA's equivalentes que aportan según el calibre, reflejados como la impedancia por cada metro de este y el aporte de la cantidad de kilo voltios que transporta junto a un factor multiplicativo, expresado en la siguiente ecuación:

$$kVA_{equivalentes} = (1000)(kV \text{ de línea})^2 / Z_{cable}(\Omega / fase) \quad (3)$$

Algo también que se debe de considerar, es que este método funciona para calcular las corrientes simétricas que se presentarán en el circuito, pero las corrientes asimétricas poseen valores pico de corrientes más altos y por tanto más destructivos que las simétricas, el cálculo de estas suele ser bastante complejo, sin embargo, si es posible de realizar una estimación rápida de su valor.

Esta estimación dependerá del valor del voltaje del circuito, para circuitos con más de 600 voltios, se multiplica la corriente simétrica por un factor de 1.6, para redes con voltajes menores de 5000 voltios que no posean generación local, se puede multiplicar por un factor de 1.5 y para redes con voltajes menores de 600 voltios, se multiplica por 1.25 y así se puede obtener un valor aproximado de corriente asimétrica. En la Figura 10 se muestra el comportamiento típico de la corriente en una falla por cortocircuito en los primeros ciclos de sucedida la falla.

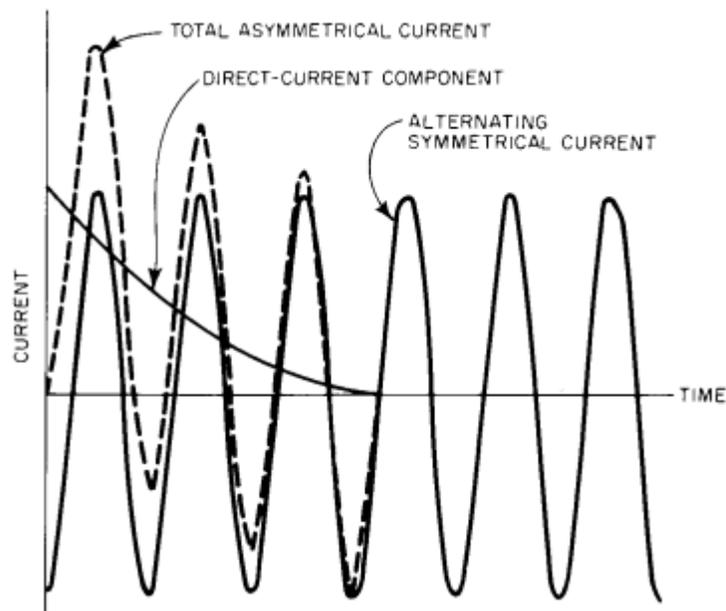
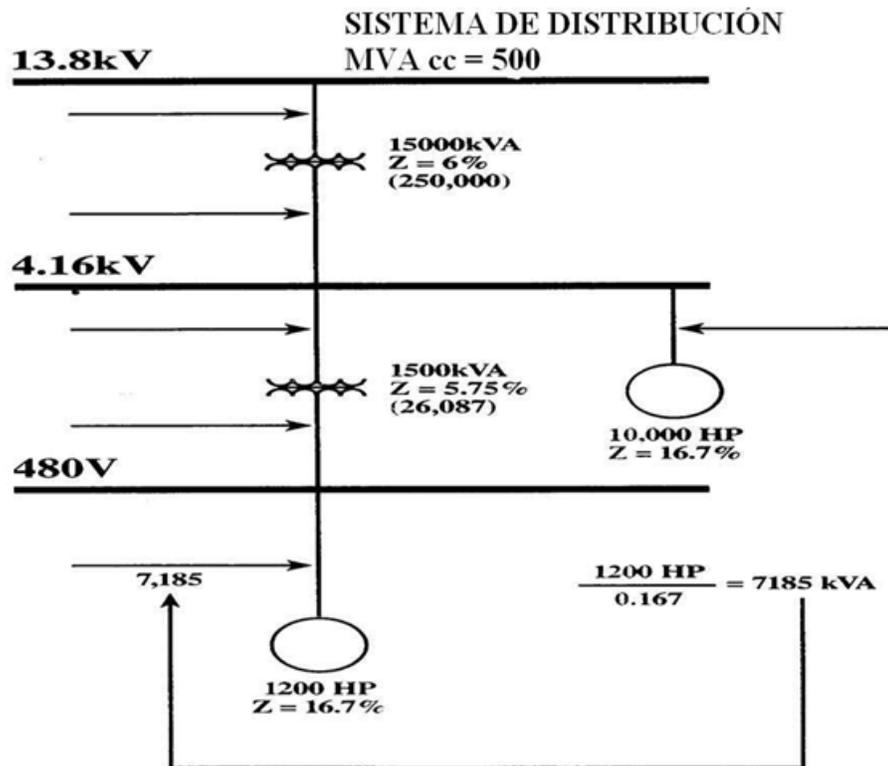


Figura 10. Comportamiento de los primeros ciclos de falla por cortocircuito

Fuente: (IEEE, 1993).

Para la aplicación del método, este posee una cierta serie de pasos guías, que si bien estos no describen como tal como se realiza el método, dan la base de inicio de cómo resolverlo, es decir, los pasos me dicen que ir haciendo, pero no cómo hacerlo; esta serie de pasos se describen a continuación:

- a. Realizar un diagrama unifilar que incluya todos los componentes eléctricos necesarios (motores, generadores, cables, red eléctrica) para la realización del análisis e indicar con una flecha horizontal todos los puntos de este diagrama que sirvan de unión, pero no aporten kVA's al cortocircuito, algo similar a lo que se presenta en la Figura 11.



Fuente: (IEEE, 1993).

- b. Para el segundo paso es necesario de convertir y reducir cada uno de los elementos del circuito a sus kVA's equivalentes; si en un mismo ramal se poseen, por ejemplo, varios motores del mismo tipo y potencia, estos se pueden reducir a un solo aporte de kVA's en este mismo paso. Todos los demás elementos es necesario reducirlos con las ecuaciones antes vistas.

- c. Posteriormente, reducir todo el circuito en sus kVA's, iniciando aguas abajo hasta llegar a la red de alimentación y luego de esto, hacerlo desde aguas arriba hacia abajo e ir colocando en cada paso el valor de los kVA's que se vayan obteniendo en estos pasos para cada sección, hasta llegar a obtener un circuito similar a lo mostrado en la Figura 12.

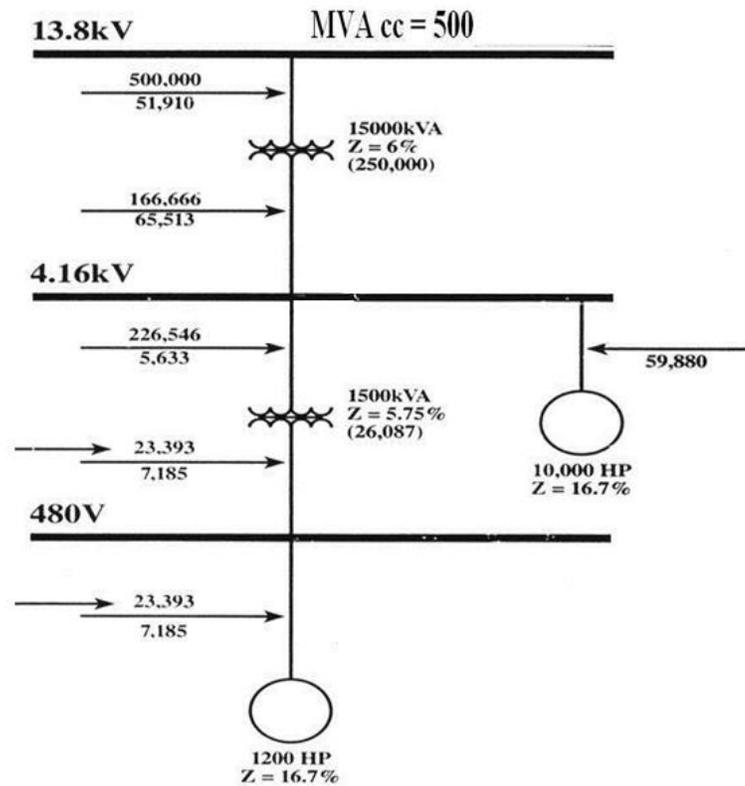


Figura 12. Paso 3 del método de kVA's

Fuente: (IEEE, 1993).

La manera mediante la cual se logra llegar a la configuración mostrada consiste en ir determinando que partes del circuito se encuentran en serie o paralelo y realizar la suma correspondiente de estos hasta llegar a reducirlo por completo, y por el método, ir anotando en un mismo diagrama los valores obtenidos paso a paso. Cuando se posee una combinación serie o paralelo, que es como se muestra en la Figura 13, estos se reducen como se muestra según la ecuación de la misma imagen.

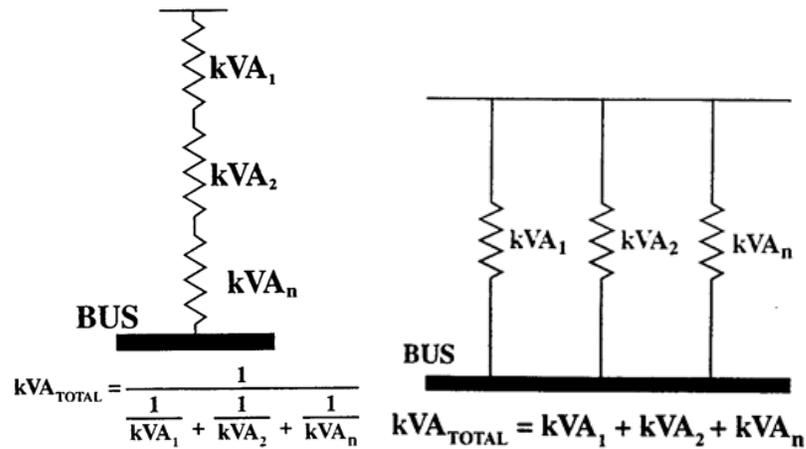


Figura 13. Combinación en serie (izquierda) y en paralelo (derecha)

Fuente: (IEEE, 1993).

- d. Una vez se conozca lo anterior, se pueden encontrar el valor de los kVA 's aportados a cada barra y así, encontrar el valor de cortocircuito en la sección que se desee analizar del circuito. Un ejemplo de un circuito ya reducido hasta obtener los valores de cortocircuito en las barras se muestra en la Figura 14.

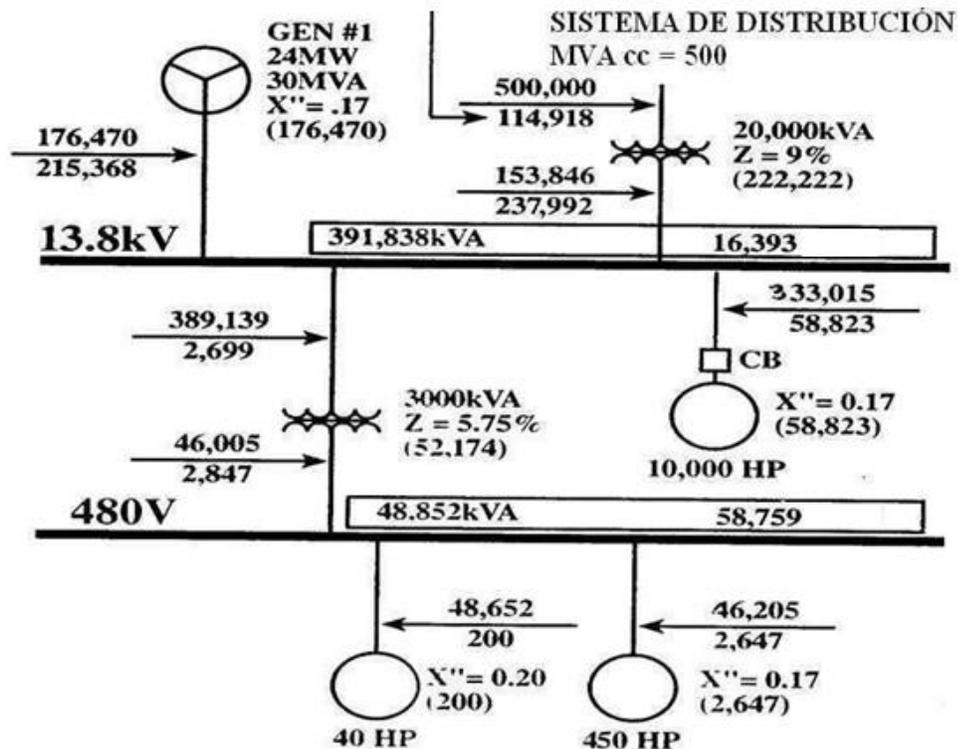


Figura 14. Paso 4 del método de kVA's

Fuente: (IEEE, 1993).

Una vez que se tengan los valores de kVA's aportados por ambos lados del circuito, de aguas abajo hacia aguas arriba y viceversa, si se desea analizar el valor de cortocircuito en dado punto, lo que se debe de realizar es utilizar la siguiente ecuación:

$$I_{CC} = \frac{kVA's}{\sqrt{3}kV} \quad (4)$$

Donde la ecuación expresa que la suma de ambos valores de kVA's, tanto el de arriba como el de abajo en el punto de análisis sobre la raíz de tres y el valor del voltaje en kilovoltios, dará como resultado el valor de corriente de cortocircuito simétrico en ese punto, y aplicando las correcciones mencionadas anteriormente se puede obtener el valor de corriente asimétrica para los puntos que se deseen analizar.

5.1.2. Solución por software

La solución por medio de un software, cómo ya se ha mencionado, se llevará a cabo mediante SKM Power Tools, este software ha venido diseñándose desde hace ya varios años (40 años aproximadamente) y ha logrado incorporar en él gran cantidad de análisis, dentro de los cuales destacan cálculos de fallas por cortocircuito, flujo de carga, coordinación de protecciones, análisis de arco eléctrico, arranques de motor, estabilidad frente a eventos transientes, armónicos, fallas a tierra y muchos otros más. (SKM, 2017)

Este software basa su funcionamiento en la metodología de solución brindada por la IEC_61363 para análisis de cortocircuito, la cual analiza los flujos de corriente que fluyen en un sistema eléctrico de potencia bajo condiciones anormales de funcionamiento. Este tipo de cálculo permite realizar estudios tanto en tierra como los que tengan contacto con agua y en especial en sistemas trifásicos operativos en 50 ó 60 Hz, con diferentes niveles de voltaje y que incluyan motores, generadores, cables, transformadores, reactores y demás otros componentes.

Dentro de los beneficios que se pueden obtener al utilizar este software para la solución de estos análisis se encuentran:

- a. Ahorrar tiempo al obtener las corrientes de cortocircuito en todos los puntos rápidamente.
- b. Diseños más seguros y confiables de redes eléctricas al poder seleccionar de mejor manera los equipos.
- c. Generar reportes detallados de manera rápida de los resultados de estos análisis.
- d. Estar validados los resultados con normas internacionales que el software ya las trae implícitas.

5.2. Coordinación de protecciones

La coordinación de protecciones es un aspecto importante en las redes de distribución eléctrica, permite las desconexiones apropiadas de los equipos para permitir mitigar fallas producidas en esta y a la vez, que se pueda seguir operando en la sección del circuito que no estaba en peligro, logrando de esta manera, evitar lo menos posible pérdidas en producción asociadas a esto.

Para realizar una correcta coordinación de los equipos de protección es importante de conocer cuáles serán los equipos que se encuentran instalados o cuales se instalarán para así, conocer las curvas de disparo asociados a estos y con estas curvas, dar el ajuste de los equipos que permita activarlos en secuencia según los requisitos que se tengan y la posición de esta protección.

Los equipos que se encuentran en la red necesarios de coordinar pueden ser desde fusibles, interruptores tanto térmicos, magnéticos y termo-magnéticos, re-conectores, relés y algunos otros que permitan operación automática, pero su comportamiento, por lo general, se encontrarán descritos de manera similar que los ya mencionados y sus curvas de activación poseen comportamientos similares, así como también es importante de conocer sobre cuáles de las diferentes clasificaciones de falla tienen capacidad de actuar (IEEE, 1993).

La capacidad de protección de los equipos se encuentra codificada según la ANSI y la IEEE; esta codificación es bastante extensa, pero existen algunas, que son comúnmente empleadas, estas se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Códigos de protecciones eléctricas de los relés.

Código	Protección	Código	Protección
27	Mínimo de tensión	50N	Protección instantánea de sobre corriente a neutro
32P	Retorno potencia activa	51N	Protección temporizada de sobre corriente a neutro
38	Protección térmica	59	Protección de sobre voltaje
46	Protección de desbalance o inversión de fases	59N	Protección de sobre voltaje a neutro
49T	Protección térmica de transformador	67	Protección direccional de sobre corriente
50	Protección instantánea de sobre corriente	67N	Protección direccional de sobre corriente a neutro
51	Protección temporizada de sobre corriente	81	Protección de frecuencia

Fuente: (ANSI/IEEE, 2008).

Las curvas de disparo de los equipos suelen poseer arreglos con características estandarizadas, las cuales pueden ser de tipo inversa estándar, muy inversa, extremadamente inversa e inversa de tiempo largo, siendo todas curvas que se definen en una gráfica de corriente versus tiempo, donde la característica que las define y las clasifica en una u otra vendría a ser el grado de exponencialidad que posean, cuanto más exponencial sea su curva, más inversa se volverá.

Para realizar una correcta coordinación de protecciones existen métodos a considerar que nos ayudan o indican a saber cuándo una protección ofrecerá selectividad frente a las demás, estas metodologías se describen como tipos de selectividades y pueden ser, selectividad amperimétrica, cronométrica y lógica, las cuales se describirán a continuación.

5.2.1. Selectividad amperimétrica

Este tipo de selectividad se basa en el principio de amortiguamiento de las corrientes de corto circuito a través de la red eléctrica, es decir, con la misma impedancia de la red, especialmente cuando se poseen transformadores entre aguas arriba y aguas abajo de la red, donde los transformadores suelen poseer suficiente impedancia como para amortiguar las corrientes circulantes.

Por lo cual, el funcionamiento de este tipo de coordinación nos dice que para dos protecciones distintas pero conectadas en serie en distintos ramales, la de más aguas arriba debe de programarla para que la superior tenga un nivel mínimo de disparo superior que la o las respectivas aguas abajo, permitiendo que en caso de una falla, la protección de más aguas abajo sea la que despeje la falla; un ejemplo de esto se muestra en la Figura 15 donde la curva A representa una protección más aguas arriba que la B (Schneider Electric, 2017).

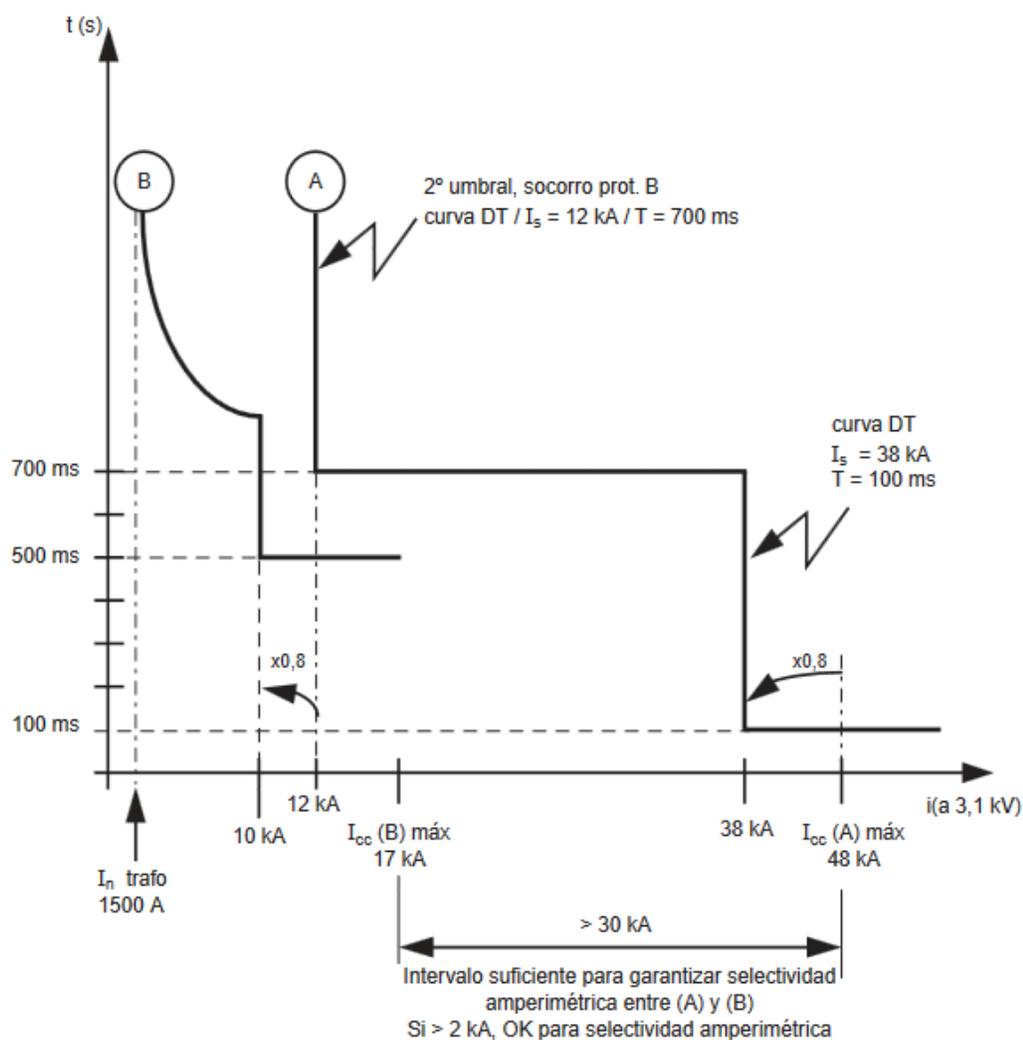


Figura 15. Selectividad amperimétrica

Fuente: (Schneider Electric, 2017).

5.2.2. Selectividad cronométrica

Este tipo de selectividad se basa en el tiempo de disparo entre protección y protección, por lo general se recomienda que entre curva y curva de cada relé se deje un tiempo de aproximadamente 300 ms, para con este tiempo mitigar los efectos desde la detección, el tiempo que tarde disparando y un tiempo más adicional para que la siguiente protección pueda sentir que ya la falla se mitigó y detener la acción.

El inconveniente en este tipo selectividad, es que si se poseen varias protecciones, por ejemplo, cuatro protecciones, la de más aguas arriba se activará al transcurrir 1,2 segundos aproximadamente, que en el caso de un corto circuito, este tiempo es demasiado como para que un conductor se caliente lo necesario como para fundirse, por lo cual, este tipo de selectividad sólo es útil en sistemas con pocos niveles de protecciones; su funcionamiento se ilustra en la Figura 16 (Schneider Electric, 2017).

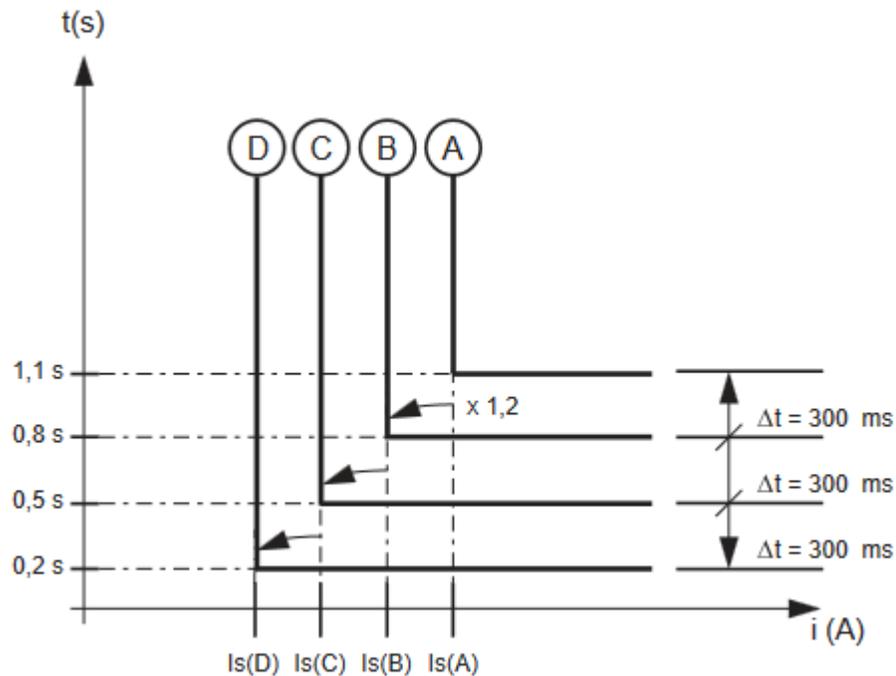


Figura 16. Selectividad cronométrica

Fuente: (Schneider Electric, 2017).

5.2.3. Selectividad lógica

Este tipo de selectividad se utiliza con relés más avanzados, en los cuales estos poseen comunicación entre ellos que les permita registrar en cual ramal se está dando la falla y así poder determinar cuál de todas esas protecciones es la más adecuada para realizar la maniobra de desconexión.

Por ejemplo, como se aprecia en la Figura 17, si se llegara a dar una falla entre las protecciones C y D, estas deberían de poder comunicarse entre ellas para poder indicar la condición, es decir, que la protección C indique a las demás que está sensando la falla y a su vez, la D indicar que no la sensa, por lo cual, la protección que deberá de desconectar será la protección C, que será la que desconecte menor cantidad de equipos (Schneider Electric, 2017).

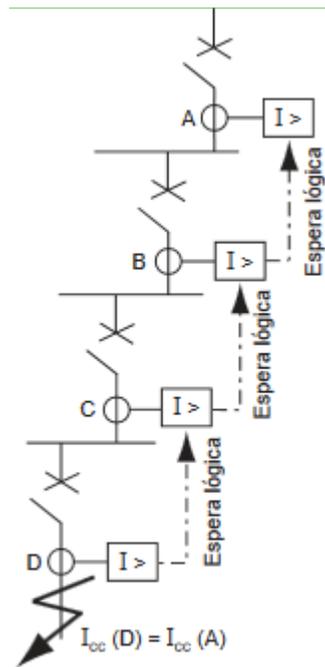


Figura 17. Selectividad lógica

Fuente: (Schneider Electric, 2017).

Para la realización de la coordinación en este caso se realizará con la ayuda del software SKM Power Tools y el desarrollo de la realización de la coordinación se mostrará más adelante, sin embargo, también existen métodos de cálculo además de los vistos anteriormente, para estimar la configuración que deberán tener las curva para que logre brindar selectividad, uno de ellos se mostrará a continuación.

5.2.4. Coordinación de relés de protección mediante métodos matemáticos

Una manera de poder estimar el comportamiento que tendrán los relés es utilizando modelos matemáticos que describan el comportamiento de su curva de activación, tanto si estos presentan curvas de tiempo inverso estándar, muy inversa, extremadamente inversa o inversa de tiempo largo, es posible de modelar su comportamiento mediante una ecuación matemática, ésta en particular funciona con las curvas de tipo IEC (Zapata & Mejía, 2003).

Estas curvas suelen presentar ecuaciones descriptivas de tipo exponencial, las cuales se pueden modelar mediante la ecuación $t_{operación} = \frac{(a * Dial)}{(M^n - 1)}$ ⁽⁵⁾, en la cual, sus componentes constituyentes corresponden a:

a, n: son constantes de forma según la curva de disparo

Dial: es un factor de escala para un tipo de curva dado

M: es la relación entre la corriente observada por el relé y la corriente de arranque ($I/I_{arranque}$)

$$t_{operación} = \frac{(a * Dial)}{(M^n - 1)} \text{ (5)}$$

Tabla 3. Constantes de forma para ecuación exponencial según normas IEC

Tipo de curva	a	n
Tiempo inverso estándar	0,14	0,02
Muy inversa	13,5	1
Extremadamente inversa	80	2
Tiempo inverso largo	120	1

Fuente: Creación propia con Excel 2016

De donde de la ecuación anterior, la corriente de arranque se define como el valor de corriente en el cual la curva de activación del relé inicia, es decir, cuando el relé empieza su función temporizada y se inicia su ciclo de acción si se llega a disparar la protección. Estos valores pueden variarse según la configuración que permita el relé, pudiendo ser de 1 a 5 A según el transformador de corriente en pasos de incluso 0,01 A en los relés modernos.

El Dial es el parámetro que nos permite obtener los tiempos de operación para una curva y una corriente dada, siendo por lo general estos muy cercanos y comúnmente de 0,1 a 1 en pasos de 0,05, permitiendo así 18 variantes de curvas posibles y conociendo esto es posible de seleccionar el valor de Dial y de corriente de arranque que mejor se ajuste a la coordinación.

Algo importante de considerar es si el circuito a proteger es de tipo radial, de ser así, las curvas de protección de tiempo inverso serán las que mejor se ajusten para realizar la coordinación en dicho circuito debido a que a medida que se aleja de la acometida el valor del corto disminuye, siendo por estas características que estos tipos de curvas actúan muy bien para estos tipos de circuitos, de este modo los relés pueden ofrecer una buena y adecuada protección (Zapata & Mejía, 2003).

6. Descripción general de equipos

Para la realización del proyecto es necesario de conocer que equipos se van a utilizar, sus características y comportamiento dentro de la red, por lo cual, en este capítulo se especificarán de manera general los equipos necesarios que se utilizarán para lograr poner en funcionamiento la instalación de manera correcta y en un capítulo posterior se detallarán los equipos específicos a utilizar.

Dentro de los equipos que se especificarán se encontrarán desde equipos de protección de nivel eléctrico, a los necesarios para distribuir esta electricidad de manera eficiente y segura, y los equipos que serán los que se encuentren operativos en las instalaciones, como, por ejemplo, los motores que accionen a los compresores.

6.1. Transformadores

Un transformador es una máquina eléctrica que toma energía de entrada y la transforma en energía de salida con diferentes características eléctricas, logrando variar componentes constituyentes tales de esta como lo es el valor de la intensidad, el voltaje y algunos poseen la capacidad de realizar más cambios sobre la energía eléctrica que transmiten (Álvarez Pulido, 2009).

Un transformador es una máquina eléctrica con muchas funciones, como lo que es su función más básica de aumentar o disminuir voltaje, así como también permiten aislar circuitos de otros, hacer conversiones de tipos de electricidad entre otras; su uso general es la modificación del voltaje, siendo así que el devanado que recibe la corriente es el devanado primario y el que lo entrega es el secundario, permitiendo conversiones de energía con hasta 98% de eficiencia, teniendo pérdida sólo por fugas magnéticas.

Estos equipos poseen muchas aplicaciones, entre ellas se encuentran mando y control, equipos de soldadura, iluminación, equipos médicos y muchos más; los que tendrán importancia en este documento son los que se emplean en conversión energética para alimentación y distribución industrial, transformadores de distribución como tal, tanto para media como para baja tensión, dentro de los cuales se encuentran:

- a. Tipo pedestal.
- b. Tipo sub-estación.
- c. Tipo sumergible.
- d. Tipo poste.
- e. Tipo seco.

6.1.1. Tipo pedestal

Un transformador de tipo pedestal es un equipo dentro de un gabinete diseñado para ser colocado a la intemperie con un frente de conexión provisto con puertas y cerraduras apropiadas y con terminales provistos para conexiones en media tensión. Estos equipos son utilizados para distribuciones de tipo subterránea con amplia y factible aplicación en sitios como residenciales, locales turísticos y de frecuencia de personas al poseer compartimentos tanto para el lado de baja como el de alta y ofrecer seguridad a las personas que puedan acercarse a este.

Para estos tipos de transformadores existen dos tipos básicos de conexión, los de tipo radial y los de tipo malla; los de tipo radial poseen 3 puntos de conexión que les permite colocar una fase en cada terminal significando que estos poseen una fase por cada terminal. Los de tipo malla poseen 6 terminales de conexión, lo cual les permite crear una conexión en anillo en donde puede poseer dos terminales de media tensión por fase (electric capital, 2017).

6.1.2. Tipo sub-estación

Los transformadores de tipo subestación son empleados especialmente para aplicaciones de tipo industrial, comercial y servicios de gran escala que requieran de flujos grandes de potencia en media tensión, estos suelen construirse con un aislante líquido de tipo dieléctrico en su interior (aceite mineral, FR3, base siliconas), con ventilación que puede ser de tipo forzada o natural y con carcazas que les permitan estar expuestos al ambiente y con soportes que les permitan ser fijados a estructuras aéreas (electric capital, 2017).

Dentro de los arreglos típicos de estos tipos de transformadores se encuentran los de tipo sin garganta, con garganta lateral en baja tensión y con gargantas laterales en alta y baja tensión; los diseñados sin garganta están pensados para usos exteriores, los de garganta lateral en baja tensión son más utilizados en uso interno y en baja tensión y los últimos son utilizados sobre todo en interiores en donde los cables alimentadores ingresan directamente a los tableros, en sus usos en exteriores, ambas líneas están hechas para que ingresen de modo aéreo o subterráneo por canastillas o ducto.

6.1.3. Tipo sumergible

Los transformadores de tipo sumergible presentan características que les permiten ser sometidos a ambientes considerablemente perjudiciales. Estos suelen emplearse para aplicaciones subterráneas en donde se necesita que el transformador se encuentre bajo el nivel del suelo y en lugares susceptibles a inundaciones y ambientes corrosivos.

Estos transformadores no poseen características diferenciadas en su composición, la diferencia radica en la carcasa protectora de estos equipos, siendo estas de tipo hermética apornada y soldada en donde sus puntos de conexión son exteriores por su parte superior y en su interior sellado posee todos los componentes necesarios para la transformación junto con los mecanismos de protección necesarios para un correcto funcionamiento.

6.1.4. Tipo poste

Estos tipos de transformadores son los empleados para realizar distribuciones en especial de tipo residencial o de locaciones pequeñas, como pequeños talleres o similares, diseñados para ser colocados y trabajar con líneas de distribución aérea en media tensión, por lo cual, están hechos para ser colocados en el poste a alturas considerables de varios metros sobre el nivel del piso.

Estos tipos de transformadores ofrecen muchas ventajas, como un bajo precio, fácil instalación, poco mantenimiento, son herméticos, poseen protecciones pensadas principalmente para su propia protección, sumergidos en aceite entre otras, con la desventaja que no poseen la capacidad de poder manejar grandes consumos ni demandas en comparación a como si lo hacen los otros tipos de transformadores.

6.1.5. Tipo seco

Estos tipos de transformadores se encuentran encapsulados y sellados al vacío en resina colada diseñados a prueba de humedad y de condiciones ambientales severas, con capacidad para operar correctamente en ambientes de hasta 95% de humedad o más y con temperaturas de hasta -25 °C, además de permitir operación en ambientes corrosivos.

Los transformadores de tipo seco poseen características de ser auto extinguido, por lo cual, son fácilmente implementados dentro de las instalaciones, permitiendo esto reducir costos en términos de cableado y pérdidas relacionadas con la transmisión de energía, agregando además que necesitan de poco espacio, poca infraestructura en su aplicación, mínimo o nulo mantenimiento y larga vida útil debido a su bajo envejecimiento térmico.

6.2. Celdas de distribución

Una celda de distribución es una o un conjunto de cuerpos eléctricos embarradas de disposición vertical en las cuales se encuentran ubicados equipos de maniobra, medida, de protección o bien equipos de control montados en un equipo metálico encargado de recibir y distribuir la energía mediante cada una de las celdas; estos son utilizados para alimentar a circuitos en baja, media o alta tensión.

Estos equipos se encuentran definidos mediante la norma IEC 60298 la cual especifica que deben ser de tipo METALENCLOSED (metálicas) y que la división entre cada compartimiento debe de ser de tipo galvánica, es decir, que posea puesta a tierra como protección, para asegurar la seguridad del operador cuando ingrese a esta o se ponga en contacto con esta. Se poseen dos tipos de celdas de distribución, las de distribución primaria y las secundarias:

6.2.1. Primarias

Este tipo de celdas poseen interruptores extraíbles e intercambiables para que en caso de que se presente una falla y este interruptor resulte dañado o por mantenimiento sea fácilmente removible e intercambiable, de este modo, lo más recomendable es que ambos elementos sean del mismo fabricante para que no llegue a suceder que los elementos no calcen del todo bien o se traben.

Sin embargo, lo anterior es solo posible si el barraje de las celdas no presenta características de ser aislado en gas, si se da el caso de que el barraje transmisor de energía se encuentra sellado, la extracción de los relés de protección no puede realizarse de manera tan sencilla o el gas contenido en la celda se escaparía.

6.2.2. Secundarias

Este tipo de celdas poseen interruptores fijos no intercambiables de manera sencilla, por lo cual, en caso de necesitar sustituir uno de estos componentes es necesario de contar con otros elementos como seccionadores para deshabilitar esa celda y proceder a realizar el cambio de manera segura.

Estos tipos de dispositivos pueden encontrarse de manera abierta, la cual no posee ninguna construcción especial pero son más grandes que el otro tipo, el cual corresponde a los de construcción aislada, que son los que se encuentran al vacío en su interior, lo cual reduce la conductividad al interior de la cámara permitiendo que estos sean más compactos, y los que poseen una construcción sellada en gas (SF₆), el cual aumenta aún más la capacidad aislante al interior de esta, permitiendo de esta manera que estas sean elementos más compactos (Schneider Electric, 2017).

6.3. Paneles Eléctricos

Otro de los elementos importantes a estudiar corresponde a los paneles eléctricos, haciendo referencia a los de tipos switchboard, según *EATON, 2017*, estos son elementos de protección los cuales están diseñados en amplios rangos de tensión, desde baja hasta media tensión, pero utilizados en especial para altas capacidades, con rangos de intensidad de corriente eléctrica de 400 a 6000 amperes.

Estos cumplen la función de brindar protección adicional contra problemas eléctricos al desconectar cargas para mantenimiento seguro, proteger cables y equipos contra fallos como pueden ser corrientes excesivas por sobrecargas, cortocircuitos y fallas a tierra.

Este tipo de equipo tiene la capacidad de dividir grandes bloques de corriente eléctrica en otros más pequeños para alimentar a diferentes instalaciones, tales como lo pueden ser pequeñas complejos de oficinas, o bien grandes como complejos industriales con consumos de potencia elevados y seccionarlo según las necesidades.

Estos dispositivos poseen dos tipos de buses para la distribución eléctrica, los verticales, que se encargan de distribuir el flujo eléctrico de los dispositivos de protección hasta cada circuito ramal, y los horizontales, que se encargan de distribuir la energía a través de ellos hasta cada sección del tablero eléctrico.

Dentro de los dispositivos comunes empleados para la protección de estos dispositivos se encuentran los interruptores de circuitos de potencia, interruptores de circuito en caja moldeada, interruptores de fusible e interruptores de presión atornillados, sus características se detallan a continuación;

6.3.1. Interruptores de potencia

Estos poseen un amplio rango de ajuste contra sobre corrientes magnéticas y de ajuste variable con valores de operación nominales de hasta 4000 amperios.

6.3.2. De caja moldeada.

Poseen por lo general dispositivos de disparo de tipo magnético y térmico con capacidades de ajuste de 15 a 2500 amperios con varias capacidades interruptivas para corto circuito. Estos son llamados de estado sólido debido a que en su construcción como tal estos son sellados en una resina aislante especial.

6.3.3. Interruptores de fusible.

Este tipo de protección funciona según rangos de voltaje, típicamente especificados para 240-600 V, y corrientes de 15-1200 A, estos basan su funcionamiento en que una vez que sucede en exceso de corriente se funden logrando así cortar el flujo de corriente teniendo que ser reemplazados luego de esto.

6.3.4. Interruptores de presión atornillados.

Este tipo de interruptores se utiliza primordialmente para acometidas y circuitos de alimentación, estos son de rápido cierre y apertura con rangos amplios de operación que varían de 240-480 V y 800-4000 A.

6.4. Celdas de medición primarias

Una celda de medición primaria consiste básicamente de un gabinete de protección tanto ambiental como eléctrica con los aditamentos necesarios para que esta tenga la capacidad de poder tomar la potencia de entrada de proyectos de altos consumos y adaptar sus valores de entrada de energía y poder adaptarlos a valores más fáciles de manejar para los equipos y que se pueda realizar una medición de la energía consumida con menor dificultad.

Estos equipos necesarios para la adaptación de la energía y facilitar la medida de la energía se basa en CTs (Current Transformers) y PTs (Potencial Transformers). Debido a que los voltajes de transmisión pueden alcanzar los 35 kV (en Costa Rica), que son valores bastante peligrosos de tensión en caso de arco eléctrico, estos equipos deben de contar con las protecciones necesarias para estos tipos de eventos, por lo cual se diseñan con las normativas respectivas, entre estas se encuentran:

- a. ANSI C57.12.28, para lo referente a los encerramientos de estos equipos y sus diseños de protección tanto para las condiciones ambientales, como para proteger a las personas y a ellos mismos ofreciendo un funcionamiento seguro.
- b. IEEE C37.34, para los diseños y pruebas de la celda, sus componentes y aditamentos necesarios.
- c. IEEE-386, que especifica el diseño de las conexiones de los cableados a los puertos de la celda y que esta se realice de manera segura.

Los transformadores de corriente son equipos que permitan transformar el campo magnético de un flujo alto de corriente y utilizar una pequeña parte de este convirtiéndolo en una pequeña corriente fácil de trabajar por los equipos, por lo cual, estos básicamente poseen una bobina alrededor de una sección del conductor principal funcionando con la ley de ampere

6.5. Re-conectador

Según *Schneider Electric, 2017*, un re-conectador es un mecanismo de protección para las redes de distribución que permite la desconexión de la red si una distorsión en el flujo eléctrico es detectada en algún lugar de esta y dicha distorsión genera valores no admisibles de corriente, voltaje o incluso frecuencia.

Un re-conectador posee la capacidad de volver a cerrar los circuitos automáticamente, es decir, la función de un re-conectador como tal consiste en detectar una falla en las redes de distribución, abrir los circuitos para proteger la red y los usuarios a los cuales entrega energía, y luego de un periodo de tiempo volver a cerrar el circuito automáticamente para que el flujo eléctrico se re-establezca sin la necesidad de la intervención humana.

Este tipo de dispositivo de seguridad funciona, por lo general, bajo fenómenos transientes de voltaje, o por choque de por ejemplo ramas de árboles en las líneas de transmisión, en donde se presentan picos de voltaje elevados, pero por un breve periodo de tiempo, además, estos equipos también poseen la capacidad de que si la falla no es tan momentánea como para re-establecer el flujo eléctrico, poder quedarse abiertos hasta que se dé intervención humana y este vuelva a la posición de cerrado manualmente mediante la intervención humana.

6.6. Seccionadores

Un seccionador es un elemento electromecánico que permite la capacidad de aislar una parte o el circuito como tal del resto de la red, es decir, separar una sección de un circuito aguas abajo del circuito de alimentación del mismo (SIEMENS, 2008).

Estos elementos funcionan permitiendo mediante un mecanismo (manual o automático), abrir los contactos entre dos puntos de la red de manera visible para poder asegurar que el circuito aguas abajo de este punto se encuentre desenergizado para procurar la seguridad operativa al realizar trabajos de mantenimiento o similares en la red cuando deban de hacerse.

También existen algunos tipos de estos elementos que se encuentran integrados dentro de celdas de distribución, por lo cual son de construcción más compacta y suelen ubicarse dentro de los equipos; suelen poseer tres tipos de posicionamientos, posición cerrada, simplemente abierta y posición de falla a tierra, todas estas posiciones enclavadas mecánicamente para evitar errores.

Este tipo de equipo no presenta protección contra corto circuitos como tal, lo que si permite es que con la apertura se reduzca en su totalidad la posibilidad de flujo eléctrico entre sus puntos de contacto incluso en condiciones climáticas de alta humedad o desfavorables como tal; estos mecanismos deben de tener sistemas de auto enclavamiento en la apertura para evitar accidentes, sin embargo, no es tan necesario para la posición de cerrado ya que es poco probables que llegue a suceder que el contacto se abra por efectos de alguna falla eléctrica o similar.

Dentro de los mecanismos de apertura para estos dispositivos se tienen los de activación manual o automática, que estos se diferencian por:

6.6.1. Manual

Este tipo de mecanismo posee una palanca o manivela de acción que permite mover el eje de maniobra, el cual se encontrará unido al mecanismo que abre los contactos eléctricos permitiendo de esta manera movimientos de hasta 90° de los puntos de contacto del seccionador con su conexión.

6.6.2. Motorizado

Este mecanismo posee un motor de tipo CD de acción que se encuentra unido a un sistema de engranajes que realizan un giro de 180 grados a la manivela conductora, que esta acciona a su vez el eje de maniobra permitiendo un movimiento de 90 grados en los contactos del seccionador.

6.7. Relés de protección

Según *Samuel Ramírez, 2003*, los relés de protección son componentes electrónicos con la capacidad de poder detectar fallas en el sistema, según el tipo de falla la cual estén detectando y reaccionar a esta desconectando la red para así protegerla; existen muchos tipos de relés que ofrecen distintos tipos de aplicación, dentro de los cuales se encuentran:

- a) Protección: este tipo de relés están hechos para operar según ciertos parámetros establecidos de la señal que esté recibiendo, usualmente de una fuente de voltaje o corriente; si este valor de señal de entrada excede valores estándar ya establecidos, el relé ejecutara la acción de abrir los contactos para desconectarse de la red.
- b) Monitoreo: estos se encargan de medir señales de la red, ya sea bien unidades de alarmas, canales, verificación de sincronismo, fase o circuitos o algunos otros factores de la red.
- c) Auxiliares: operan en respuesta a la acción del relé y pueden incluir acciones como temporizadores, relés de contacto múltiple, relés receptores, de apertura, de cierre y de disparo.
- d) De control o reguladores: controlan características básicas para que deban de permanecer dentro de ciertos límites, para estos se encuentran conectados a otros equipos que les permitan controlar esas variables dentro de los límites prescritos.

- e) Programación: establecen o detectan secuencias eléctricas para cierre y sincronización.
- f) Construcción: según sus características operativas estos necesitarán distintas construcciones las cuales los caracterizan, se pueden encontrar de estado sólido, electromagnéticos y otros.
- g) Según la señal de entrada pueden caracterizarse por este parámetro, los cuales pueden ser corriente, voltaje, frecuencia y demás.
- h) Según la protección se pueden clasificar en distintos tipos como sobre corriente, distancia, diferenciales, de potencia y otros más.
- i) Según la función específica se pueden encontrar de medición, On-Off y todo o nada (relés que funcionan según una cantidad especificada, pero sin tener un ajuste como tal, es decir, funcionan cuando se da un valor máximo y un mínimo establecido).

Además de estos mencionados anteriormente, que son de tipo tradicional y más de tipo mecánico, también se poseen relevadores de tipo electrónico y computacional, que nos brindan mejores capacidades en cuanto a su desempeño y operación, tanto en lo que viene a ser:

- a) Confiabilidad.
- b) Autodiagnóstico.
- c) Registros de eventos o disturbios.
- d) Integración de sistemas digitales.
- e) Protección adaptable.

6.8. Disyuntores

Un disyuntor o interruptor eléctrico automático es un aparato con la capacidad de abrir un circuito eléctrico cuando este detecta que la cantidad de corriente eléctrica transmitida excede el valor nominal para el cual está diseñado o calibrado, permitiendo así mitigar posibles daños sobre los equipos y la instalación. Los disyuntores, de igual manera que los relés, permiten ser reactivados una vez que han desconectado el circuito.

Estos tipos de equipos, junto a los relés, poseen características de operación que describen su curva de disparo, que esta última como tal, describe la manera en que operará el dispositivo frente a las discontinuidades de la red, estas variables pueden ser la corriente nominal (I_n), corriente convencional de no disparo (I_{nf}), corriente convencional de disparo (I_f), límite inferior y superior de disparo electromagnético (I_{m1} , I_{m2}) (Schneider Electric, 2017).

- a) Corriente nominal (I_n): corresponde al valor de corriente a la cual el interruptor electromagnético puede operar bajo condiciones normales de operación.
- b) Corriente convencional de no disparo (I_{nf}): este valor representa la sobre corriente con la cual no se llega a efectuar la operación de disparo de un interruptor en el tiempo.
- c) Corriente convencional de disparo (I_f): representa el valor de sobre corriente con la cual se llega a efectuar el disparo de este en un tiempo dado.
- d) Límite inferior disparo electromagnético (I_{m1}): valor mínimo de corriente en el tiempo que provoca un disparo.
- e) Límite superior disparo electromagnético (I_{m2}): valor máximo de corriente en el tiempo que provoca un disparo.

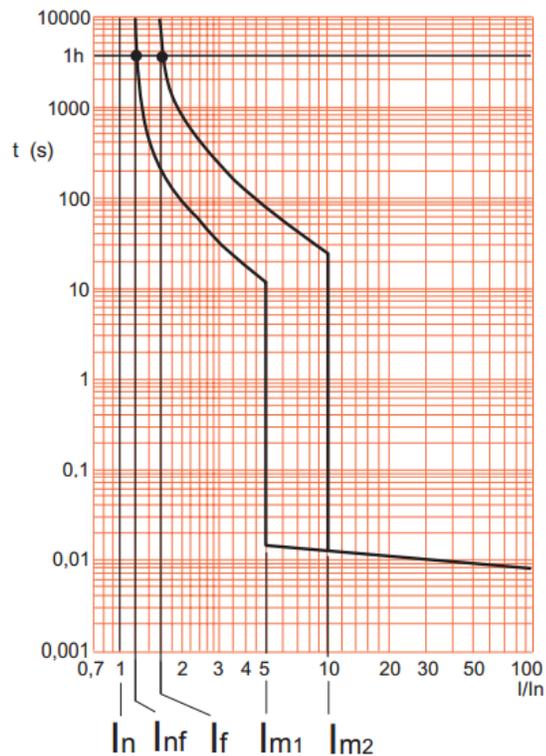


Figura 18. Representación de una curva de disparo

Fuente: (Schneider Electric, 2017).

De igual manera a como se poseen características de operación que definen el funcionamiento de los interruptores, también se tienen características técnicas que se deben de conocer y de seleccionar adecuadamente para que el interruptor pueda funcionar de manera correcta, estas pueden ser:

- a) Tensión nominal (U_e): es el valor de tensión nominal que junto con el valor de corriente, definen la aplicación propia del equipo.
- b) Tensión nominal de aislamiento (U_i): es el valor referido al valor de tensión de pruebas dieléctricas y la distancia de seguridad y aislamiento superficial. En ningún caso, la tensión de aislamiento debe de ser superada.

- c) Tensión de prueba de impulso (U_{imp}): es el valor pico de tensión a que es sometido el equipo sin que llegue a sufrir daños a causa de este y que además tampoco se produzca un arco eléctrico al interno.
- d) Capacidad interruptiva (I_{cu}): representa la capacidad máxima interruptiva que un disyuntor dado puede interrumpir en condiciones de corto circuito y por lo tanto corresponderá a la corriente máxima de corto circuito.
- e) Capacidad interruptiva de servicio (I_{cs}): este valor corresponde a la corriente máxima de corto circuito que puede interrumpir el equipo según la secuencia de prueba O-t-CO-t-CO y luego de esta seguir operando normalmente.
- f) Capacidad de cierre nominal en corto circuito (I_{cm}): es un valor expresado como el valor máximo de corriente definido para un dado valor de tensión con un definido factor de potencia.

Lo anterior mencionado son los parámetros necesarios que conocer para la selección y la correcta operación de los disyuntores, pero no solo existe un mismo tipo de funcionamiento; dentro de las variantes de sistemas de activación, según *Henríquez Harper, 2003*, existen dos clasificaciones de dispositivos de disparo, los electromecánicos y los electrónicos; los de tipo electromecánico constan de tres mecanismos de disparo principales, el térmico, magnético y el termo-magnético.

El mecanismo térmico de disparo consiste en la colocación de dos laminillas de diferente material unidas entre sí, por la cual circula la electricidad; cuando se produce un exceso de flujo eléctrico, esta lamina se calienta y debido a que los materiales son distintos, no se deforman ambos de igual manera, uno se elonga más que el otro, por lo cual esta laminilla tiende a curvarse abriendo de esta manera los contactos eléctricos e impidiendo el flujo de la electricidad, como se muestra en la Figura 19.

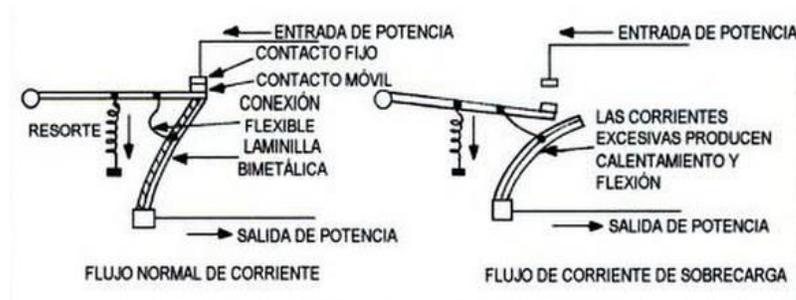


Figura 19. Interruptor de disparo térmico

Fuente: (Henriquez Harper, 2003).

El mecanismo magnético funciona con la implementación de un electroimán que se encuentra conectado al flujo eléctrico normal, bajo esta condición este se encontrará desactivado y cuando se dé una sobre corriente se energice lo suficiente la bobina como para cerrar el circuito de activación y desconectar el sistema, como se muestra en la Figura 20.

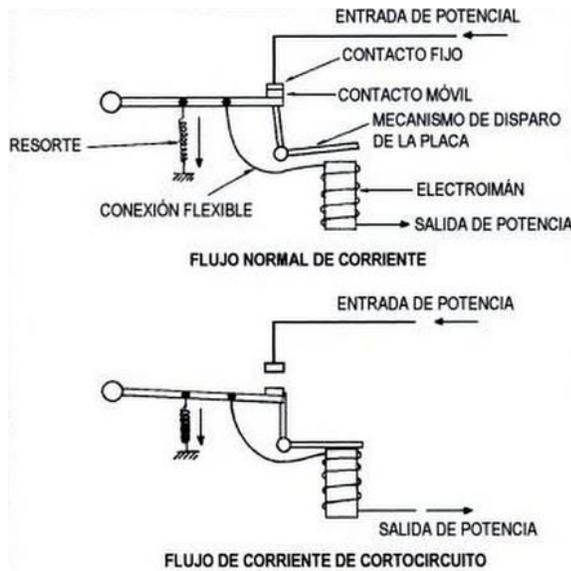


Figura 20. Interruptor de disparo magnético

Fuente: (Henriquez Harper, 2003).

El mecanismo termo-magnético es una combinación de los anteriores en donde se posee tanto el elemento bimetálico como el electroimán, siendo de esta manera que el mecanismo pueda ser de uso general y además una velocidad de activación mayor que si tan solo fuera térmico, pero también mayor protección que si fuera solo magnético, como se muestra en la Figura 21.

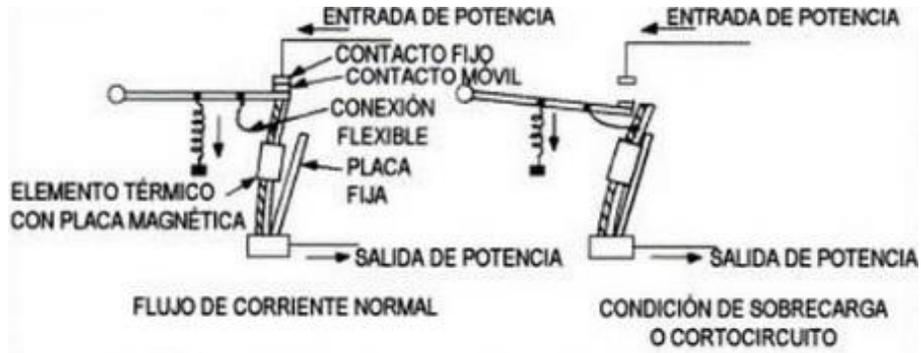


Figura 21. Interruptor termo-magnético

Fuente: (Henriquez Harper, 2003).

Según el proveedor de componentes eléctricos *Schneider*, las unidades de disparo electrónicas son generalmente insensibles a la temperatura y más costosas, sin embargo, han venido rápidamente reemplazando a las unidades termo-magnéticas debido a su mayor precisión y capacidad de repetición, además de que también ofrecen capacidad de programación, monitoreo, diagnóstico, comunicación, coordinación de sistema y prueba.

En general, respecto de lo que conlleva la unidad de disparo, estas unidades necesitan de tres componentes básicos, el transformador de corriente, circuito de protección y el disparador en derivación de transferencia de flujo, los cuales se detallan a continuación:

- El transformador de corriente cumple la función de regular el valor de entrada a la unidad de protección.
- El circuito de protección es el cerebro del sistema y cumple la función de interpretar y determinar con base a parámetros determinados si se genera la señal de disparo o no.

- c. La unidad de disparo en derivación es el mecanismo que acciona al disparador, el cual se puede encontrar de dos tipos, el analógico y el digital.

Más específicamente, y considerando la identificación de estos tipos de dispositivos según las características de protección que ofrecen tenemos cuatro letras de código que especifica mejor para qué están diseñados, las cuales son:

- a. I: Instantáneo, corresponde a la curva de activación para falla en cortocircuito.
- b. L: Largo retardo, es la activación para sobrecargas.
- c. S: Corto retardo, se utiliza para la mitigación de arco eléctrico.
- d. G: Defecto a tierra, es una curva separada que se activa en caso de existir una falla a tierra.

6.9. Fusibles

Según *Enríquez Harper, 2003*, un fusible es básicamente un dispositivo de protección eléctrica que le brinda protección a un circuito eléctrico contra sobre corrientes o cortocircuitos; la manera en que estos actúan es que cuando se presenta algún problema de índole eléctrica que genere corrientes de alta intensidad por el tiempo suficiente para producir que el fusible se sobrecaliente y se funda, siendo así que logra abrir el circuito desconectando la falla.

Estos elementos a pesar de ser tan simples y de ser elementos de sacrificio, se ha desarrollado la suficiente tecnología e investigación hacia estos como para ser elementos bastante confiables de los cuales se pueden encontrar bastantes tipos para diversas aplicaciones, con distintos tipos de acoples y capacidades, dentro de las clasificaciones que se pueden hacer de los fusibles se encuentran:

6.9.1. Según tiempo de actuación:

- a) Clase g: estos se utilizan tanto para la protección de cortocircuito como para sobrecarga, pero utilizados en redes en donde no se tengan sobrecargas por corrientes de arranque, es decir, instalados en especial en viviendas.
- b) Clase a: este tipo de fusibles son construidos para que posean la capacidad de poder contrarrestar las corrientes por corto circuito en redes en donde se presenten corrientes de arranque, sin embargo, en estas redes deben de colocarse alguna otra protección adicional al fusible.

6.9.2. Según la forma del fusible:

- a) Cilíndricos.
- b) De cuchilla.

6.9.3. Respecto de la clase de servicio:

- a) L: Protección de líneas y cables.
- b) M: Protección de aparatos.
- c) R: Protección de semiconductores.
- d) B: Protección de instalaciones.
- e) Tr: Protección de transformadores.

6.9.4. Para indicar la función que desempeñan y el objeto a proteger

- a) gl: Protección total de los equipos.
- b) aM: Protección parcial de motores, como acompañamiento.
- c) aR: Protección parcial de semiconductores.
- d) gB: Protección total de instalaciones.

6.10. Ducto barra

Dentro de los sistemas para la distribución de cableados para distintos fines a lo largo de las instalaciones se cuenta con sistemas de tuberías y canastas, siendo los más conocidos y utilizados en la mayoría de las instalaciones eléctricas, pero no son la única solución, también se cuenta con un sistema poco utilizado que corresponde al sistema de ducto barra, con capacidades para redes de baja y media tensión (Henriquez Harper, 2003).

Estos tipos de medios de distribución eléctrica son ductos basados en canales de sección transversal rectangular prefabricados con líneas de transmisión en su interior, que pueden o no contener instrumentos en su interior y con ventanas en sus costados para la conexión de los elementos. Estos sistemas cuentan con 3 barras en su interior, una para cada fase, siendo opcional que posea una línea extra para el neutro y en ocasiones, una más adicional para la tierra, aunque en ocasiones es posible de utilizar el mismo ducto como conductor a tierra para circuitos trifásicos.

En el mercado es posible de encontrar distintos tipos de ductos con diferentes configuraciones y distribución de las líneas para satisfacer las necesidades que se posean en la planta, con ajustable cantidad de líneas, así como el material de estas, suele ser aluminio anodizado por lo cual son livianas, aunque también pueden ser de cobre, hay diferentes tamaños de ductos, la separación entre las líneas se lleva a cabo mediante separaciones de plástico auto extingible, facilidad de ensamble con distintos tamaños de tramos rectos, codos a 90° o 45° y derivaciones, además de cumplir con las normativas estándar de seguridad.

6.11. Conductores eléctricos

Como un equipo adicional indispensable se deben de considerar los conductores eléctricos, ya que estos se encargarán de llevar la energía de un punto a otro de las instalaciones, los cuales se encontrarán delimitados según el nivel de corriente y voltaje que deban de conducir hasta cada equipo o según el lugar de distribución donde se ubique.

Estos conductores, para lo que es normativa nacional, se deben de seleccionar según varios parámetros que los delimitan, dentro de los cuales se encuentran, por ejemplo, las cargas que deben alimentar, si son alimentadores principales o ramales, la canalización en la que se encuentren, temperatura a la que operen u otros factores que deban de ser considerados para seleccionarlos apropiadamente.

Dentro de las normativas nacionales para selección de estos conductores se encuentran, como primera opción la NFPA 70-E (National Fire Protection Association) la cual se encuentra escrita tomando en consideración lo establecido en la OSHA (Occupational Safety and Health Administration) para instalaciones eléctricas, donde la NFPA brinda y rige lo que es el NEC (National Electrical Code) como una referencia para diseño, inspección u otros en instalaciones eléctricas, en especial, en lo que respecta a seguridad operativa de las instalaciones para evitar que estas puedan llegar a fallar (NFPA 70-E, 2017).

Otra de las normativas vigentes que pueden tenerse en cuenta, y que viene a ser muy recomendable considerarla es lo referente a las tablas de capacidades de conductores de ICEA (Insulated Cable Engineers Association), la cual establece varios parámetros en el diseño y operación de las capacidades de los cables, o bien, de los materiales aislantes de estos, mientras sean aislantes sólidos, así como de la manera en que se construyen, los radios de curvatura máximos y otras características constructivas (NEMA, 2016).

Algo realmente considerable de la normativa de ICEA es que estas también brindan parámetros de selección por aplicación de los conductores, es decir, según el lugar donde se ubiquen, la carga que alimenten, así como también los ciclos que soporta el cable, según el material, en casos de que se suceda un cortocircuito, o bien, si este transporta valores de corrientes que para el NEC se encuentran en exceso pero que, según las características específicas del cable, este no tiene la capacidad de soportar, ICEA nos brinda otras posibilidades de selección de conductores según parámetros y condiciones especiales.

Temas adicionales que conocer acerca de los conductores eléctricos, es que estos no son tan solo conductores eléctricos como tal, sino, que se debe de tener en cuenta muchas variaciones de estos para realizar la correcta selección, como lo puede ser que sean cables subterráneos, los cuales poseen el cable conductor y un revestimiento interno que le permite funcionar como neutro (Figura 22), o cables del mismo tipo pero multi conductores (Figura 23), cables armados, cables con diferentes tipos de chaquetas para diferentes condiciones entre otras especificaciones de su propia construcción.

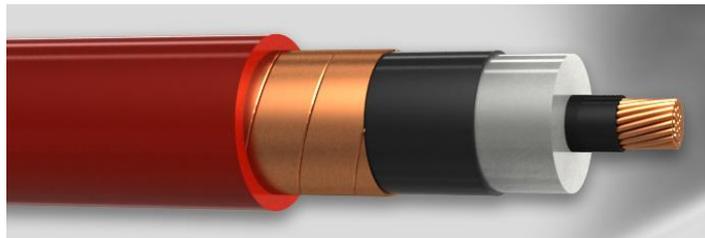


Figura 22. Cable mono conductor subterráneo

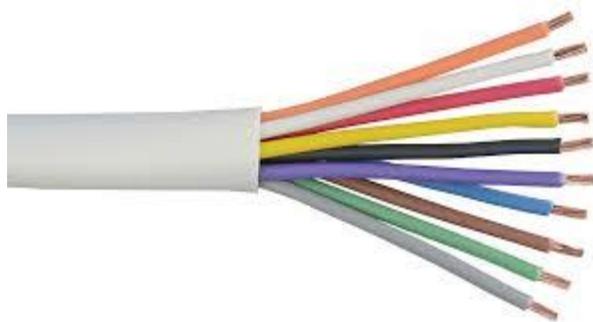


Figura 23. Cables multi conductores

7. Descripción de equipos específicos

En esta sección se procederá a describir los equipos específicos que se tendrán en la red, en la zona de media tensión y algunas de sus características, algunas de las cuales serán necesarias de conocer para lo que corresponde a la caracterización de estos dentro de lo que es un cortocircuito o bien, para la coordinación de protecciones.

Debido a que la planta a analizar posee una parte de los circuitos ya existentes, a estos solo se les deberá de realizar la redistribución de los alimentadores de media tensión, pero su circuito y sus equipos no se verá modificado, por lo cual, en esta sección se describirán los equipos que ya se poseen, además de los que se implementarán en las nuevas instalaciones.

El diagrama unifilar básico de la Figura 24 muestra la distribución de los ramales de media tensión; de inicio se tendrá la acometida en media tensión, seguida del re-conector en poste y la celda de medición, en la cual se subdivide en el ramal corporativo (izquierda), que posee tres previstas y una distribución para oficinas de atención al cliente (OC); el industrial (derecha) posee la planta de matanza (PM), la planta de procesamiento (PP), la planta de tratamiento de aguas residuales (PTAR), una prevista para una expansión de la planta de procesamiento, cuartos fríos (CF) y de último, talleres, lavado de camiones y la estación de combustible (TA), respectivamente de izquierda a derecha.

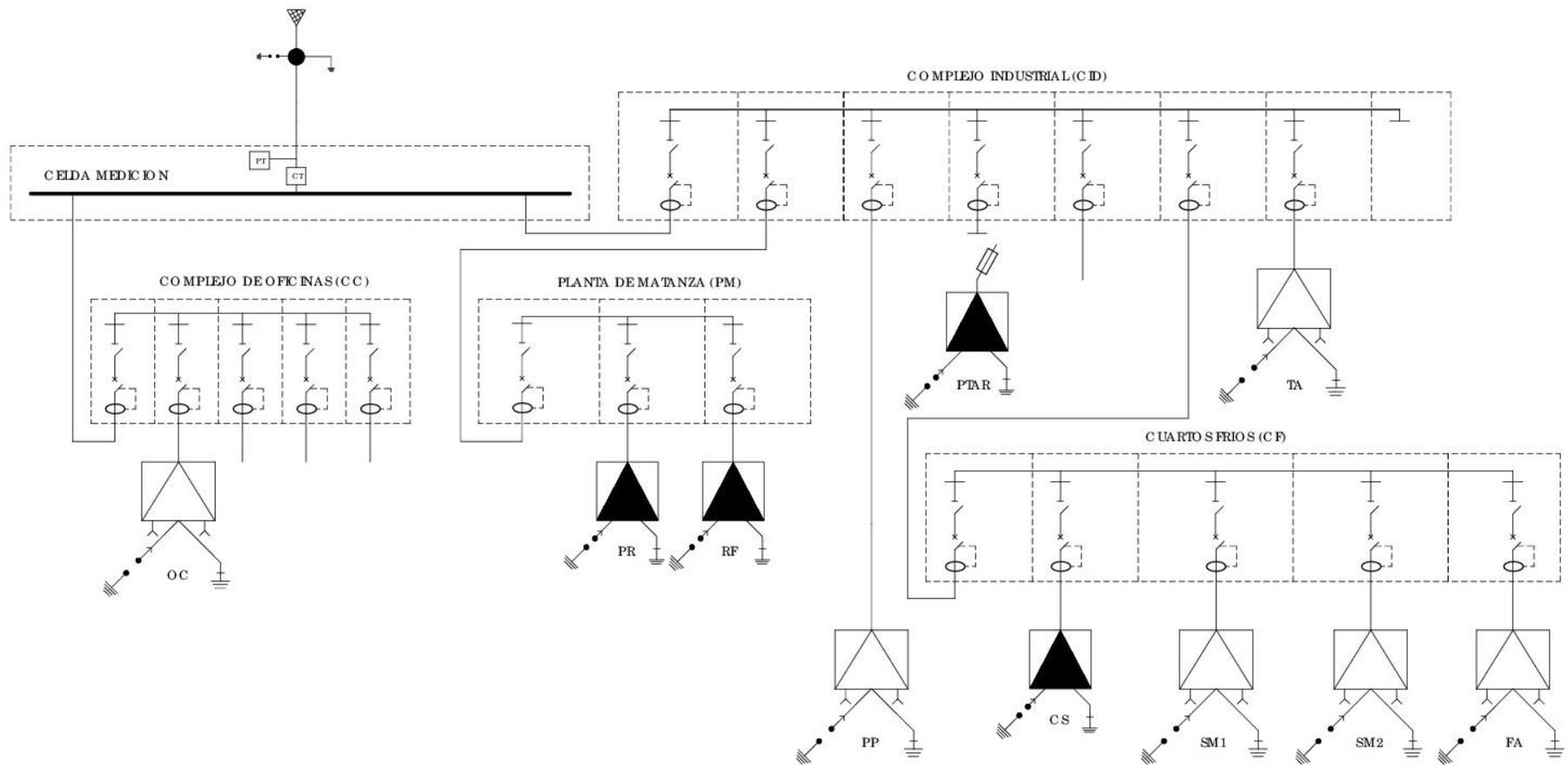


Figura 24. Diagrama unifilar básico de la sub-estación

Fuente: Creación propia con REVIT 2015

Más específicamente, en cada una de las subestaciones, las respectivas a la planta de matanza (PM) se subdivide a su vez en dos ramales, el de procesos (PR) y el de refrigeración (RF); la sub-estación que se encuentra alimentando a los circuitos de cuartos fríos también posee sub-divisiones, las cuales vendrían a ser la de cuartos secos (CS), sala de máquinas 1 (SM1), sala de máquinas 2 (SM2) y todos los circuitos respectivos de facilidades (FA), todas estas pertenecientes al complejo industrial (CID).

7.1. Re-conector

7.1.1. Re-conector por implementar

En la sección de la acometida eléctrica se contará con un re-conector, el cual cumple la función de brindar la primera protección entre otros parámetros como bien se describió en la sección 6.5. El tipo específico de re-conector que se implementará corresponde al de la marca NULEC, serie N, donde sus características principales se muestran en la Tabla 4:

Tabla 4. Características generales del re-conector.

Característica	Descripción
Voltajes (kV)	27/38
Corriente nominal (A)	630
Corriente de cortocircuito (kA)	12.5
Aislamiento	Gas SF6
Alimentación circuitos control	No necesita
Comunicaciones	SCADA, WSOS5, fibra óptica, radio frecuencia
Mediciones	Voltaje, corriente, potencia real, factor potencia
Dimensiones básicas (alto, ancho, profundo)	1400x560x560 mm

Fuente: Creación propia con Excel 2016

La razón básica por la cual se utilizará este tipo de re-conectador y no alguno otro de los existentes en el mercado, es que posee tres opciones de operación como transferencia en media tensión, estas son específicamente; transferencia en circuitos de distribución, transferencia con un generador y transferencia entre dos circuitos distribuidores y un circuito de alimentación, esto porque en un futuro próximo se desea de poseer disponibilidad de alimentación desde dos circuitos distribuidores distintos, por tanto, este tipo de re-conectador permitirá ofrecer la posibilidad de operar como transferencia entre los circuitos.



Figura 25. Re-conectador NULEC serie N

Fuente: (Schneider Electric, 2017).

7.2. Celda de medición

7.2.1. Celda de medición por implementar

La celda de medición que se implementará para la medición de la energía consumida de todo el proyecto corresponde a una celda con gabinete tipo pad-mounted, del fabricante Federal Pacific, la cual poseerá las características generales que se presentan en la Tabla 5.

Esta celda, a pesar de que se desea poseer alimentación desde dos circuitos diferentes, presentará una configuración de 1 entrada y 2 salidas, debido a que, como se menciona en el punto anterior, los re-conectores operan como transferencia y de estos se obtiene tan solo una salida de alimentación a todos los circuitos de la planta, y 2 salidas para facilitar la distribución interna de las instalaciones en los circuitos del complejo corporativo y del complejo industrial.

Tabla 5. Características generales de la celda de medición

Característica	Descripción
Voltaje nominal (kV)	35
Voltaje máximo (kV)	38
Nivel básico de impulso (kV)	150
Corriente máxima del bus (A)	600
Peso aproximado (kg)	545
Puertos	1 entrada, 2 salidas
Dimensiones generales (Ancho, alto, profundo)	2134x1524x1524 mm

Fuente: Creación propia con Excel 2016



Figura 26. Celda de medición tipo pad mounted de Federal Pacific

Fuente: (Federal Pacific, 2017)

7.3. Celdas de media tensión

7.3.1. Celdas que se implementarán

Estas celdas corresponderán a las ubicadas en las subestaciones a construir (complejo corporativo, complejo industrial y cuartos fríos), estas se encontrarán operativas a 34,5 kV; en la Tabla 6 se muestra las características generales de las celdas que se van a utilizar, la razón principal por la cual se utilizarán estas es porque poseen aislamiento tanto para los barrajes, horizontales y verticales, como para sus disyuntores en gas SF6.

El aislamiento en gas SF6 indica que estas celdas poseen una cámara sellada y presurizada a baja presión, siendo que este gas posee mejores propiedades dieléctricas que el aire, por lo cual es posible reducir el tamaño de los equipos, además de que, al encontrarse selladas, el ingreso de suciedad hacia los barrajes y el disyuntor es casi nulo, lo que permite reducir su mantenimiento, siendo estos los atributos por los cuales se seleccionan.

Tabla 6. Características generales de las celdas DVCAS

Característica	DVCAS
Voltaje nominal (kV)	36
Aislamiento [Ud (kVrms/1 min)]	70
Aislamiento [Up (kVpeak 1.2/50 us)]	170
Frecuencia nominal (Hz)	50/60
Corriente nominal (A)	630
Corriente nominal corto tiempo (kA/3s)	20
Corriente nominal cortocircuito (kA)	20
Tecnología de fabricación	GIS
Presión nominal del gas (psi)	19
Aislamientos en gas (SF6)	Disyuntores/Barrajes
Arco interno	IAC-AFL
Dimensiones nominales (Ancho, alto y profundo; mm)	750x2143x1502

Fuente: Creación propia con Excel 2016



Figura 27. Celdas de media tensión DVCAS

Fuente: (Schneider Electric, 2017).

7.4. Transformadores

7.4.1. Transformadores que se implementarán

Los transformadores nuevos que se implementarán corresponderán a los de tipo seco de la serie TRIHAL (*TRIHydrated ALumina*), los cuales son transformadores aislados en resina con polvo de hidróxido de aluminio y otros elementos retardantes de llamas, para usos en interior, con capacidad para poseer ventilación natural o forzada y con variaciones tanto para aplicación, altura, humedad, temperatura y otras características.

La característica principal por la cual se utilizarán estos transformadores es que, a pesar de que son más caros que los similares pero de otro tipo de la misma potencia, estos no necesitan de infraestructura adicional por una posible fuga de aceite, por ejemplo, tampoco muros o estructuras cortafuegos, además de poseer tamaños compactos, mayor vida útil, muy bajo casi nulo mantenimiento y buena capacidad de respuesta en aplicaciones industriales, junto a la característica de que cuando es necesario de desecharlos, estos poseen un alto porcentaje de reciclado de sus componentes constituyentes, desde su resina protectora, hasta el mismo metal del transformador, además de que al no poseer aceite como tal en su composición, es un efecto positivo tanto para el ambiente como para la salud humana.

Sus características generales, que los describen, así como algunos datos necesarios para la realización de los análisis se muestran en la Tabla 7, ubicadas según cada uno de los ramales en que se encuentran.

Tabla 7. Especificaciones de transformadores nuevos

Característica	OC	Cuartos Fríos			Subestación Industrial	
		SM 1	FA	CS	SM 2	TA
Potencia Nominal (kVA)	225	2000	500	500	2000	150
Tipo	Pad mounted	Seco	Seco	Pad mounted	Seco	Pad mounted
Impedancia Porcentual	5,45	5,75	5,5	5,5	5,75	5,45
Tipo de conexión	Y-Y	Y-Y	Y-Y	Y-Y	Y-Y	Y-Y

Fuente: Creación propia con Word 2016



Figura 28. Transformadores secos TRIHAL

Fuente: (Schneider Electric, 2017).

7.4.2. Transformadores existentes

De manera similar, algunos de los transformadores que se poseen en las instalaciones son los que se encuentran en el centro de matanzas, que son de tipo pedestal para ambas ramificaciones principales y para la planta de tratamiento de aguas residuales, para el centro de procesamiento se posee un transformador de tipo seco, algunas de sus características generales se presentarán en la Tabla 8.

Tabla 8. Especificaciones de transformadores existentes

Característica	Centro matanza		Centro	Planta tratamiento
	Refrigeración	Procesos	procesamiento	aguas residuales
Potencia nominal (kVA)	2000	1500	1500	750
Tipo	Pedestal	Pedestal	Seco	Pedestal
Impedancia porcentual	5.4 %	5.82 %	5.75 %	5.72 %
Tipo de conexión	Y-Y	Y-Y	Y-Y	Y-Y

Fuente: Creación propia con Word 2016



Figura 29. Transformador de tipo pedestal.

Fuente: (Schneider Electric, 2017).

7.5. Relés de protección

7.5.1. Relés que se implementarán

Para este caso, los relés automáticos de protección que se implementarán se encontrarán ubicados en las subestaciones tanto del complejo corporativo, como del complejo industrial, por el tipo de celda específico que se utilizará, estas poseen capacidad de poseer un interruptor seccionador de tres posiciones (abierto, cerrado y falla a tierra) para mantenimiento y otras maniobras similares, y la protección automática.



Figura 30. Versiones de relés SEPAM

Fuente: (Schneider Electric, 2017).

Se utilizarán específicamente relés de tipo SEPAM, de varias series y especificados para diferentes aplicaciones, así como que también contarán con diferentes protecciones en cada sección, dichas protecciones fueron ya mencionadas en la Tabla 2 y los tipos específicos de relés se mencionarán en la Tabla 9.

Tabla 9. Datos de los relés a implementar

Relés	Tipo	Serie	Cantidad
SEPAM	Transformador	20	2
SEPAM	Subestación	20	6
SEPAM	Transformador	40	1
SEPAM	Subestación	40	7
SEPAM	Generador	40	1
SEPAM	Generador	82	2

Fuente: Creación propia con Excel 2016

7.6. Fusibles

Los fusibles que se utilizarán en la instalación, en la sección de media tensión corresponden básicamente a los fusibles que se poseen instalados y que vienen incluidos en cada transformador como una protección propia. Como el proyecto se encuentra en diseño solo se posee la información específica de uno de ellos, el correspondiente al del transformador ubicado en la planta de matanza para alimentar la sección de refrigeración; sus datos específicos se presentan en la Tabla 10.

Tabla 10. Datos técnicos de los fusibles

Marca	Tipo	Código	Amperaje Nominal (A)
COOPER	Bay O Net	4000353C14	65

Fuente: (cooperindustries, 2017).

7.7. Ducto barras

7.7.1. Ducto barra que se implementarán

En lo referente a ducto barras, estos se implementaron en algunos tramos del circuito eléctrico, pero en poca cantidad, dentro de las razones del por qué, es que estos vienen a ser bastante caros, por lo cual suelen utilizarse en tramos cortos y sólo en tramos que se encuentran bastante expuestos y con amperajes bastante elevados que se vuelven impráctico transmitir la energía mediante cables.

La sección específica en la que se utilizaron corresponde únicamente a los tramos de conexión de los transformadores de 34500 V/480 V a las celdas de distribución de baja tensión de los cuartos fríos; para poder considerar estos dentro del análisis de corto circuito se debe de conocer sus propiedades como conductor eléctrico, específicamente su valor de resistividad eléctrica, las cuales se presentan en la Tabla 11.

Estos ducto barras se encuentran implementados específicamente en 3 puntos, los cuales hacen conexión hacia sala de máquinas 1, 2 y hacia facilidades y sus valores de selección corresponden a ductos de 3000 A para las salas de máquinas y de 800 A para facilidades, todos estos con material conductor de cobre, por lo cual, los valores que se necesitarán de la Tabla 11 corresponden específicamente a 6,11 ohm/km para 800 A y 1,58 ohm/km para 3000 A.

Tabla 11. Impedancia de los ducto barras

Clasificación de Amperios	Ducto de Aluminio		Ducto de Cobre	
	R (ohm/km)	X (ohm/km)	R (ohm/km)	X (ohm/km)
225	23,97	11,23	13,33	12,31
400	12,18	8,54	6,99	7,55
600	9,98	5,22	6,99	7,55
800	8,77	2,99	6,11	3,61
1000	7,06	2,43	5,35	3,15
1200	5,32	1,97	3,84	2,50
1350	4,46	1,74	3,45	2,30
1600	3,45	1,48	2,89	2,00
2000	2,89	1,21	2,56	1,67
2500	2,33	0,98	1,77	1,25
3000	1,74	0,76	1,58	1,12
3200	-	-	1,31	0,89
4000	1,35	0,46	1,15	0,69
5000	-	-	0,82	0,56

Fuente: (Schneider Electric, 2017).

7.8. Conductores eléctricos

Para los conductores eléctricos, en lo que respecta a la selección se listarán las capacidades de los cables en amperios, así como su material de construcción y su resistencia nominal en ohms por kilómetros como se muestra en la Tabla 12.

Tabla 12. Capacidades de los conductores

Calibre (AWG/kcmil)	Cobre		Aluminio	
	Impedancia (ohm/km)	Amperios (A)	Impedancia (ohm/km)	Amperios (A)
14	10,4	30	16,6	-
12	6,57	35	10,45	30
10	4,148	50	6,561	40
8	2,579	70	4,125	55
6	1,671	95	2,652	75
4	1,053	125	1,666	100
3	0,833	145	1,320	115
2	0,661	170	1,045	135
1	0,524	195	0,829	155
1/0	0,415	230	0,660	180
2/0	0,329	265	0,523	210
3/0	0,261	310	0,413	240
4/0	0,205	360	0,328	280
250	0,1753	405	0,2778	315
300	0,1463	445	0,2318	350
350	0,1252	505	0,1984	395
400	0,1084	545	0,1737	425
500	0,0869	620	0,1391	485

Fuente: (NFPA 70-E, 2017).

Lo que se muestra en la Tabla 12, son los datos de los conductores que se necesitan conocer para realizar la selección de estos, cabe decir que esos datos de amperios corresponden a los valores respectivos a 75 °C de temperatura del cable y el valor de impedancia mostrado es el que se necesitará para realizar el respectivo análisis de cortocircuito y conocer el efecto del cable sobre este.

Como dato adicional de los conductores, cabe mencionar que los tipos de conductores a utilizar varían bastante, como lo pueden ser de tipo subterráneo, mono conductores, multi conductores, con diferentes grados de protección de chaqueta como lo pueden ser de XHHW-2, THHN entre otros, de los cuales no se entrará mucho en detalle en esta sección de cual cable de la red corresponde a cual tipo específicamente, tan solo se limitará a demarcar las características necesarias a conocer de estos conductores, como lo es su impedancia por kilómetro para cada calibre.

Otro dato importante que tener en cuenta para la correcta selección de los conductores corresponde a los valores que se presentan en las tablas de ICEA, la cual nos brinda información acerca de la cantidad de amperios que puede soportar un conductor según su calibre para elevarse desde 75 °C hasta 150 °C, en este caso, también hay otras tablas que indican el respectivo valor de corriente para elevar la temperatura a 250 °C y 1083 °C en una determinada cantidad de ciclos.

La importancia de considerar estos datos se encuentra en que las protecciones no necesariamente se activan de manera instantánea, sino que estas en ocasiones podrán activarse hasta luego de 30 ciclos o en ocasiones podrán activarse con apenas 3 ciclos, por lo cual, estos datos se deben considerar para tener en consideración los efectos momentáneos que en un cortocircuito se generan, y que sufre el conductor, que son los valores que se presentan en la Tabla 13.

Tabla 13. Tabla de valores de corriente de cortocircuito, ICEA

Calibre (AWG/kcmil)	Valor Máximo de Corriente de Corto Circuito en Amperios RMS								
	1/2 ciclo	1 ciclo	2 ciclos	3 ciclos	6 ciclos	12 ciclos	18 ciclos	24 ciclos	30 ciclos
14	2384	1685	1192	973	688	487	397	344	308
12	3787	2678	1894	1546	1093	773	631	547	489
10	6020	4257	3010	2458	1738	1229	1003	869	777
8	9575	6771	4788	3909	2764	1954	1596	1382	1236
6	15 218	10 761	7609	6213	4393	3106	2536	2197	1965
4	24 207	17 117	12 104	9883	6988	4941	4035	3494	3125
3	30 517	21 579	15 259	12 459	8810	6229	5086	4405	3940
2	38 486	27 213	19 243	15 712	11 110	7856	6414	5555	4968
1	48 536	34 320	24 268	19 815	14 011	9907	8089	7006	6266
1/0	61 243	43 305	30 621	25 002	17 679	12 501	10 207	8840	7906
2/0	77 192	54 583	38 596	31 513	22 283	15 757	12 865	11 142	9965
3/0	97 316	68 813	48 658	39 729	28 093	19 865	16 219	14 046	12 563
4/0	122 718	86 775	61 359	50 099	35 426	25 050	20 453	17 713	15 843
250	144 988	102522	72 494	59 191	41 854	29 596	24 165	20 927	18 718
300	173 986	123 026	86 993	71 029	50 225	35 515	28 998	25 113	22 461
350	202 983	143 531	101 492	82 868	58 596	41 434	33 831	29 298	26 205
400	231 981	164 035	115 990	94 706	66 967	47 353	38 663	33 484	29 949
500	289 976	205 044	144 988	118 382	83 709	59 191	48 329	41 854	37 436

Fuente: (COOPER BUSSMAN, 2017).

8. Desarrollo del análisis de cortocircuito

Para la realización del análisis de corto circuito, aunque se esté enfocando únicamente en la sección de media tensión de las instalaciones, para poder realizar este análisis es indispensable de considerar todos los elementos que componen al circuito como tal, por lo cual, en esta sección se mostrará el procedimiento a realizar y como se llevó a cabo para obtener los valores de kVA's de uno de los circuitos hasta la sección de media tensión y los resultados de la

reducción de los demás circuitos pero sin mostrar con mayor detalle el cómo se realizó el procedimiento.

Una vez se tengan completos todos los valores de kVA's para la sección de baja tensión hasta ya encontrarse en el lado de media tensión, se procederá a continuar con el análisis, pero esta vez enfocado en la sección de media tensión y se realizará además el procedimiento para obtener los respectivos valores de cortocircuito para cada uno de los puntos a analizar y tener de este modo los valores que se evaluarán posteriormente contra la solución obtenida por el software.

8.1. Método de los kVA's

Como se comentó en la subsección 5.1.1, para realizar el método de los kVA's es necesario de conocer el circuito, tanto en su estructuración como de sus componentes, una vez se tenga definido, claro y debidamente detallados los equipos que se poseen y los componentes, estos deben de caracterizarse en términos de sus valores de aporte al cortocircuito según el equipo para realizar la respectiva reducción del circuito, ya sea que estos se encuentren en combinación serie o paralelo.

Para realizar una muestra de cálculo del procedimiento total a realizar, se trabajará con el circuito de la planta de procesamiento, detallando el proceso realizado para este circuito, para el cual, el circuito original con el que se iniciará a trabajar es el que se muestra en la Figura 31. (Nota: Esta Figura sólo se utilizará como referencia de guía, los detalles específicos e importantes se mostrarán en Figuras más detalladas a medida que se avance-en-el-procedimiento)

En el diagrama anterior se aprecian de manera representativa los equipos junto a los cables que se poseen y todos sus elementos, sin embargo, este como tal nos aporta información, pero no es el que necesitamos, debemos de “limpiar” el unifilar y colocar los espacios para los valores de los kVA’s, como se muestra en la Figura 32.

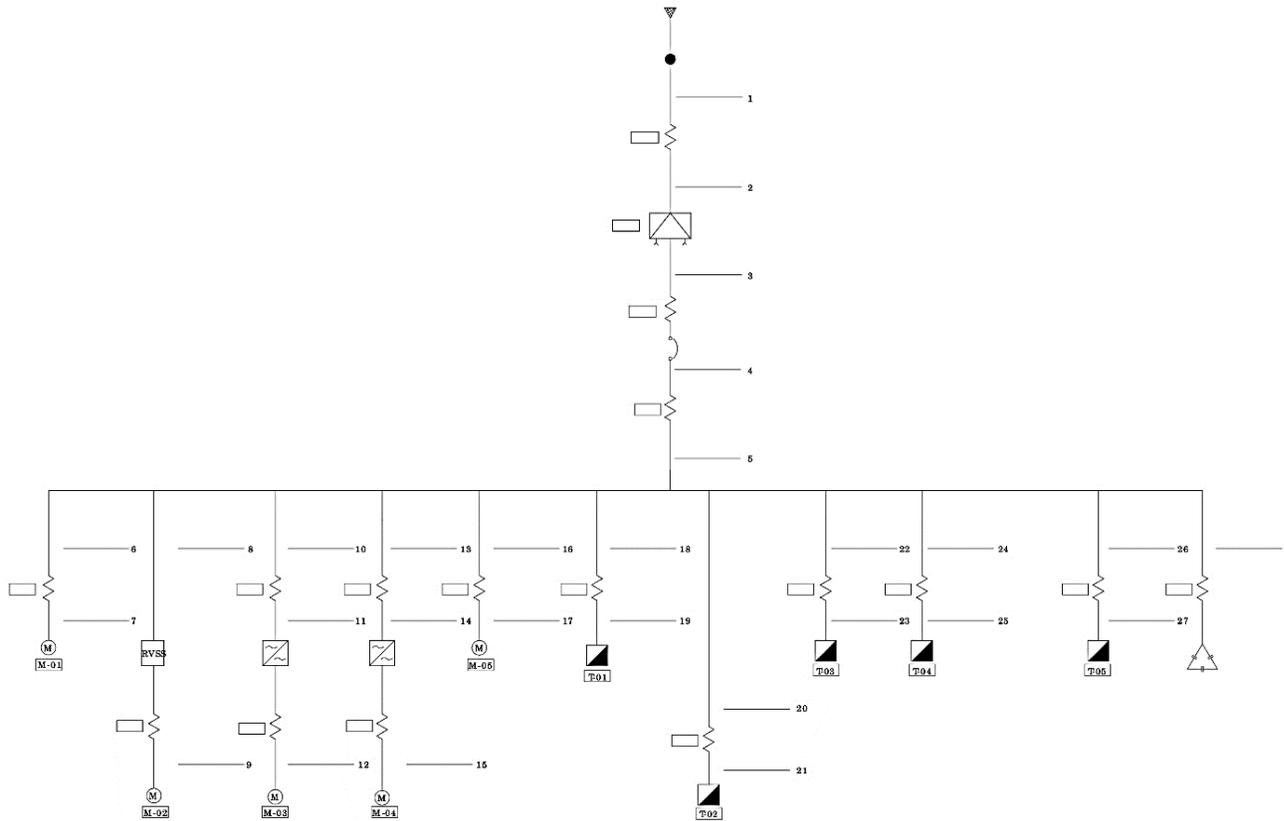


Figura 32. Diagrama unifilar inicial

Fuente: Creación propia con REVIT 2015

Una vez obtenido un diagrama de esta manera, lo siguiente a realizar es obtener los valores de los kVA's para cada uno de los componentes, haciendo uso de las ecuaciones mostradas en la sección 5.1, según corresponda a cada uno de los elementos que se posean: para esto se colocará un nombre código a cada elemento, que será el que se implemente en la Tabla 14 y que se muestran en la Figura 32.

Tabla 14. Obtención de valores de kVA's de equipos

Código	Potencia (kVA)	Tensión (kV)	Reactancia sub-transitoria	Impedancia %Z	kVA's
M-01	450	0,48	0,17	-	2661,76
M-02	400	0,48	0,17	-	2352,94
M-03	400	0,48	0,17	-	2352,94
M-04	300	0,48	0,17	-	1764,71
M-05	150	0,48	0,17	-	882,35
T-01	323,85	0,48	0,2	-	1619,26
T-02	117,76	0,48	0,2	-	588,78
T-03	262,19	0,48	0,2	-	1310,97
T-04	12,78	0,48	0,2	-	63,90
T-05	201,51	0,48	0,2	-	1007,56
TR	1500	34,5/0,48	-	5,75	26 086,96

Fuente: Creación propia con Excel 2016

En la Tabla 14 se muestra el cálculo de los kVA's para las cargas que se poseen en el sistema eléctrico; en el caso de los componentes codificados como T-XX, estos corresponden a tableros de CCM's, o bien, tableros de cargas varias, pero todos correspondientes a cargas de motores pequeños, por lo cual, para simplificar el contenido de esta muestra de cálculo, no se mostrará el procedimiento de simplificación de estos componentes y sólo se mostrará el equivalente hasta el respectivo tablero de distribución o CCM.

Los componentes codificados como M-XX corresponden a los motores de los compresores de los equipos de refrigeración que se encuentran en funcionamiento en la instalación, en el caso específico del equipo codificado como TR, este es el que corresponde al transformador principal de media tensión que alimenta toda esta parte de la red, para el cual se muestra el valor respectivo.

En la Tabla 15, se adjunta el valor de kVA's de los cables respectivos de los equipos de esta sección; la codificación se realizó de modo que C-XX será el número consecutivo de cable, seguido del código del equipo que alimentará y la siguiente sección corresponde al material del conductor, sea bien aluminio o cobre; la codificación de estos se ilustra en la Figura 33.

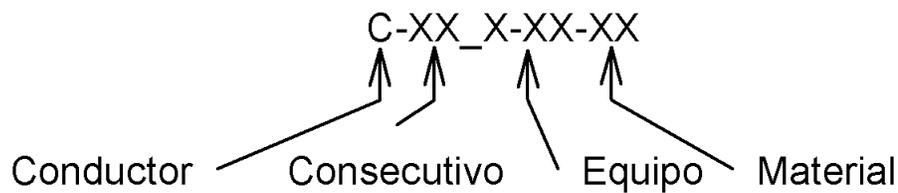


Figura 33. Codificación de los cables

Fuente: Creación propia con REVIT 2015

Tabla 15. Obtención de valores de kVA's de los conductores

Código	Longitud (km)	Calibre (AWG/kcmil)	Tensión (kV)	Numero conductores	Impedancia (Ω/km)	KVA's
C-01_M-01-Al	0,0518	350	0,48	2	0,1984	44 837,46
C-01_M-02-Al	0,0925	250	0,48	2	0,2778	17 932,40
C-01_M-03-Al	0,049	4/0	0,48	3	0,328	43 006,47
C-02_M-03-Al	0,0155	250	0,48	2	0,2778	107 015,95
C-01_M-04-Al	0,049	4/0	0,48	2	0,328	28 670,98
C-02_M-04-Al	0,0155	3/0	0,48	2	0,413	71 983,13
C-01_M-05-Al	0,049	3/0	0,48	3	0,413	34 155,26
C-01_T-01-Al	0,029	300	0,48	2	0,2318	68 548,99
C-01_T-02-Cu	0,0176	4/0	0,48	1	0,205	63 858,09
C-01_T-03-Al	0,016	300	0,48	1	0,146	98 630,14
C-01_T-04-Cu	0,0351	2/0	0,48	3	0,329	59 855,04
C-01_T-05-Al	0,028	2/0	0,48	2	0,523	31 466,81
CP-03-Al	0,06	500	0,48	6	0,1391	165 636,23
CP-02-Al	0,014	500	0,48	6	0,1391	709 869,57
CP-01-Cu	0,048	1/0	34,5	1	0,415	12 861 310,71

Fuente: Creación propia con Excel 2016

Existen 3 elementos dentro de la Tabla 15 que se encuentran codificados de manera distinta, estos elementos corresponden a los alimentadores principales, que estos llevan la energía para todo el circuito, por lo cual estos presentan una codificación de modo que CP es conductor principal, el número siguiente es el consecutivo y de último se encuentra el material del cable, siendo el conductor CP-01-Cu el más cercano a la acometida.

De este modo una vez que se poseen los valores de cada uno de los componentes del circuito, ya se puede proceder a colocar estos valores en su lugar respectivo en el diagrama unifilar inicial y comenzar con lo respectivo a la reducción del circuito y la obtención de los kVA's equivalentes para cada sección. El procedimiento se lleva a cabo como se detalla en la sección 5.1, con el método de reducción de circuitos que ilustra en la Figura 13, de este modo, una muestra del cálculo del procedimiento realizado se muestra en la Tabla 16.

Realizando esto, se tendrá una reducción del circuito hasta el barraje principal de distribución, lo siguiente a realizar corresponde a encontrar el valor de kVA's que se vería reflejado de estos barrajes hacia la parte superior del circuito, buscando hacia la alimentación conduciéndose por los cables principales; de este modo, en la Tabla 17 y Tabla 18 se mostrarán los valores obtenidos de este proceso hasta la alimentación, la cual corresponde a los kVA's totales de todo este circuito.

Tabla 16. Reducción de los ramales hacia las barras

Ramal	Elementos	kVA's individuales	kVA's equivalentes
1	M-01	2661,76	2512,60
	C-01_M-01-Al	44 837,46	
2	M-02	2352,94	2080,02
	C-01_M-02-Al	17 932,40	
3	M-03	2352,94	2185,33
	C-01_M-03-Al	43 006,47	
	C-02_M-03-Al	107 015,95	
4	M-04	1764,71	1624,86
	C-01_M-04-Al	28 670,98	
	C-02_M-04-Al	71 983,13	
5	M-05	882,35	860,13
	C-01_M-05-Al	34 155,26	
6	T-01	1619,26	1581,89
	C-01_T-01-Al	68 548,99	
7	T-02	588,78	583,40
	0,205	63 858,09	
8	T-03	1310,97	1293,74
	C-01_T-03-Al	98 630,14	
9	T-04	63,90	63,83
	C-01_T-04-Cu	59 855,04	
10	T-05	1007,56	976,29
	C-01_T-05-Al	31 466,81	

Fuente: Creación propia con Excel 2016

Tabla 17. kVA's en la barra de distribución

Ramal	kVA's ramales	kVA's barra
1	2512,60	
2	2080,02	
3	2185,33	
4	1624,86	
5	860,13	
6	1581,89	13762,10
7	583,40	
8	1293,74	
9	63,83	
10	976,29	

Fuente: Creación propia con Excel 2016

Tabla 18. kVA's de la red

Elemento	kVA's individual	kVA's total
Barra	13 762,10	
CP-03-AI	165 636,23	
CP-02-AI	709 869,57	8437.36
TR	26 086,96	
CP-01-Cu	12 861 310,71	

Fuente: Creación propia con Excel 2016

Así, con esta muestra de cálculos realizada, ya se poseen los valores de kVA's de aguas abajo hacia aguas arriba, para poder realizar el cálculo de los valores de cortocircuito que se tendrían en cualquier sector de la red, se debe de realizar el mismo tipo de procedimiento, pero de aguas arriba hacia aguas abajo; como el procedimiento es realmente muy similar, no se detallará mucho en este paso del cálculo y se procederá a mostrar únicamente los valores obtenidos de kVA's para cada uno de los sectores, como se muestra en la Tabla 19 y así poder calcular el valor de cortocircuito.

En dicha tabla se obtendrán los valores más representativos en el camino de la simplificación del circuito, esos valores representan básicamente los valores obtenidos al realizar las sumas en serie y paralelo de los elementos, es decir, estos valores corresponden a los kVA's de cada sección, los cuales sumados con los valores obtenidos en la simplificación de aguas abajo hacia aguas arriba permitirán encontrar los valores de cortocircuito para cada uno de los puntos de este circuito.

Específicamente en el punto donde se encuentra la fila con el nombre de "Barra", en la segunda columna se muestra el valor de kVA's de aguas abajo hacia aguas arriba, y en la tercer columna se muestra el valor de suma de ambos kVA's sobre la barra, este significará el valor de cálculo de cortocircuito para ese punto específico.

Con los datos conocidos a este punto ya es posible de mostrar un diagrama unifilar en el cual se posean tanto los valores de kVA's individuales de los elementos, como el flujo de estos de aguas arriba hacia aguas abajo y viceversa, para de este modo, conocer el respectivo valor total de kVA's en cada punto; este se representa en la Figura 34.

Con estos valores obtenidos se puede realizar una prueba de cálculo para verificar que el procedimiento se encuentre correctamente realizado; como el circuito ya es existente ya se posee realizado el respectivo análisis de cortocircuito con solución mediante software únicamente para este circuito, de tal modo que se compararán estos valores, respecto de los obtenidos mediante SKM y los valores obtenidos mediante el método de cálculo aquí detallado, dichos valores se muestran en la Tabla 20.

Tabla 19. Valores de la simplificación de aguas arriba hacia abajo

Componente	kVA's individuales	kVA's equivalentes
Red	350 049,20	-
CP-01-Cu	12 861 310,71	340 774,27
TR	26086,96	24 231,95
CP-02-Al	709 869,57	23 432,08
CP-03-Al	165 636,23	20 528,04
Barra	13 762,10	34 290,13
C-01_M-01-Al	44 837,46	18 597,19
C-01_M-02-Al	17 932,40	11 519,26
C-02_M-03-Al	107 015,95	24 696,00
C-01_M-03-Al	43 006,47	15 687,58
C-02_M-04-Al	71 983,13	22 469,03
C-01_M-04-Al	28 670,98	12 596,97
C-01_M-05-Al	34 155,26	16 894,37
C-01_T-01-Al	68 548,99	22 142,78
C-01_T-02-Cu	63 858,09	22 061,72
C-01_T-03-Al	98 630,14	24 724,80
C-01_T-04-Cu	59 855,04	21 774,95
C-01_T-05-Al	31 466,81	16 182,00

Fuente: Creación propia con Excel 2016

Tabla 20. Valores de Cortocircuito de validación

Sector	kVA's	Voltaje (kV)	I_{CC} práctico	I_{CC} teórico	% Error
1	358 486,56	34,5	5999,20	5951	0,81
2	349 217,17	34,5	5844,08	5938	1,58
3	36 714,88	0,48	44 161,14	37 743	17,00
4	36 138,45	0,48	43 467,80	37 493	15,94
5	34 290,13	0,48	41 244,62	34 968	17,95

Fuente: Creación propia con Excel 2016

En la Tabla 20 se puede observar que si bien los valores de cortocircuito no son los mismos, y que más bien, los valores de corrientes de corto tienden a ser mayores para los cinco primeros puntos de este circuito, aunque, si se observa los porcentajes de error, estos tampoco son lejanos de lo que podría considerarse aceptable, si se toma en cuenta que el software puede considerar resistencia de los barrajes, caídas de voltaje, corrientes circulantes más reales y no las nominales de los equipos, entre otras características que considerarlas en el cálculo manual vendría a ser muy complejo y poco práctico, por lo cual, se concluye que los resultados para esta sección se pueden considerar aceptables y se continuará de manera similar con los demás ramales de toda la red.

De esta sección, el valor importante que debe de tomarse en cuenta corresponde al valor de 8,437,36 kVA's (Tabla 18), que es el valor de simplificación de aguas abajo hacia arriba para el circuito de la planta de procesamiento, siendo este el valor que se necesita posteriormente para analizar las corrientes de cortocircuito; los demás circuitos se presentarán tan solo como este valor de simplificación debido a que el procedimiento es muy similar.

Como detalle adicional, en el circuito de la planta de procesamiento en el ramal de más a la derecha de la Figura 31, Figura 32 y Figura 34, se encuentra un banco de capacitores, el cual dentro de lo que es el método de kVA's, este no representa aportes al corto circuito, pero que sin embargo, el software si considera y calcula efectos sobre este en el circuito, un detalle adicional que agrega errores al análisis de cortocircuito realizado de manera manual.

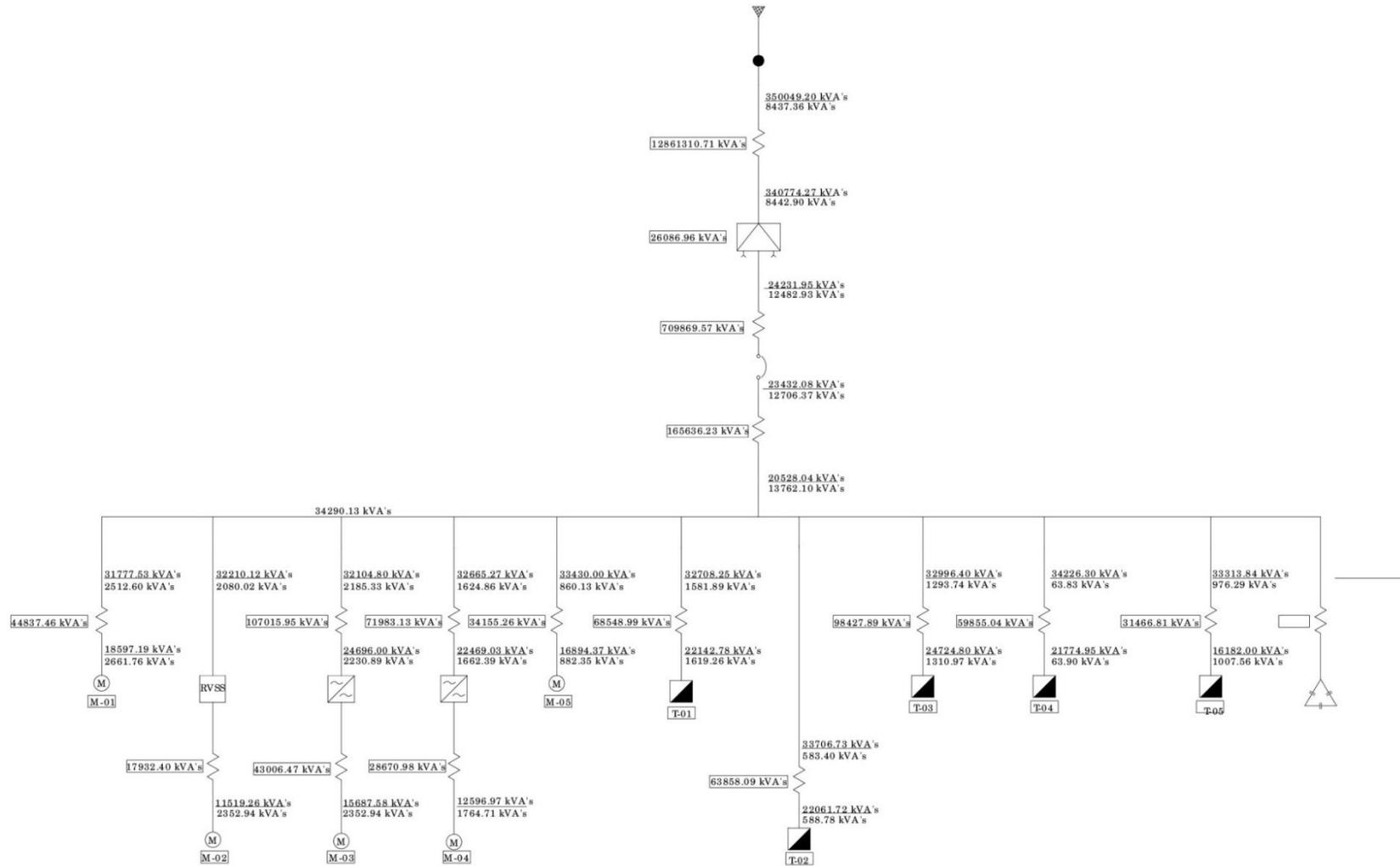


Figura 34. Diagrama con valores de kVA's en cada sector

Fuente: Creación propia con REVIT 2015

Una vez realizada la muestra de cálculo para el circuito de procesamiento, se realiza la reducción de los demás circuitos de manera similar a lo que ya se realizó; como se mencionó en los párrafos anteriores, solo se mostrará el valor de reducción final del circuito, que este corresponderá al valor obtenido justo luego de realizar la reducción del transformador de 34,5/19,9 kV a 480/277 V o bien 34,5/19,9 kV a 208/120 V según corresponda, esto se mostrará en la Tabla 21.

Tabla 21. Valores de kVA's de los circuitos en media tensión

Circuitos	Ramal	Valor de kVA's
CO		180,26
PM	PR	6403,56
	RF	8194,94
PP		8442,90
PTAR		3076,63
	CS	1071,22
CF	SM1	3694,28
	SM2	3374,88
	FA	1410,39
TA		281,71

Fuente: Creación propia con Excel 2016

Luego de ya poseer los valores de kVA's para esta sección, se debe de continuar con la reducción de estos circuitos en la zona de media tensión, para esto es necesario de conocer los elementos que existen en este sector, que corresponden básicamente al cableado eléctrico, los demás equipos corresponden a las celdas de distribución y la celda de medición, que estos equipos transmiten la energía mediante barrajes sólidos en cobre y en distancias muy cortas (56 cm aproximadamente), que junto al alto nivel de voltaje (34,5 kV), su resistencia y por tanto, su efecto en el cortocircuito a través de ellas es despreciable; dicho esto, en la Tabla 22 se muestran los valores de kVA's de los conductores.

Tabla 22. kVA's de conductores para media tensión

Conductor	Longitud (km)	Calibre (AWG/kcmil)	Tensión línea (kV)	Impedancia por fase (Ω/km)	kVA's equivalentes
CP	0,028	250	34,5	0,278	153 019 901,27
CP-CC	0,015	1/0	34,5	0,660	120 227 272,73
CP-CO	0,174	1/0	34,5	0,660	10 364 420,06
CP-CI	0,015	250	34,5	0,278	285 637 149,03
CP-PM	0,2355	1/0	34,5	0,660	7 657 788,07
CP-PR	0,01	1/0	34,5	0,660	180 340 909,09
CP-RF	0,01	1/0	34,5	0,660	180 340 909,09
CP-PP	0,2334	1/0	34,5	0,660	7 726 688,48
CP-PTAR	0,3074	1/0	34,5	0,660	5 866 652,87
CP-CF	0,246	1/0	34,5	0,660	7 330 931,26
CP-CS	0,215	1/0	34,5	0,660	8 387 949,26
CP-SM1	0,01	1/0	34,5	0,660	180 340 909,09
CP-SM2	0,014	1/0	34,5	0,660	128 814 935,06
CP-FA	0,018	1/0	34,5	0,660	100 189 393,94
CP-TA	0,2483	1/0	34,5	0,660	7 263 024,93

Fuente: Creación propia con Excel 2016

Teniendo el circuito básico de media tensión que se muestra en la Figura 24 y los conductores de la Tabla 22 con sus valores de kVA's, se puede realizar la reducción del circuito respectivo tanto de aguas abajo hacia arriba, como de aguas arriba hacia abajo como se mostrará en las Figura 35, Figura 36 y Figura 37, las cuales muestran cual conductor corresponde a cual, el valor de kVA's total obtenido de la reducción del circuito y el valor de corrientes de corto circuito obtenido para cada sección.

El cálculo de cómo se obtuvieron esos valores de cortocircuitos se realizó como se muestra en la sección 5.1.1, específicamente con la ecuación $I_{CC} = kVA's / \sqrt{3}kV$ (4).

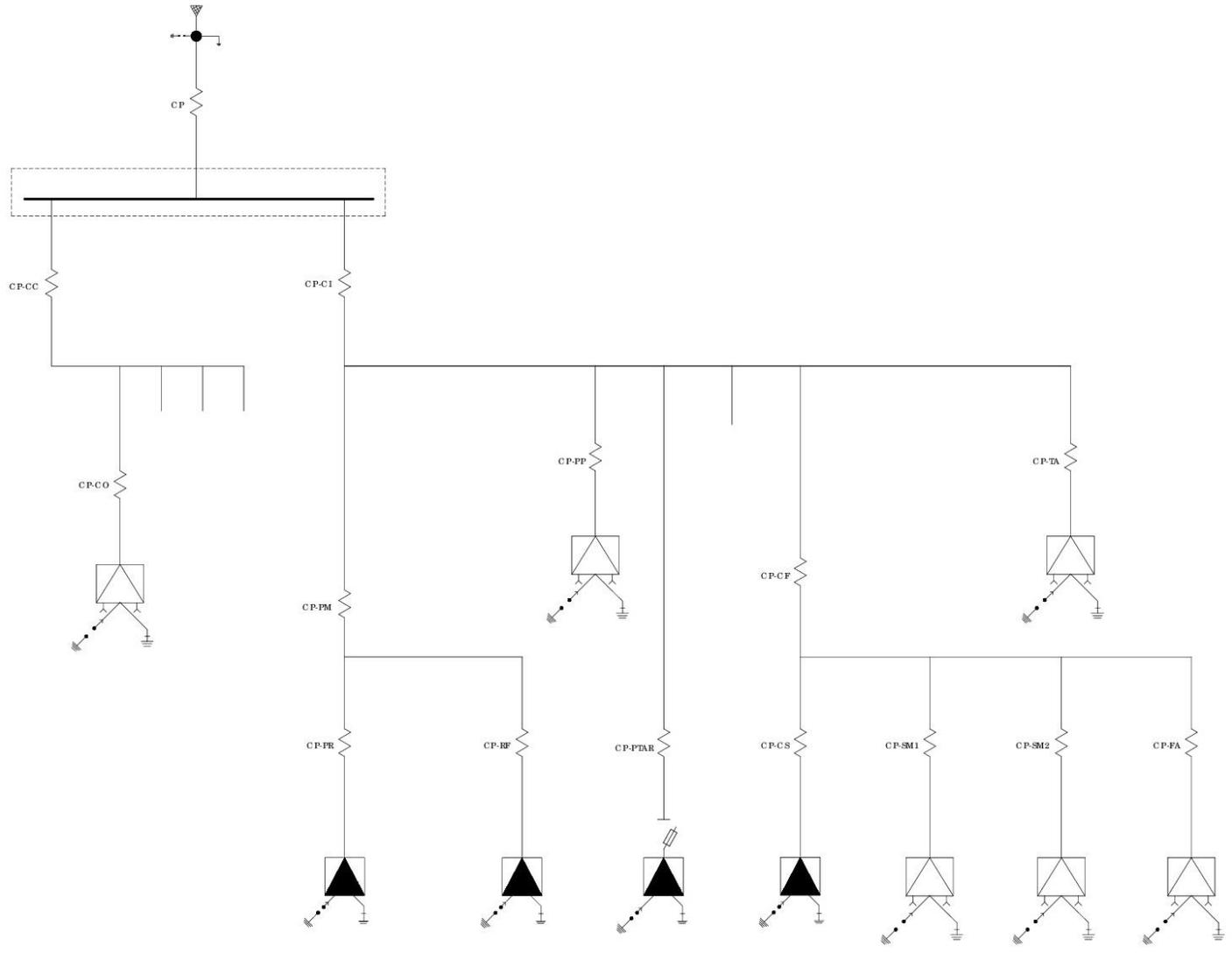


Figura 35. Identificación de conductores de la sección de media tensión

Fuente: Creación propia con REVIT 2015

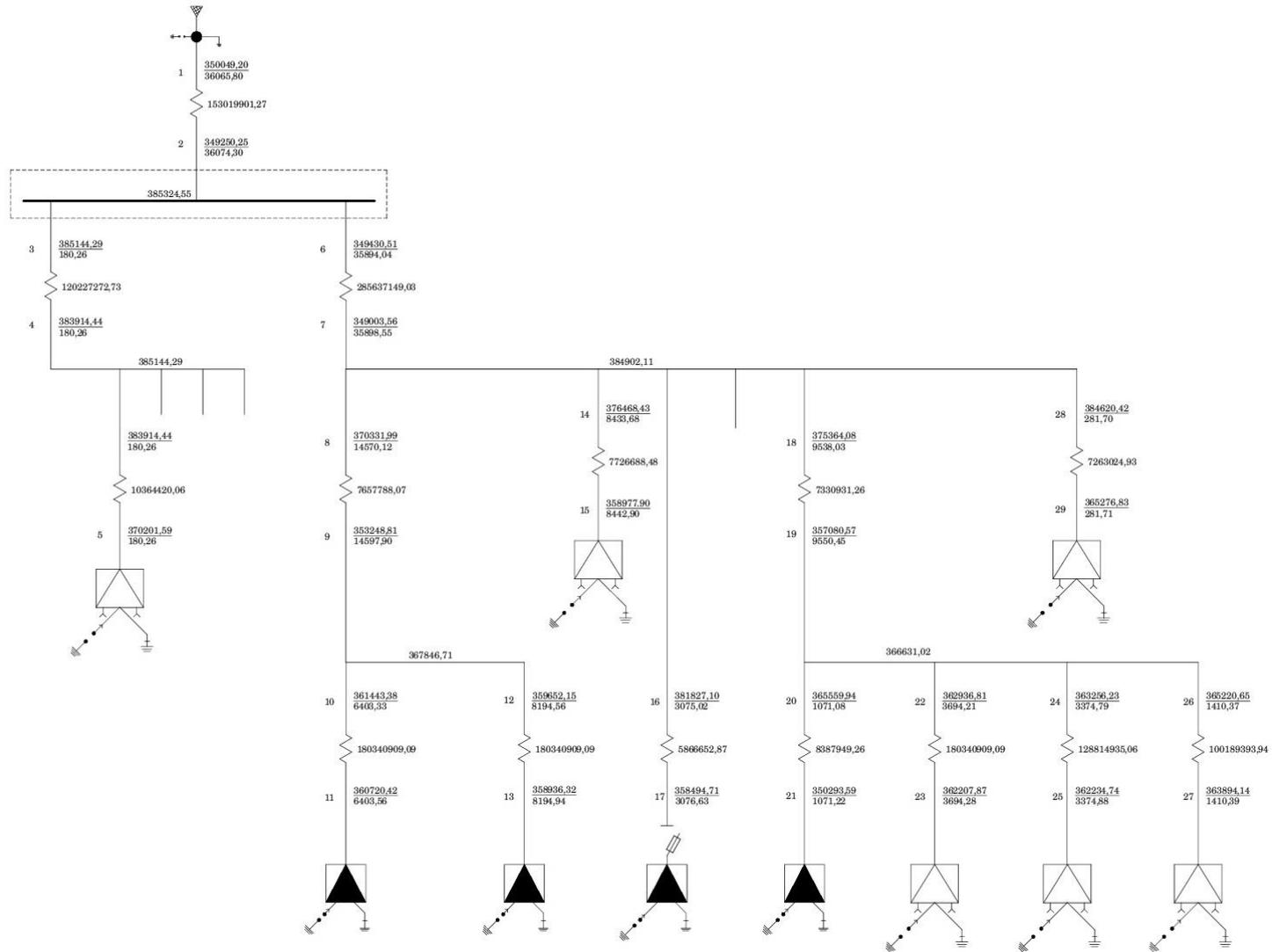


Figura 36. Valores de kVA's en cada conductor y los obtenidos en la reducción del circuito

Fuente: Creación propia con REVIT 2015

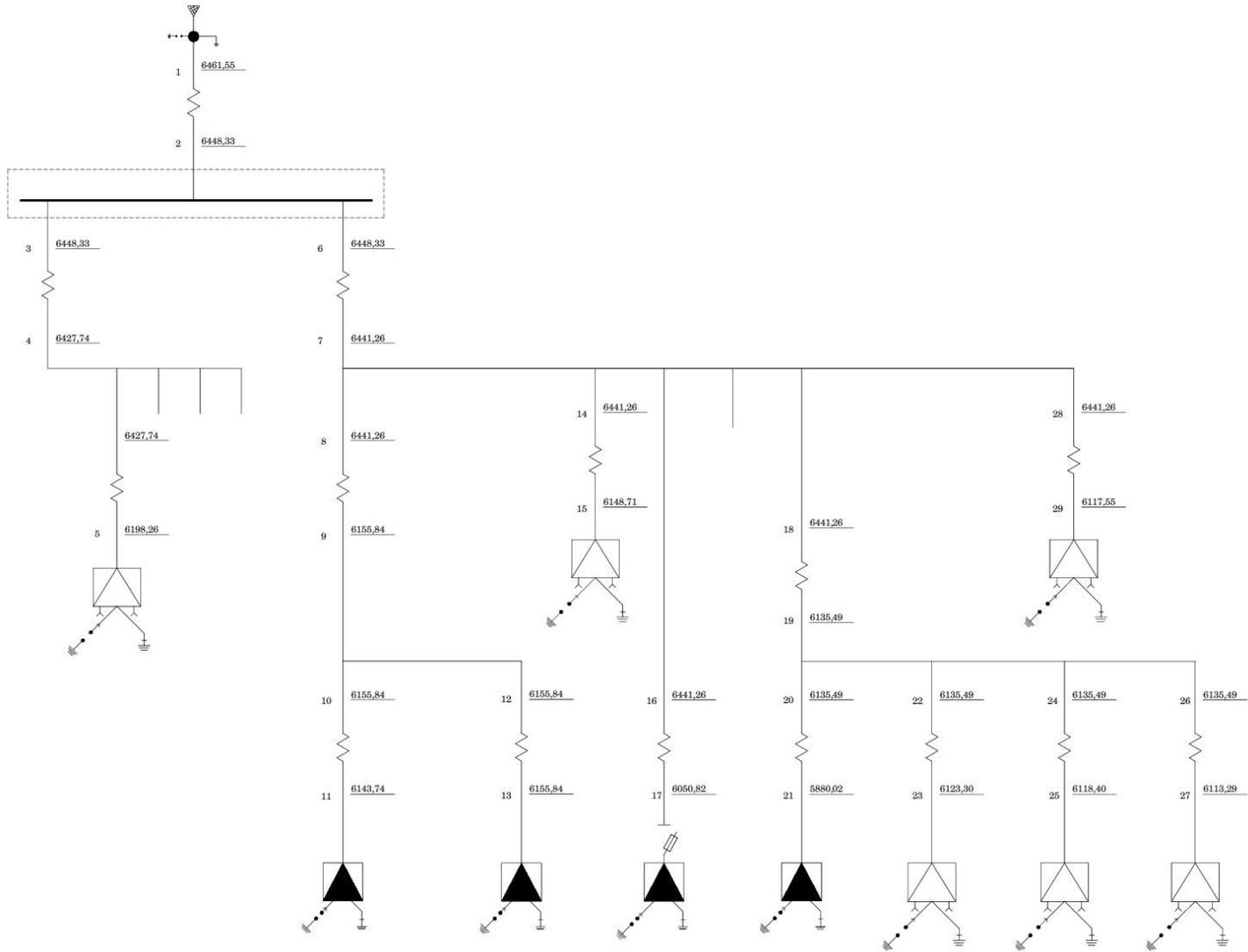


Figura 37. Valores de corto circuito obtenido en cada sección

Fuente: Creación propia con REVIT 2015

8.2. Solución con SKM Power Tools

Para la realización de la solución del análisis de cortocircuito mediante la implementación del software es necesario de introducir en este el circuito que se va a analizar, para lo cual, se dibuja el circuito en dicho software con sus componentes respectivos y sus especificaciones, como lo vendría a ser, por ejemplo, los cableados con su valor de calibre, su longitud y en dado caso, si se poseen varios paralelos, de manera similar con los respectivo a las cargas como los motores, transformadores y otros.

Una vez se posea el respectivo circuito introducido en el software, se procede a indicarle que tipo de análisis es el que se desea de realizar y que tipo de resultados, para el caso específico de SKM, se le indica al software que se realizará un análisis balanceado, esto porque el método de los kVA's nos permite obtener valores de cortocircuito para una falla trifásica franca, que como se mencionó, estas son las que entran en contacto las tres fases al mismo tiempo, generando una falla balanceada.

Luego de realizar esto, SKM calculará los resultados pero será necesario de indicarle cual tipo de falla es la que queremos analizar, para esto, en la opción denominada "Datablog" se le puede indicar al software si se desea obtener valores de corto para 3 polos (3P), que correspondería al trifásico balanceado, o en dado caso, si se desea el de línea a tierra (SLG) o bien algunas otras opciones como línea a línea (LL) o línea-línea-tierra (LLG), junto con otros parámetros más específicos programables.

Una vez realizado lo anterior, se pueden obtener los resultados, los cuales se mostrarán en la Figura 38, Figura 39, Figura 40 y en la Figura 41, en donde el dato de corto circuito se leerá en las especificaciones de cada componente como "ANSI Sym 3P INT XXX" donde las "XXX" corresponderán al respectivo valor de corriente de cortocircuito.

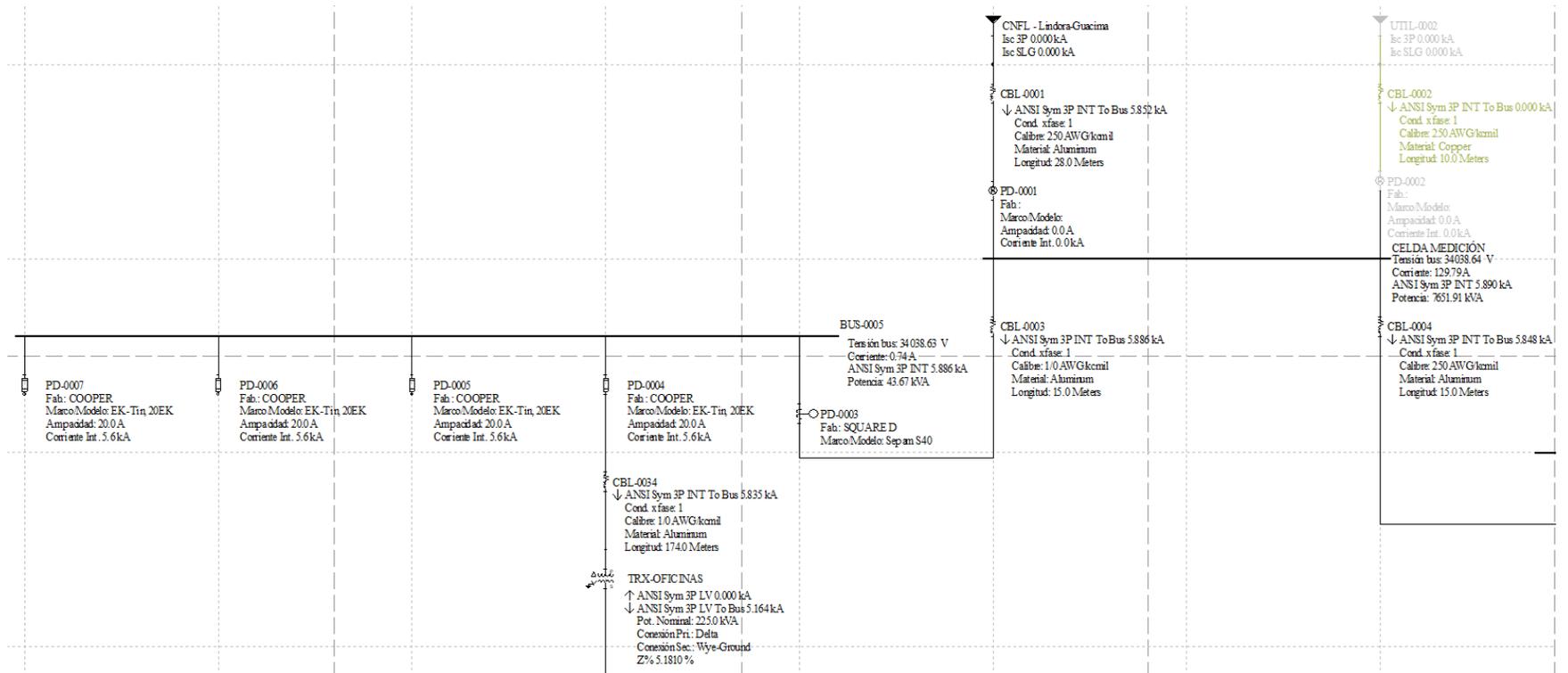


Figura 38. Acometida y Complejo Corporativo

Fuente. Creación propia con SKM Power Tools

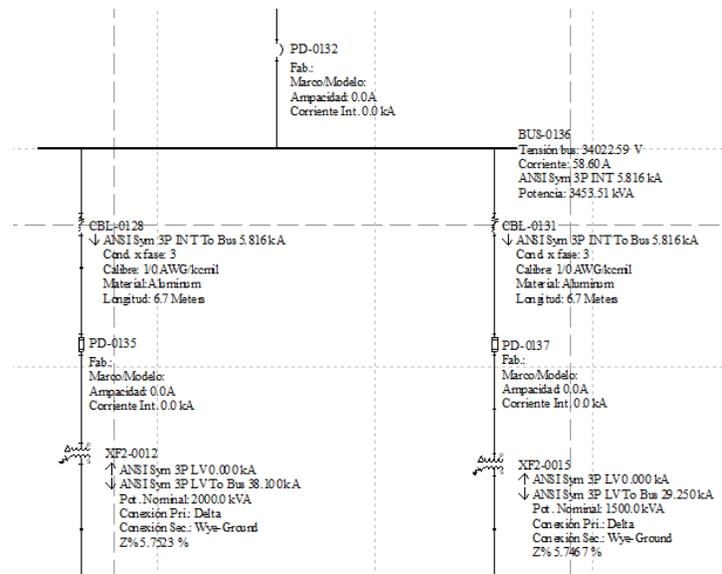


Figura 39. Planta de Matanza

Fuente. Creación propia con SKM Power Tools

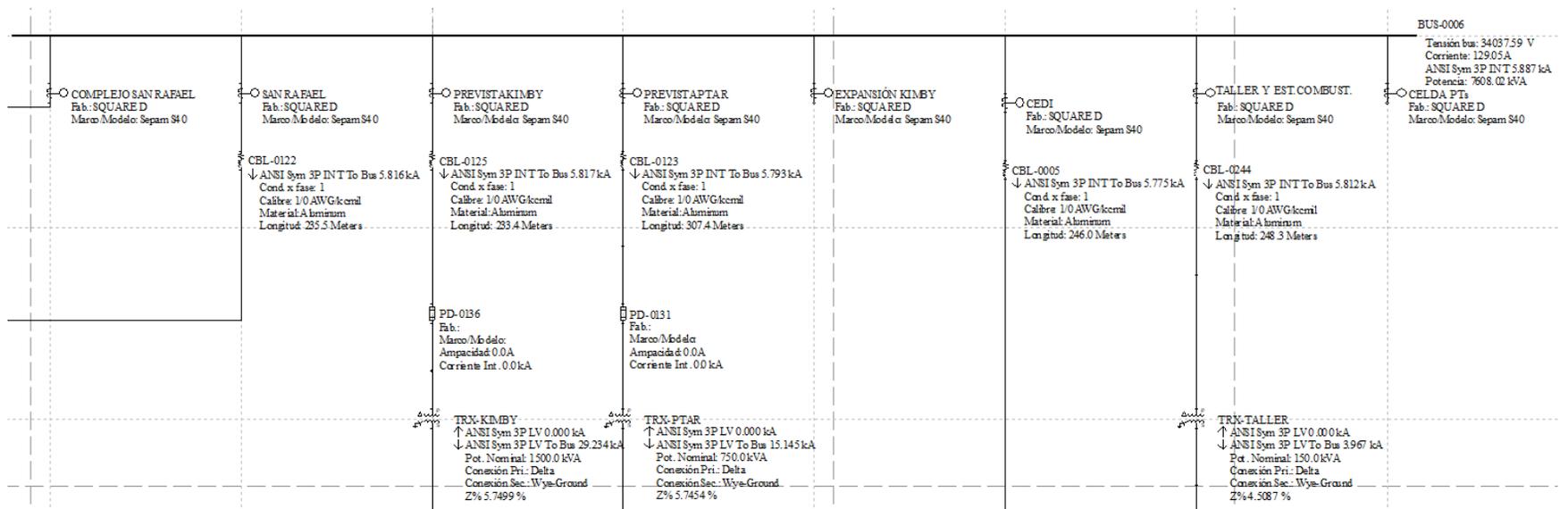


Figura 40. Complejo Industrial (Planta de Procesos, Planta Tratamiento de Aguas y Taller)

Fuente. Creación propia con SKM Power Tools

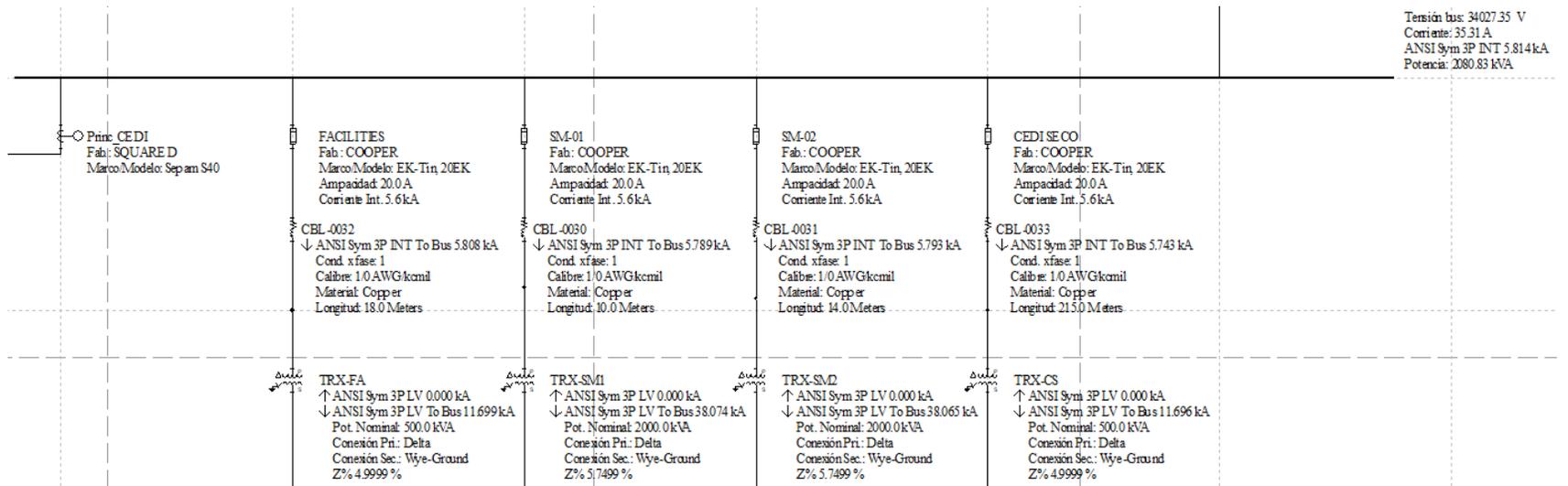


Figura 41. Cuartos Fríos

Fuente. Creación propia con SKM Power Tools

8.3. Comparación entre los métodos de solución

Como bien se presenta en las secciones anteriores, se realizó la solución de los circuitos tanto por solución manual, con el método de los kVA's equivalentes y la solución con el software SKM, pero saber que tan cercanos se encuentran los resultados con uno u otro método es una buena interrogante; en la Tabla 23 se mostrarán los resultados con cada método y el porcentaje de error respectivo a cada valor, tomando el valor de SKM como el valor teórico.

En dicha tabla se puede observar que los porcentajes de error varían entre 2,39% como mínimo, y de 10, 42% como máximo, que tomando en cuenta que en el software posee capacidad de considerar varios valores con mayor precisión, como lo vendría a ser la caída de voltaje para cada tramo, los valores obtenidos con el método manual se pueden considerar aceptables, además, en el caso de considerar como correctos los valores obtenidos con el método de los kVA's, estos son mayores que los obtenidos con SKM, por lo cual, en el caso de diseñar con estos valores se estaría protegiendo contra los valores de corrientes que se podrían, presentar, estimando que los de SKM sean más reales.

Cabe resaltar que estos son los valores entregados únicamente en la sección de media tensión del circuito, que corresponde a la sección donde se podrían generar corrientes con capacidad más destructiva; en la sección de baja tensión, aunque no se presente en detalle, las corrientes en esa sección del circuito podrán alcanzar valores de 38 kA en algunos ramales.

Tabla 23. Comparación de valores de cortocircuito

Corriente	Solución por kVA's	Solución por SKM	% Error
1	6461.55	5852	10.42
2	6448.33	5890	9.48
3	6448.33	5890	9.48
4	6427.74	5886	9.20
5	6198.26	5835	6.23
6	6448.33	5890	9.48
7	6441.26	5848	10.14
8	6441.26	5887	9.41
9	6155.84	5816	5.84
10	6155.84	5816	5.84
11	6143.74	5816	5.64
12	6155.84	5816	5.84
13	6143.86	5816	5.64
14	6441.26	5887	9.41
15	6148.71	5817	5.70
16	6441.26	5887	9.41
17	6050.82	5793	4.45
18	6441.26	5887	9.41
19	6135.49	5578	9.99
20	6135.49	5814	5.53
21	5880.02	5743	2.39
22	6135.49	5814	5.53
23	6123.30	5789	5.77
24	6135.49	5814	5.53
25	6118.40	5793	5.62
26	6135.49	5814	5.53
27	6113.29	5808	5.26
28	6441.26	5887	9.41
29	6117.55	5812	5.26

Fuente: Creación propia con Excel 2016

9. Desarrollo de la coordinación de protecciones

Como bien se mencionó en la sección 5.2, existen métodos y formas de cómo realizar una coordinación de protecciones buscando poseer selectividad en el circuito, sin embargo, al realizar estos tipos de estudios también se debe de tomar en cuenta la distribución en planta de los equipos para verificar que tan conveniente será que una protección se active o no según la ubicación de estas en el circuito y el nivel de corriente.

Debido a que en la zona de media tensión de todo el complejo se poseen 19 relés ubicados en distintas partes, más 13 fusibles, 1 para la protección principal del edificio de oficinas de atención al cliente (OC) y los restantes son los de tipo Bay O Net ubicados en cada transformador para la protección de estos, siendo un total de 12, solo se realizará una muestra de la coordinación de un ramal desde la acometida hasta la protección del fusible del transformador respectivo.

Otro punto importante, es que no todas estas protecciones deben de quedar coordinadas entre sí, más bien, varias de estas podrán poseer curvas de coordinación muy parecidas, como lo son los relés ubicados en la sección de la subestación principal, estos relés tendrán curvas muy similares, además de que todos estos deberán de coordinar con el re-conectador de la instalación y el principal industrial, por lo cual deben brindar suficiente espacio como para que las protecciones siguientes hasta el transformador puedan actuar y que no se activen todas en cascada.

El ramal que se utilizará para la coordinación corresponde al de la planta de matanza y las protecciones que se tomarán en cuenta corresponden a las del re-conectador de la línea de distribución, el re-conectador principal de todo el circuito, el principal industrial, el principal de la planta de matanza y el de la sección de refrigeración de esta planta, como se muestra en la Figura 42.

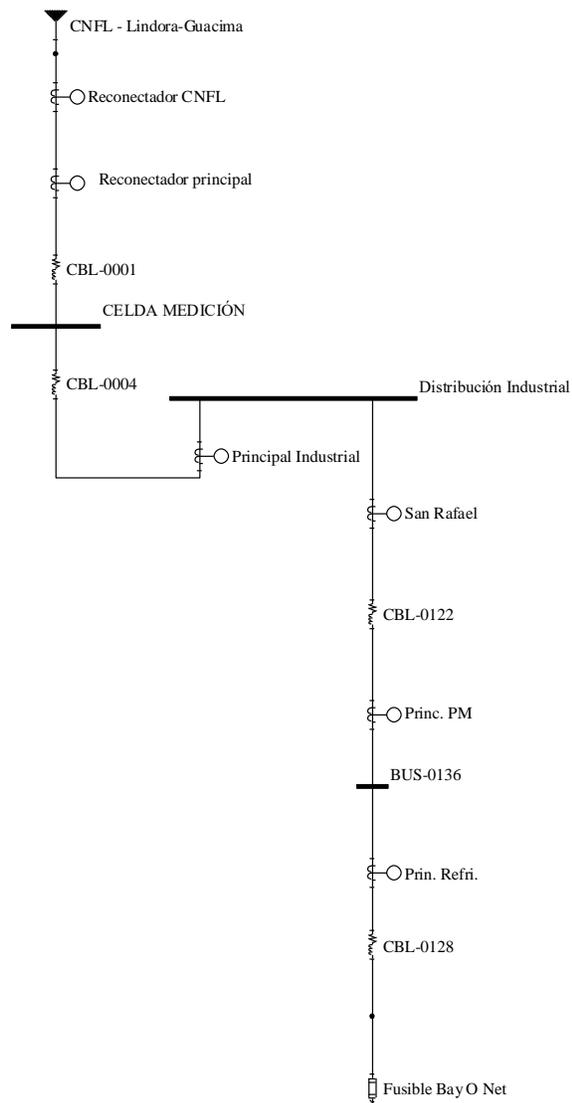


Figura 42. Diagrama de protecciones a coordinar

Fuente: Creación propia con SKM V7

Para el re-conectador de la compañía (CNFL), este se encuentra configurado según parámetros del circuito, por lo cual, es necesario de solicitar estos parámetros para poder graficar dicha curva y poder ajustar las demás protecciones a esta, las características básicas a conocer corresponden al tipo de curva ANSI VI, con un DIAL de 4 y relación de transformación 600:1 e inicio de disparo en 600 A.

El re-conectador de la empresa deberá de situar su curva de disparo por debajo de la obtenida con los datos de la curva del re-conectador de CNFL, este re-conectador posee un elemento de protección de tipo relé, por lo cual permite bastante ajuste en su curva y las demás protecciones, como se mencionaron anteriormente, son relés de tipo SEPAM, que también permiten bastante modificación de su curva de disparo. En la Figura 43 se muestra la coordinación de estas 4 protecciones principales.

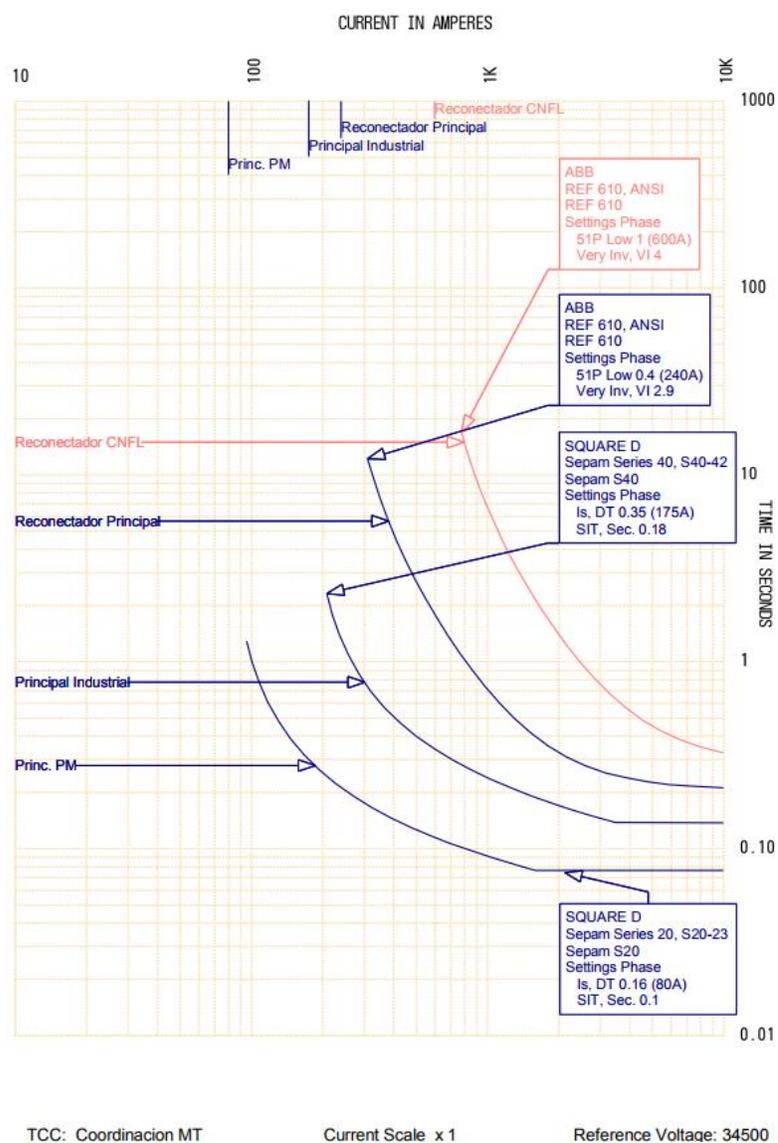


Figura 43. Coordinación protecciones principales

Fuente: Creación propia con SKM V7

Observando un poco en detalle la Figura 42, se puede observar que entre la protección “Principal Industrial” y la “Prin. PM” se encuentra la protección de “Planta Matanza”, sin embargo, esta no se tomará en cuenta debido a que tan solo se encuentra protegiendo el tramo de conductor desde la subestación principal hacia la subestación de la planta de matanza, por lo cual, esta se configurará con casi los mismos parámetros que la “Prin. PM”.

Un detalle que considerar es que los relés SEPAM poseen un tiempo de activación mínimo, desde que detectan la falla hasta que estos se activan de aproximadamente 75 ms, por lo cual, el relé “Prin. PM” se encuentra configurado en su tiempo mínimo para que en caso de cortocircuito este sea el primero en accionarse de los cuatro mostrados en el tiempo instantáneo, además de que, según los manuales de los relés SEPAM, se recomienda dejar como mínimo un lapso entre curva y curva de cada relé de 50 ms para que estos no se activen en cascada.

La coordinación que se muestra en la Figura 43 debería de actuar en el caso de que se genere una falla entre los tramos del bus de distribución de la planta de matanza y hasta el re-conectador, siguiendo esa ruta, sin embargo, si llegara a suceder una falla entre el transformador de la zona de refrigeración y el bus de distribución de la planta, no sería conveniente que se desconecte toda la planta de matanza o que se quemen los fusibles del transformador, por lo cual, en la Figura 44 se muestra la coordinación respectiva hasta llegar al transformador de refrigeración, que correspondería a todo el ramal de media tensión desde la acometida hasta llegar a la zona de baja tensión de esta planta.

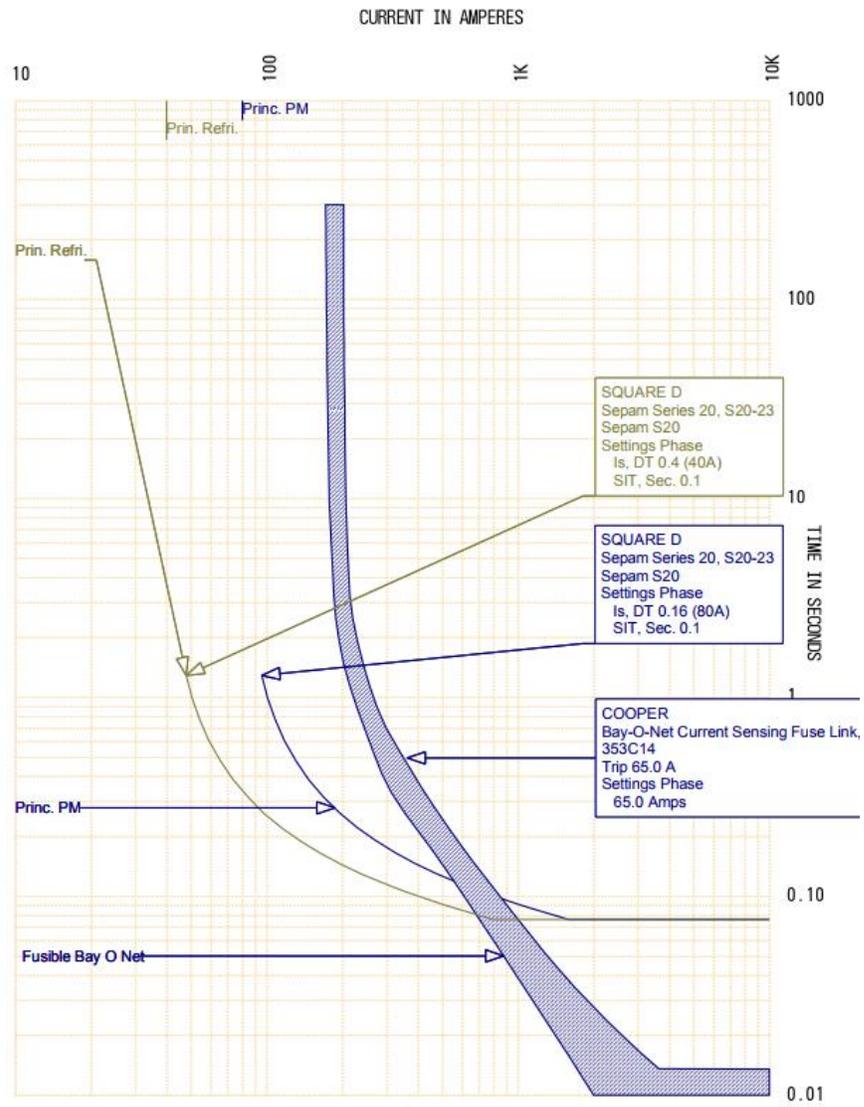
En esta última figura (Figura 44) se puede observar que si se llegara a generar un cortocircuito en el transformador, con valores de intensidad que haciendan a los obtenidos en el análisis, que corresponde a 5816 A (Figura 39), el fusible debería de fundirse antes de que el relé se active en el tiempo instantáneo, sin embargo, es poco probable que un cortocircuito se origine en el transformador como tal.

Desde otro punto de vista, si se genera una sobrecarga, siendo este un transformador de 2000 kVA a 34 500 V en el primario, la corriente máxima que debería fluir sobre él debería de poseer un valor cercano a los 34 A, siendo que el fusible solo llegaría a fundir con corrientes superiores a los 600 A antes que el relé se active, por lo cual solo en condiciones muy específicas se accionaría el fusible primero que los relés.

Si se analiza también el punto de vista de una falla entre el transformador y la protección de la zona de refrigeración, en caso de generarse un cortocircuito sería muy probable que tanto la protección “Prin. PM” y la protección “Prin. Refri” se activen simultáneamente, sin embargo, si se genera tan solo una sobrecarga, la protección “Prin. Refri” debería desconectarse sin afectar el ramal de producción del centro de matanza.

Analizando las condiciones presentadas anteriormente, se puede afirmar que la manera en que se encuentran coordinadas las curvas de protección en los equipos, los circuitos deberían de funcionar correctamente según estas condiciones analizadas, que son las que pueden llegar a presentarse en las instalaciones y brindar una correcta operación ante estas posibles fallas.

Como nota adicional, en los anexos se adjuntará una Figura adicional en la que se muestren las 6 protecciones consideradas para este estudio de coordinación.



TCC: Coordinación MT

Current Scale x 1

Reference Voltage: 34500

Figura 44. Coordinación en planta de matanza

Fuente: Creación propia con SKM V7

10. Justificación económica

Con respecto a una justificación de tipo económico del por qué realizar este proyecto, esta se puede realizar de varias maneras, de las cuales se plantean las siguientes situaciones:

- a) Se podría realizar un análisis en el tiempo como lo sería un período de retorno de la inversión, el problema de este radica en que simplemente no se puede suponer cuando o cuantas veces se generarán algún tipo de fallos y sus efectos, es decir, que en el caso de que suceda un cortocircuito, que efectos podría generar sobre la red si esta no se encuentra debidamente diseñada, por ejemplo, saber que equipos resultarían afectados y que costo económico representaría el repararlos o sustituirlos.
- b) Si se considera desde un punto de vista en el cual se consideren pérdidas de producción, no daños sobre equipos, sería el caso en que las protecciones lograron despejar la falla antes de que el corto causara daños sobre estos equipos, pero, aunque sea así, se deberían de considerar las debidas perdidas en producción, para lo cual, es necesario de conocer niveles de proceso productivo, cantidad de materia prima movida al día y saber en qué áreas se da esta producción, detalles que se escapan de los objetivos de este proyecto.
- c) Realizar un análisis de tipo comparativo en niveles de inversión, es decir, validar cuanta sería la inversión necesaria a realizar para que los equipos puedan operar correctamente y tener las capacidades y características respectivas para el valor de cortocircuito en la instalación y la inversión a realizar en el estudio de corrientes de cortocircuito y coordinación de protecciones.

Conociendo esas tres posibles formas de poder validar que en términos económicos se justifica realizar estos análisis, se optará por utilizar la opción c), que vendría a ser una manera en la cual obtener los datos necesarios para validar la inversión no conllevaría información que se salga tanto de los límites de este proyecto.

10.1. Valor de los equipos en planta

Una vez determinado el tipo de justificación que se realizará, es necesario de obtener el precio lo más actual posible de los equipos que se implementarán en la instalación, para esto se utilizará un software en línea del proveedor Schneider, denominado QuoteFast, el cual me permite configurar los equipos según las necesidades que se tengan y obtener un precio aproximado del valor de este.

La razón por la cual se utilizarán equipos de Schneider es porque el contratista decidió que los equipos fueran de este fabricante, además, como solo se especificó el análisis de corto y la coordinación para la media tensión, los equipos que se mencionarán serán los que se encuentren en esta parte del circuito, aunque tampoco se tomarán en cuenta todos, solo los más representativos, dichos datos se presentarán en la Tabla 24.

Estos equipos mostrados en dicha tabla se identifican según el equipo correspondiente, se indica el precio unitario de cada uno de estos, la cantidad de estos necesarios para la zona de media tensión y el precio respectivo correspondiente total para cada uno de los equipos, cabe resaltar que estos precios están indicados en dólares, donde el precio final solo para estos equipos haciende a 2 218 480 dólares, aproximadamente 1 263 556 115,6 colones.

Tabla 24. Precios de equipos de Media Tensión

Equipos	Cantidad	Precio Individual	Precio Total
Re-conectador	1	10 000	10 000
Celda Medición	1	40 000	40 000
DVCAS	24	72 300	1 735 200
	150 kVA	1	6030
	225 kVA	1	9050
	500 kVA	1	20 110
	750 kVA	1	25 140
Transformadores	1500 kVA	2	51 510
	2000 kVA	1	66 840
	500 kVA	1	29 500
	Seco 1500 kVA	1	75 550
	2000 kVA	1	98 040

Fuente: (Schneider Electric, 2017).

Una vez analizados el valor preliminar de tan solo esos cuantos equipos, considerando que además es tan solo una parte de la totalidad de los equipos presentes y que si se considera los respectivos equipos en baja tensión, cableados, infraestructura necesaria como cajas de registro, fosas para transformadores, canalizaciones subterráneas y demás otras consideraciones adicionales sólo para la instalación eléctrica, la inversión necesaria a realizar en este tipo de análisis contra la inversión en reponer posibles equipos dañados en un cortocircuito se justifica de sobremanera con la intención de lograr perdurar la integridad de las instalaciones y no necesitar de hacer una mayor inversión en términos de sustitución de equipos.

11. Conclusiones y recomendaciones

11.1. Conclusiones

- Se logró realizar el análisis de cortocircuito respectivo para el circuito propuesto a analizar mediante un método de cálculo manual, el método de los kVA's equivalentes.
- Se logró obtener una solución para el circuito en análisis mediante un software para este propósito, SKM Power Tools.
- Se realizó la comparación de las corrientes de cortocircuito por ambos métodos logrando obtener porcentajes de error considerablemente aceptables.
- Se programaron las protecciones para uno de los ramales de media tensión teniendo en cuenta los valores de cortocircuito obtenidos en los análisis respectivos.

11.2. Recomendaciones

- Se recomienda la utilización de un software de solución para los análisis de corto circuito debido a que estos pueden tomar en cuenta más parámetros y efectos de manera más sencilla y más rápida que realizándolo de manera manual.
- Al realizar la coordinación de protecciones considerar tanto la selectividad amperimétrica como la cronométrica, esto para que las protecciones no se lleguen a disparar en cascada por ambos efectos y de ser posible, la utilización de selectividad lógica, aunque esto necesitará de inversión adicional por capacidad de equipos.

12. Bibliografía

- ABC Group. (2017). *abb*. Obtenido de <http://new.abb.com/>
- Alvaréz Pulido, M. (2009). *Transformadores*. Barcelona: MARCOMBO.
- ANSI/IEEE. (2008). *Standard device numbers*.
- ARESEP. (2015). *Planeación, Operación y Acceso al Sistema eléctrico Nacional*.
- Colmenar Santos, A., Borge Diez, D., Collado Fernandez, E., & Castro Gil, M. (2015). *Generación distribuida, autoconsumo y redes inteligentes*. Madrid: uned.
- COOPER BUSSMAN. (09 de 10 de 2017). *cooperindustries*. Obtenido de http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/bussmann/Electrical/Resources/solution-center/technical_library/BUS_Ele_Tech_Lib_Conductor_Protection_Wire_Cable_Protection_2.pdf
- cooperindustries. (05 de 10 de 2017). *Bay-O-Net Fuses*. Obtenido de http://www.cooperindustries.com/content/public/en/power_systems/products/fusing/transformer_fusing/bay-o-net_fuses.html
- EATON. (2017). *EATON*. Obtenido de <http://www.eaton.mx/EatonMX/index.htm>
- electric capital. (28 de Julio de 2017). *Transformadores*. Obtenido de <http://www.electriccapital.com.mx/index.php/productos/tipo-subestacion>
- Federal Pacific. (31 de Agosto de 2017). *Primary Metering pad mounted switchgear*. Obtenido de <http://federalpacific.com/Literature/Switchgear/Switchgear%20Catalog/07Primary%20Metering/PMDF%20Primary%20Metering.pdf>
- Giménez, W. (2003). *La simulación del arco eléctrico*. Santa Fe, Argentina: unl.
- Gómez, D. (2017). *ptolomeo*. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/801/A7.pdf?sequence=7>

- Gómez, D. (23 de Mayo de 2017). *ptolomeo*. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/801/A7.pdf?sequence=7>
- Henriquez Harper. (2003). *Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales*. Mexico D.F.: Limusa.
- IEEE. (1993). *Prácticas recomendadas para distribución eléctrica de sistemas de potencia en plantas industriales*. New York.
- Mujal Rosas, R. (2014). *Protección de sistemas eléctricos de potencia*. Barcelona: upc.
- NEMA. (09 de 10 de 2016). *Standard Test Methods for Extruded Dielectric Power, Control, Instrumentation, and*. Virginia: National Electrical Manufacturers Association. Obtenido de [https://www.nema.org/Standards/ComplimentaryDocuments/ANSINEMA%20WC%2053%20ICEA%20T-27-581-2016%20CONTENT%20AND%20SCOPE\(1\).pdf](https://www.nema.org/Standards/ComplimentaryDocuments/ANSINEMA%20WC%2053%20ICEA%20T-27-581-2016%20CONTENT%20AND%20SCOPE(1).pdf)
- NFPA 70E. (2015). *Standard for Electrical Safety in Workplace*. IHS.
- NFPA 70-E. (09 de 10 de 2017). *Standard for Electrical Safety in the Workplace*. Obtenido de www.nfpa.org
- Ramírez Castaño , S. (2003). *Protección de sistema eléctrico*. Obtenido de <http://www.bdigital.unal.edu.co/3392/1/samuelramirezcastano.2003.pdf>
- Schneider Electric. (25 de Octubre de 2017). *QuoteFast*. Obtenido de https://quotefast.schneider-electric.com/QuoteFast/Schneider_Login.jsp
- Schneider Electric. (2017). *schneider electric*. Obtenido de <http://www.schneider-electric.com/ww/en/>
- SIEMENS. (2008). *Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra*.
- SKM. (2017). *Power Tools*. Obtenido de <http://www.skm.com/>
- Zapata, C., & Mejía, G. (2003). *COORDINACIÓN DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS ENMALLADOS*. Pereira: Scientia et Technica.

13. Anexos

13.1. Mitigación de arco eléctrico

Según *Schneider Electrical, 2017*, los sistemas de protección contra arcos eléctricos basan su funcionamiento en sensores, tanto de luz como de corriente, si estos sensores detectan la señal de que se está produciendo un arco eléctrico, envían una señal para activar la protección y detener el arco eléctrico; por lo general estos equipos poseen capacidad para detectar un arco eléctrico en menos de 7 mili segundos.

Dentro de las tecnologías que posee *Schneider Electrical* para la mitigación del arco eléctrico se posee la tecnología *Zone Selective Interlocking (ZSI)* y el *Alternate Maintenance Setting (AMS)*, ambos son tecnologías adicionales para asegurar un mayor grado de seguridad hacia los usuarios y la instalación eléctrica como tal; estos se detallarán más a continuación:

13.1.1. *Zone Selective Interlocking (ZSI)*

Este tipo de sistema necesita de una conexión adicional, la cual permite un grado de comunicación entre cada uno de los disyuntores de la red eléctrica, esta comunicación se refiere a que, si en la parte más aguas debajo de la red se produce un fallo por arco eléctrico, el disyuntor principal y todos los que se encuentren hacia arriba de este también notaran la existencia de esta falla, sin embargo, gracias al sistema, los disyuntores se coordinarán para que se desactive el más cercano a la falla.

Por lo tanto, si se produce una falla en la mitad de la red, los disyuntores hacia debajo de este no lo notarán, pero hacia arriba si, por lo cual, los disyuntores de igual manera se comunicarán para que los el más cercano a la falla aguas arriba sea el que se

active y los que estén hacia arriba tengan menos probabilidades de activarse por un fallo por arco eléctrico y la red pueda desactivar la menor cantidad de equipos posibles al desactivar la falla.

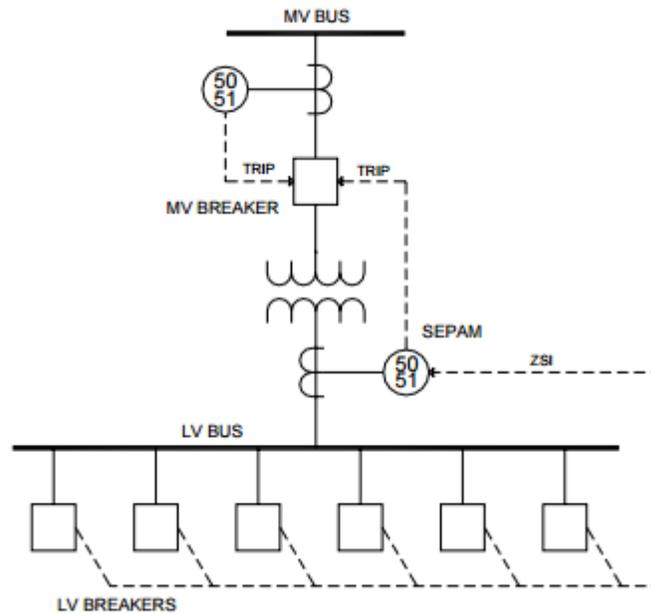


Figura 45. Conexión para un sistema ZSI

Fuente: (Schneider Electric, 2017).

13.1.2. Alternate Maintenance Setting (AMS)

Este tipo de tecnología lo que permite es regular el arco eléctrico con un único disyuntor especial, el cual corresponde al disyuntor principal, este presentará un mecanismo de activación que permite activar el mecanismo de protección, este mecanismo lo que hace es bajar la curva de disparo del disyuntor principal a menos de lo que en realidad debería de estar, permitiendo así que en caso de una falla en cualquier parte del circuito se desactive el disyuntor principal.

Este mecanismo se puede pensar en inicio que es perjudicial para la producción debido a que si se produce una falla se desactiva todo el circuito, sin embargo, como su

nombre lo indica, este es un mecanismo alternativo para mantenimiento, por lo cual, no siempre se encuentra activado y solo se activará cuando se vaya a dar mantenimiento a algún sector de la planta, por lo cual, no deberían de estar en operación la mayoría de procesos de esta.

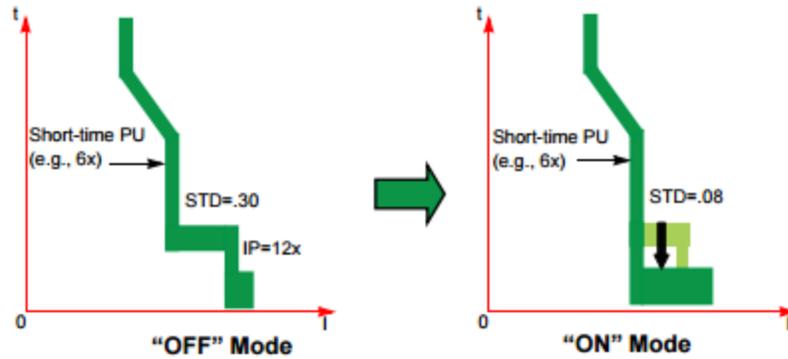
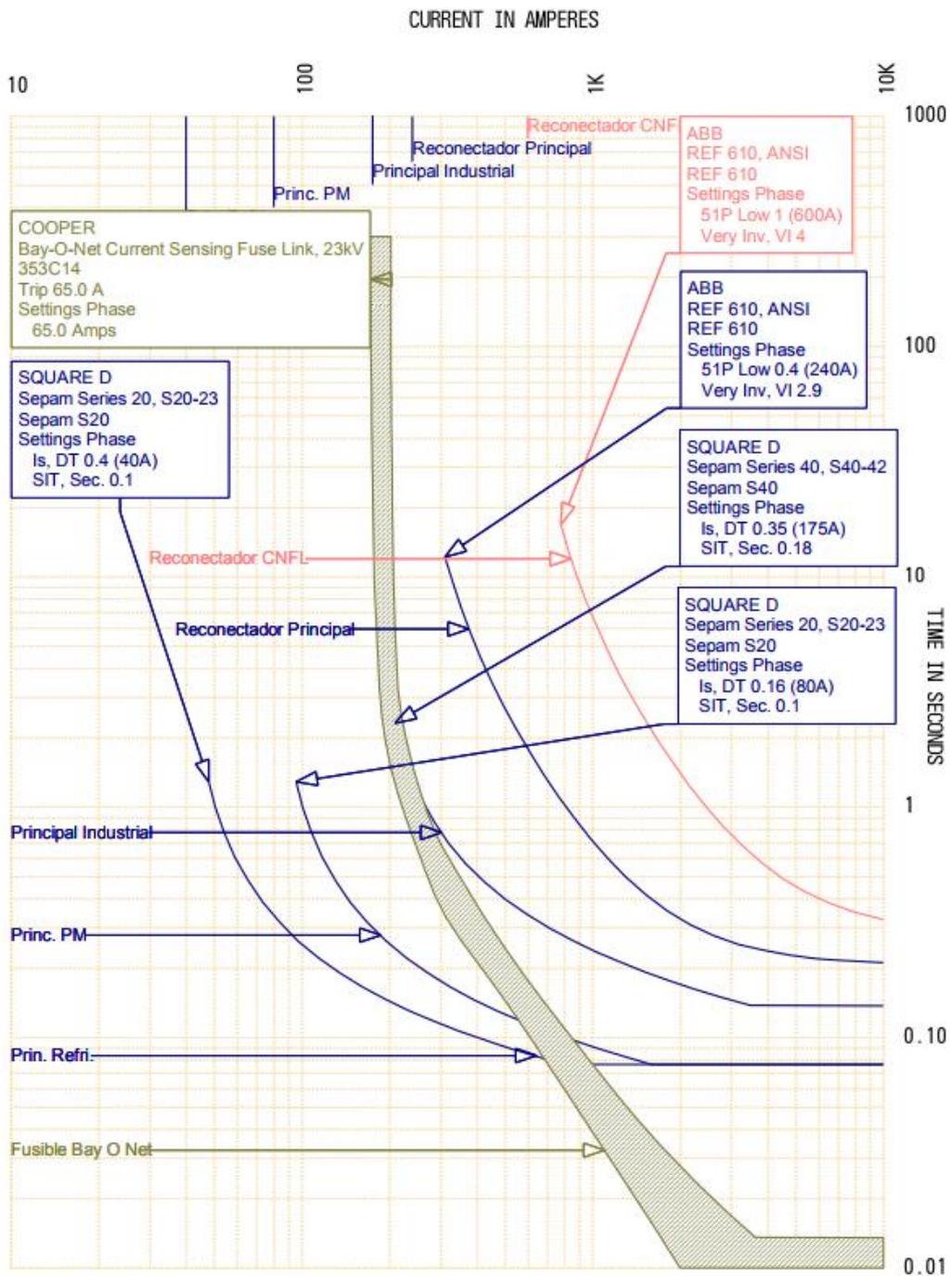


Figura 46. Acción de un AMS sobre la curva de disparo

Fuente: (Schneider Electric, 2017).



TCC: Coordinacion MT

Current Scale x 1

Reference Voltage: 34500

Figura 47. Muestra de las 6 protecciones a coordinar

Fuente: Creación propia con SKM V7

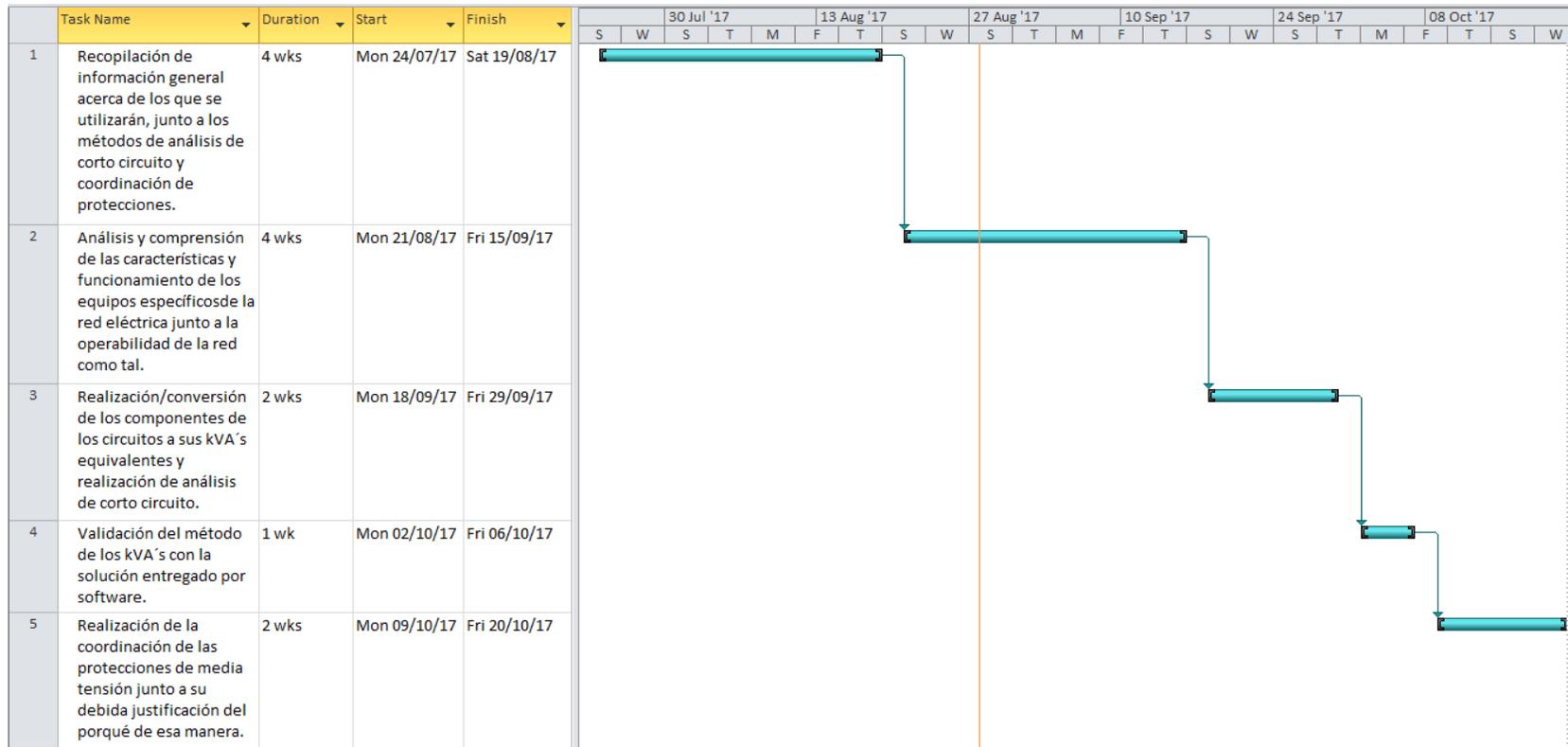


Figura 48. Cronograma a seguir

Fuente: Creación propia con Project 2010

