



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**“Análisis de Arco Eléctrico de una Planta Industrial”**

**TESIS**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:**

**INGENIERO ELÉCTRICO - ELECTRÓNICO**

**PRESENTAN:**

**Arturo Alejandro Lavín Maciel  
Enrique Meneses Luviano**



**DIRECTOR: ING. EDUARDO CARRANZA TORRES**

**MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA 2009**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## **AGRADECIMIENTOS:**

*Enrique Meneses Luviano.*

A mis padres Enrique Meneses y Guadalupe Luviano por el invaluable apoyo que me han brindado a lo largo de mi vida y de mis estudios, por sus consejos y gran ejemplo.

A mis hermanos Eduardo y Daniela, a Lety por servirme de inspiración y motivación en todo lo que hago y a todos mis amigos de la universidad con los cuales compartí altas y bajas a lo largo de la carrera.

Y un agradecimiento muy especial a Alejandro y al Ing. Eduardo Carranza por todo el esfuerzo que compartimos a lo largo de este proyecto de tesis.

*Arturo Alejandro Lavín Maciel.*

A mis papás por todo el apoyo y amor que me brindan día con día. Gracias porque por su ejemplo de trabajo, sacrificio y responsabilidad, pude sortear los momentos difíciles para llegar hasta aquí.

A mi tío Ale por su cariño, enseñanzas, apoyo, en fin, por ser mi segundo padre.

A mis hermanas.

A Karina por estar conmigo y, José, Damian, María Esther y José Luis por hacerme sentir de la familia.

A mi tía Susana por su tiempo y conocimiento.

A mis abuelos Guillermo, Marianela, Leonor y, en especial, Urbano por su apoyo incondicional.

A mis amigos por las experiencias y tiempo compartidos, en especial a Kike por acompañarme en esta última etapa de la carrera.

## ÍNDICE

<b>1. Introducción a la seguridad eléctrica</b>	<b>1</b>
<b>2. Arco eléctrico</b>	<b>5</b>
<b>3. Corto circuito</b>	<b>27</b>
<b>4. Coordinación de protecciones</b>	<b>38</b>
<b>5. Estudio de corto circuito</b>	<b>47</b>
<b>6. Estudio de coordinación de protecciones</b>	<b>66</b>
<b>7. Estudio de arco eléctrico (Arc flash)</b>	<b>86</b>
<b>8. Costos</b>	<b>91</b>
<b>9. Conclusiones</b>	<b>98</b>
<b>10. Bibliografía</b>	<b>99</b>
<b>11. Anexos</b>	<b>100</b>

## 1. INTRODUCCIÓN A LA SEGURIDAD ELÉCTRICA.

Actualmente las condiciones de seguridad en los lugares de trabajo juegan un papel muy importante, por lo que se han desarrollado procedimientos y normas de seguridad para prevenir riesgos debidos a condiciones inseguras de trabajo.

Recientemente, con el incremento de los daños, las pérdidas humanas y económicas, que son causadas por los eventos de arco eléctrico, se ha puesto especial interés en la determinación de las distancias límites de seguridad y el equipo de protección requerido para la realización de trabajos de mantenimiento con equipo energizado.

Los requisitos de la seguridad eléctrica relacionados con las prácticas de trabajo y mantenimiento del sistema eléctrico son considerados críticos.

La Norma Oficial Mexicana NOM-029-STPS-2005, *Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo – Condiciones de seguridad*; emitida por la Secretaría del Trabajo y Previsión Social, tiene como objetivo establecer las condiciones de seguridad para las actividades de mantenimiento en las instalaciones eléctricas de los centros de trabajo, a fin de evitar accidentes al personal responsable de llevar a cabo dichas actividades y a personas ajenas a ellas que se pudieran exponer.

En la NOM-029-STPS-2005 se establece como una obligación de los patrones analizar, antes de realizar el mantenimiento de las instalaciones eléctricas, los riesgos de trabajo a los que se exponen los trabajadores, tomando en consideración:

- a) El tipo de operaciones que se van a desarrollar.
- b) Los peligros a los que se expondrá el trabajador.
- c) La ubicación del equipo eléctrico, la zona y distancias de seguridad de acuerdo a la tensión eléctrica y las fallas probables.
- d) El peso y la forma de los objetos, equipos y herramientas, y los movimientos a realizar para evitar actos o condiciones inseguras.
- e) Las protecciones existentes y las que se requieran de acuerdo a los riesgos que se puedan presentar al desarrollar el trabajo (candados, señales, elementos para delimitar zonas de trabajo, entre otros).
- f) Las partes del equipo que requieran protección para evitar el contacto con partes vivas (líneas energizadas, bancos de capacitores, entre otros).
- g) Las maniobras de apertura o cierre que se requieran para los dispositivos de protección de los medios de conexión y desconexión.
- h) El equipo de protección personal, los materiales de protección con que se cuenta y los que se requieran para el tipo de instalaciones eléctricas a las que se dará mantenimiento.
- i) Las acciones de primeros auxilios con que se cuenta, y las que se requieren.
- j) Los procedimientos de seguridad con que se cuente y los que se requieran.
- k) La frecuencia con la que se realiza la actividad.
- l) El número de trabajadores que intervienen en la actividad, y
- m) El tiempo estimado para realizar la actividad.

Esta norma define un análisis de riesgos potenciales como un estudio de las actividades peligrosas durante el mantenimiento de las instalaciones eléctricas que puedan desencadenar la liberación de la energía por el contacto, falla o aproximación a partes energizadas, por ejemplo arcos eléctricos, chispas de origen eléctrico o explosión de

dispositivos eléctricos, y que pueden provocar daños a la salud e integridad física de los trabajadores.

Otra obligación de los patrones es proporcionar a los trabajadores el equipo de protección personal requerido, de acuerdo al análisis de riesgos, garantizando que este logre:

- a) atenuar el contacto del trabajador con los agentes de riesgo;
- b) en su caso, ser de uso personal;
- c) estar acorde a las características y dimensiones físicas de los trabajadores.

La NOM-017-STPS-2001 Equipo de Protección Personal - Selección, uso y manejo en los centros de trabajo; también emitida por la secretaría del Trabajo y Previsión Social define el Equipo de Protección Personal (EPP) como el conjunto de elementos y dispositivos de uso personal, diseñados específicamente para proteger al trabajador contra accidentes y enfermedades que pudieran ser causados con motivo de sus actividades de trabajo. En caso de que el análisis de riesgo se establezca la necesidad de utilizar ropa de trabajo con características específicas, ésta será considerada equipo de protección personal.



*Figura 1.1. Personal de mantenimiento eléctrico utilizando el equipo de protección personal (EPP).*

También es necesario que todos los equipos destinados al uso y distribución de la energía eléctrica cuenten con información que identifique sus características eléctricas y la distancia de seguridad para las tensiones presentes, ya sea en una placa, en etiquetas adheridas o marcada sobre el equipo.

Debido a estos requerimientos es importante que en una instalación eléctrica como la de una planta industrial se entiendan, analicen y prevengan los posibles riesgos a los que se exponen los trabajadores de mantenimiento eléctrico al realizar maniobras en equipos que posiblemente no pueden ser totalmente desenergizados para su mantenimiento.

Existen esencialmente tres tipos de lesiones o daños resultado de trabajar en o cerca equipos energizados:

- a) Choque eléctrico, cuyos efectos pueden variar dependiendo de la cantidad de corriente que fluye por el cuerpo humano;
- b) Quemaduras por contacto, arqueo o destellos;
- c) Impacto por explosiones.

Para que una compañía pueda cumplir con las responsabilidades que le exige NOM-029-STPS-2005, específicamente en lo referente a la seguridad eléctrica en lugares de trabajo, requiere de un estudio de Arco Eléctrico, el cual permite señalar y advertir a los operadores y personal de mantenimiento sobre las precauciones que se deben tomar para intervenir equipos eléctricos, así como dimensionar y seleccionar el equipo de protección personal adecuado.

Actualmente existen diversos estándares que ofrecen orientación o procedimientos para determinar las distancias de trabajo y el equipo de protección personal con el fin de minimizar la posibilidad de sufrir algún daño al trabajar con electricidad. Los más utilizados y de mayor autoridad son el *NFPA 70E – 2004 Norma para la Seguridad Eléctrica en Lugares de Trabajo*<sup>1</sup> y el *IEEE Std. 1584 – 2002 Guía para realizar Cálculos de Riesgo por Arco Eléctrico*<sup>2</sup>, estos dos métodos también son utilizados por programas de cómputo especializados para la elaboración de estudios y análisis de sistemas de potencia.

## **Objetivo**

El objetivo de este trabajo de tesis es realizar un estudio de Arco Eléctrico, asistido por computadora, el cual permite identificar el límite de protección contra arco eléctrico y la energía incidente en las distancias de trabajo asignadas, a través de cualquier punto o nivel en el sistema eléctrico, para determinar el equipo de protección personal que se requiere en cada área, cumpliendo con ello con las normas de seguridad eléctrica en lugares de trabajo.

Analizar el nivel de arco eléctrico en los tableros de distribución de la planta para determinar las distancias límites de seguridad, riesgos por arco eléctrico y equipo de protección personal requerido.

Los niveles de arco eléctrico dependen de los niveles de falla eléctrica por corto circuito y los ajustes propuestos en los dispositivos de protección de los equipos por lo que se deberán realizar los estudios de corto circuito y coordinación de protecciones.

Para llevar a cabo dichos estudios se empleará el programa SKM Power Tools for Windows versión 5.0. Dicho programa es un modelo computacional de diseño y análisis de sistemas eléctricos de potencia. Los módulos que se utilizarán son A\_Fault para el análisis de corto circuito, CAPTOR Time Current Coordination para coordinación de protecciones y Arc-Flash para el análisis de arco eléctrico.

---

<sup>1</sup> NFPA 70E – 2004, Standard for electrical safety requirements for employee workplaces.

<sup>2</sup> IEEE Std. 1584 – 2002, Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculation.

Al término del análisis se contará con una base de datos actualizada del sistema eléctrico de la planta, sus niveles de falla de corto circuito, los ajustes requeridos por el equipo de protección, los niveles de arco eléctrico y recomendaciones para su óptimo funcionamiento.

### **Justificación.**

Con el estudio de arco eléctrico y el adecuado dimensionamiento del equipo de protección, además de cumplir con los requerimientos establecidos en la NOM-029-STPS-2005, se pueden evitar siniestros, pérdidas humanas o de producción.

Reducir e incluso eliminar la exposición a los riesgos eléctricos requiere una atención continua. Un programa de seguridad eléctrica en su conjunto deber ser implementado enfatizando las áreas específicas de riesgo.

Algunos de los beneficios de tener un buen programa de seguridad eléctrica, especialmente contra arco eléctrico en una planta industrial son:

- Proteger a los trabajadores de posibles daños y prevenir la pérdida de la vida.
- Prevenir pérdidas a las empresas por pérdida de mano de obra calificada, honorarios de litigios, mayores gastos de seguro y baja de la moral.
- Mejorar los tiempos del proceso por reducción de accidentes.
- Educar a los empleados eléctricos en los posibles peligros a los que se exponen.
- Evitar accidentes relacionados al arco eléctrico.
- Reducir la exposición de las partes del cuerpo al arco eléctrico en caso de accidente.

## 2. ARCO ELÉCTRICO.

### Definición de arco eléctrico.

Un arco eléctrico o una falla por arco es el flujo de corriente eléctrica a través del aire, desde un conductor vivo expuesto a otro o a tierra.

El riesgo de arco eléctrico en sistemas eléctricos de potencia es el peligro a la exposición a calor excesivo y a serias lesiones por quemaduras. Los arcos eléctricos producen altas temperaturas, ráfaga de sonido y ondas de presión expansivas, pueden encender ropa y causar severas quemaduras que pueden llegar a ser fatales.

Aunque los programas de seguridad eléctrica han existido desde los inicios de la electricidad, los riesgos por arco eléctrico no habían sido tomados en cuenta hasta hace, relativamente, poco tiempo.

### Causas del arco eléctrico.

Los arcos pueden ser iniciados por lo siguiente:

- Polvo e impurezas. El polvo y las impurezas en superficies aisladas pueden proporcionar una trayectoria para la corriente, permitiendo el destello y creando una descarga por arco a través de la superficie. Esto puede evolucionar en grandes arcos. Los humos o vapores químicos pueden reducir la rigidez dieléctrica del aire y causar un arco eléctrico.
- Corrosión. La corrosión de partes del equipo pueden proporcionar impurezas en superficies aisladas. La corrosión también debilita el contacto entre las terminales de los conductores, incrementando la resistencia a través de la oxidación u otra contaminación corrosiva. El calor es generado en los contactos y puede producir chispas, esto puede llevar a una falla por arco con conductores cercanos expuestos de distinta fase o tierra.
- La condensación de vapor y goteo de agua pueden dañar la superficie de materiales aislantes. Esto puede crear una descarga a tierra y una potencial formación de arco fase a fase.
- Chispa de descarga:
  - Toque accidental. El contacto accidental con partes vivas expuestas pueden iniciar fallas por arco.
  - Caída de herramientas. La accidental caída de herramientas puede causar momentáneamente un corto circuito, produciendo e iniciando arcos.
- Sobre-tensiones a través de espacios estrechos. Cuando el espacio de aire entre dos conductores de diferente fase es muy estrecho, los arcos pueden producirse durante una sobretensión.
- Falla de los materiales de aislamiento.

Los arcos eléctricos también son causados por:

- Diseño o utilización de equipo impropio.
- Procedimientos de trabajo impropio.



*Figura 2.1 Explosión causada por un arco eléctrico*

### **La naturaleza de los arcos eléctricos.**

Los arcos eléctricos producen algunas de las temperaturas más altas conocidas que ocurren en la Tierra; arriba de los 35,000 °F (19,427 °C), esto es cuatro veces la temperatura de la superficie del sol.

El intenso calor generado por los arcos provoca la expansión del aire, esto resulta en una explosión con presiones de aire muy altas. Los arcos encerrados, como en un centro de control de motores magnifican la explosión y la energía transmitida.

Todos los materiales conocidos son vaporizados a esta temperatura. Cuando los materiales se vaporizan se expanden (Cobre - 67000 veces, Agua - 1670 veces). La explosión de aire puede propagar con fuerza el metal fundido a grandes distancias.

Para un sistema de baja tensión (480/277 V), unas 3 o 4 pulgadas de arco pueden llegar a estabilizarse y persistir por un largo periodo de tiempo.

La energía liberada durante un arco eléctrico está en función de la tensión del sistema, la magnitud de la corriente de falla y la duración de la falla.

### **Riesgos de fallas por arco eléctrico.**

Algunos de los riesgos de las fallas por arco son:

- **Calor.** Pueden ocurrir quemaduras fatales cuando la víctima está a varios pies del arco (aproximadamente 10 ft). Algunas pruebas han mostrado temperaturas mayores a 473° F en el área del cuello y manos de una persona parada cerca de una explosión de arco.
- **Objetos:** Los arcos rocían gotas de metal fundido a grandes velocidades, los cuales pueden penetrar el cuerpo.
- **Presión:** Las ondas de presión de la explosión lanzan y golpean a los trabajadores. La presión en el pecho puede ser mayor que 2000 lbs/sq.ft.
- **La ropa puede incendiarse** a cierta distancia. Las áreas cubiertas por ropa pueden ser quemadas más severamente que la piel expuesta.
- **Pérdida del oído** por el sonido de la explosión. El sonido puede tener una magnitud tan alta como 140 dB a una distancia de 2 ft desde el arco.

## **Impacto económico del arco eléctrico.**

El tratamiento de quemaduras puede requerir años de injertos de piel y rehabilitación. La víctima puede nunca regresar a laborar o continuar con la misma calidad de vida. Algunos de los costos directos son:

- Tratamientos médicos muy costosos.
- Costo de litigios.
- Pérdida de producción.

## **Exposición potencial al arco eléctrico.**

La exposición al arco eléctrico depende de:

- Número de veces que los trabajadores trabajan expuestos a equipo vivo.
- Complejidad de la tarea a realizar, necesidad de utilizar la fuerza, espacio disponible y márgenes de seguridad, etc.
- Entrenamiento, habilidad, agilidad mental y física, coordinación con ayudantes.
- Herramienta utilizada.
- Condiciones del equipo.

## **NFPA 70E – 2004, Norma para la seguridad eléctrica en lugares de trabajo.**

La primera organización en los Estados Unidos relacionada a las normas contra incendios y seguridad eléctrica es la NFPA, Asociación Nacional de Protección contra Incendios<sup>3</sup>. Su documento, NFPA 70E – 2004<sup>4</sup> ha sido adoptada por la ANSI, Instituto Nacional Americano de Estándares<sup>5</sup> como una norma en los Estados Unidos de América.

Esta norma cubre las prácticas de trabajo relacionadas con la seguridad, define a los trabajadores calificados y no calificados y provee una guía para establecer un programa de seguridad eléctrica. También contempla un análisis de riesgo eléctrico por choque y destello, discute los trabajos permitidos en equipo energizado y procedimientos de apertura/cierre apropiados. NFPA 70E – 2004 define y establece los límites de aproximación a equipo energizado contra choque y arco eléctrico e indica cómo seleccionar tanto el Equipo de Protección Personal (EPP) y equipo eléctrico de protección del sistema adecuados.

## **IEEE Std. 1584 – 2002, Guía para realizar cálculos de riesgo por arco eléctrico.**

El IEEE Std. 1584 – 2002<sup>6</sup>, presenta métodos para el cálculo de la energía incidente durante un arco eléctrico y los límites de dicho arco en sistemas trifásicos de corriente alterna.

Esta cubre el proceso de análisis desde la recopilación de los datos en campo hasta los resultados finales, presenta las ecuaciones necesarias para encontrar la energía

---

<sup>3</sup> NFPA, National Fire Protection Association.

<sup>4</sup> NFPA 70E - 2004, Electrical Safety Requirements for Employee Workplaces.

<sup>5</sup> ANSI, American National Standards Institute.

<sup>6</sup> IEEE Std. 1584 – 2002, Guide for performing Arc-Flash Hazard Calculations.

incidente y los límites de protección por arco, y discute las soluciones alternativas por medio de software.

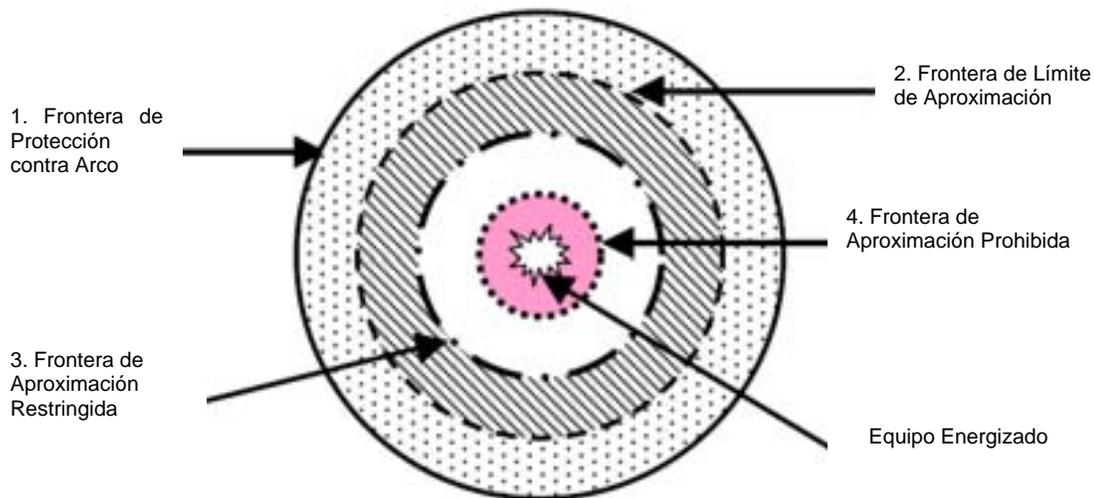
Las aplicaciones cubren un modelo derivado empíricamente y un modelo derivado teóricamente, aplicable para cualquier tensión. Los sistemas monofásicos de corriente alterna y sistemas de corriente directa no están incluidos en ésta guía.

### **Diferencia entre cálculos de NFPA 70E – 2004 e IEEE Std. 1584 – 2002.**

El método de la NFPA 70E – 2004 estima la energía incidente basado en un valor teórico máximo disipado por fallas por arco, basado en el trabajo de Ralph Lee<sup>7</sup>. Este es generalmente conservador. En contraste, IEEE Std. 1584 – 2002 estima la energía incidente con ecuaciones empíricas desarrolladas de análisis estadísticos de mediciones tomadas de numerosas pruebas de laboratorio. El método del IEEE intenta ser más realista que conservador, y pretende evitar accidentes debido a las limitaciones de la sobreprotección a los trabajadores. La sobreprotección también puede restringir la visibilidad y movimiento, incomodidad y reducción de la productividad del trabajador.

### **Límites de protección.**

La norma NFPA 70E – 2004 define una serie de límites, mostrados en la figura 2.1 relacionados a la seguridad eléctrica cuando se trabaja en equipo energizado. Solo personal calificado puede cruzar estos límites y requieren utilizar Equipo de Protección Personal (EPP) apropiado dentro de ellos.



#### *a) Frontera de protección contra arco.*

La frontera de protección contra arco es la distancia desde la fuente del arco (equipo expuesto energizado) a la cual la energía potencial de calor incidente de una falla por arco es de  $1.2 \text{ cal/cm}^2$  sobre la superficie de la piel. Una exposición a  $1.2 \text{ cal/cm}^2$  podría normalmente resultar en una quemadura curable de segundo grado.

<sup>7</sup> Ralph Lee, *The Other Electrical Hazard, Electric Arc Blast Burns*, 1985.

Dentro de este límite los trabajadores requieren usar ropa de protección como camisas y pantalones resistentes al fuego (RF)<sup>8</sup>, y otro equipo para cubrir varias partes del cuerpo. La distancia puede variar de equipo a equipo ya que esto está en función de la corriente de falla del sistema en este punto, la tensión y las características de disparo del dispositivo de protección aguas arriba así como de algunos otros parámetros.

b) *Frontera de límite de aproximación.*

Una frontera de protección contra choque que la puede cruzar únicamente personal calificado y que la pueden cruzar personas no calificadas a menos que lo hagan con una persona calificada.

c) *Frontera de aproximación restringida.*

Un límite de aproximación a una distancia de una parte viva expuesta dentro de la cual aumenta el riesgo de choque debido al arco eléctrico ocasionado por movimientos involuntarios para personal que trabaja cerca de una parte viva.

d) *Frontera de aproximación prohibida.*

Un límite de aproximación a una distancia de una parte viva expuesta dentro de la cual se considera lo mismo que estar haciendo contacto con la parte viva.

### **Equipo de protección personal.**

La norma NFPA 70E – 2004 especifica el Equipo de Protección Personal (EPP) para trabajar dentro de la frontera de protección contra arco. Todas las partes del cuerpo que puedan estar expuestas al arco eléctrico, necesitan estar cubiertas por el equipo de protección personal apropiado.

Todo Equipo de Protección Personal (EPP) debe comprender de ropa Resistente al Fuego (RF), casco o careta, lentes de seguridad, guantes, zapatos, etc., dependiendo de la magnitud de la energía del arco.

La cantidad de Equipo de Protección Personal (PPE) requerida y clase que se necesita es determinada de los cálculos básicos de la energía incidente sobre el cuerpo de los trabajadores.

La ropa de protección limitaría la energía incidente a menos de 1.2 cal/cm<sup>2</sup> en el área de pecho/cara del trabajador. La ropa Retardante al Fuego (RF) provee aislamiento térmico y también es auto-extinguible. La ropa de protección es clasificada en cal/cm<sup>2</sup> o en J/cm<sup>2</sup>.

### **Clasificación de la categoría peligro/riesgo.**

En la norma NFPA 70E – 2004 se definen 5 niveles de riesgo de arco eléctrico; Tabla 2.1, basados en el cálculo de la energía incidente a la distancia de trabajo.

---

<sup>8</sup> Por sus siglas en inglés FR, Fire Retardant

**Tabla 2.1. Clasificación del equipo de protección personal (EPP).**

Categoría	Nivel de energía (cal/cm2)	Nivel de energía (J/cm2)	Ejemplos típicos de PPE
0	< 2	< 8.4	Algodón no tratado, lana, rayón.
1	5	21	Camisa y pantalón RF.
2	8	34	Ropa interior de algodón más camisa y pantalón RF.
3	25	105	Ropa interior de algodón más camisa y pantalón RF más overol RF.
4	40	168	Ropa interior de algodón más camisa y pantalón RF más vestido de arco multi-capas (3 o más).



**Figura 2.3. Equipo de protección personal**

## **Métodos de evaluación del riesgo.**

Los cálculos de riesgo de arco eléctrico pueden ser realizados de distintas maneras. La elección del método puede basarse en la información disponible, cantidad de trabajo de cálculo, necesidad o precisión, disponibilidad de recursos y calidad del programa de mitigación del arco eléctrico. Sin importar qué método se utilice se debe estar conciente de las limitaciones del método y realizar el análisis de ingeniería para obtener mejores resultados.

1. Cálculos manuales: Se pueden realizar cálculos manuales utilizando las ecuaciones de la norma NFPA 70E - 2004 o IEEE Std. 1584 – 2002 para pequeños sistemas radiales de distribución. Esto consume mucho tiempo y no es conveniente para grandes sistemas. Mientras mas cálculos manuales se realicen, pueden ser introducidos errores inadvertidos en los cálculos.
2. Hoja de cálculo: La norma IEEE Std. 1584 – 2002 propone una hoja de cálculo en Excel que puede ser usada para evaluar los riesgos por arco eléctrico. Hojas de cálculo similares pueden ser fácilmente realizadas usando las ecuaciones de la NFPA 70E – 2004. Este método está limitado a sistemas radiales de una sola fuente y los errores se incrementan con el tamaño del sistema.
3. Programas integrados comerciales: Estos son prácticos para todos los sistemas con múltiples fuentes y múltiples escenarios de interconexiones, donde se desea una mayor precisión, y en donde los sistemas han tenido cambios a través del tiempo. Una vez que los datos son introducidos al programa, obtener la evaluación de los riesgos toma muy poco tiempo. Los resultados son observados instantáneamente.

## **Método IEEE Std. 1584 – 2002.**

### **Procedimiento del estudio de arco eléctrico.**

Como se mencionó anteriormente las ecuaciones para el cálculo de arco eléctrico fueron desarrolladas en base a una serie de pruebas.

Las ecuaciones empíricamente derivadas fueron desarrolladas por un grupo de trabajo en arco eléctrico de la IEEE. Estas ecuaciones están basadas en resultados de pruebas y son aplicables para las condiciones mostradas en la tabla 2.2.

El procedimiento general del estudio de arco eléctrico recomendado en IEEE Std. 1584 – 2002 consta de los siguientes pasos:

1. Recopilar los datos de campo suficientes para realizar un estudio de corto circuito y coordinación de protecciones.

Se debe contar con los diagramas unifilares actualizados, si no se cuenta con estos se debe hacer un levantamiento de datos para crearlos. Los diagramas unifilares deben contar con los datos suficientes para poder llevar a cabo los estudios de corto circuito, coordinación de protecciones y arco eléctrico.

**Tabla 2.2. Condiciones para las cuales las ecuaciones del IEEE 1584 – 2002 son aplicables.**

Parámetro	Rango aplicable
Tensión del sistema (kV)	0.208 a 15 kV
Frecuencia (Hz)	50 o 60 Hz
Corriente de corto circuito (kA)	0.7 a 106 kA
Separación entre electrodos (mm)	13 a 152 mm
Tipo de equipo	Aire libre, caja, CCM, panel, tablero, cables
Tipo de conexión a tierra	No aterrizado, aterrizado, aterrizado a través de resistencia.
Fases	Fallas trifásicas

- Identificar los posibles modos de operación del sistema.

En un sistema de distribución radial simple hay solo un modo de operación –normal- pero en un sistema más complejo puede haber diferentes modos.

Es importante determinar la corriente de falla en cada bus para los diferentes modos de operación, tanto la corriente máxima como la corriente mínima de falla.

- Calcular la corriente de falla en cada punto del sistema.

Para esto es necesario desarrollar un estudio de corto circuito y obtener las corrientes de falla para cada bus del sistema.

- Calcular la corriente de falla por arco que fluye a través de cada rama de cada punto de falla.

Esta se calcula para separar la corriente de falla por arco en el punto de interés de la porción de la corriente fluyendo a través del primer dispositivo de protección ubicado aguas arriba de la falla.

La corriente de falla por arco será menor que la corriente de falla franca debido a la impedancia del arco, especialmente en aplicaciones menores a 1000V. Para aplicaciones en media tensión la corriente de arco también es una pequeña parte de la corriente de falla franca, y también debe ser calculada. A continuación se presenta la ecuación para el cálculo de la corriente de arco.

Para sistemas de baja tensión (<1 kV), la corriente de arco está dada por la siguiente ecuación (2.1).

$$\log I_a = k + 0.662 \log(I_{bf}) + 0.0966V + 0.000526G + 0.588V \log(I_{bf}) - 0.00304G \log(I_{bf})$$

**Ecuación 2.1**

donde:

- $\log$  =  $\log_{10}$   
 $I_a$  = corriente de arco (kA).  
 $k$  = -0.153 ; configuración abierta.  
       = -0.097 ; configuración caja  
 $I_{bf}$  = corriente de falla de corto circuito sólido trifásica (simétrica RMS kA)  
 $V$  = Tensión del sistema (kV)  
 $G$  = separación entre conductores (mm).

Para sistemas de tensión igual o superior a 1 kV, la corriente de arco está dada por la ecuación (2.2).

$$\log I_a = 0.00402 + 0.983 \log(I_{bf})$$

**Ecuación 2.2**

La ecuación para alta tensión no hace distinción entre la configuración abierta o de caja.

$$I_a = 10^{\log I_a}$$

**Ecuación 2.3**

- Determinar el tiempo requerido para liberar la corriente de falla por arco utilizando los ajustes de los dispositivos de protección y asociándolos con las curvas de disparo.

Para poder obtener estos tiempos de operación es necesario desarrollar un estudio de coordinación de protecciones.

- Documentar las tensiones del sistema y la clasificación de los equipos.

Para cada bus, se debe documentar la tensión y la clase de equipo. Esto permitirá la correcta aplicación de las ecuaciones, basadas en estándares de clase de equipo y la separación bus-bus como se muestra en la tabla 2.3.

**Tabla 2.3. Clase de equipo y separación entre partes vivas.**

Clase de Equipo	Distancias entre buses típicas <sup>9</sup> (mm)
Tablero 15 kV	152
Tablero 5 kV	104
Tablero baja tensión	32
CCM y tableros de baja tensión	25
Cable	25
Otros	13

7. Seleccionar las distancias de trabajo basadas en la tensión del sistema y tipo de equipo.

La protección contra el arco eléctrico esta basada en el nivel de energía incidente en la cara y el cuerpo de la persona a la distancia de trabajo, no en la energía incidente sobre manos o brazos.

Las distancias típicas de trabajo se muestran en la tabla 2.4.

**Tabla 2.4. Clase de equipo y distancias de trabajo típicas.**

Clase de Equipo	Distancias entre buses típicas (mm)
Tablero 15 kV	910
Tablero 5 kV	910
Tablero de baja tensión	610
CCM y tableros de baja tensión.	455
Cable	455
Otros	Determinar en campo

<sup>9</sup> La distancia típica de trabajo es la suma de la distancia entre el trabajador parado frente al equipo y del frente del equipo a la potencial fuente del arco dentro del equipo.

8. Calcular la energía incidente para cada punto de falla.

La energía incidente normalizada es utilizada para obtener la energía incidente a una superficie normal a una distancia y tiempo de arco dados con la ecuación (2.4).

$$\log E_n = k_1 + k_2 + 1.081 \log(I_a) + 0.0011G$$

**Ecuación 2.4**

donde:

- $E_n$  = Energía incidente normalizada en tiempo y distancia ( $J/cm^2$ ).
- $k_1$  = -0.792 para configuraciones abiertas.  
-0.555 para configuración de caja.
- $k_2$  = 0 para neutros flotantes o aterrizados a través de resistencia.
- $G$  = Separación entre conductores

Entonces:

$$E_n = 10^{\log E_n}$$

**Ecuación 2.5**

Finalmente:

$$E = 4.184 C_f E_n \left( \frac{t}{0.2} \right) \left( \frac{610^x}{D^x} \right)$$

**Ecuación 2.6**

donde:

- $E$  = Energía incidente ( $J/cm^2$ )
- $C_f$  = 1.0 para tensión > 1 kV.  
1.5 para tensión < 1 kV.
- $E_n$  = Energía incidente normalizada.
- $t$  = Duración del arco (segundos)
- $D$  = Distancia a la fuente de arco y la persona (mm).
- $x$  = Exponente de distancia como se muestra en la tabla 2.5.

**Tabla 2.5. Factor de distancia (x) para diferentes tensiones.**

Tipo	0.208 a 1 kV	> 1 a 15 kV.
Aire libre	2	2
Tablero	1.473	0.973
CCM y panel	1.641	--
Cable	2	2

9. Calcular la frontera de protección contra arco para cada punto de falla.

La frontera de protección contra arco es la distancia a la cual una persona sin equipo de protección personal (EPP) puede sufrir una quemadura de segundo grado.

$$D_B = \left[ 4.184 \cdot C_f \cdot E_n \cdot \left( \frac{t}{0.2} \right) \cdot \left( \frac{610^x}{E_B} \right) \right]^{\frac{1}{x}}$$

**Ecuación 2.7**

donde:

- $D_B$  = Distancia de la frontera al punto de arco (mm)
- $C_f$  = 1.0 para tensión > 1 kV.  
= 1.5 para tensión < 1 kV.
- $E_n$  = Energía incidente normalizada.
- $E_B$  = Energía incidente a la distancia de la frontera (J/cm<sup>2</sup>). Puede establecerse 5.0 (J/cm<sup>2</sup>) para piel descubierta.
- $t$  = Duración del arco (segundos)
- $x$  = Exponente de distancia como se muestra en la tabla 2.5.
- $I_{bf}$  = Corriente de falla de corto circuito sólido (kA)

### **Método NFPA 70E – 2004.**

El método más simple para determinar el equipo de protección personal es el de las tablas del NFPA 70-E – 2004. Estas tablas dan respuestas inmediatas y no requieren levantamiento en campo, se aplican para corrientes de falla y tiempos de liberación de falla muy específicos y no cubren todas las aplicaciones o instalaciones de equipo eléctrico. Aunque intentan ser conservadoras para la mayoría de las aplicaciones, no pueden ayudar al usuario a seleccionar la protección adecuada, ya que se puede llegar a sobredimensionar el equipo.

Ralph Lee desarrolló un modelo para el cálculo del arco eléctrico. Este modelo sirvió por muchos años como el único método disponible. Su gran limitación es que no incluye un método para calcular la corriente de arco, la cual es muy importante en casos de sistemas de menos de 1000V. Este método se describe a continuación y es utilizado en software para aplicaciones en las que el modelo empírico no es conveniente, como puede ser en subestaciones y sistemas de transmisión y distribución al aire libre.

1. Cálculo de la energía incidente para cada punto de falla utilizando NFPA 70E – 2004.

- Arco abierto al aire libre – 0.6 kV o menor, 16 – 50 kA de corriente de corto circuito.

$$E = 5271 \cdot D^{-1.9593} \cdot t \cdot [0.0016 \cdot I_{bf}^2 - 0.0076 \cdot I_{bf} + 0.8938]$$

**Ecuación 2.8**

- Arco en caja - 0.6 kV o menor, 16 – 50 kA de corriente de corto circuito.

$$E = 1038.7 \cdot D^{-1.4738} \cdot t \cdot [0.0093 \cdot I_{bf}^2 - 0.3453 \cdot I_{bf} + 5.9675]$$

**Ecuación 2.9**

- Arco abierto al aire libre – Superior a 0.6 kV.

$$E = \frac{793 \cdot V \cdot I_{bf} \cdot t}{D^2}$$

**Ecuación 2.10**

Donde:

- $E$  = Energía incidente (cal/cm<sup>2</sup>)  
 $I_{bf}$  = Corriente de falla de corto circuito franco (kA)  
 $t$  = Duración del arco (segundos)  
 $D$  = Distancia a la fuente de arco (pulgadas)

2. Cálculo de la frontera de protección contra arco utilizando NFPA 70-E – 2004.

La potencia máxima teórica en MW es la mitad de MVA de corto circuito trifásico. Esto ocurre cuando la corriente de arco es 70.7% de la corriente de corto circuito. Basada en esto, la frontera de protección contra arco es calculado como sigue:

$$D_B = \sqrt{2.65 \cdot 1.732 \cdot V \cdot I_{bf} \cdot t}$$

**Ecuación 2.11**

donde:

- $D_B$  = Distancia de la frontera al punto de arco (pulgadas)
- $V$  = Tensión del sistema L-L (kV)
- $I_{bf}$  = Corriente de falla de corto circuito sólido (kA)
- $t$  = Duración del arco (segundos)

**SKM Power Tools for Windows.**

El estudio de arco eléctrico del programa Arc-flash de SKM Power Tools for Windows versión 5.0. sigue los métodos del IEEE Std. 1584 – 2002 y la norma NFPA 70E – 2004, explicados anteriormente, para determinar la distancia de riesgo por arco eléctrico y la energía incidente a la que los trabajadores podrían estar expuestos.

Un estudio de arco eléctrico combina cálculos de corto circuito, ecuaciones empíricas y los tiempos de operación de los dispositivos de protección para estimar la energía incidente y la ropa de protección requerida a las distancias típicas de trabajo.

La siguiente figura muestra los resultados que arroja el programa SKM en forma de tabla y después de esto se hace la descripción del valor de cada celda.

Bus Name	Protective Device Name	Bus kV	Bus Bolted Fault kA	Bus Bolted Arcing Fault kA	Arcing Fault Duration (Sec)	Trip Delay Time (Sec)	Breaker Opening Time (Sec)	Ground	Equip Type	Gap (ft)	Arc Flash Boundary (ft)	Working Distance (ft)	Incident Energy (cal/cm²)	Required Protective PPE Clothing Class
----------	------------------------	--------	---------------------	----------------------------	-----------------------------	-----------------------	----------------------------	--------	------------	----------	-------------------------	-----------------------	---------------------------	--

**Figura 2.2 Encabezado de la tabla de resultados arrojada por el software de cálculo.**

**Definiciones de la tabla de resultados.**

Nombre del bus (Bus name). Reporta el bus de localización de la falla.

Nombre del dispositivo de protección (Protective device name). Refiere el dispositivo de protección que libera la falla por arco o una porción de la corriente de falla total por arco.

Corriente de falla del bus (Bus bolted fault current) (kA). Corriente de corto circuito. Se refiere a la corriente que fluye al bus de falla que se encuentra entre dos o más conductores o buses, donde la impedancia entre los conductores es cero.

Corriente de falla en el dispositivo de protección (Protective device bolted fault current) (kA). Una parte o el total de la corriente de falla que fluye a través del dispositivo de protección dado.

Corriente de falla por arco en el dispositivo de protección (Protective device arcing fault current) (kA). La corriente que fluye a través de cada dispositivo de protección alimentando la falla de arco eléctrico. Se debe observar que la corriente total de falla de arco puede fluir a través de varias fuentes paralelas a la localización del arco.

Tiempo de disparo (Trip / Delay time). El tiempo requerido por el dispositivo de protección para operar en las condiciones de falla dadas.

Tiempo de apertura del interruptor (Breaker opening time). El tiempo requerido por el interruptor para abrir después de recibir la señal de la unidad de disparo para operar. La combinación de *Trip / Delay time* y *Breaker opening time* determina el total del tiempo requerido para liberar la falla.

Tierra (Ground). Indica si la localización de la falla incluye un camino a tierra. En los cálculos de arco eléctrico los sistemas aterrizados a través de una resistencia alta se asumen como no aterrizados.

Tipo de equipo (Equipment type). Indica si el equipo es un tablero, cable o al aire libre. El tipo de equipo provee un valor de distancia por defecto y un exponente de distancia (tabla 2.5) utilizado en las ecuaciones de energía incidente de IEEE.

Distancia (Gap). Define el espacio entre buses o conductores en la localización del arco.

Frontera por arco (Arc flash boundary). La distancia desde las partes vivas expuestas dentro de la cual una persona puede recibir una quemadura de segundo grado.

Distancia de trabajo (Working distance). La distancia entre la fuente del arco y la cara o pecho del trabajador.

Energía incidente (Incident energy). La cantidad de energía en una superficie a una distancia específica desde un arco.

Clase de ropa de protección requerida (Required protective FR clothing class) (PPE). Indica el equipo de protección personal (EPP) requerido para prevenir una quemadura incurable a la distancia de trabajo durante una falla por arco.

### **Suposiciones del modelado de arco eléctrico.**

Es importante entender las suposiciones hechas por el módulo de arco eléctrico de SKM Power Tools for Windows versión 5.0.

- El módulo Arc Flash busca en toda la topología del sistema, empezando desde el bus fallado hacia fuera, para encontrar el primer dispositivo de protección con una curva de disparo de sobrecorriente. Cuando el primer dispositivo es localizado, la búsqueda se interrumpe (i.e asume coordinación con las ramas aguas arriba). El próximo dispositivo de protección aguas arriba puede ser incluido en la búsqueda seleccionando la opción "Checar descoordinación en los dispositivos aguas arriba (*Check upstream devices for mis-coordination*)". Si existen múltiples contribuciones al bus fallado el proceso de búsqueda será repetido hasta que cada contribución es liberada por su dispositivo de protección o hasta que la búsqueda llega al final de la topología. Aguas arriba se refiere al flujo de potencia desde las fuentes primarias de potencia al punto de falla desde la perspectiva de estar ubicado en el punto de falla.
- El tiempo de disparo es determinado por todos los dispositivos de protección localizados en la rama que contiene el primer dispositivo de disparo y el

dispositivo con el disparo de tiempo más rápido de los dados por la corriente de falla por arco es utilizado.

- El trabajador está estático durante todo el incidente de arco eléctrico (distancia de trabajo constante).
- Los motores de inducción contribuyen con una corriente sub-transitoria continua hasta ser removida por el usuario en un tiempo especificado "x", a menos que sean excluidas específicamente del estudio de arco eléctrico.
- Cuando es aplicada una representación de un fusible genérico limitador de corriente, el rango limitador de corriente, se asume, empieza donde la curva de liberación del fusible cae debajo de 0.1 seg.
- Cuando es aplicada una representación de un fusible genérico limitador de corriente, los fusibles operando en el rango limitador de corriente se asume liberan en  $\frac{1}{2}$  ciclo para corrientes de 1 a 2 veces la corriente cuando el rango limitador de corriente empieza, y  $\frac{1}{4}$  ciclo para corrientes mayores que 2 veces la corriente donde el rango limitador de corriente empieza.
- Los dispositivos de desconexión son clasificados por su capacidad de corriente de corto circuito (considerando que el equipo no sufre daño).
- Los dispositivos aguas arriba de la rama están coordinados apropiadamente con los dispositivos aguas abajo de la rama. El siguiente dispositivo de protección aguas arriba puede ser incluido en la búsqueda seleccionando la opción "Checar descoordinación en los dispositivos aguas arriba (Check upstream devices for miscoordination)". El dispositivo utilizado es el que libera la falla por arco más rápido.
- Los dispositivos de falla a tierra y sobrecarga de motor no son considerados.
- Para dispositivos de protección multifunción, solo la primera función es utilizada para determinar el tiempo de disparo.
- Reporta solo la energía incidente mayor basado en tolerancias bajas o altas aplicadas para el cálculo de la corriente de falla por arco.
- Cuando la corriente de falla total liberada es menor que el porcentaje especificado en los ajustes del estudio, o no es encontrado un dispositivo de protección, el bus es etiquetado como "Dangerous" y la energía incidente y límite por arco no es reportado.
- Si el tiempo de disparo obtenido de la curva tiempo-corriente es mayor que el tiempo de disparo máximo de protección definido en los ajustes del estudio, el tiempo de disparo máximo de protección es utilizado.

**Valores por defecto empleados por SKM Power Tools for Windows.**

En la tabla 2.6 se muestran las categorías de equipo y separación empleados por el programa Arc-flash SKM Power Tools for Windows versión 5.0.

***Tabla 2.6 Clase de equipo y separación entre partes vivas utilizados por SKM Power Tools.***

<b>Categoría del equipo</b>	<b>Separación (mm)</b>	<b>Tipo de equipo</b>	<b>kV</b>
Tablero	32	Tablero	$\leq 1$
Cable	13	Cable	$\leq 1$
Aire	32	Aire libre	$\leq 1$
Todos los demás	25	Tablero	$\leq 1$
Cable	13	Cable	1 – 5
Aire	102	Aire libre	1 – 5
Todos los demás	25	Cuchilla	1 – 5
Cable	13	Cable	> 5
Aire	153	Aire libre	> 5
Todos los demás	153	Cuchilla	> 5

*Distancias de trabajo.*

Distancias de trabajo por defecto basadas en el nivel de tensión y tipo de equipo se muestran en la tabla 2.7.

***Tabla 2.7 Distancias de trabajo asumidas por SKM Power Tools.***

<b>Distancia de trabajo</b>	<b>Tipo de equipo</b>	<b>kV</b>
24 pulgadas (610 mm)	Cuchilla	$\leq 1$
18 pulgadas (455 mm)	Tablero	$\leq 1$

Distancia de trabajo	Tipo de equipo	kV
36 pulgadas (910 mm)	Cuchilla	> 1
72 pulgadas (1829 mm)	Cuchilla	> 1 y < 35
18 pulgadas (455 mm)	Todos los demás	> 35

*Relación entre la falla trifásica y la falla por arco.*

Las ecuaciones utilizadas para calcular la magnitud de una falla por arco son relativas a la corriente de falla trifásica disponible. Las fallas de una fase a tierra y línea a línea no son consideradas directamente cuando se calcula la falla por arco o la energía incidente. Si bien es reconocido que muchas fallas por arco son iniciadas por una falla línea a tierra, las ecuaciones de arco eléctrico en la norma IEEE Std. 1584 – 2002 son relativas a la corriente de falla trifásica por las siguientes razones:

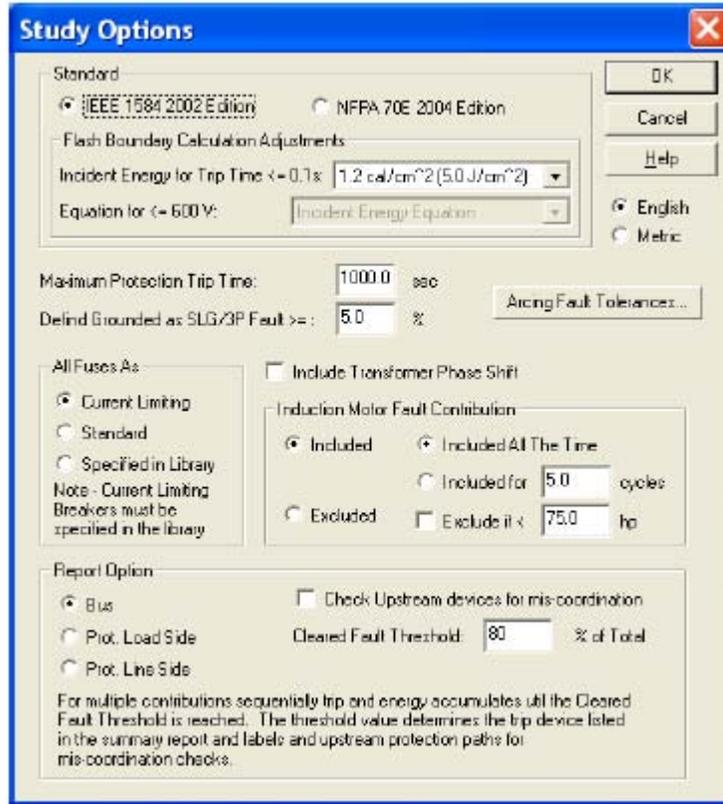
- a) Las fallas trifásicas dan la mayor energía de corto circuito posible en equipo de AC.
- b) Las fallas por arco que empiezan como fallas línea a línea o línea a tierra rápidamente escalan a fallas trifásicas a medida que el aire se ioniza a través de las fases.

**Metodología aplicada por el programa Arc-Flash de SKM Power Tools for Windows versión 5.0.**

*Opciones del estudio de Arco Eléctrico.*

Estándar (Standard). Permite la elección del método NFPA 70E – 2004 o IEEE 1584 – 2002.

Unidades (Units). Permite la elección del sistema de medidas inglesas o métricas. Para unidades inglesas las distancias son expresadas en pulgadas y los valores de energía son expresados en cal/cm<sup>2</sup>. Para unidades métricas las distancias son expresadas en mm y los valores de energía son expresados en Joules/cm<sup>2</sup>.



**Figura 2.4 Opciones del software de cálculo para el estudio de arco eléctrico.**

Ajustes para el cálculo de la frontera por destello (Flash boundary calculation adjustments). Permite calcular el límite al punto donde la energía incidente es igual a  $1.5 \text{ cal/cm}^2$ , cuando el tiempo de disparo es menor o igual que 0.1 seg. Para todos los otros casos, el límite es calculado donde la energía incidente es igual a  $1.2 \text{ cal/cm}^2$ .

Para el estándar NFPA 70E – 2004 también pueden utilizarse ecuaciones alternativas para calcular la frontera de aproximación por arco para tensiones menores o iguales que 600 V.

Tiempo máximo de disparo de la protección (Maximum protection trip time). Permite especificar un tiempo de disparo máximo para los cálculos de energía incidente y la frontera de aproximación por arco. Para menores corrientes de falla por arco los tiempos de disparo deben estar debajo de la región instantánea del dispositivo de protección resultante en los tiempos de disparo térmico largo. Ya que las ecuaciones de energía incidente y la frontera de aproximación por arco asumen una distancia constante, puede ser razonable asumir que si el EPP es suficiente para soportar la energía incidente de los primeros segundos, el trabajador se alejará de la fuente de arco, si el arco es sostenido para el tiempo de disparo reportado. Por ejemplo, si el *Maximum protection trip time* es ajustado a 2 segundos, los cálculos de arco eléctrico estarán basados en el tiempo de disparo o 2 seg., cualquiera que sea menor.

Relación en por ciento de  $I_{LG}/I_{3F}$  (Definition of grounded – SLG/3P Fault%). Permite especificar qué porcentaje de una falla línea a tierra sobre la corriente de falla trifásica a tierra se considera aterrizado. El programa calcula automáticamente las corrientes de falla SLG y 3P en cada bus y compara con el porcentaje ingresado para determinar si un bus está aterrizado o no. Se utilizan diferentes ecuaciones de energía incidente para buses aterrizados y no aterrizados. Los buses aterrizados a través de resistencia son tratados como no aterrizados.

Tolerancias de falla por arco (Arcing fault tolerantes). Permite especificar una tolerancia para los cálculos de corriente de falla por arco. La magnitud de la corriente de falla por arco es una función de la tensión y la impedancia del arco. Ya que un pequeño cambio en la corriente de falla por arco puede producir tiempos de disparo y energía incidente sustancialmente diferentes, es prudente considerar, para corrientes de falla por arco, variabilidad a través de tolerancias razonables. El estándar IEEE Std. 1584 – 2002 utiliza una tolerancia por abajo del 15% para cálculos de corriente de falla por arco. La energía incidente es calculada a la menor y mayor tolerancia especificada y la mayor energía incidente resultante es reportada. Para los casos en los que ambos valores resultan en el mismo tiempo de disparo, la tolerancia mayor producirá siempre la mayor energía incidente. Para los casos donde la menor tolerancia resulta en mayores tiempos de disparo, el cual es el caso más frecuente, la energía incidente es típicamente mayor a mayor tiempo de disparo. En la tabla de arco eléctrico, el valor es etiquetado con (\*3) cuando la menor tolerancia del valor de falla de arco es utilizada.

Todos los fusibles como (All fuses as). Limitadores de corriente, fusibles estándar o especificados en librería. Cuando son seleccionados los fusibles estándar, la duración del arco es leído de la curva de disparo total a la corriente de falla por arco. Cuando los fusibles limitadores de corriente se asumen, la duración del arco es reducida cuando la corriente de arco está dentro del rango limitador de corriente. El usuario puede especificar alternativamente fusibles o interruptores de baja tensión como limitadores de corriente en la librería de los dispositivos de protección y seleccionar “Especificados en librería” (Specified in Library) para manejarlos en bases individuales.

Para todos los fusibles limitadores de corriente e interruptores, si el tiempo de disparo de la curva de disparo TCC en la rama de la corriente de falla por arco es menor que  $\frac{1}{2}$  ciclo, y la curva es definida debajo de 0.01 seg., el tiempo de disparo es utilizado. De otra manera, la corriente de falla por arco ( $I_a$ ) es comparada con la corriente ( $I_b$ ) donde la curva de disparo total cae debajo de 0.01 seg., y el tiempo de disparo está basado en la tabla 2.8.

La librería de los dispositivos de protección, alternativamente, permite ingresar ecuaciones limitadoras de corriente para fusibles e interruptores para cada rango de corriente de falla. El programa utiliza estas ecuaciones para calcular la energía incidente y la frontera de aproximación por arco en lugar de las ecuaciones de la norma IEEE Std. 1584 – 2002.

Incluir cambio de fase del transformador (Include transformer phase shift). Proporciona una opción para incluir o excluir los efectos del cambio de fase del transformador. El cambio de fase del transformador puede afectar los valores de corriente de falla en el circuito del sistema, dependiendo de las conexiones del transformador.

**Tabla 2.8 Tiempo de disparo.**

Disparo / Retardo de tiempo	Condición
Leer de la curva de disparo	$I_a < I_L$
½ ciclo	$I_L \leq I_a \leq 2I_L$
¼ ciclo	$I_a > 2I_L$

Contribución a la falla del motor de inducción (Induction motor fault contribution). Si la opción es “incluido (included)” se puede además escoger incluir la contribución del motor para la duración total del arco, o incluir la contribución del motor para los primeros “x” ciclos. También se puede seleccionar o deseleccionar “Excluir si (Exclude if) < xxhp” independientemente para excluir motores menores que xxhp. “Excluir (Excluded)” ignora las contribuciones de falla de todos los motores de inducción de los cálculos de corriente de falla por arco y energía incidente. Mientras ignorar las contribuciones del motor reduce el valor de corriente de falla, esto puede incrementar el tiempo de disparo y resultar en una energía incidente mayor.

Opciones de reporte (Report options). Están disponibles tres opciones diferentes de reporte, “Bus” es la selección normal y, “Protección lado carga (Protective load side)” y “Protección lado línea (Protective line side)”. Pueden ser útiles en situaciones específicas.

- *Bus* asume que la falla ocurre en el bus. Si el bus tiene múltiples contribuciones, los dispositivos que liberan cada contribución de rama serán listados en el orden en que disparan, y la energía incidente será acumulada hasta un porcentaje significativo de la corriente de falla liberada. La porción significativa está definida por el porcentaje de “Umbral de liberación de la falla (Cleared fault threshold)” que se especifique.
- *Dispositivo de protección lado carga (Protective device load side)* aplica una falla del lado de la carga de cada dispositivo de protección y por lo tanto el dispositivo de protección listado libera la falla. La corriente de falla a través del dispositivo será utilizado para calcular la corriente de falla por arco y obtiene el tiempo de disparo del TCC. La acumulación de energía no se aplica en esta opción.
- *Dispositivo de protección lado línea (Protective device line side)* asume que la falla ocurre del lado de la línea de cada dispositivo de protección. Esto podría ocurrir si el interruptor principal está siendo desconectado, por ejemplo. Para este caso el siguiente dispositivo aguas arriba es el que debe liberar la falla. Si hay más de una contribución cuando hay una falla del lado de la línea, la energía incidente será acumulada hasta el porcentaje de contribución de falla especificada.

Checar descoordinación de los dispositivos aguas arriba (Check upstream devices for mis – coordination). Evalúa los tiempos de disparo para respaldar los dispositivos de protección más allá de la rama que contiene el primer dispositivo de protección. Únicamente se revisa descoordinación en los dispositivos que llevan 50% del valor de

falla de disparo. Únicamente se revisa descoordinación en los dispositivos de protección de respaldo aguas arriba que llevan una parte significativa de la corriente de falla del dispositivo de protección primario.

Liberación del umbral de falla (Cleared fault threshold). Define la contribución de falla significativa como un porcentaje del total. El valor por defecto es 80%, lo cual significa que el tiempo de disparo final de la falla por arco se basa cuando el 80% o más del total de la corriente de falla en el bus ha sido liberada. En la "Vista resumida (Summary view)", el último dispositivo que dispara y logra liberar la falla es el que se listará debajo del bus, y el dato del dispositivo será utilizado en los reportes "Detalle de bus (Bus detail)" y "Etiqueta de bus (Bus label)". Si es menor que el porcentaje especificado para liberar la falla es disparado en el bus, la clase de EPP es reportada como "Peligroso (Dangerous)" y la energía incidente y la frontera de aproximación por arco no son reportadas. El valor de liberación de la falla es también utilizado para determinar qué ramas son buscadas por descoordinación.

"Vista detallada (Detail view)" contra "Vista resumida (Summary view)".

En el reporte de arco eléctrico el "Vista detallada (Detail view)" lista todas las contribuciones paralelas y la energía acumulada cuando cada contribución es liberada. El "Vista resumida (Summary view)" lista únicamente la última rama que libera la contribución significativa definida por el porcentaje especificado de "Liberación del umbral de falla (Cleared fault threshold)".

*Falla mínima y máxima.*

Es importante considerar las condiciones mínima y máxima de falla cuando se realizan cálculos de arco eléctrico. Realizar suposiciones conservadoras respecto a ambas corrientes de falla proporcionará una mayor certeza en la especificación de la clase de ropa apropiada y la elección conservadora de los ajustes de los dispositivos de protección.

Es importante que las consideraciones hechas por el programa sean comprendidas por el usuario que va a realizar el análisis.

También es importante hacer notar que los valores de corto circuito y tiempos de disparo de las protecciones que el programa está considerando, tienen que ser revisados previamente por el personal a cargo del análisis de arco eléctrico, ya que estos podrían arrojar datos equivocados en la selección del EPP y las distancias de protección.

### 3. CORTO CIRCUITO

#### **Introducción.**

Un corto circuito es una sobrecorriente resultante de la falta de impedancia entre dos conductores “vivos”, teniendo una diferencia de potencial, bajo condiciones normales de operación.

Los cortos circuitos incontrolados pueden causar interrupciones en el servicio acompañados de pérdidas de tiempo y producción, graves daños en el equipo, incendios y posibles lesiones al personal.

Algunas causas de los cortos circuitos son la pérdida de conexión, deterioro de aislamientos, acumulación de humedad, insectos o roedores, contaminantes, intrusión de objetos metálicos o conductores.

Un corto circuito en un sistema eléctrico puede producir:

- 1) Arcos eléctricos.
- 2) Incendios.
- 3) Grandes corrientes que fluyen desde diversas fuentes al punto de falla. Todos los componentes que portan las corrientes de falla están sujetos a incrementar su temperatura y someterse a esfuerzos mecánicos.
- 4) Caídas de tensión en proporción a la magnitud de la corriente, la máxima caída de tensión (0 V) ocurrirá en el punto de falla.
- 5) Los tableros que están en contacto con los conductores vivos pueden estar sujetos a tensiones elevadas y pueden incrementar el riesgo de choque eléctrico.

La falla debe ser rápidamente removida del sistema para minimizar los efectos de estas condiciones. Este es el trabajo de los dispositivos de protección, interruptores y fusibles. Los dispositivos de protección deben tener la habilidad de interrumpir la máxima corriente de corto circuito.

Los dispositivos de protección de los circuitos deben ser seleccionados para detectar e interrumpir las condiciones de falla suficientemente rápido para que ningún elemento del circuito esté sujeto a estas condiciones más allá de su capacidad. La adecuada selección del equipo depende de la magnitud de la corriente de falla a la que pueden llegar a estar sometidos.

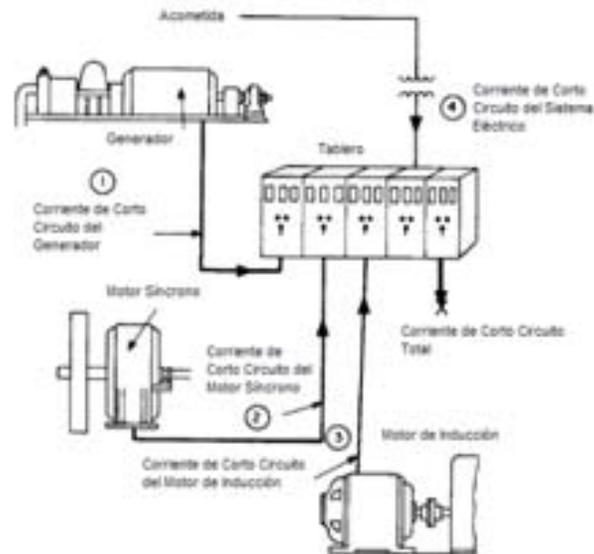
#### **Fuentes de corriente de corto circuito.**

Para determinar la magnitud de la corriente de corto circuito, es muy importante considerar todas las fuentes de corto circuito y se deben conocer las impedancias características de dichos elementos.

Hay cuatro fuentes básicas de corriente de corto circuito.

- 1) Sistemas de generación local.
- 2) Motores síncronos.
- 3) Motores de inducción.

4) Acometida de la compañía suministradora.



**Figura 3.1. Fuentes de contribución a la corriente de corto circuito**

*Reactancia de generadores y motores.*

La impedancia de las máquinas rotatorias consiste principalmente de una reactancia, el cual es un valor complejo y variable en el tiempo.

La expresión de cada reactancia variable en un instante requiere de una fórmula que involucra al tiempo como una de las variables. Por lo tanto, por simplificación se han asignado tres valores de reactancia a las máquinas rotatorias, estos son:

- 1) Reactancia subtransitoria ( $X_d''$ ). Determina la corriente de corto circuito para el primer ciclo después de que ocurre la falla. En aproximadamente 0.1 s la reactancia se incrementa a;
- 2) Reactancia transitoria ( $X_d'$ ). Se supone para calcular la corriente después de varios ciclos a 60 Hz. De 0.5 a 2 s esta reactancia se incrementa a;
- 3) Reactancia síncrona ( $X_d$ ). Este es el valor que determina el flujo de corriente después de alcanzada la condición de estado estable. No es efectiva sino hasta después de algunos segundos después de que ocurre el corto circuito, generalmente no es utilizada para el cálculo de la corriente de corto circuito.

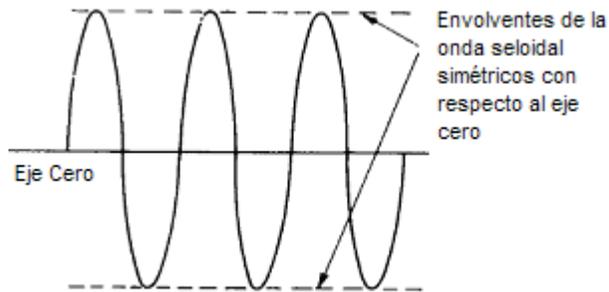
Un motor o un generador síncrono tienen los mismos tipos de reactancia que el motor de inducción pero usualmente tienen diferentes valores. En los motores de inducción solo se considera la reactancia subtransitoria, debido a que no tienen bobinas de campo.

Compañía suministradora.

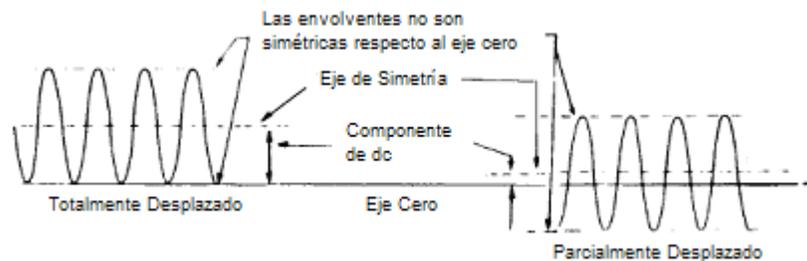
Las corrientes de corto circuito y las relaciones X/R tanto trifásica como monofásica en la acometida deben ser proporcionadas por la compañía suministradora.

### Corriente simétrica y asimétrica.

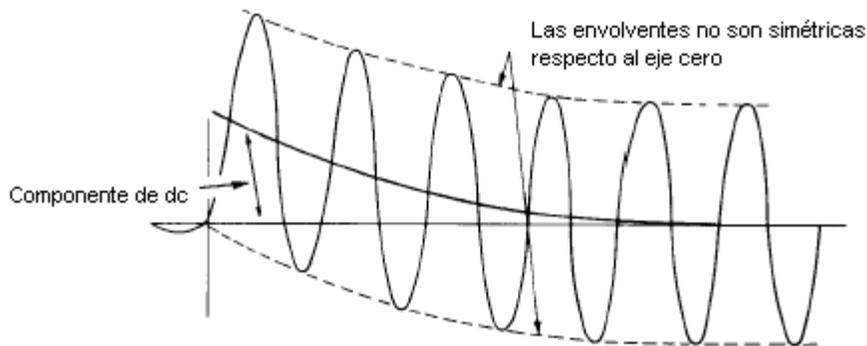
La palabra “simétrica” describe el desplazamiento de las ondas de ac con respecto al eje cero. Si las envolventes de las ondas de corriente son simétricas con respecto al eje cero, son llamadas “envolventes de corriente simétrica”. De lo contrario son llamadas “envolventes de corriente asimétrica”, ver Figuras 3.2 y 3.3.



**Figura 3.2.- Onda de AC simétrica.**



**Figura 3.3.- Onda de AC asimétrica.**

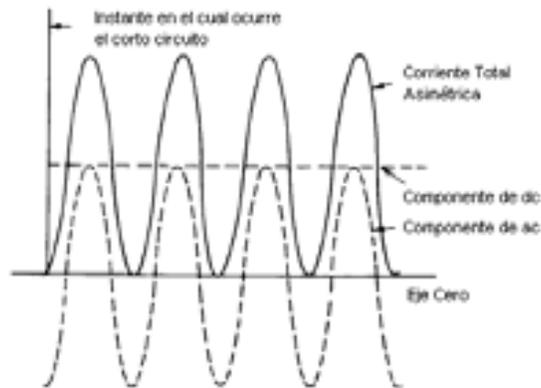


**Figura 3.4.- Corto circuito típico**

### Componente de DC de una corriente de corto circuito asimétrica.

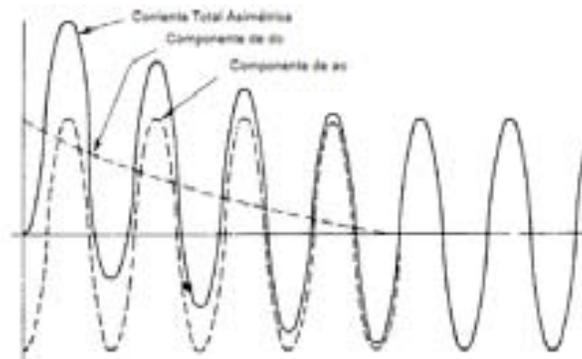
Las corrientes asimétricas son analizadas en términos de dos componentes, una corriente simétrica y una componente de dc como se muestra en la Figura 3.5.

La magnitud de la corriente de dc de una corriente asimétrica en un instante es la magnitud del desplazamiento entre el eje de simetría de la corriente asimétrica y el eje cero.



**Figura 3.5. Componentes de la corriente de corto circuito.**

La componente simétrica está en su máximo en el inicio del corto circuito y decrece al valor de estado estable debido al cambio aparente en la reactancia de la máquina. En todos los circuitos, la componente de dc también decaerá (a cero), representada como la energía disipada como pérdidas  $I^2R$  en la resistencia del circuito. La Figura 3.6 ilustra el decremento de la componente de dc.



**Figura 3.6.- Decremento de la componente de DC y el efecto de asimetría en la corriente.**

El nivel de decremento de la componente de dc está en función de la resistencia y la reactancia del circuito. En circuitos de baja tensión, la componente de dc decae a cero en un tiempo aproximado de 1 a 6 ciclos.

### Tipos de fallas.

Las fallas o cortos circuitos en un sistema trifásico pueden ser de diversos tipos. A continuación se describen los diferentes tipos de fallas, pero se debe hacer notar que el

cálculo básico de falla para la selección del equipo es el cálculo de la corriente de corto circuito trifásica.

#### *Falla trifásica.*

Una falla trifásica describe la condición en la cual los conductores trifásicos están físicamente juntos con impedancia cero entre ellos. Este tipo de falla no es el más frecuente, sin embargo, generalmente este resulta en el máximo valor de corto circuito, por esta razón es el cálculo de falla básico en sistemas eléctricos comerciales.

#### *Falla línea a línea (Bifásica).*

En la mayoría de los sistemas de potencia, la falla línea a línea es aproximadamente el 87% de la corriente de falla trifásica y pocas veces es requerido un cálculo detallado.

#### *Falla línea a Tierra.*

En sistemas sólidamente aterrizados, la corriente de falla de línea a tierra es casi igual al valor de la corriente de corto circuito trifásica en el mismo punto de falla analizado. Bajo ciertas condiciones, como una falla en el secundario del transformador, el valor de la corriente de falla monofásica puede exceder teóricamente el valor de corriente de corto circuito trifásico; sin embargo algunas pruebas muestran que, en sistemas eléctricos reales, la corriente de corto circuito monofásica es menor que la corriente de corto circuito trifásica. Muy a menudo la corriente de falla a tierra es menor que la corriente de falla trifásica debido a la relativamente alta impedancia del regreso a tierra del circuito.

#### *Fallas por arco.*

Las fallas en sistemas eléctricos de potencia pueden ser también causadas por arco.

Las fallas por arco pueden arrojar niveles muy bajos de corriente de corto circuito. Estos bajos niveles se deben en parte a la impedancia del arco. Mientras que los componentes del sistema deben ser capaces de interrumpir y soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos debidos a la corriente de corto circuito, las corrientes por arco usualmente presentan diferentes problemas.

Las fallas por arco pueden ser difíciles de detectar debido a las bajas corrientes. Arcos sostenidos pueden presentar riesgos en la seguridad del personal y también causar graves daños debidos al calentamiento, así como la ionización de los elementos conductores.

La Tabla 3.1 presenta algunos múltiplos que se pueden aplicar a las corrientes de falla en un punto para estimar valores aproximados de falla por arco comparada con los valores de falla calculados.

**Tabla 3.1. Valores mínimos aproximados de corrientes de falla por arqueo en pu de los valores calculados.**

Tipo de falla	Tensión nominal del sistema		
	600V	480V	208V
Trifásica	0.94	0.89	0.12
Monofásica, línea a línea.	0.85	0.74	0.02
Monofásica, línea a tierra.	0.40	0.38	0
Trifásica, un fusible del transformador abierto.	0.88	0.80	0

### Cálculo de la corriente de corto circuito.

El cálculo y los resultados deseados en un estudio de corto circuito están influenciados por la tensión nominal del sistema.

Las tensiones nominales del sistema se pueden observar en la tabla 3.2.

Las normas IEEE Std.C37.010–1979<sup>10</sup> e IEEE Std. C37.5 – 1979<sup>11</sup> para interruptores de alta tensión, definen a estos como todos aquellos que operan en tensiones superiores a los 1000 V, por lo tanto, estos estándares cubren el cálculo de la corriente de corto circuito para las aplicaciones en interruptores de sistemas de media y alta tensión. Los resultados de estos cálculos también son utilizados en fusibles de media y alta tensión.

**Tabla 3.2. Definición de tensiones nominales.<sup>12</sup>**

Nivel de tensión	Tensión
Baja tensión	Menos de 1 kV
Media tensión	Mayor o igual a 1 kV y menos de 100 kV.
Alta tensión	Mayor o igual a 100 kV y menos de 230 kV.

<sup>10</sup> IEEE Std C37.010-1979, IEEE Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis (ANSI).

<sup>11</sup> IEEE Std C37.5-1979, IEEE Guide for Calculation of Fault Currents for Application of AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Total Current Basis (ANSI).

<sup>12</sup> ANSI C84.1-1989, Electric Power Systems and Equipment - Voltage Ratings (60 Hertz)

De acuerdo con el estándar IEEE Std. 141-1993<sup>13</sup> se requieren tres redes de impedancia para obtener los resultados esperados y determinar la capacidad de los dispositivos:

- 1) Capacidad de fusibles e interruptores durante el primer ciclo.
- 2) Capacidad interruptiva (Contact-parting) para interruptores en media y alta tensión.
- 3) Corriente de corto circuito para relevadores con retardo de tiempo.

*Corriente de corto circuito en el primer ciclo.*

Para el cálculo de las corrientes de corto circuito durante el primer ciclo, se utilizan las impedancias subtransitorias para representar a todas las máquinas rotatorias en la red de impedancias equivalente.

El valor obtenido es utilizado para seleccionar la capacidad interruptiva de fusibles de alta, media y baja tensión e interruptores únicamente de baja tensión.

Para el caso de interruptores de media y alta tensión la corriente de corto circuito que se utiliza para seleccionar la capacidad interruptiva es la obtenida con la segunda red de impedancias. Para estos equipos se tienen dos procedimientos de cálculo:

- 1) Capacidad momentánea (Momentary): para equipos de fabricación anterior a 1964 (IEEE Std. C37.5-1979).
- 2) Capacidad interruptiva (Closing and latching): para equipos de fabricación posterior a 1964 (IEEE Std. C37.010-1979).

De acuerdo con estos procedimientos, para el cálculo de la corriente de corto circuito, se deben aplicar los factores de multiplicación mostrados en la Tabla 3.3 a las reactancias de las máquinas rotatorias. Para el caso de los motores, esto aproxima el decremento de la corriente de contribución durante el primer ciclo.

Lo anterior muestra los diferentes tratamientos que se le pueden dar a los motores, necesarios para obtener las redes de impedancia para el primer ciclo de la falla, esto es, una red para interruptores en baja tensión y otro para interruptores en alta tensión (incluyendo los de media tensión).

Una vez que se ha establecido la red para el primer ciclo y sus impedancias han sido convertidas y reducidas a una sola impedancia equivalente ( $Z_{pu}$ ) para cada punto de falla, la corriente simétrica de corto circuito se calcula dividiendo el voltaje de pre-falla  $E_{pu}$  entre  $Z_{pu}$  y multiplicándola por la corriente base.

$$I_{ccsim} = \frac{E_{pu}}{Z_{pu}} \cdot I_{base}$$

**Ecuación 3.1**

---

<sup>13</sup> IEEE Std. 141 – 1993, IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants.

**Tabla 3.3. Factores de multiplicación de reactancia.**

Tipo de máquina rotatoria	Primer ciclo	Interruptiva
Todos los generadores; todos los hidrogenadores con devanados amortiguados; todos los condensadores.	1.0 x <sub>d</sub> "	1.0 x <sub>d</sub> "
Hidrogenadores sin devanados amortiguados.	0.75 x <sub>d</sub> "	0.75 x <sub>d</sub> "
Todos los motores síncronos.	1.0 x <sub>d</sub> "	1.5 x <sub>d</sub> "
Motores de inducción arriba de 1000 hp a 1800 r/min o menos.	1.0 x <sub>d</sub> "	1.5 x <sub>d</sub> "
Motores de inducción arriba de 250 hp a 3600 r/min	1.0 x <sub>d</sub> "	1.5 x <sub>d</sub> "
Todos los demás motores de inducción de más de 50 hp a 1800 r/min.	1.2 x <sub>d</sub> "	3.0 x <sub>d</sub> "
Todos los motores de inducción menores de 50 hp.	No aplica	No aplica

Cuando la capacidad interruptiva del equipo está expresada en corriente total de corto circuito asimétrica o corriente pico de corto circuito, la corriente simétrica calculada es afectada por un factor de multiplicación para obtener la corriente total asimétrica o corriente pico adecuada.

Los valores típicos para estos factores de multiplicación son 1.6 para la corriente de corto circuito total y 2.7 para la corriente de corto circuito pico.

$$I_{cctot} = 1.6 \cdot \frac{E_{pu}}{Z_{pu}} \cdot I_{base}$$

**Ecuación 3.2**

$$I_{ccpico} = 2.7 \cdot \frac{E_{pu}}{Z_{pu}} \cdot I_{base}$$

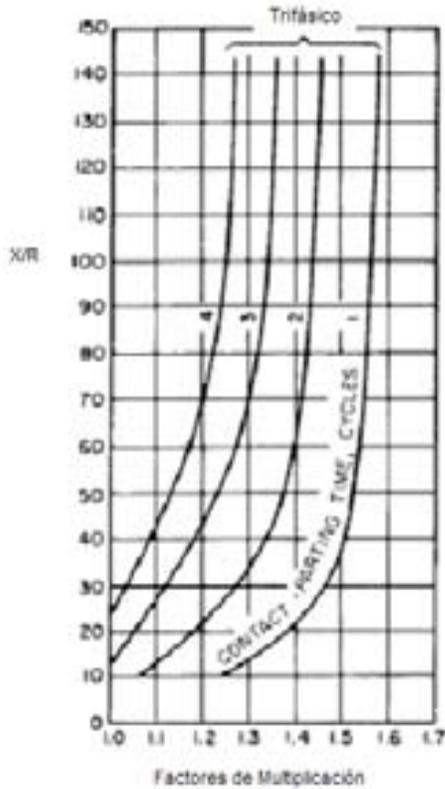
**Ecuación 3.3**

*Capacidad Interruptiva (Contact-parting) de interruptores de alta tensión (mayor a 1 kV).*

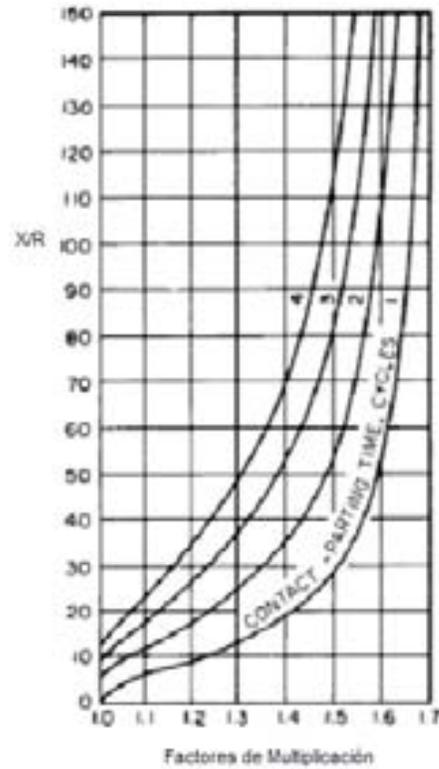
Para el cálculo de la capacidad interruptiva, también es necesaria la resistencia de la red. El factor de multiplicación para las diferentes redes de reactancia y resistencia de las máquinas rotatorias de la red se obtienen de la tabla 3.3.

En el punto de corto circuito se debe reducir la red de reactancia a una sola reactancia equivalente  $X_{pu}$  y la red de resistencia a una sola resistencia equivalente ( $R_{pu}$ ) para determinar la relación X/R y la falla E/X.

Para verificar la capacidad de interruptores fabricados antes de 1964 se aplica el procedimiento C37.5-1979, este indica que se debe seleccionar el factor de corrección de E/X de las curvas de las Figuras 3.7 y 3.8.



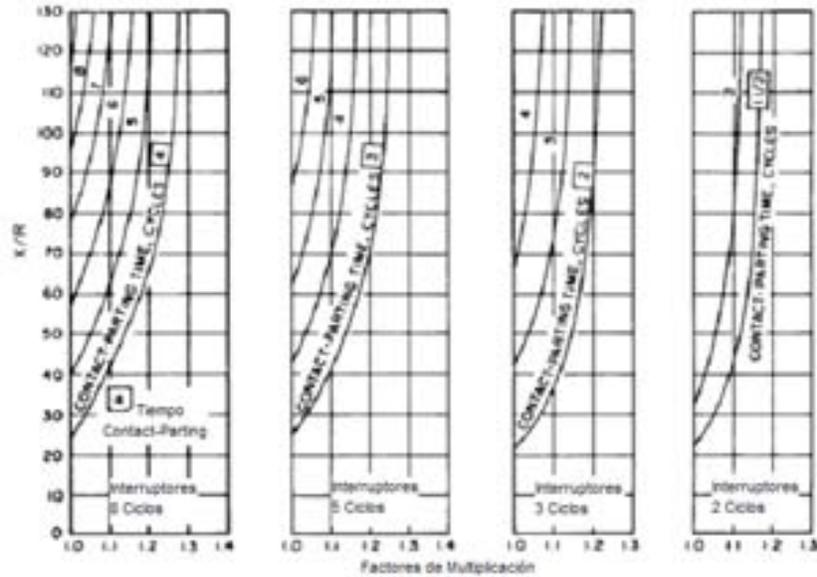
**Figura 3.7. Factores de multiplicación para fallas trifásicas locales.**



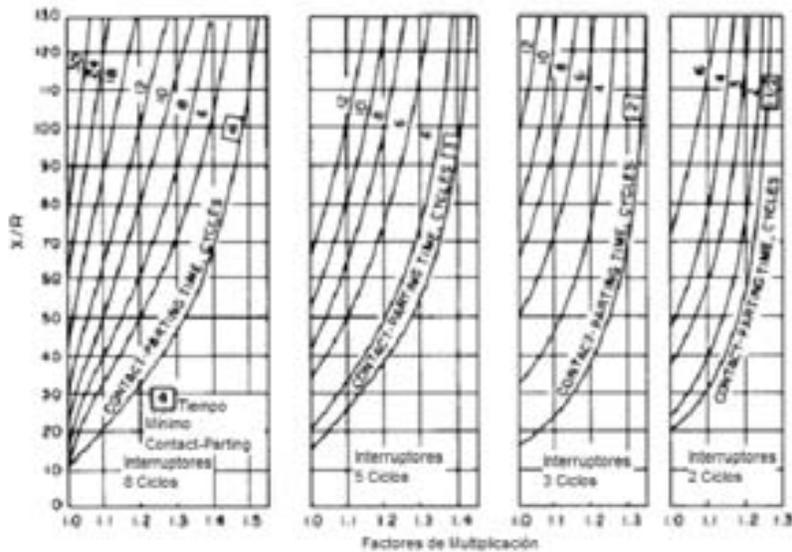
**Figura 3.8. Factores de multiplicación para fallas trifásicas y línea a tierra remotas.**

Para utilizar estas curvas es necesario conocer el tiempo de interrupción (Contact-parting). El factor de multiplicación local aplica cuando los generadores son el principal contribuyente de la corriente de corto circuito y están localizados en la proximidad eléctrica de la falla, es decir, generadores con no más de una transformación.

Para verificar la capacidad de interruptores fabricados después de 1964 se aplica el procedimiento IEEE Std. C37.5 – 1979, este indica que se debe seleccionar el factor de corrección de E/X de las curvas de las Figuras 3.9 y 3.10.



**Figura 3.9. Factores de multiplicación para fallas trifásicas generadores como la principal contribución (local).**



**Figura 3.10.- Factores de multiplicación para fallas trifásicas y monofásicas generadores como la principal contribución (remotas).**

Los tiempos mínimos de interrupción (Contact-parting) son usados para este cálculo y están definidos en la Tabla 3.4.

Para el cálculo de la corriente de corto circuito se debe multiplicar  $E_{pu}/X_{pu}$  por el factor de corrección y la corriente base.

$$I_{cc\ int} = f_m \cdot \frac{E_{pu}}{X_{pu}} \cdot I_{base}$$

**Ecuación 3.4**

**Tabla 3.4.- Tiempo mínimo de interrupción (Contact-parting) para interruptores de alta tensión.**

Tiempo de Interrupción, 60 Ciclos	Tiempo mínimo de Interrupción (Contact-parting) a 60 Ciclos
8	4
5	3
3	2
2	1.5

El resultado es la corriente de corto circuito interruptiva rms, este valor es comparado con la capacidad interruptiva simétrica del interruptor.

*Corriente de corto circuito para relevadores con retardo de tiempo.*

Para la aplicación de relevadores instantáneos se debe usar el valor determinado para la corriente de corto circuito del primer ciclo. Para la aplicación en relevadores con retardo de tiempo más allá de seis ciclos, la representación equivalente de la red eléctrica solo involucra generadores y elementos pasivos, como cables y transformadores entre los generadores y el punto de corto circuito. Los generadores se representan por la reactancia transitoria o una impedancia muy grande con respecto a la magnitud del decremento de la corriente de corto circuito del generador en el instante de cálculo especificado.

Las contribuciones de todos los motores se omiten. Solo se consideran los generadores que contribuyen con la corriente de corto circuito a través de los relevadores en consideración. La componente de dc, en ese momento habrá decaído a un valor cercano a cero, por lo que no se considera. La corriente de corto circuito simétrica rms se obtiene de  $E_{pu}/X_{pu}$ , en donde  $X_{pu}$  se obtiene de la red de reactancias equivalente.

#### 4. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

La función básica del sistema de protección y coordinación es prevenir riesgos al personal y equipos, para minimizar el daño al sistema y sus componentes, y limitar la extensión y duración de la interrupción del servicio cuando ocurran anomalías en cualquier parte del sistema. Las anomalías pueden ser causadas por fallas del equipo, errores humanos, o emergencias de origen humano o natural.

La función de la protección es originar el retiro rápido del servicio de cualquier elemento de un sistema de potencia, cuando éste empieza a funcionar en forma anormal las protecciones envían la señal de apertura a los interruptores para desconectar el circuito defectuoso. Los interruptores deben tener la capacidad suficiente para conducir momentáneamente e interrumpir la máxima corriente de cortocircuito que pueda fluir a través de ellos.

La filosofía general de aplicación de la protección es dividir el sistema de potencia en zonas de protección, que puedan ser adecuadamente protegidas desconectando un mínimo de circuitos.

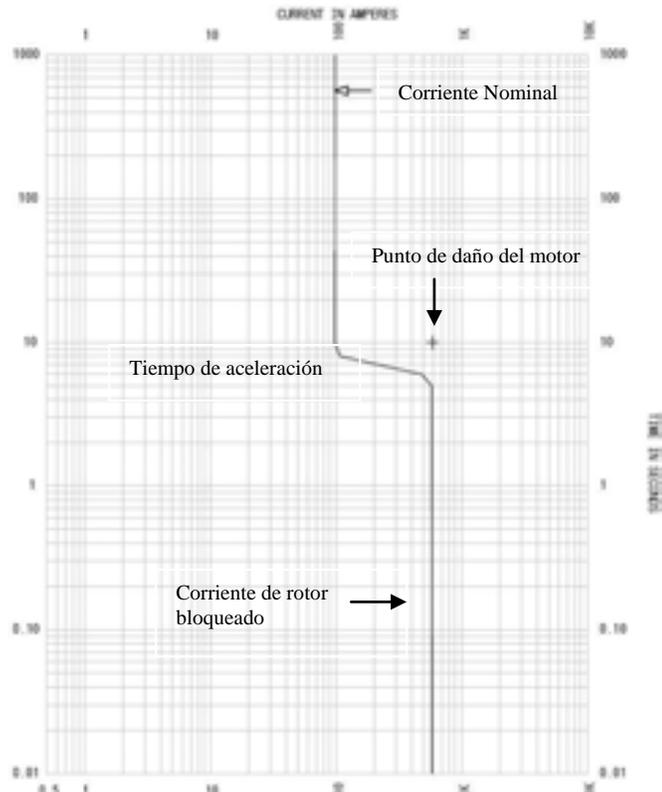
La coordinación de protecciones es el proceso de obtener los ajustes de los distintos dispositivos de protección de sobrecorriente en un sistema. El método para obtener estos ajustes es graficando las curvas características tiempo-corriente de estos dispositivos en una hoja de papel logarítmico, en la que el eje x representa la corriente en amperes o múltiplos a tensión de operación y el eje y el tiempo en segundos o ciclos.

Los requerimientos para realizar un estudio de coordinación de protecciones son:

##### A. Documentación del sistema.

Diagrama unifilar actualizado, si no se cuenta con ellos se crean a partir de un levantamiento de datos en campo. El diagrama unifilar debe mostrar los buses, interruptores, relevadores y transformadores de corriente asociados, fusibles, transformadores de potencia, reactores, cables y cargas. También se deben conocer los niveles de corriente de corto circuito.





**Figura 4.2. Perfil de corrientes típico de un motor eléctrico.**

Para el caso de los transformadores éste nivel está definido por el estándar ANSI C57.12.00, se conoce como punto ANSI. Este punto identifica los requerimientos de diseño para que los devanados no sufran daño por los esfuerzos térmicos y mecánicos causados por un corto circuito en sus terminales para un periodo de tiempo determinado.

Otra característica a considerar en el caso de los transformadores de potencia es la corriente de magnetización, generalmente ésta se representa en la gráfica por medio de un punto ubicado en el eje de la corriente de 8 a 12 veces la corriente nominal del primario del transformador y en el eje del tiempo a 0.1 segundos. Este punto se debe considerar para permitir la energización del transformador sin que los dispositivos de protección operen.

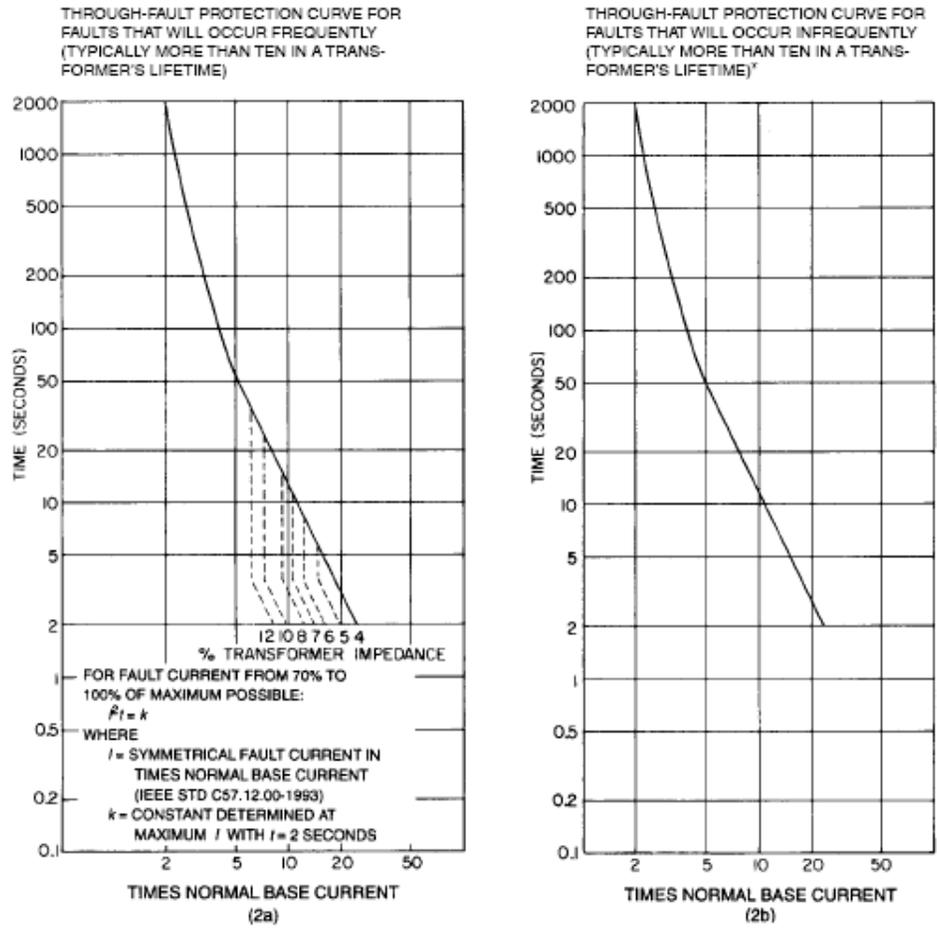
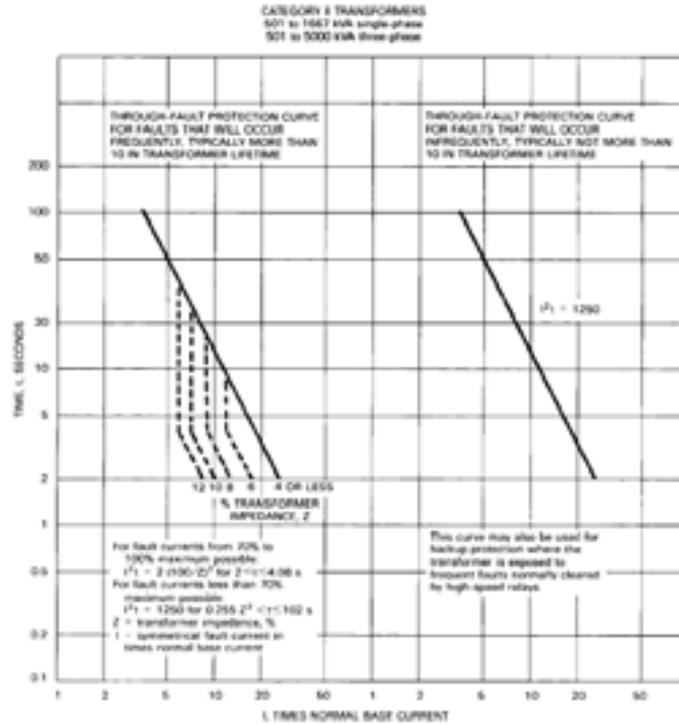


Figura 4.3. Transformadores en aceite. Categoría II<sup>14</sup>

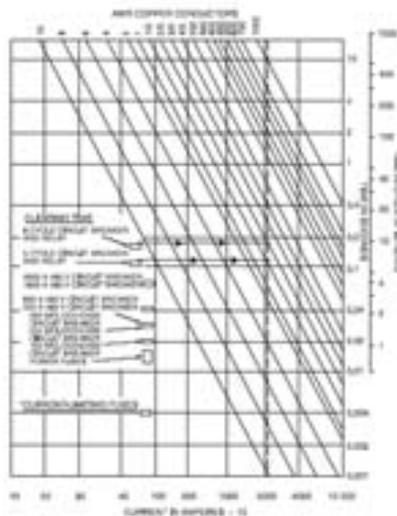
<sup>14</sup> IEEE Std. C57-109 – 1993, IEEE Guide for Liquid Immersed Transformer Trough-Fault-Current Duration.



**Figura 4.4. Transformadores secos. Categoría II<sup>15</sup>**

En cables este nivel está definido por los fabricantes y se conoce como límite de calentamiento de tiempo corto.

Las curvas representan la corriente necesaria para que la elevación de la temperatura del conductor produzca daño en los materiales aislantes.



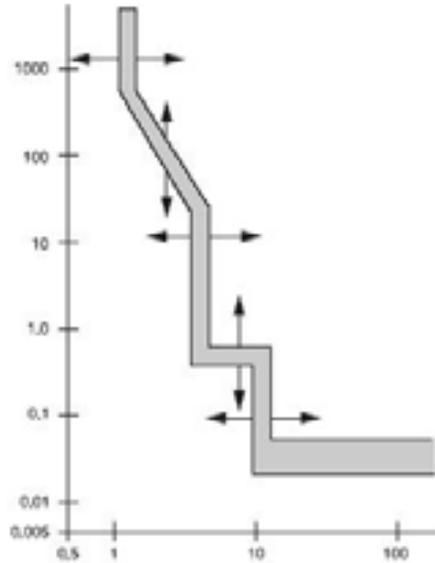
**Figura 4.5. Corriente máxima de corto circuito para conductores de cobre aislados<sup>16</sup>**

<sup>15</sup> IEEE Std. C57-109 – 1993, IEEE Guide for Liquid Immersed Transformer Through-Fault-Current Duration.

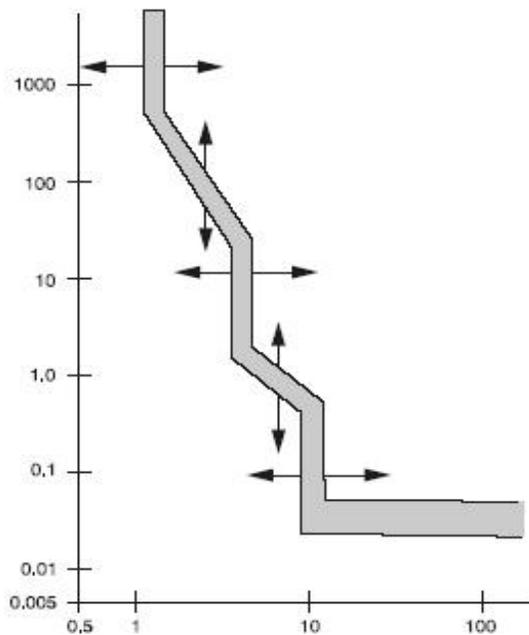
C. Un claro entendimiento de las características de los dispositivos de protección.

En general los dispositivos de protección responden a la corriente, el tiempo de respuesta varía con la magnitud del flujo de corriente. La respuesta en tiempo es inversamente proporcional a la corriente, aunque algunos dispositivos electrónicos tienen la capacidad de ser constantes en el tiempo.

*Definiciones*

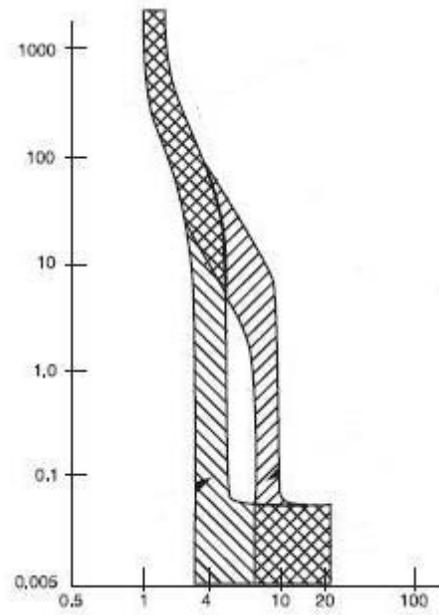


**Figura 4.6. Curva TCC para interruptor con unidad de disparo electrónico con funciones ajustables ( $I^2t$  OUT).**

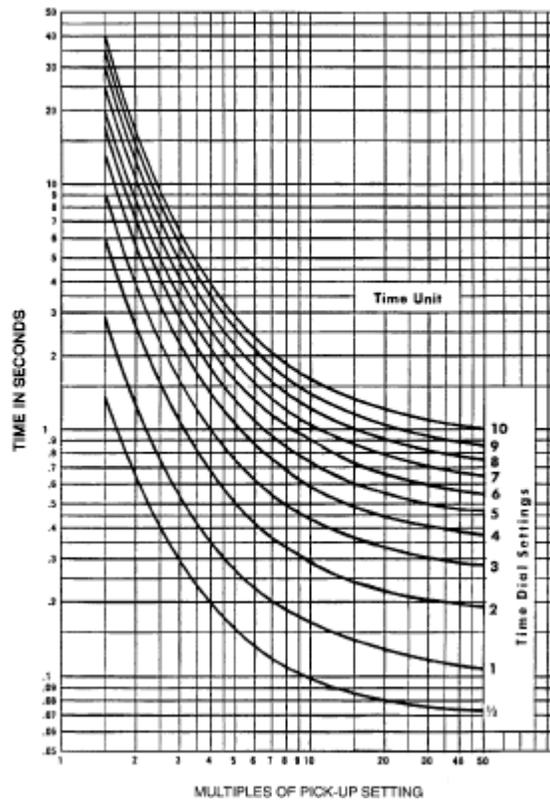


**Figura 4.7. Curva TCC para interruptor con unidad de disparo electrónico con funciones ajustables ( $I^2t$  IN).**

<sup>16</sup> IEEE Std. 141 – 1993, IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants.



**Figura 4.8. Curva TCC de interruptor termomagnético.**



**Figura 4.9. Característica tiempo-corriente de un relevador típico de tiempo inverso.**

D. Conocimiento de los intervalos de tiempo de coordinación.

Es necesario tener un intervalo en el tiempo de coordinación entre dispositivos de

protección de sobrecorriente que operan en serie para que operen en la secuencia correcta. Esto significa que la unidad que se encuentra aguas abajo operará antes que el dispositivo que se encuentra aguas arriba para corrientes de falla que fluyen a través de ambos dispositivos.

La coordinación es una rutina de prueba y error en la cual las diversas curvas características tiempo corriente de los dispositivos son comparadas una contra otra en la gráfica. Esta comparación reconoce no solo las limitaciones impuestas por los dispositivos de protección ordenados en serie sino también los límites definidos por la corriente de carga, corriente de corto circuito, corriente de arranque de motores, límites térmicos del equipo y la aplicación de los requerimientos aplicables de los códigos y estándares.

Los requerimientos de tiempo permisibles para dispositivos de baja tensión incluyendo el tiempo de operación de interruptores, cuando aplica, son tomados en cuenta en las curvas tiempo corriente en la banda formada por la curva mínima de operación y la curva total de liberación, considerando la tolerancia de fabricación, tiempo de operación del interruptor, etc.

Los requerimientos de tiempo permisibles para relevadores de sobrecorriente, cualquiera que sea su característica de operación, son mostradas como una línea de operación tiempo corriente que requiere tiempo adicional para su respuesta. Esta consideración consiste en:

- a) *Sobreviaje del relevador.* Es el movimiento constante del disco de inducción del relevador debido a la inercia o momento después del punto de operación del relevador, en este caso, la corriente ha dejado de ser aplicada.
- b) *Tolerancia.* Debida a las diferencias de fabricación, calibración del relevador y precisión de las corrientes de falla calculadas.
- c) *Tiempo de operación del interruptor aguas abajo.* Es desde el momento en el que el interruptor recibe la señal de disparo hasta que la falla es libreada.

El máximo tiempo permisible utilizado comúnmente en publicaciones acerca de coordinación de protecciones es de 0.40 segundos para coordinación entre relevadores, en este tiempo se incluye:

- a) 0.10 s para sobreviaje del relevador.
- b) 0.17 s para tolerancias
- c) 0.13 s para tiempo de operación del interruptor.

Actualmente los relevadores son de estado sólido, es decir, fabricados con componentes electrónicos y microprocesador, lo cual puede llegar a eliminar el problema de sobreviaje del relevador.

La tolerancia puede ser reducida a 0.07 s. si el relevador es probado y calibrado para operar en el nivel de corriente en cuestión.

El tiempo de operación de 0.13 segundos es para un interruptor de 8 ciclos, actualmente se fabrican interruptores de 5 y 3 ciclos de operación, con esto se puede reducir el tiempo permisible para la coordinación de protecciones de la siguiente manera.

- a) 0.08 s para interruptores de 5 ciclos.
- b) 0.05 s para interruptores de 3 ciclos.

Entonces, para el caso de un relevador probado y calibrado para una determinada corriente operando un interruptor de 5 ciclos, el tiempo permisible debería ser:

- a) 0.10 s para sobreviaje del relevador.
- b) 0.07 s para tolerancias.
- c) 0.08 s para tiempo de operación del interruptor.

O un total de 0.25 s entre curvas de relevadores en la gráfica de coordinación.

El tiempo permisible entre un relevador y un dispositivo aguas abajo como un fusible o un interruptor de baja tensión solo requiere considerar el tiempo de sobreviaje del relevador y la tolerancia. Esto se debe a que el tiempo de operación del interruptor que se encuentra aguas abajo no existe o está incluido en la curva característica de estos dispositivos. Entonces el tiempo permisible a considerar entre la característica de liberación total de la curva del dispositivo aguas abajo y la característica del relevador debe ser de 0.27 a 0.17 s dependiendo el grado de ajuste del relevador.

## 5. ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.

El estudio de corto circuito es calculado empleando el programa Power Tools for Windows Versión 5.0, desarrollado por *SKM Systems Analysis Inc.* bajo las siguientes bases y normas internacionales:

ANSI/IEEE C37.010-1979, IEEE Application Guide for A.C. High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis.

ANSI/IEEE C37.5-1979, IEEE Guide for Calculation of Fault Current for Application of A.C. High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Total Current Basis.

ANSI/IEEE C37.13-1981, IEEE Standard for Low-Voltage A.C. Power Circuit Breakers Used in Enclosures.

ANSI/IEEE C37.41-1981, IEEE Standard Design Test for High-Voltage Fuses, Distribution Enclosed Single-Pole Air Switches, Fuse Disconnecting Switches, and Accessories.

ANSI C97.1-1972, American National Standard for Low-Voltage Cartridge Fuses 600 Volts or Less.

NEMA AB1-1975, Molded-Case Circuit Breakers.

NEMA SG-3-1981, Low-Voltage Power Circuit Breakers.

IEEE Std. 141-1993, Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants.

IEEE Std. 399-1993, Recommended Practice for Power System Analysis.

El cálculo es emitido conforme a los diagramas unifilares suministrados por la Planta, en los cuales se muestran las fuentes de corrientes de corto circuito y los elementos significativos para el cálculo tales como generadores, cables, motores, etc., complementando esta información con los diagramas unifilares de los CCM's de la planta y datos de placa de todos los equipos instalados.

En base a los diagramas unifilares proporcionados por la Planta se emite el diagrama unifilar para estudios del sistema eléctrico DUE-01, para el cálculo de corto circuito e identificación de buses.

Con el programa SKM Power Tools for Windows se efectúa el modelado de todos los elementos de la red y el cálculo de corto circuito. Dicho programa calcula las corrientes de falla momentánea e interruptiva conforme a las normas anteriormente citadas para cada punto de falla.

### **Modelado del sistema eléctrico.**

Se emite el diagrama unifilar para estudios del sistema eléctrico DUE-01 para cálculos de corto-circuito, indicando todos los elementos significativos del sistema, en base a los siguientes diagramas unifilares:

- Diagrama Unifilar General Magnesium.
- Diagrama Unifilar CCM-A
- Diagrama Unifilar CCM-B
- Diagrama Unifilar CCM-C
- Diagrama Unifilar CCM-C1
- Diagrama Unifilar CCM-D

De acuerdo con el diagrama unifilar para estudios del sistema eléctrico y datos de placa de los equipos tales como transformadores, motores, cables de potencia, etc., se forma la base de datos usando el programa SKM Power Tools for Windows versión 5.0.

El modelo de operación para el cálculo de corto-circuito en todos los buses representados en DUE-01 es:

*Operación normal: Sistema eléctrico de CFE en 115 kV en paralelo con turbo-generadores Siemens y Acec a 4.16 kV alimentando la planta.*

La potencia de corto circuito en el bus de 4.16 KV, de acuerdo al último estudio de corto circuito proporcionado por la Planta, es de:

$$\begin{aligned} P_{cc} 3 \phi &= 127 \text{ MVA's @ } 4.16 \text{ kV} \\ Z_{p.u.} &= 0.1865 + j 0.7650 @ 100 \text{ MVA's base} \\ P_{cc} 1 \phi &= 21 \text{ MVA's @ } 4.16 \text{ kV} \\ Z_{p.u.} &= 13.5493 + j 1.6721 @ 100 \text{ MVA's base} \end{aligned}$$

El programa genera, a partir de los datos citados anteriormente, la siguiente base de datos:

**GENERATION CONTRIBUTION DATA**

```

=====
BUS          CONTRIBUTION      VOLTAGE
NAME         NAME                L-L      MVA      X"d      X/R
=====
BUS-0001    UTIL-0001           4160.00  127.00
              Three Phase          Contribution:      127.00 MVA        4.96
              Single Line to Ground Contribution:      7.00 MVA          0.2300
              Pos Sequence Impedance (100 MVA Base)  0.1555 + J       0.7719 PU
              Zero Sequence Impedance (100 MVA Base)  13.61 + J        1.66 PU
=====
    
```

**TRANSFORMER INPUT DATA**

```

=====
TRANSFORMER PRIMARY RECORD      VOLTS * SECONDARY RECORD      VOLTS FULL-LOAD NOMINAL
NAME         NO NAME                L-L      NO NAME                L-L  KVA      KVA
=====
TR_SE-4     BUS-0003      D 4160.00  BUS-0004      YG 480.00  3000.00  3000.00
Pos. Seq. Z%: 0.507 + J  5.48 0.169 + j  1.83 PU
Zero Seq. Z%: 0.507 + J  5.48 0.169 + j  1.83 PU
Taps Pri. 0.000% Sec. 0.000% Phase Shift (Pri. Leading Sec.): 30.00 Deg.
=====
    
```

**FEEDER INPUT DATA**

```

=====
CABLE      FEEDER FROM  FEEDER TO  QTY VOLTS  LENGH      FEEDER
NAME       NAME         NAME       /PH L-L      METER      SIZE  TYPE
=====
C_AREA HUMEDA BUS-0005    BUS-0014    1  480  10.0 METER  250  Copper
Duct Material: Non-Magnetic  Insulation Type:      PVC  Insulation Class:      THHN
+/- Impedance: 0.1775 + J  0.1299 Ohms/1000 m  0.7704 + J  0.5638 PU
Z0 Impedance: 0.2822 + J  0.3304 Ohms/1000 m  1.22 + J  1.43 PU

C_BANCO CAP  BUS-0005    BUS-0013    2  480  7.0 METER  250  Copper
Duct Material: Non-Magnetic  Insulation Type:      PVC  Insulation Class:      THHN
+/- Impedance: 0.1775 + J  0.1299 Ohms/1000 m  0.2696 + J  0.1973 PU
Z0 Impedance: 0.2822 + J  0.3304 Ohms/1000 m  0.4287 + J  0.5019 PU

C_CA-00      BUS-0001    BUS-0002    1  4160  180.0 METER  350  Copper
Duct Material: Non-Magnetic  Insulation Type:      EPR  Insulation Class:      MV
+/- Impedance: 0.1207 + J  0.1289 Ohms/1000 m  0.1255 + J  0.1341 PU
Z0 Impedance: 0.1919 + J  0.3278 Ohms/1000 m  0.1996 + J  0.3410 PU

C_CA-01      BUS-0002    BUS-0003    1  4160  10.0 METER  350  Copper
Duct Material: Non-Magnetic  Insulation Type:      EPR  Insulation Class:      MV
+/- Impedance: 0.1207 + J  0.1289 Ohms/1000 m  0.0070 + J  0.0074 PU
Z0 Impedance: 0.1919 + J  0.3278 Ohms/1000 m  0.0111 + J  0.0189 PU

C_CA-02      BUS-0004    BUS-0005    6  480  15.0 METER  600  Copper
Duct Material: Non-Magnetic  Insulation Type:      PVC  Insulation Class:      THHN
+/- Impedance: 0.0778 + J  0.1217 Ohms/1000 m  0.0844 + J  0.1321 PU
Z0 Impedance: 0.1234 + J  0.3094 Ohms/1000 m  0.1339 + J  0.3357 PU

C_CCM SECADOR BUS-0005    BUS-0011    2  480  8.0 METER  250  Copper
Duct Material: Non-Magnetic  Insulation Type:      PVC  Insulation Class:      THHN
+/- Impedance: 0.1775 + J  0.1299 Ohms/1000 m  0.3082 + J  0.2255 PU
Z0 Impedance: 0.2822 + J  0.3304 Ohms/1000 m  0.4899 + J  0.5736 PU

C_CCM-A      BUS-0005    BUS-0006    1  480  17.0 METER  300  Copper
Duct Material: Non-Magnetic  Insulation Type:      PVC  Insulation Class:      THHN
+/- Impedance: 0.1480 + J  0.1293 Ohms/1000 m  1.09 + J  0.9540 PU
Z0 Impedance: 0.2352 + J  0.3287 Ohms/1000 m  1.74 + J  2.43 PU
=====
    
```

**FEEDER INPUT DATA**

```

=====
CABLE      FEEDER FROM   FEEDER TO     QTY VOLTS  LENGIH      FEEDER
NAME       NAME          NAME          /PH L-L     SIZE        TYPE
=====
C_CCM-B    BUS-0005     BUS-0007      2  480  24.0 METER  500  Copper
          Duct Material: Non-Magnetic  Insulation Type:      PVC  Insulation Class:  THHN
          +/- Impedance: 0.0906 + J 0.1224 Ohms/1000 m  0.4719 + J 0.6375 PU
          Z0 Impedance: 0.1437 + J 0.3278 Ohms/1000 m  0.7484 + J 1.71 PU

C_CCM-C    BUS-0005     BUS-0008      1  480  23.0 METER  350  Copper
          Duct Material: Non-Magnetic  Insulation Type:      PVC  Insulation Class:  THHN
          +/- Impedance: 0.1207 + J 0.1289 Ohms/1000 m  1.20 + J 1.29 PU
          Z0 Impedance: 0.1919 + J 0.3278 Ohms/1000 m  1.92 + J 3.27 PU

C_CCM-C1   BUS-0005     BUS-0009      2  480  22.0 METER  350  Copper
          Duct Material: Non-Magnetic  Insulation Type:      PVC  Insulation Class:  THHN
          +/- Impedance: 0.1207 + J 0.1289 Ohms/1000 m  0.5763 + J 0.6154 PU
          Z0 Impedance: 0.1919 + J 0.3278 Ohms/1000 m  0.9162 + J 1.57 PU

C_CCM-D    BUS-0005     BUS-0010      2  480  33.0 METER  300  Copper
          Duct Material: Non-Magnetic  Insulation Type:      PVC  Insulation Class:  THHN
          +/- Impedance: 0.1480 + J 0.1293 Ohms/1000 m  1.06 + J 0.9260 PU
          Z0 Impedance: 0.2352 + J 0.3287 Ohms/1000 m  1.68 + J 2.35 PU
    
```

**FEEDER INPUT DATA**

```

=====
CABLE      FEEDER FROM   FEEDER TO     QTY VOLTS  LENGIH      FEEDER
NAME       NAME          NAME          /PH L-L     SIZE        TYPE
=====
C_PLANTA BORO BUS-0005     BUS-0012      2  480  150.0 METER  500  Copper
          Duct Material: Non-Magnetic  Insulation Type:      PVC  Insulation Class:  THHN
          +/- Impedance: 0.0906 + J 0.1224 Ohms/1000 m  2.95 + J 3.98 PU
          Z0 Impedance: 0.1437 + J 0.3278 Ohms/1000 m  4.68 + J 10.67 PU
    
```

**MOTOR CONTRIBUTION DATA**

```

=====
BUS        CONTRIBUTION  VOLTAGE      BASE          Motor
NAME       NAME          L-L          kVA           X"d          X/R          Number
=====
BUS-0006   CCM-A         480          81.88         0.1789       8.38         1.00
          Pos Sequence Impedance (100 MVA Base)  26.08 + j 218.49 PU

BUS-0007   CCM-B         480          196.74        0.1789       8.69         1.00
          Pos Sequence Impedance (100 MVA Base)  10.46 + j 90.93 PU

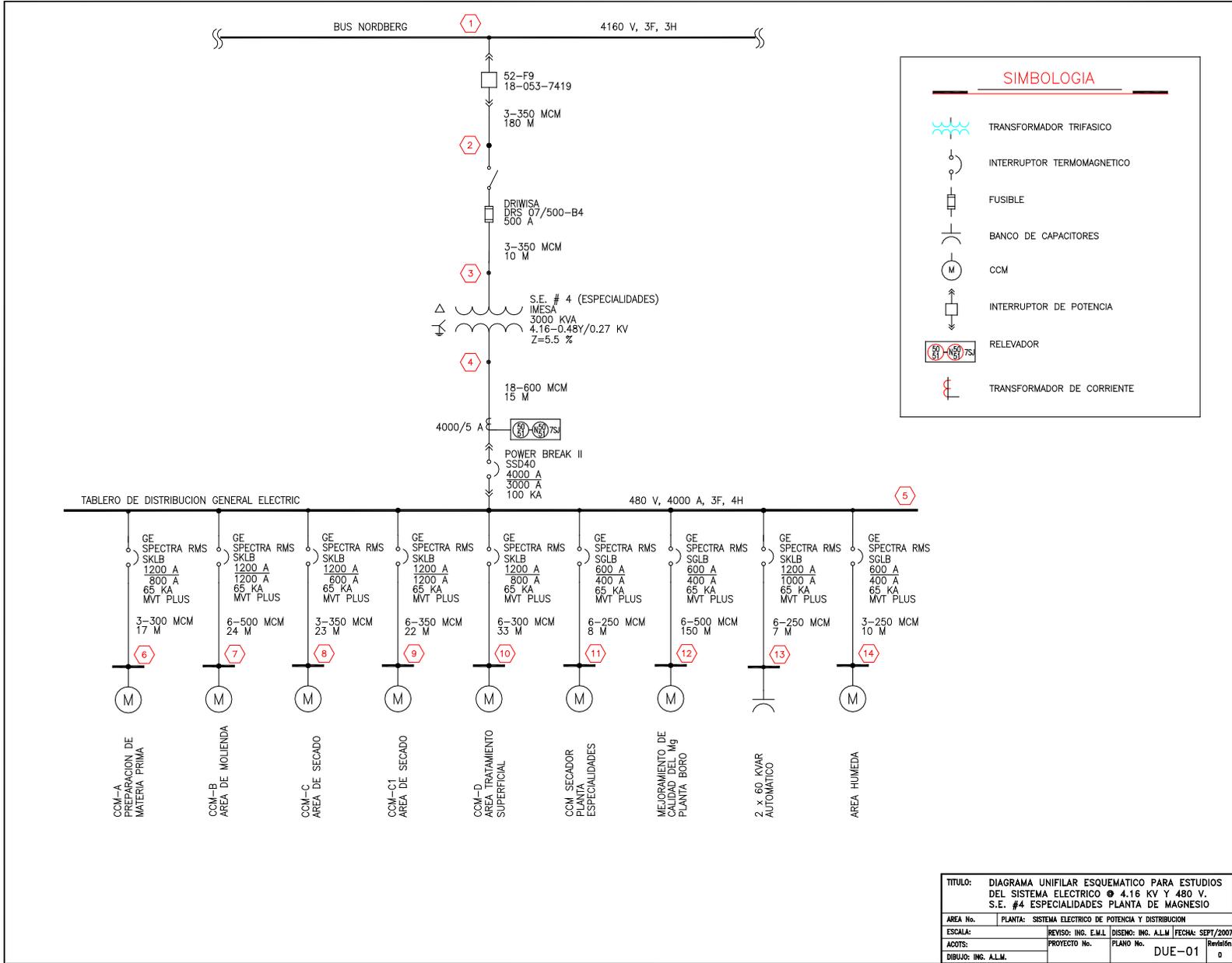
BUS-0008   CCM-C         480          202.62        0.1789       7.39         1.00
          Pos Sequence Impedance (100 MVA Base)  11.95 + j 88.29 PU

BUS-0009   CCM-C1        480          236.96        0.1789       15.5         1.00
          Pos Sequence Impedance (100 MVA Base)  4.87 + j 75.50 PU

BUS-0010   CCM-D         480          65.96         0.1789       7.51         1.00
          Pos Sequence Impedance (100 MVA Base)  36.13 + j 271.23 PU

BUS-0011   CCM SECADOR   480          213.66        0.1789       17.6         1.00
          Pos Sequence Impedance (100 MVA Base)  4.75 + j 83.73 PU

BUS-0014   AREA HUMEDA   480          120.06        0.1789       17.6         1.00
          Pos Sequence Impedance (100 MVA Base)  8.46 + j 149.01 PU
    
```



## Simulación de corto circuito.

A partir de la base de datos generada, se simulan eventos de corto circuito, con el módulo A\_Fault del programa SKM Power Tools for Windows, para falla momentánea y falla interruptiva, simétrica y asimétrica, en todos los buses del sistema para los siguientes tipos de falla:

- *Falla trifásica.*
- *Falla de línea a Tierra.*
- *Falla de línea a línea.*
- *Falla de (2) líneas a Tierra.*

La corriente de *falla momentánea simétrica* se calcula para los (3) primeros ciclos después de haber ocurrido la falla.

La corriente de *falla momentánea asimétrica* es el producto de la corriente de la *falla momentánea simétrica* por el factor de asimetría, el cual se determina de acuerdo con ANSI.

La corriente de *falla interruptiva simétrica* se calcula para varios ciclos después de haber ocurrido la falla.

La corriente de *falla interruptiva asimétrica* se calcula para interruptores en media y alta tensión, y es una función del valor  $X/R$ , y del tiempo de disparo del interruptor de acuerdo con ANSI/IEEE C37.010-1979, según figuras 3.9 y 3.10.

Las variables  $X$  y  $R$  darán el factor de asimetría para cada bus o punto de falla.

### Resultados de simulación.

```

      T H R E E   P H A S E   F A U L T   R E P O R T
      (FOR APPLICATION OF LOW VOLTAGE BREAKERS)
      PRE FAULT VOLTAGE: 1.0000
=====
BUS-0001   FAULT:   18.380 KA AT  -78.82 DEG ( 132.43 MVA) X/R:    5.18
           VOLTAGE:  4160.   EQUIV. IMPEDANCE=  0.0253 + J  0.1282 OHMS
           CONTRIBUTIONS:  UTIL-0001           17.626 KA      ANG:   -78.61
           C_CA-00         BUS-0002           0.757 KA      ANG:   -83.86

BUS-0002   FAULT:   15.380 KA AT  -73.33 DEG ( 110.82 MVA) X/R:    3.59
           VOLTAGE:  4160.   EQUIV. IMPEDANCE=  0.0448 + J  0.1496 OHMS
           CONTRIBUTIONS:  BUS-0001           14.631 KA      ANG:   -72.76
           C_CA-01         BUS-0003           0.763 KA      ANG:   -84.20

BUS-0003   FAULT:   15.239 KA AT  -73.08 DEG ( 109.80 MVA) X/R:    3.55
           VOLTAGE:  4160.   EQUIV. IMPEDANCE=  0.0459 + J  0.1508 OHMS
           CONTRIBUTIONS:  BUS-0002           14.491 KA      ANG:   -72.50
           TR_SE-4         BUS-0004           0.763 KA      ANG:   -84.22

BUS-0004   FAULT:   50.659 KA AT  -81.05 DEG (  42.12 MVA) X/R:    6.72
           VOLTAGE:   480.   EQUIV. IMPEDANCE=  0.0009 + J  0.0054 OHMS
           LOW VOLTAGE POWER CIRCUIT BREAKER  50.838 KA
           MOLDED CASE CIRCUIT BREAKER > 20KA 53.976 KA
           CONTRIBUTIONS:  BUS-0003           43.316 KA      ANG:   -80.53
           C_CA-02         BUS-0005           7.356 KA      ANG:   -84.17

```

**T H R E E   P H A S E   F A U L T   R E P O R T**

(FOR APPLICATION OF LOW VOLTAGE BREAKERS)

PRE FAULT VOLTAGE: 1.0000

```

=====
BUS-0005    FAULT:   48.564 KA AT  -80.10 DEG (  40.38 MVA) X/R:    6.26
            VOLTAGE:   480.   EQUIV. IMPEDANCE=  0.0010 + J  0.0056 OHMS
            LOW VOLTAGE POWER CIRCUIT BREAKER  48.564 KA
            MOLDED CASE CIRCUIT BREAKER > 20KA  51.065 KA
            CONTRIBUTIONS:  BUS-0004           41.169 KA      ANG:   -79.32
            C_CCM-A         BUS-0006           0.544 KA      ANG:   -82.94
            C_CCM-B         BUS-0007           1.304 KA      ANG:   -83.19
            C_CCM-C         BUS-0008           1.328 KA      ANG:   -81.65
            C_CCM-C1        BUS-0009           1.576 KA      ANG:   -85.91
            C_CCM-D         BUS-0010           0.438 KA      ANG:   -82.22
            C_CCM SECADOR   BUS-0011           1.430 KA      ANG:   -86.55
            C_AREA HUMEDA   BUS-0014           0.803 KA      ANG:   -86.47

BUS-0006    FAULT:   32.637 KA AT  -66.27 DEG (  27.13 MVA) X/R:    2.39
            VOLTAGE:   480.   EQUIV. IMPEDANCE=  0.0034 + J  0.0078 OHMS
            LOW VOLTAGE POWER CIRCUIT BREAKER  32.637 KA
            MOLDED CASE CIRCUIT BREAKER > 20KA  32.637 KA
            CONTRIBUTIONS:  CCM-A              0.547 KA      ANG:   -83.19
            C_CCM-A         BUS-0005          32.114 KA      ANG:   -65.99

BUS-0007    FAULT:   38.035 KA AT  -74.13 DEG (  31.62 MVA) X/R:    3.76
            VOLTAGE:   480.   EQUIV. IMPEDANCE=  0.0020 + J  0.0070 OHMS
            LOW VOLTAGE POWER CIRCUIT BREAKER  38.035 KA
            MOLDED CASE CIRCUIT BREAKER > 20KA  38.035 KA
            CONTRIBUTIONS:  CCM-B              1.314 KA      ANG:   -83.44
            C_CCM-B         BUS-0005          36.739 KA      ANG:   -73.80

BUS-0008    FAULT:   30.383 KA AT  -67.26 DEG (  25.26 MVA) X/R:    2.57
            VOLTAGE:   480.   EQUIV. IMPEDANCE=  0.0035 + J  0.0084 OHMS
            LOW VOLTAGE POWER CIRCUIT BREAKER  30.383 KA
            MOLDED CASE CIRCUIT BREAKER > 20KA  30.383 KA
            CONTRIBUTIONS:  CCM-C              1.350 KA      ANG:   -82.29
            C_CCM-C         BUS-0005          29.082 KA      ANG:   -66.57

BUS-0009    FAULT:   38.008 KA AT  -72.49 DEG (  31.60 MVA) X/R:    3.64
            VOLTAGE:   480.   EQUIV. IMPEDANCE=  0.0022 + J  0.0070 OHMS
            LOW VOLTAGE POWER CIRCUIT BREAKER  38.008 KA
            MOLDED CASE CIRCUIT BREAKER > 20KA  38.008 KA
            CONTRIBUTIONS:  CCM-C1            1.590 KA      ANG:   -86.31
            C_CCM-C1        BUS-0005          36.466 KA      ANG:   -71.90

BUS-0010    FAULT:   32.920 KA AT  -66.46 DEG (  27.37 MVA) X/R:    2.39
            VOLTAGE:   480.   EQUIV. IMPEDANCE=  0.0034 + J  0.0077 OHMS
            LOW VOLTAGE POWER CIRCUIT BREAKER  32.920 KA
            MOLDED CASE CIRCUIT BREAKER > 20KA  32.920 KA
            CONTRIBUTIONS:  CCM-D              0.440 KA      ANG:   -82.41
            C_CCM-D         BUS-0005          32.497 KA      ANG:   -66.25

BUS-0011    FAULT:   43.759 KA AT  -74.97 DEG (  36.38 MVA) X/R:    4.19
            VOLTAGE:   480.   EQUIV. IMPEDANCE=  0.0016 + J  0.0061 OHMS
            LOW VOLTAGE POWER CIRCUIT BREAKER  43.759 KA
            MOLDED CASE CIRCUIT BREAKER > 20KA  43.759 KA
            CONTRIBUTIONS:  CCM SECADOR        1.434 KA      ANG:   -86.75
            C_CCM SECADOR   BUS-0005          42.356 KA      ANG:   -74.57

BUS-0012    FAULT:   16.575 KA AT  -62.28 DEG (  13.78 MVA) X/R:    1.92
            VOLTAGE:   480.   EQUIV. IMPEDANCE=  0.0078 + J  0.0148 OHMS
            LOW VOLTAGE POWER CIRCUIT BREAKER  16.575 KA
            MOLDED CASE CIRCUIT BREAKER < 20KA  16.575 KA
            MOLDED CASE CIRCUIT BREAKER > 20KA  16.575 KA
    
```

**T H R E E   P H A S E   F A U L T   R E P O R T**

(FOR APPLICATION OF LOW VOLTAGE BREAKERS)

PRE FAULT VOLTAGE: 1.0000

```

=====
CONTRIBUTIONS:  BUS-0005          16.575 KA      ANG:   -62.28

BUS-0013  FAULT:   44.101 KA AT  -75.22 DEG ( 36.67 MVA) X/R:    4.00
          VOLTAGE:   480.   EQUIV. IMPEDANCE=  0.0016 + J  0.0061 OHMS
          LOW VOLTAGE POWER CIRCUIT BREAKER  44.101 KA
          MOLDED CASE CIRCUIT BREAKER > 20KA 44.101 KA
          CONTRIBUTIONS:  BUS-0005          44.101 KA      ANG:   -75.22

BUS-0014  FAULT:   37.497 KA AT  -68.74 DEG ( 31.17 MVA) X/R:    2.88
          VOLTAGE:   480.   EQUIV. IMPEDANCE=  0.0027 + J  0.0069 OHMS
          LOW VOLTAGE POWER CIRCUIT BREAKER  37.497 KA
          MOLDED CASE CIRCUIT BREAKER > 20KA 37.497 KA
          CONTRIBUTIONS:  AREA HUMEDA      0.806 KA      ANG:   -86.75
          C_AREA HUMEDA  BUS-0005          36.732 KA      ANG:   -68.35
    
```

**U N B A L A N C E D   F A U L T   R E P O R T**

(FOR APPLICATION OF LOW VOLTAGE BREAKERS)

PRE FAULT VOLTAGE: 1.0000

```

=====
LOCATION      FAULT      KA      X/R  EQUIVALENT (PU)  ASYM. KA AT 0.5 CYCLES
VOLTAGE     DUTIES     (RMS)      FAULT IMPEDANCE * MAX. RMS  AVG. RMS *
=====
BUS-0001    3 PHASE:   18.380   5. Z1=  0.7551      23.208      20.868
           SLG DUTY:   2.921   0. Z2=  0.7551      2.921
           4160. VOLTS LN/LN      15.917      Z0=  13.7118
           LN/LN/GND 16.628 ( 1.505 GND RETURN KA)

BUS-0002    3 PHASE:   15.380   4. Z1=  0.9024      17.856      16.642
           SLG DUTY:   2.812   0. Z2=  0.9024      2.812
           4160. VOLTS LN/LN      13.319      Z0=  13.9547
           LN/LN/GND 13.981 ( 1.471 GND RETURN KA)

BUS-0003    3 PHASE:   15.239   4. Z1=  0.9107      17.643      16.464
           SLG DUTY:   2.806   0. Z2=  0.9107      2.806
           4160. VOLTS LN/LN      13.197      Z0=  13.9684
           LN/LN/GND 13.856 ( 1.469 GND RETURN KA)

BUS-0004    3 PHASE:   50.659   7. Z1=  2.3743      67.687      59.501
           SLG DUTY:   54.845   8. Z2=  2.3743      74.938
           480. VOLTS LN/LN      43.872      Z0=  1.8333
           LN/LN/GND 52.116 ( 59.761 GND RETURN KA)

BUS-0005    3 PHASE:   48.564   6. Z1=  2.4768      63.924      56.524
           SLG DUTY:   50.573   7. Z2=  2.4768      67.112
           480. VOLTS LN/LN      42.057      Z0=  2.1824
           LN/LN/GND 49.162 ( 52.750 GND RETURN KA)

BUS-0006    3 PHASE:   32.637   2. Z1=  3.6855      34.918      33.787
           SLG DUTY:   29.124   2. Z2=  3.6855      31.031
           480. VOLTS LN/LN      28.264      Z0=  5.0191
           LN/LN/GND 31.208 ( 26.294 GND RETURN KA)

BUS-0007    3 PHASE:   38.035   4. Z1=  3.1623      44.610      41.391
           SLG DUTY:   34.920   4. Z2=  3.1623      40.880
           480. VOLTS LN/LN      32.940      Z0=  4.0089
           LN/LN/GND 36.560 ( 32.276 GND RETURN KA)
    
```

**U N B A L A N C E D   F A U L T   R E P O R T**

(FOR APPLICATION OF LOW VOLTAGE BREAKERS)

PRE FAULT VOLTAGE: 1.0000

```

=====
LOCATION      FAULT      KA      X/R  EQUIVALENT (PU)  ASYM. KA AT 0.5 CYCLES
VOLTAGE     DUTIES     (RMS)                                * MAX. RMS  AVG. RMS *
=====
BUS-0008    3 PHASE:   30.383   3. Z1=  3.9588          32.908      31.659
            SLG DUTY:  26.174   3. Z2=  3.9588          28.245
            480. VOLTS LN/LN      26.313           Z0=  5.8691
            LN/LN/GND 28.640 ( 22.988 GND RETURN KA)

BUS-0009    3 PHASE:   38.008   4. Z1=  3.1647          44.254      41.192
            SLG DUTY:  35.205   3. Z2=  3.1647          40.350
            480. VOLTS LN/LN      32.916           Z0=  3.9206
            LN/LN/GND 36.883 ( 32.787 GND RETURN KA)

BUS-0010    3 PHASE:   32.920   2. Z1=  3.6538          35.221      34.080
            SLG DUTY:  29.479   2. Z2=  3.6538          31.431
            480. VOLTS LN/LN      28.509           Z0=  4.9332
            LN/LN/GND 31.512 ( 26.689 GND RETURN KA)

BUS-0011    3 PHASE:   43.759   4. Z1=  2.7487          52.614      48.293
            SLG DUTY:  43.243   4. Z2=  2.7487          51.159
            480. VOLTS LN/LN      37.897           Z0=  2.8475
            LN/LN/GND 43.754 ( 42.737 GND RETURN KA)

BUS-0012    3 PHASE:   16.575   2. Z1=  7.2569          17.195      16.886
            SLG DUTY:  12.781   2. Z2=  7.2569          13.498
            480. VOLTS LN/LN      14.354           Z0=  13.7646
            LN/LN/GND 14.820 ( 10.384 GND RETURN KA)

BUS-0013    3 PHASE:   44.101   4. Z1=  2.7274          52.464      48.377
            SLG DUTY:  43.917   4. Z2=  2.7274          51.857
            480. VOLTS LN/LN      38.193           Z0=  2.7618
            LN/LN/GND 44.139 ( 43.734 GND RETURN KA)

BUS-0014    3 PHASE:   37.497   3. Z1=  3.2077          41.526      39.538
            SLG DUTY:  34.963   3. Z2=  3.2077          38.111
            480. VOLTS LN/LN      32.474           Z0=  3.9064
            LN/LN/GND 36.685 ( 32.746 GND RETURN KA)
    
```

**F A U L T   S T U D Y   S U M M A R Y**

(FOR APPLICATION OF LOW VOLTAGE BREAKERS)

PRE FAULT VOLTAGE: 1.0000

```

=====
BUS RECORD  VOLTAGE  A V A I L A B L E  F A U L T  D U T I E S (KA)
NO NAME     L-L      3 PHASE           X/R      LINE/GRND  X/R
=====
BUS-0001    4160.    18.380           5.18     2.921      0.23
BUS-0002    4160.    15.380           3.59     2.812      0.26
BUS-0003    4160.    15.239           3.55     2.806      0.26
BUS-0004    480.     50.659           6.72     54.845     7.52
BUS-0005    480.     48.564           6.26     50.573     6.50

BUS-0006    480.     32.637           2.39     29.124     2.33
BUS-0007    480.     38.035           3.76     34.920     3.73
BUS-0008    480.     30.383           2.57     26.174     2.52
BUS-0009    480.     38.008           3.64     35.205     3.39
BUS-0010    480.     32.920           2.39     29.479     2.34
    
```

**F A U L T   S T U D Y   S U M M A R Y**  
 (FOR APPLICATION OF LOW VOLTAGE BREAKERS)  
 PRE FAULT VOLTAGE: 1.0000

```

=====
BUS RECORD      VOLTAGE  A V A I L A B L E  F A U L T  D U T I E S  (KA)
  NO NAME      L-L        3 PHASE      X/R      LINE/GRND      X/R
=====
BUS-0011      480.      43.759      4.19      43.243      3.90
BUS-0012      480.      16.575      1.92      12.781      2.20
BUS-0013      480.      44.101      4.00      43.917      3.87
BUS-0014      480.      37.497      2.88      34.963      2.66
=====
  
```

14 FAULTED BUSES, 21 BRANCHES, 8 CONTRIBUTIONS  
 UNBALANCED FAULTS REQUESTED

\*\*\* SHORT CIRCUIT STUDY COMPLETE \*\*\*

**T H R E E   P H A S E   M O M E N T A R Y   D U T Y   R E P O R T**  
 PRE FAULT VOLTAGE: 1.0000

```

=====
BUS-0001      E/Z:      17.773 KA AT  -78.67 DEG ( 128.06 MVA)  X/R:      5.03
              SYM*1.6:  28.437 KA      MOMENTARY BASED ON X/R:  22.299 KA
              SYM*2.7:  47.987 KA      CREST BASED ON X/R:   38.602 KA
              VOLTAGE:  4160.  EQUIV. IMPEDANCE=  0.0266 + J  0.1325 OHMS
              CONTRIBUTIONS:  UTIL-0001      17.626 KA      ANG:   -78.61
              C_CA-00      BUS-0002      0.148 KA      ANG:   -85.83

BUS-0002      E/Z:      14.776 KA AT  -72.89 DEG ( 106.47 MVA)  X/R:      3.33
              SYM*1.6:  23.642 KA      MOMENTARY BASED ON X/R:  16.863 KA
              SYM*2.7:  39.895 KA      CREST BASED ON X/R:   29.023 KA
              VOLTAGE:  4160.  EQUIV. IMPEDANCE=  0.0478 + J  0.1554 OHMS
              CONTRIBUTIONS:  BUS-0001      14.631 KA      ANG:   -72.76
              C_CA-01      BUS-0003      0.149 KA      ANG:   -85.90

BUS-0003      E/Z:      14.635 KA AT  -72.63 DEG ( 105.45 MVA)  X/R:      3.28
              SYM*1.6:  23.417 KA      MOMENTARY BASED ON X/R:  16.647 KA
              SYM*2.7:  39.516 KA      CREST BASED ON X/R:   28.630 KA
              VOLTAGE:  4160.  EQUIV. IMPEDANCE=  0.0490 + J  0.1566 OHMS
              CONTRIBUTIONS:  BUS-0002      14.491 KA      ANG:   -72.50
              TR_SE-4      BUS-0004      0.149 KA      ANG:   -85.90

BUS-0004      VOLTAGE:  480.  ( SEE LOW VOLTAGE REPORT )
BUS-0005      VOLTAGE:  480.  ( SEE LOW VOLTAGE REPORT )
BUS-0006      VOLTAGE:  480.  ( SEE LOW VOLTAGE REPORT )
BUS-0007      VOLTAGE:  480.  ( SEE LOW VOLTAGE REPORT )
BUS-0008      VOLTAGE:  480.  ( SEE LOW VOLTAGE REPORT )
BUS-0009      VOLTAGE:  480.  ( SEE LOW VOLTAGE REPORT )
BUS-0010      VOLTAGE:  480.  ( SEE LOW VOLTAGE REPORT )
BUS-0011      VOLTAGE:  480.  ( SEE LOW VOLTAGE REPORT )
BUS-0012      VOLTAGE:  480.  ( SEE LOW VOLTAGE REPORT )
BUS-0013      VOLTAGE:  480.  ( SEE LOW VOLTAGE REPORT )
BUS-0014      VOLTAGE:  480.  ( SEE LOW VOLTAGE REPORT )
=====
  
```

**UNBALANCED MOMENTARY DUTY REPORT**

PRE FAULT VOLTAGE: 1.0000

```

=====
LOCATION      FAULT      E/Z      X/R  EQUIVALENT      MOMENTARY FAULT DUTIES
VOLTAGE     TYPE       KA              IMPEDANCE (PU)  E/Z * 1.6 @ 0.5 CYCLE
=====
BUS-0001    3 PHASE:   17.77    5.0 Z1=  0.7809      28.44      22.30
              SLG DUTY:  2.92    0.2 Z2=  0.7809      4.67       2.92
4160. VOLTS LN/LN      15.39              Z0= 13.7118
              LN/LN/GND 16.10 ( 1.50 GND RETURN KA)

BUS-0002    3 PHASE:   14.78    3.3 Z1=  0.9393      23.64      16.86
              SLG DUTY:  2.80    0.3 Z2=  0.9393      4.48       2.80
4160. VOLTS LN/LN      12.80              Z0= 13.9547
              LN/LN/GND 13.46 ( 1.47 GND RETURN KA)

BUS-0003    3 PHASE:   14.64    3.3 Z1=  0.9483      23.42      16.65
              SLG DUTY:  2.80    0.3 Z2=  0.9483      4.47       2.80
4160. VOLTS LN/LN      12.67              Z0= 13.9684
              LN/LN/GND 13.33 ( 1.47 GND RETURN KA)
    
```

**MOMENTARY DUTY SUMMARY REPORT**

PRE FAULT VOLTAGE: 1.0000

```

=====
BUS RECORD   VOLTAGE      * 3 P H A S E *      * * * SLG * * *
NO NAME      L-L          E/Z          X/R          E/Z          X/R
=====
BUS-0001     4160.        22.299      5.03          2.916      0.23
BUS-0002     4160.        16.863      3.33          2.803      0.26
BUS-0003     4160.        16.647      3.28          2.796      0.27
    
```

3 FAULTED BUSES, 21 BRANCHES, 8 CONTRIBUTIONS  
UNBALANCED FAULTS REQUESTED

\*\*\* SHORT CIRCUIT STUDY COMPLETE \*\*\*

**THREE PHASE INTERRUPTING DUTY REPORT**

PRE FAULT VOLTAGE: 1.0000

```

=====
BUS-0001    E/Z:      17.686 KA AT -78.63 DEG ( 127.43 MVA) X/R:      5.00
              VOLTAGE:  4160.  EQUIV. IMPEDANCE=  0.0268 + J  0.1331 OHMS
              CONTRIBUTIONS:  UTIL-0001      17.626 KA      ANG:    -78.61
              C_CA-00      BUS-0002      0.060 KA      ANG:    -86.11
              GENERATOR NAME -- AT BUS --  KA      VOLTS PU  LOCAL/REMOTE
              UTIL-0001      17.626      0.00      R
              TOTAL REMOTE:  17.626 KA  NACD RATIO:  0.9966

              SYM2      SYM3      SYM5      SYM8
              MULT. FACT:  1.000      1.000      1.000      1.000
              DUTY (KA) :  17.686      17.686      17.686      17.686

              TOT2      TOT3      TOT5      TOT8
              MULT. FACT:  1.053      1.000      1.000      1.000
              DUTY (KA) :  18.619      17.686      17.686      17.686

BUS-0002    E/Z:      14.690 KA AT -72.82 DEG ( 105.85 MVA) X/R:      3.27
              VOLTAGE:  4160.  EQUIV. IMPEDANCE=  0.0483 + J  0.1562 OHMS
    
```

T H R E E   P H A S E   I N T E R R U P T I N G   D U T Y   R E P O R T

PRE FAULT VOLTAGE: 1.0000

=====

CONTRIBUTIONS:   BUS-0001                   14.631 KA            ANG:   -72.76  
 C\_CA-01            BUS-0003                    0.060 KA            ANG:   -86.14

GENERATOR NAME -- AT BUS --   KA       VOLTS PU   LOCAL/REMOTE  
 UTIL-0001                           14.631     0.19            R  
 TOTAL REMOTE:     14.631 KA   NACD RATIO:  0.9960

	SYM2	SYM3	SYM5	SYM8
MULT. FACT:	1.000	1.000	1.000	1.000
DUTY (KA) :	14.690	14.690	14.690	14.690

	TOT2	TOT3	TOT5	TOT8
MULT. FACT:	1.031	1.000	1.000	1.000
DUTY (KA) :	15.146	14.690	14.690	14.690

BUS-0003   E/Z:       14.550 KA AT   -72.55 DEG ( 104.83 MVA)   X/R:       3.22  
 VOLTAGE:   4160.   EQUIV. IMPEDANCE=  0.0495 + J  0.1575 OHMS  
 CONTRIBUTIONS:   BUS-0002                   14.491 KA            ANG:   -72.50  
 TR\_SE-4         BUS-0004                    0.060 KA            ANG:   -86.14

GENERATOR NAME -- AT BUS --   KA       VOLTS PU   LOCAL/REMOTE  
 UTIL-0001                           14.491     0.20            R  
 TOTAL REMOTE:     14.491 KA   NACD RATIO:  0.9960

	SYM2	SYM3	SYM5	SYM8
MULT. FACT:	1.000	1.000	1.000	1.000
DUTY (KA) :	14.550	14.550	14.550	14.550

	TOT2	TOT3	TOT5	TOT8
MULT. FACT:	1.030	1.000	1.000	1.000
DUTY (KA) :	14.992	14.550	14.550	14.550

- BUS-0004   VOLTAGE:   480.   ( SEE LOW VOLTAGE REPORT )
- BUS-0005   VOLTAGE:   480.   ( SEE LOW VOLTAGE REPORT )
- BUS-0006   VOLTAGE:   480.   ( SEE LOW VOLTAGE REPORT )
- BUS-0007   VOLTAGE:   480.   ( SEE LOW VOLTAGE REPORT )
- BUS-0008   VOLTAGE:   480.   ( SEE LOW VOLTAGE REPORT )
- BUS-0009   VOLTAGE:   480.   ( SEE LOW VOLTAGE REPORT )
- BUS-0010   VOLTAGE:   480.   ( SEE LOW VOLTAGE REPORT )
- BUS-0011   VOLTAGE:   480.   ( SEE LOW VOLTAGE REPORT )
- BUS-0012   VOLTAGE:   480.   ( SEE LOW VOLTAGE REPORT )
- BUS-0013   VOLTAGE:   480.   ( SEE LOW VOLTAGE REPORT )
- BUS-0014   VOLTAGE:   480.   ( SEE LOW VOLTAGE REPORT )

**U N B A L A N C E D   I N T E R R U P T I N G   D U T Y   R E P O R T**

PRE FAULT VOLTAGE: 1.0000

```

=====
LOCATION          FAULT      E/Z      X/R          ANSI AC/DC      INTERRUPTING
                  TYPE      KA                DECREMENT FACT.  DUTIES  (KA)
                  3 PHASE      SLG          3 PHASE      SLG
=====
BUS-0001        3 PHASE:   17.69    5.0  SYM2:    1.00    1.00    17.69    2.92
VOLTS:  4160.0  SLG:     2.92    0.2  SYM3:    1.00    1.00    17.69    2.92
NACD:   0.997  LN/LN:   15.32          SYM5:    1.00    1.00    17.69    2.92
                  LN/LN/GND:  16.03          SYM8:    1.00    1.00    17.69    2.92
                  GND RETURN:  1.50          TOT2:    1.05    1.00    18.62    2.92
                  Z1(PU):      0.78473  TOT3:    1.00    1.00    17.69    2.92
                  Z2(PU):      0.78473  TOT5:    1.00    1.00    17.69    2.92
                  Z0(PU):      13.71181  TOT8:    1.00    1.00    17.69    2.92

BUS-0002        3 PHASE:   14.69    3.3  SYM2:    1.00    1.00    14.69    2.80
VOLTS:  4160.0  SLG:     2.80    0.3  SYM3:    1.00    1.00    14.69    2.80
NACD:   0.996  LN/LN:   12.72          SYM5:    1.00    1.00    14.69    2.80
                  LN/LN/GND:  13.38          SYM8:    1.00    1.00    14.69    2.80
                  GND RETURN:  1.47          TOT2:    1.03    1.00    15.15    2.80
                  Z1(PU):      0.94476  TOT3:    1.00    1.00    14.69    2.80
                  Z2(PU):      0.94476  TOT5:    1.00    1.00    14.69    2.80
                  Z0(PU):      13.95472  TOT8:    1.00    1.00    14.69    2.80

BUS-0003        3 PHASE:   14.55    3.2  SYM2:    1.00    1.00    14.55    2.79
VOLTS:  4160.0  SLG:     2.79    0.3  SYM3:    1.00    1.00    14.55    2.79
NACD:   0.996  LN/LN:   12.60          SYM5:    1.00    1.00    14.55    2.79
                  LN/LN/GND:  13.26          SYM8:    1.00    1.00    14.55    2.79
                  GND RETURN:  1.47          TOT2:    1.03    1.00    14.99    2.79
                  Z1(PU):      0.95388  TOT3:    1.00    1.00    14.55    2.79
                  Z2(PU):      0.95388  TOT5:    1.00    1.00    14.55    2.79
                  Z0(PU):      13.96842  TOT8:    1.00    1.00    14.55    2.79
    
```

**I N T E R R U P T I N G   D U T Y   S U M M A R Y   R E P O R T**

PRE FAULT VOLTAGE: 1.0000

```

=====
BUS RECORD      VOLTAGE  NACD      * 3 P H A S E *      * * * S L G * * *
NO NAME         L-L      RATIO     E/Z KA          X/R          E/Z KA          X/R
=====
BUS-0001        4160.  0.997      17.686      5.00          2.915          0.23
BUS-0002        4160.  0.996      14.690      3.27          2.801          0.26
BUS-0003        4160.  0.996      14.550      3.22          2.795          0.27
    
```

3 FAULTED BUSES,   21 BRANCHES,   8 CONTRIBUTIONS  
UNBALANCED FAULTS REQUESTED

\*\*\* SHORT CIRCUIT STUDY COMPLETE \*\*\*

### Verificación de capacidades interruptivas.

A continuación se anexan las tablas de verificación de capacidades interruptivas de equipos instalados en media y baja tensión @ 4160 V/480 V.

Como se puede observar en la Tabla No. 5.1 *no existen problemas por corto circuito* debido a que el nivel de corto circuito es inferior a la capacidad del interruptor de potencia en 4.16 kV.

**Tabla 5.1**  
**Verificación de capacidades interruptivas de interruptores de potencia @ 4.16 kV**

DATOS DEL INTERRUPTOR							NIVEL DE C.C.			
LOCALIZACION	MARCA	TIPO	kV NOM	AMP NOM	CY	CAPACIDAD C.C. kA		MOM kA	INT kA	BUS #
						MOM	INT			
INTERRUPTOR 52-F9	IEM W.H.	50-DHEP-250	4.16	1200	5	58	36	22.299	17.686	1

En la Tabla 5.2 se observa que el fusible del transformador, en 4.16 kV, *no presenta problemas por corto circuito* debido a que el nivel de corto circuito es inferior a su capacidad interruptiva.

**Tabla 5.2**  
**Verificación de capacidades interruptivas de fusibles de transformadores @ 4.16 kV**

TRANSFORMADORES		DATOS DE LOS FUSIBLES					NIVEL DE C.C.	
IDENTIFICACION	kVA NOM	MARCA	TIPO	VOLTAJE NOMINAL kV	RANGO AMP	CAPACIDAD INTERRUPTIVA kA	CORRIENTE MOMENTANEA kA	BUS #
S.E. # 4 MAGNESIO	3000	DRIESCHER	DRS 07/500B4	4.8	500	40	16.863	2

En la Tabla No 5.3, de interruptores electromagnéticos y termomagnéticos en tablero de distribución en baja tensión, se muestra que *no se tienen problemas de corto circuito* debido a que los niveles de corto circuito son inferiores a la capacidad de los interruptores.

**Tabla 5.3**  
**Verificación de capacidades interruptivas de interruptores electromagnéticos y termomagnéticos en tablero de distribución general @ 480 V.**

DATOS DE LOS INTERRUPTORES					NIVEL DE C.C.	
IDENTIFICACION	MARCA	TIPO	MARCO RANGO AMP	CAP. C.C. MOM kA	MOM kA	BUS #
INTERRUPTOR PRINCIPAL S.E. # 4 MAGNESIO	G.E.	POWER BREAK II	4000 3600	100	48.564	5
INTERRUPTOR DERIVADO CCM P. ESPECIALIDADES	G.E.	SPECTRA SGLB	600 400	65	48.564	5
INTERRUPTOR DERIVADO PLANTA BORO, S.E. # 4	G.E.	SPECTRA SGLB	600 400	65	48.564	5
INTERRUPTOR DERIVADO B. CAPACITORES, S.E. # 4	G.E.	SPECTRA SKLB	1200 1000	65	48.564	5
INTERRUPTOR DERIVADO CCM A. HUMEDA, S.E. # 4	G.E.	SPECTRA SGLB	600 400	65	48.564	5
INTERRUPTOR DERIVADO CCM-A, S.E. # 4	G.E.	SPECTRA SKLB	1200 800	65	48.564	5
INTERRUPTOR DERIVADO CCM-B, S.E. # 4	G.E.	SPECTRA SKLB	1200 1200	65	48.564	5
INTERRUPTOR DERIVADO CCM-C, S.E. # 4	G.E.	SPECTRA SKLB	1200 600	65	48.564	5
INTERRUPTOR DERIVADO CCM-C1, S.E. # 4	G.E.	SPECTRA SKLB	1200 1200	65	48.564	5
INTERRUPTOR DERIVADO CCM-D, S.E. # 4	G.E.	SPECTRA SKLB	1200 800	65	48.564	5

La Tabla 5.4, de interruptores termomagnéticos en CCM's a 480 V, muestra que se tienen algunos interruptores con *baja capacidad interruptiva*.

**Tabla 5.4**  
**Verificación de capacidades interruptivas de interruptores**  
**termomagnéticos en ccm's @ 480 V.**

DATOS DE LOS INTERRUPTORES					NIVEL DE C.C.	
IDENTIFICACION	MARCA	TIPO	MARCO RANGO AMP	CAP. C.C. MOM KA	MOM KA	BUS #
S.E. # 4 MAGNESIO CCM-A MATERIA PRIMA AGITADOR DE TANQUE	C.H.	HMCP	100 100	65	32.637	6
S.E. # 4 MAGNESIO CCM-A MATERIA PRIMA TABLERO ALUMBRADO TA-01	C.H.	FD	100 70	25	32.637	6
S.E. # 4 MAGNESIO CCM-A MATERIA PRIMA AGITADOR TANQUE SLURRY	C.H.	HMCP	100 30	65	32.637	6
S.E. # 4 MAGNESIO CCM-B MOLIENDA CIRC. ENFRIAMIENTO CHILLERS	C.H.	JD	250 225	25	38.035	7
S.E. # 4 MAGNESIO CCM-B MOLIENDA GABINETE CONTROL AG-07	C.H.	FD	100 30	25	38.035	7
S.E. # 4 MAGNESIO CCM-B MOLIENDA BOMBA MOYNO BM-04	C.H.	HMCP	100 30	65	38.035	7
S.E. # 4 MAGNESIO CCM-B MOLIENDA BOMBA DE AGUA BC-15	C.H.	HMCP	100 20	65	38.035	7
S.E. # 4 MAGNESIO CCM-C SECADO FILTRO CANASTA BS-02	C.H.	FD	100 15	25	30.383	8
S.E. # 4 MAGNESIO CCM-C SECADO COMPRESOR CO-01	C.H.	LD	600 400	35	30.383	8
S.E. # 4 MAGNESIO CCM-C SECADO BOMBA MOYNO 3 BM-03	C.H.	HMCP	100 30	65	30.383	8
S.E. # 4 MAGNESIO CCM-C SECADO VENTILADOR CENTRIFUGO	C.H.	HMCP	100 100	65	30.383	8
S.E. # 4 MAGNESIO CCM-C1 SECADO VENTILADOR CENTRIFUGO	C.H.	HND	1000 600	65	38.008	9
S.E. # 4 MAGNESIO CCM-C1 SECADO PULVERIZADOR	C.H.	MDL	800 500	50	38.008	9

La tabla 5.6 muestra los interruptores que se requiere reemplazar así como el interruptor que se recomienda instalar para solucionar el problema de baja capacidad interruptiva.

**Tabla 5.6**  
**Interruptores termomagnéticos recomendados**

IDENTIFICACIÓN	BUS	ICC [KA]	INTERRUPTOR ACTUAL			INT. RECOMENDADO		
			MARCA TIPO	RANGO [A]	CAP. INT. [KA]	MARCA TIPO	RANGO [A]	CAP. INT. [KA]
TABLERO ALUMBRADO TA-01 CCM A MATERIA PRIMA S.E. # 4	6	32	C.H. FD	100 70	25	C.H. HFD	100 70	65
CIRCUITO DE ENFRIAMIENTO CHILLERS CCM B MOLIENDA, S.E. # 4	7	38	C.H. JD	225	35	C.H. HJD	225	65
GABINETE DE CONTROL PARA AG-07 CCM B MOLIENDA, S.E. # 4	7	38	C.H. FD	30	35	C.H. HFD	30	65
GABINETE DE CONTROL PARA AG-08 CCM B MOLIENDA, S.E. # 4	7	38	C.H. FD	30	35	C.H. HFD	30	65
POLIPASTO MOLINO NETZSCH CCM B MOLIENDA, S.E. # 4	7	38	C.H. FD	30	35	C.H. HFD	30	65
DISPERSOR # 1 CCM SECADOR, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	70	25	C.H. HFD	70	65
AGITADOR TANQUE ALMACENAMIENTO # 3 CCM SECADOR, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	50	25	C.H. HFD	50	65
DISPERSOR # 3 CCM SECADOR, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	100	25	C.H. HFD	100	65
DISPERSOR # 4 CCM SECADOR, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	70	25	C.H. HFD	70	65
DISPERSOR # 4 CCM SECADOR, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	70	25	C.H. HFD	70	65
AGITADOR TANQUE ALMACENAMIENTO # 2 CCM SECADOR, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	50	25	C.H. HFD	50	65
MOLINO DE PERLAS # 2 CCM SECADOR, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	70	25	C.H. HFD	70	65
MOLINO DE PERLAS # 2 CCM SECADOR, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	70	25	C.H. HFD	70	65
MOLINO DE PERLAS # 3 CCM SECADOR, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	100	25	C.H. HFD	100	65
MOLINO DE PERLAS # 4 CCM SECADOR, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	100	25	C.H. HFD	100	65
BOMBA DE AVANCE TANQUE DE REBOMBEO # 2 CCM SECADOR, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	40	25	C.H. HFD	40	65
BOMBA SUMERGIBLE CCM SECADOR, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	20	25	C.H. HFD	20	65
BOMBA DE AVANCE TANQUE DE REBOMBEO # 1 CCM SECADOR, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	30	25	C.H. HFD	30	65

IDENTIFICACIÓN	BUS	ICC [KA]	INTERRUPTOR ACTUAL			INT. RECOMENDADO		
			MARCA TIPO	RANGO [A]	CAP. INT. [KA]	MARCA TIPO	RANGO [A]	CAP. INT. [KA]
MOLINO DE PERLAS # 1 CCM SECADOR, S.E. # 4	11	43.8	G.E. TFK	150	22	C.H. HJD	150	65
DISPERSOR # 2 CCM SECADOR, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	70	25	C.H. HFD	70	65
BOMBA DISPERSANTE CCM SECADOR, S.E. # 4	11	43.8	G.E. TEF	20	25	C.H. HFD	20	65
BOMBA DISPERSANTE CCM SECADOR, S.E. # 4	11	43.8	G.E. TEF	20	25	C.H. HFD	20	65
BOMBA RECIRCULACIÓN TANQUE # 4 CCM SECADOR, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	40	25	C.H. HFD	40	65
AGITADOR DEL TANQUE # 4 CCM SECADOR, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	40	25	C.H. HFD	40	65
BOMBA MOYNO DE MOLINO NETZSCH CCM SECADOR, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	15	25	C.H. HFD	15	65
BOMBA MOYNO # 2 AL SECADOR CCM A. HÚMEDA, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	50	25	C.H. HFD	50	65
VENTILADOR DEL TIRO FORZADO DEL QUEMADOR CCM A. HÚMEDA, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	30	25	C.H. HFD	30	65
VENTILADOR DEL COLECTOR DE POLVOS CCM A. HÚMEDA, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	70	25	C.H. HFD	70	65
BOMBA DE LUBRICACIÓN DEL SECADOR CCM SECADOR, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	15	25	C.H. HFD	15	65
MEZCLADOR EXTRUD-O-MIX CCM A. HÚMEDA, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	15	25	C.H. HFD	15	65
ALIMENTADOR RECICLADOR VOLUMÉTRICO CCM A. HÚMEDA, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	15	25	C.H. HFD	15	65
MOLINO DEL SECADOR CCM A. HÚMEDA, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	70	25	C.H. HFD	70	65
CALSIFICADOR CCM SECADOR, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	15	25	C.H. HFD	15	65
VÁLVULA ROTATORIA DEL COLECTOR DE POLVOS CCM A. HÚMEDA, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	15	25	C.H. HFD	15	65
CONO DE FONDO VIVO CCM A. HÚMEDA, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	15	25	C.H. HFD	15	65
ENSACADORA DE HIDROMAG CCM A. HÚMEDA, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	15	25	C.H. HFD	15	65
BOMBA MOYNO # 3 CCM A. HÚMEDA, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	15	25	C.H. HFD	15	65
GUSANO MEZCLADOR # 2 CCM A. HÚMEDA, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	15	25	C.H. HFD	15	65
VENTILADOR INTERNO DEL QUEMADOR CCM A. HÚMEDA, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	15	25	C.H. HFD	15	65

IDENTIFICACIÓN	BUS	ICC [KA]	INTERRUPTOR ACTUAL			INT. RECOMENDADO		
			MARCA TIPO	RANGO [A]	CAP. INT. [KA]	MARCA TIPO	RANGO [A]	CAP. INT. [KA]
GUSANO MEZCLADOR EN MOLINO NETZSCH CCM A. HÚMEDA, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	15	25	C.H. HFD	15	65
BOMBA DE AVANCE A NEUTROMAG CCM A. HÚMEDA, S.E. # 4	11	43.8	G.E. THED	15	25	C.H. HFD	15	65

## 6. ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES.

El estudio de *coordinación de protecciones* será realizado usando el módulo CAPTOR del programa *SKM Power Tools for Windows versión 5.0*, tomando como base los valores obtenidos en el estudio de corto circuito con el fin de obtener los ajustes óptimos de relevadores de protección e interruptores electromagnéticos y termomagnéticos con unidad de disparo, así como para la selección de los rangos adecuados de fusibles limitadores e interruptores termomagnéticos.

El cálculo de ajustes de protecciones se efectuará cuidando de no sobre-pasar los límites térmicos de daño de motores, transformadores, cables de potencia, así como la capacidad interruptiva de los equipos de protección, de acuerdo con normas ANSI/IEEE, NEMA, NEC y NOM aplicables a cada caso.

El cálculo de ajustes y coordinación de protecciones será realizado para dispositivos localizados en los siguientes puntos del sistema:

- ◆ *Alimentador a transformador TR-S.E. # 4 de 3000 kVA en tablero TDMT-Bus Nordberg en 4.16 kV.*
- ◆ *Protecciones en tablero TDBT-S.E. # 4 en 480 V.*

Se emitirán gráficas de coordinación de protecciones de los circuitos principales, indicando las curvas de daño térmico de transformadores, corrientes súbitas y de magnetización (*INRUSH*), las corrientes de corto circuito y curvas tiempo-corriente de dispositivos de protección.

En base a los cálculos de coordinación de protecciones se emitirán tablas de ajustes de dispositivos de protección.

En este capítulo se describe el procedimiento usado para calcular los ajustes de los dispositivos de protección, como interruptores electromagnéticos y relevadores.

Este procedimiento es típico y puede variar dependiendo de las características del equipo que se está protegiendo y el dispositivo que se está empleando.

### **Cálculo de los ajustes de la protección del transformador.**

El cálculo de los ajustes de las protecciones de los transformadores se hace en base a su potencia nominal, corrientes súbitas y curvas ANSI de daño térmico. Para calcular los ajustes se procede de la siguiente manera.

- a) Se recopilan los datos de placa del transformador.

Potencia: 3000 kVA  
Z%: 5.5  
Relación: 4160 V - 480/277 V  
Conexión: Delta - Estrella.  
Aterrizado sólidamente.

*Cálculo del perfil de corrientes del transformador.*

- b) Se identifica la corriente nominal del transformador, tanto en el lado de baja como en el de alta tensión.

De datos de placa se tiene que la corriente nominal del transformador es:

$I_{nom} = 3608 \text{ A @ } 480 \text{ V}$

$I_{nom} = 416 \text{ A @ } 4160 \text{ V}$

- c) Se calcula la corriente de magnetización (inrush).

$I_{magnetización} = I_{nom} \times 8 \text{ en } 0.1 \text{ s.}$

$INRUSH @ 8 \text{ veces} = 3328 \text{ A @ } 4160 \text{ V en } 0.1 \text{ seg.}$

- d) La curva de daño térmico y el punto ANSI del transformador son calculados por el programa SKM de coordinación de protecciones en base al método normalizado de los cuatro (4) puntos (IEEE Std. 141 - 1993).

- e) Se identifica el motor que genera la mayor corriente de arranque.

El motor que ocasiona las mayores corrientes de arranque de este transformador es el "Pulverizador del Secador SE-01A" de las siguientes características:

Marca: U.S. Motors

Potencia: 300 H.P.

Tipo: Inducción

Código: G (6.29)

Corriente nominal: 327 A

Velocidad: 1800 RPM

Arranque estado sólido

- f) Se identifica la corriente nominal del motor.

La corriente nominal del motor es:

$I_{motor} = 327 \text{ A}$

- g) Se calcula la corriente de arranque del motor, dependiendo del tipo de arranque.

- A tensión plena.

$I_{r.b.} = I_{nom} \times \text{código}$

- Autotransformador.

$I_{r.b.} = I_{nom} \times \text{código} \times \text{tap}^2$

- Electrónico.

$I_{r.b.} = I_{nom} \times \text{código} \times \% \text{Voltaje}$

- Estrella-Delta.

$I_{r.b.} = I_{nom} \times \text{código} \times 1/3$

- Estado sólido.

$I_{r.b.} = I_{nom} \times 300\%$

Para este motor se considera un arranque a tensión reducida por medio de un arrancador de estado sólido, por lo tanto:

$I_{r.b.} = I_{nom} \times \text{código} \times \text{voltaje}$

$I_{r.b.} = (327)(6.29)(0.60) = 1234 \text{ A}$

- h) Se calcula su corriente súbita.

$I_{súbita} = I_{nom} - I_{motor} + I_{r.b.} \text{ motor}$

$I_{súbita} = 3608 - 327 + 1234 = 4515 \text{ A @ } 480 \text{ V.}$

- i) Se identifica la corriente de corto circuito que pasa por el interruptor.

La aportación de corto-circuito para fallas en el secundario del transformador es:

$I_{c.c.} \text{ bus \# 3 @ bus \# 4} = 43,316 \text{ A @ } 480 \text{ V.}$

*Datos del interruptor.*

- j) Identificar marco, rango y unidad de disparo así como sus opciones de ajuste.

*Interruptor electromagnético*

Marca: General Electric

Tipo: Power Break II SSD40B440

Marco: 4000 A

Rango: X = 3600 A, L.T. = Tiempo largo, S = 4000 A.

Unidad de Disparo: Microversatrip Plus (LSIG)

Ajustes tiempo largo: 0.5 - 1.0 X, pasos de 0.05

Retraso: 1 (2.4 s)/2 (4.9 s)/3 (9.8 s)/4 (20 s)

Ajustes tiempo corto: 1.5 - 9.0 L.T., pasos de 0.50.

Retraso: 1 (0.10 Seg.)/2 (0.21 Seg.)/3 (0.35 Seg.)  $I^2t$  in/out

Ajustes instantáneo: 1.5 - 9 X, pasos de 0.5

Ajustes falla a Tierra: 0.2 - 0.3 S, pasos de 0.01

Retraso: 1 (0.10 Seg.)/2 (0.21 Seg.)/3 (0.35 Seg.)  $I^2t$  in/out

*Cálculo de ajustes.*

- k) Para el ajuste del tiempo largo.

$\text{Tiempo largo} \geq I_{nom} \div \text{Rango}$

Tiempo largo  $\geq 3608 \div 3600 = 1.0$

l) Para el ajuste del tiempo corto.

Tiempo corto  $\geq$  Isúbita  $\div$  Tiempo largo  
Tiempo corto  $\geq 4515 \div 3600 = 1.25$

m) Para el ajuste de la unidad instantánea.

Instantáneo  $\leq$  Icc  $\div$  Rango  
Instantáneo  $\leq 43316 \div 3600 = 12$

*Protección principal en el primario del transformador.*

*Datos del fusible.*

Fusible Limitador  
Marca: DRIWISA  
Tipo: DRS 07/500-B4  
Tensión Nominal: 5 KV  
Rango: 500 A

n) Identificar rango del fusible.

De acuerdo con la NOM-001-SEDE-2005 artículo 450-3 el rango máximo del fusible primario del transformador no deberá ser mayor del 300% de su corriente nominal, por lo tanto:

Rango máximo fusible  $\leq 300\% I_{nom}$   
Rango máximo fusible  $\leq (3) (416) \leq 1248 A$

Los fusibles en el primario del transformador son adecuados.

o) Teniendo como parámetro los cálculos realizados para cada unidad de ajuste se realiza la gráfica de coordinación con los respectivos dispositivos de protección.

En la gráfica de coordinación No. 101 se muestra el perfil de corrientes y el ajuste de las protecciones del transformador.

### **Cálculo de los ajustes de la protección de los alimentadores a CCM.**

El siguiente procedimiento de cálculo se emplea para cada CCM, para ejemplificarlo se realizará el CCM-C1.

*Datos del motor*

De acuerdo con el diagrama unifilar del "CCM C1" el motor mayor de este CCM es "Pulverizador del secador SE-01A" cuyas características se mencionaron en el inciso e) del punto 6.1.

- a) Se calcula el perfil de corrientes del motor mayor de cada CCM, para lo cual se sigue el procedimiento del punto 6.1 a partir del inciso e) hasta el inciso f).
- b) Se calcula la corriente máxima de arranque.

$$I_{m.a.} = I_{r.b.} \times S.F. \times OFFSET$$

$$I_{m.a.} = (1234)(1.1)(1.5) = 2036 \text{ A}$$

*Datos de la protección del motor.*

Interruptor termomagnético  
 Marca: Cutler Hammer  
 Tipo: HMC  
 Marco: 800 A  
 Rango: 500 A  
 Ajuste Magnético: 2000 A (Banda 4)

*Perfil de corrientes del alimentador al CCM.*

- c) Se determina la carga instalada en el CCM así como su corriente de demanda.

De acuerdo con el diagrama unifilar del CCM-C1 se tiene:

$$\text{Carga instalada} = 650 \text{ kVA}$$

$$I_{\text{instalada}} = 781.85 \text{ A @ } 480 \text{ V.}$$

- d) Se calcula la corriente súbita considerando el tipo de arranque del motor.

Considerando el arranque estado sólido del motor, se tiene:

$$I_{\text{súbita}} = I_{\text{dem}} - I_{\text{motor}} + I_{r.b.}$$

$$I_{\text{súbita}} = 625 - 327 + 1234 = 1532 \text{ A}$$

- e) Se identifica la corriente de corto circuito que pasa por el interruptor.

De acuerdo con el estudio de corto circuito, en el Bus # 9 se tiene:

$$I_{c.c. \text{ Bus } \# 5 @ \text{ Bus } \# 9} = 36,466 \text{ A @ } 480 \text{ V}$$

*Datos del interruptor.*

- f) Identificar marco, rango y unidad de disparo así como sus opciones de ajuste.

*Interruptor termomagnético*

Marca: General Electric  
 Tipo: SPECTRA RMS SKLB  
 Marco: 1200 A  
 Rango: X = 1200 A, L.T. = Tiempo largo, S = 1200 A.

Unidad de Disparo: Microversatrip Plus (LSIG)  
Ajustes tiempo largo: 0.5 - 1.0 X, pasos de 0.05  
Retraso: 1 (2.4 Seg.)/2 (4.9 Seg.)/3 (9.8 Seg.)/4 (20 Seg.)  
Ajustes tiempo corto: 1.5 - 9.0 L.T., pasos de 0.50.  
Retraso: 1 (0.10 Seg.)/2 (0.21 Seg.)/3 (0.35 Seg.) I<sup>2</sup>t in/out  
Ajustes instantáneo: 1.5 - 15 X, pasos de 0.5  
Ajustes falla a Tierra: 0.2 - 0.6 S, pasos de 0.01  
Retraso: 1 (0.10 Seg.)/2 (0.21 Seg.)/3 (0.35 Seg.) I<sup>2</sup>t in/out

*Cálculo de ajustes.*

g) Para el ajuste del tiempo largo.

Tiempo largo  $\geq I \text{ motor} \div \text{Rango}$   
Tiempo largo  $\geq 327 \div 1200 = 0.27$

h) Para el ajuste del tiempo corto.

Tiempo corto  $\geq I \text{ m.a.} \div \text{Tiempo largo}$   
Tiempo corto  $\geq 2036 \div 840 = 2.42$

i) Para el ajuste de la unidad instantánea.

Instantáneo  $\leq I_{cc} \div \text{Rango}$   
Instantáneo  $\leq 36466 \div 1200 = 30.4$

j) Teniendo como parámetro los cálculos realizados para cada unidad de ajuste se realiza la gráfica de coordinación con los respectivos dispositivos de protección.

En la gráfica de coordinación 105 se muestra el perfil de corrientes y el ajuste de las protecciones de este alimentador.

### **Cálculo de protección del alimentador al transformador.**

a) Se identifica la corriente instalada y la corriente de demanda del alimentador.

Carga instalada = 3000 kVA  
I instalada = 416.3 A @ 480 V.

Como se indica en las observaciones realizadas en el Diagrama Unifilar General Magnesium, el alimentador de 350 MCM, en 4.16 kV para el transformador de 3000 kVA, es existente y únicamente podrá soportar una demanda de 350 A, por lo que se considerará la ampacidad del cable como la corriente de demanda:

I dem = 350 A @ 4160 V.

b) Se calcula la corriente de magnetización (inrush) del transformador.

I inrush @ 8 veces = I<sub>nom</sub> x 8 en 0.1 s.

I inrush @ 8 veces = 3328 A @ 4160 V en 0.1 s.

c) Se calcula la corriente súbita del motor mayor.

El cálculo de la corriente de rotor bloqueado se describe en el inciso g) del punto 6.1.

$I_{\text{súbita}} = I_{\text{dem}} - I_{\text{motor}} + I_{\text{r.b.}}$

$I_{\text{súbita}} = 350 - 37.5 + 142.39 = 454.89 @ 4160 \text{ V.}$

d) Se identifica la corriente de corto circuito que pasa por el interruptor.

De acuerdo con el estudio de corto circuito, para fallas en el primario del transformador, se tendrá:

$I_{\text{c.c. bus \# 1 @ bus \# 2}} = 14,631 \text{ A @ } 4160 \text{ V.}$

#### *Datos de la protección*

e) Identificar marca, tipo, relación de TC's y opciones de ajuste del relevador.

#### *Protección ANSI 50/51 del alimentador 52-F9.*

Relevador ANSI 50/51

Marca: WESTINGHOUSE

Tipo: CO-9 Hi-Lo

Estilo: 264C901A05

Rango ANSI 51: 1 @ 12 A

Rango ANSI 50: 40 @ 160 A

#### *Transformadores de corriente (T.C.'s).*

Relación de T.C.'s: 600/5 A; 120:1

#### *Cálculo de ajustes*

f) Para el ajuste de fase.

$\text{Tap} \geq I_{\text{dem}} \div \text{Relación TC}$

$\text{Tap} \geq 350 \div 120 = 2.91$

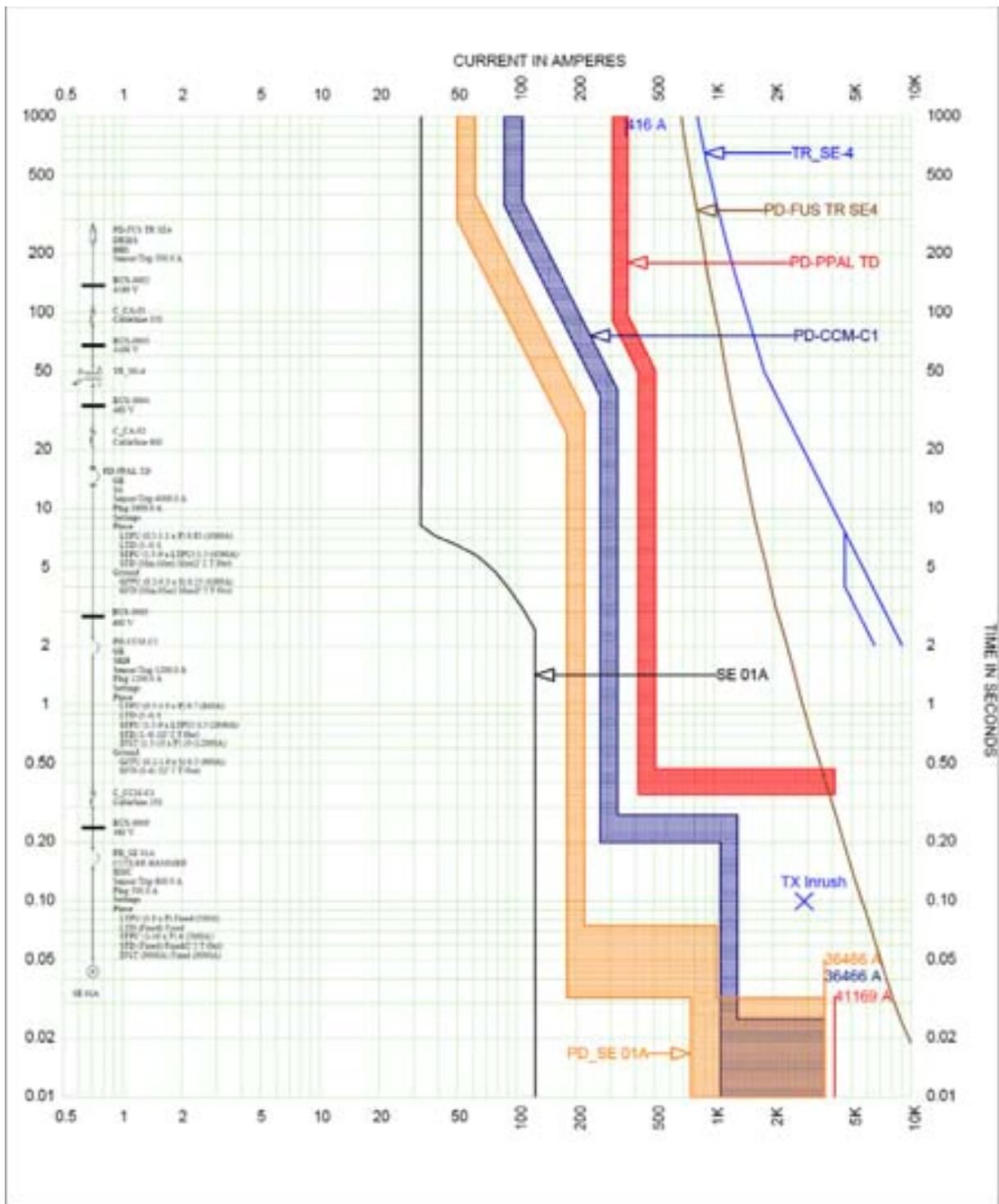
g) Para el ajuste de la unidad instantánea de fase.

$\text{Instantáneo} \leq I_{\text{cc}} \div \text{Relación TC}$

$\text{Instantáneo} \leq 14631 \div 120 = 121.9$

En la gráfica de coordinación No. 201 se muestra el perfil de corrientes y el ajuste de la protección de este alimentador.

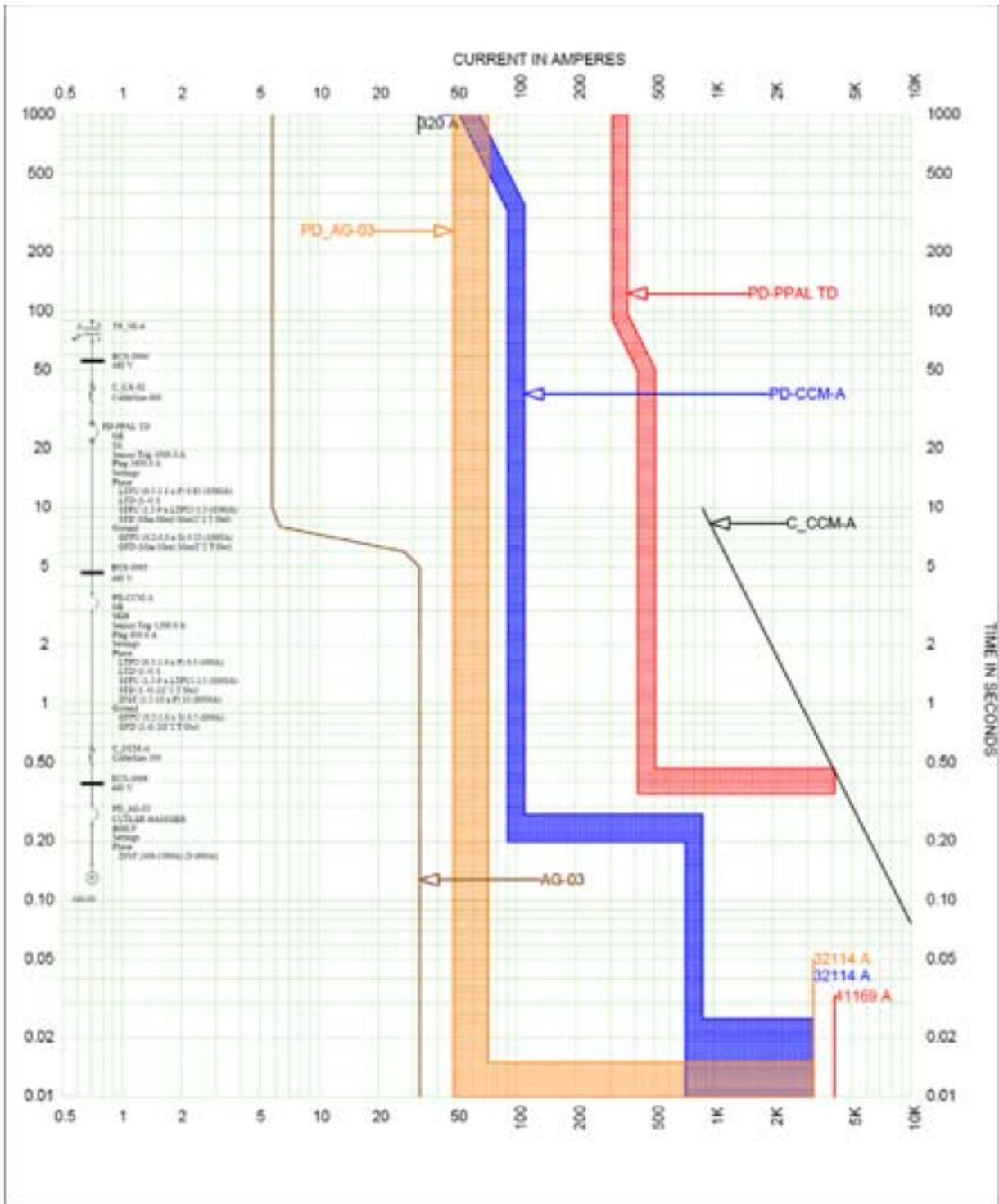
Con base en los cálculos realizados se procede a graficar los dispositivos de cada rama a coordinar y, por método de prueba y error y tomando en cuenta los tiempos de coordinación entre dispositivos, se establecen los ajustes finales.



Tensión de referencia: 480Volts  
 Subestación: P Secundaria TR  
 SKM Systems Analysis, Inc.

Estudio de Coordinación de Protecciones.

Escala de corriente X 10<sup>1</sup>  
 Gráfica-101



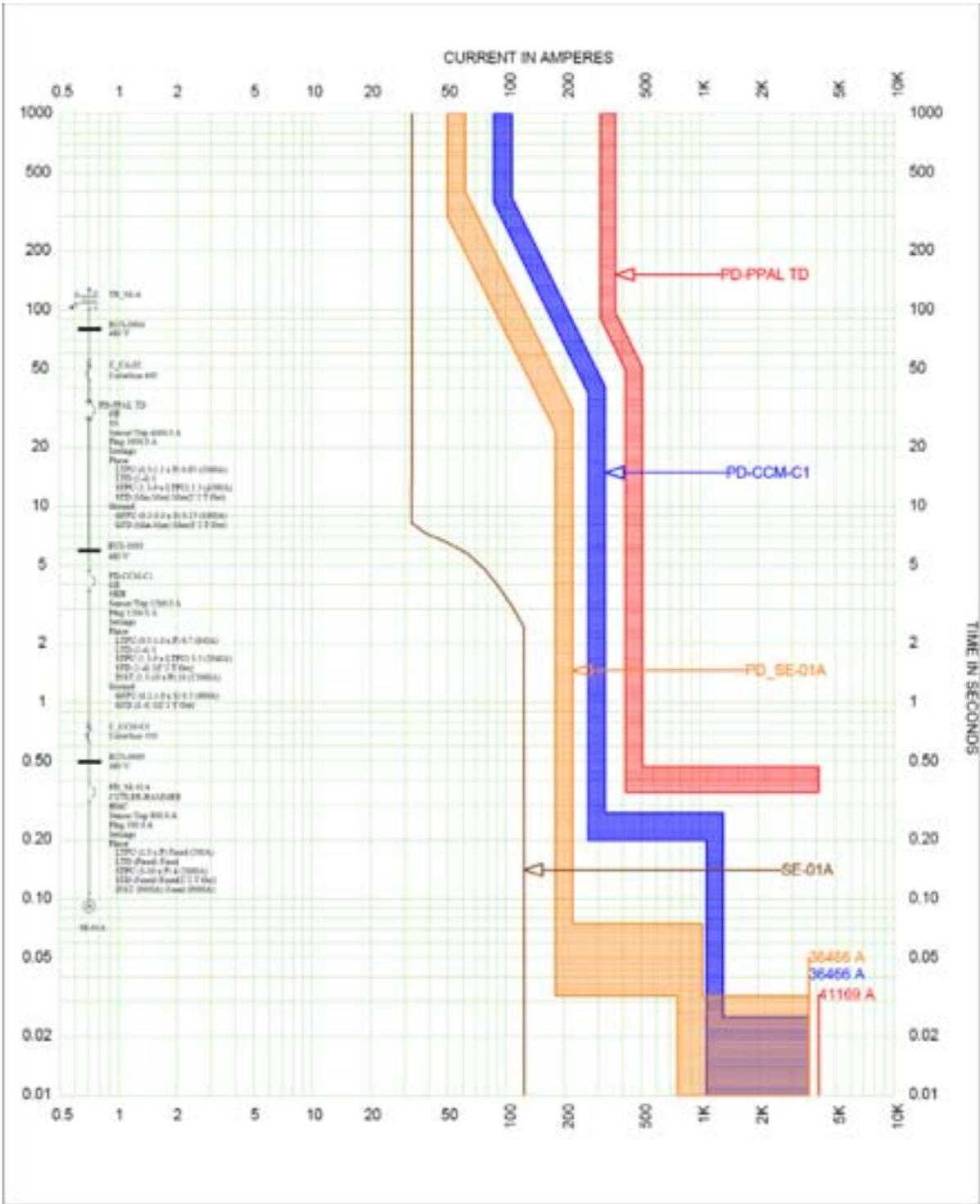
Tensión de referencia: 480Volts  
 Subestación: CCM A  
 SKM Systems Analysis, Inc.

Estudio de Coordinación de Protecciones.

Escala de corriente X 10<sup>1</sup>  
 Gráfica-102



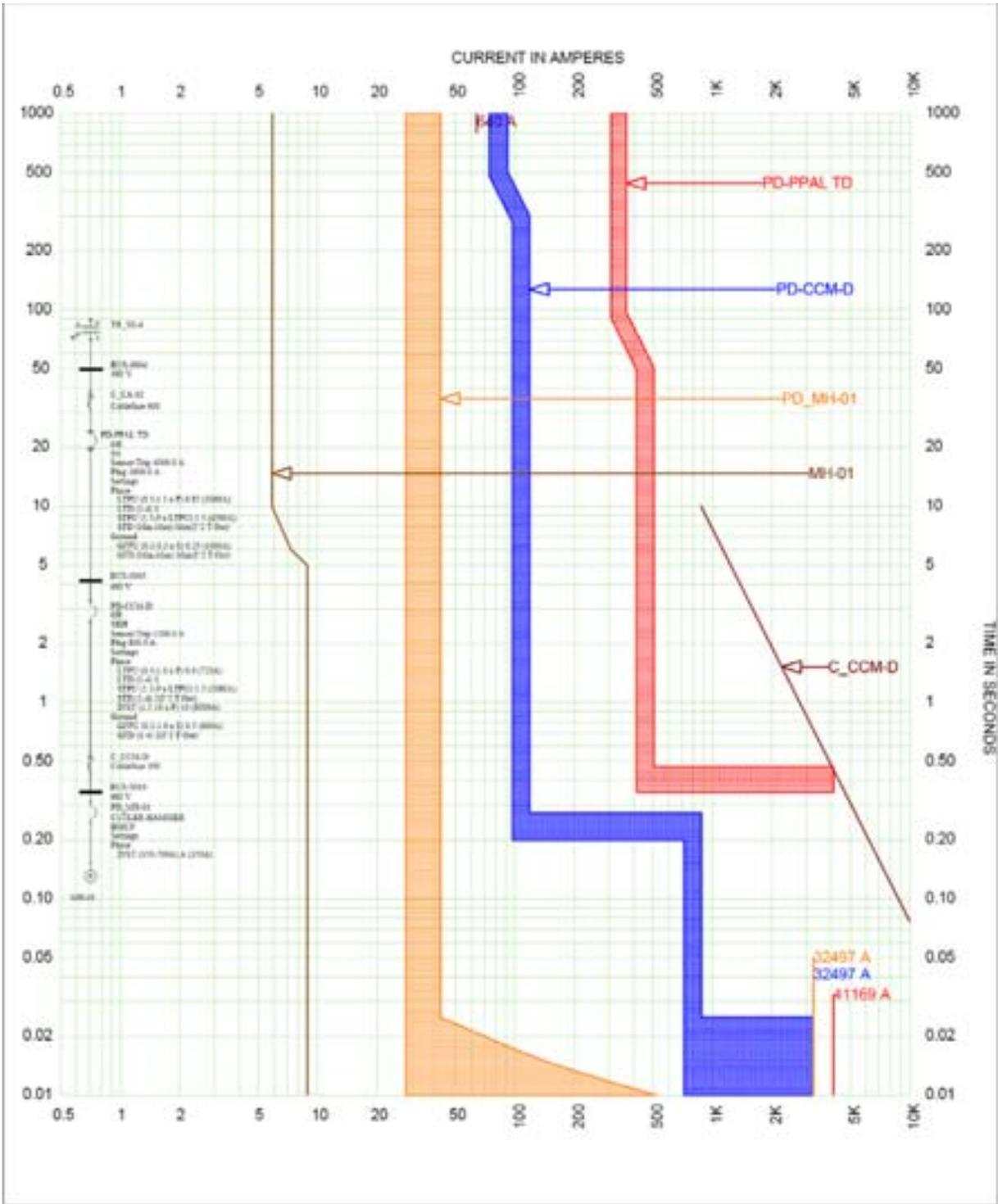




Tensión de referencia: 480Volts  
 Subestación: CCM C1  
 SKM Systems Analysis, Inc.

Estudio de Coordinación de Protecciones.

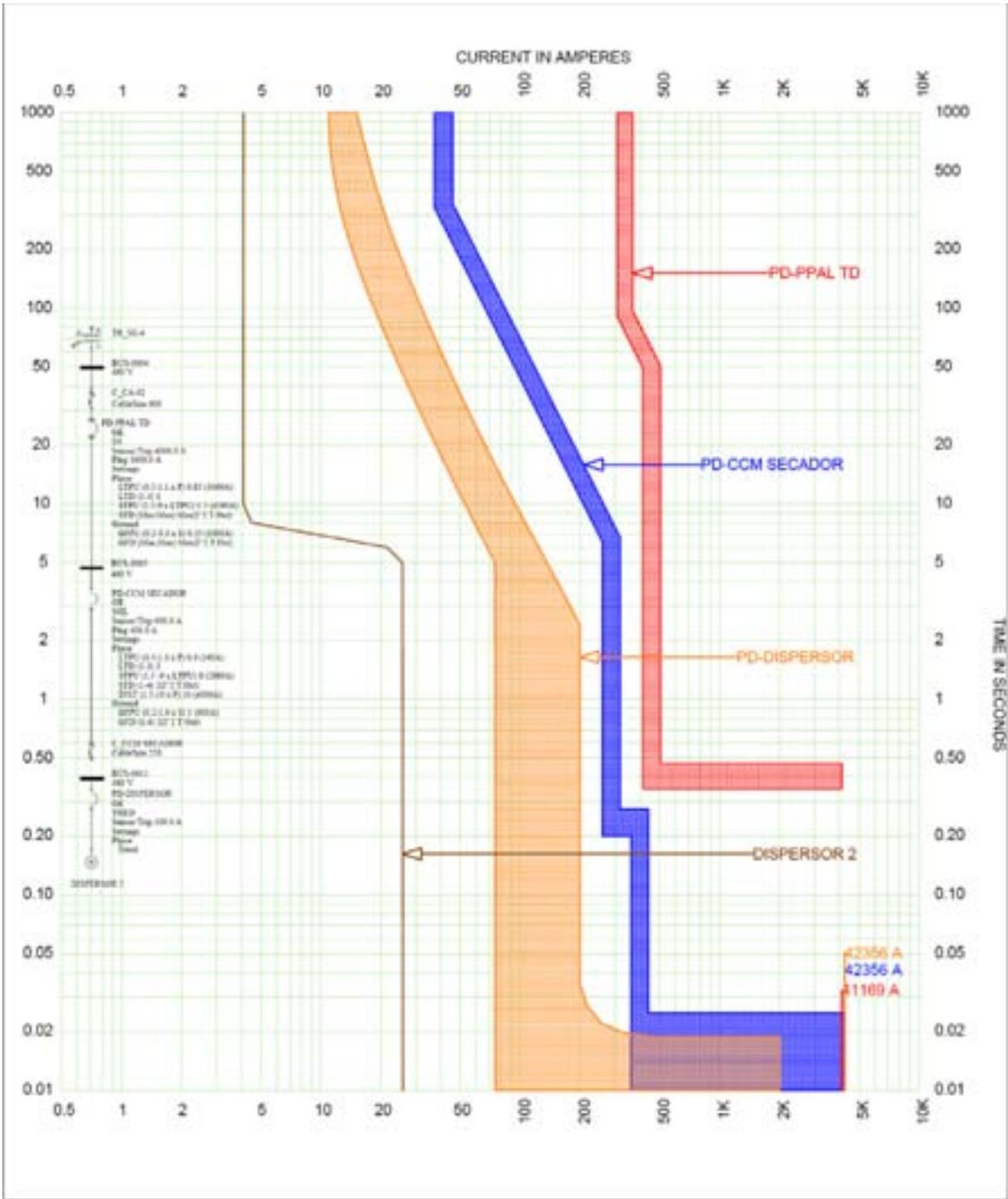
Escala de corriente X 10<sup>1</sup>  
 Gráfica-105



Tensión de referencia: 480Volts  
 Subestación: CCM D  
 SKM Systems Analysis, Inc.

Estudio de Coordinación de Protecciones.

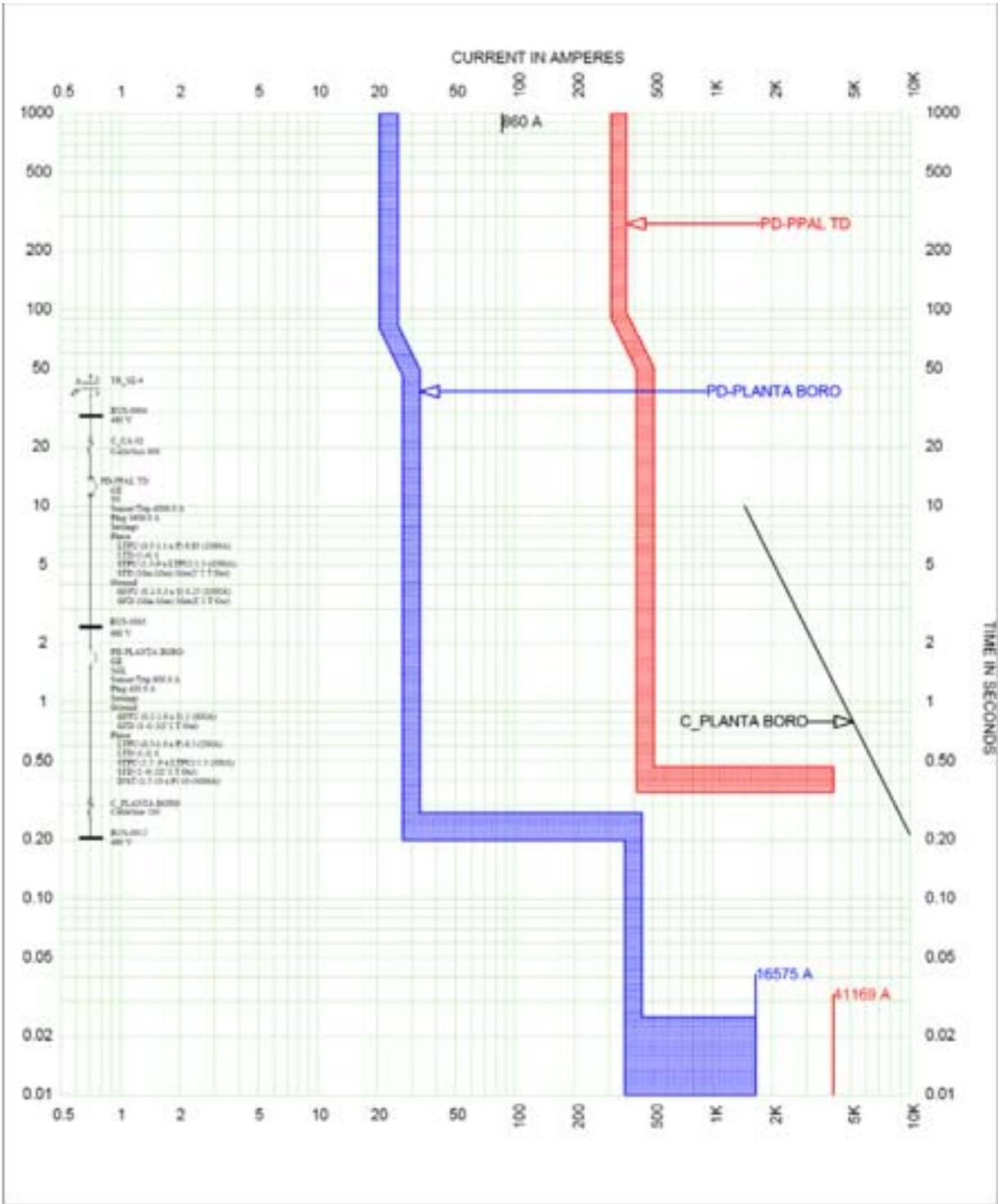
Escala de corriente X 10<sup>1</sup>  
 Gráfica-106



**Estudio de Coordinación de Protecciones.**

Tensión de referencia: 480Volts  
 Subestación: CCM SECADOR  
 SKM Systems Analysis, Inc.

Escala de corriente: X 10<sup>1</sup>  
 Gráfica-107

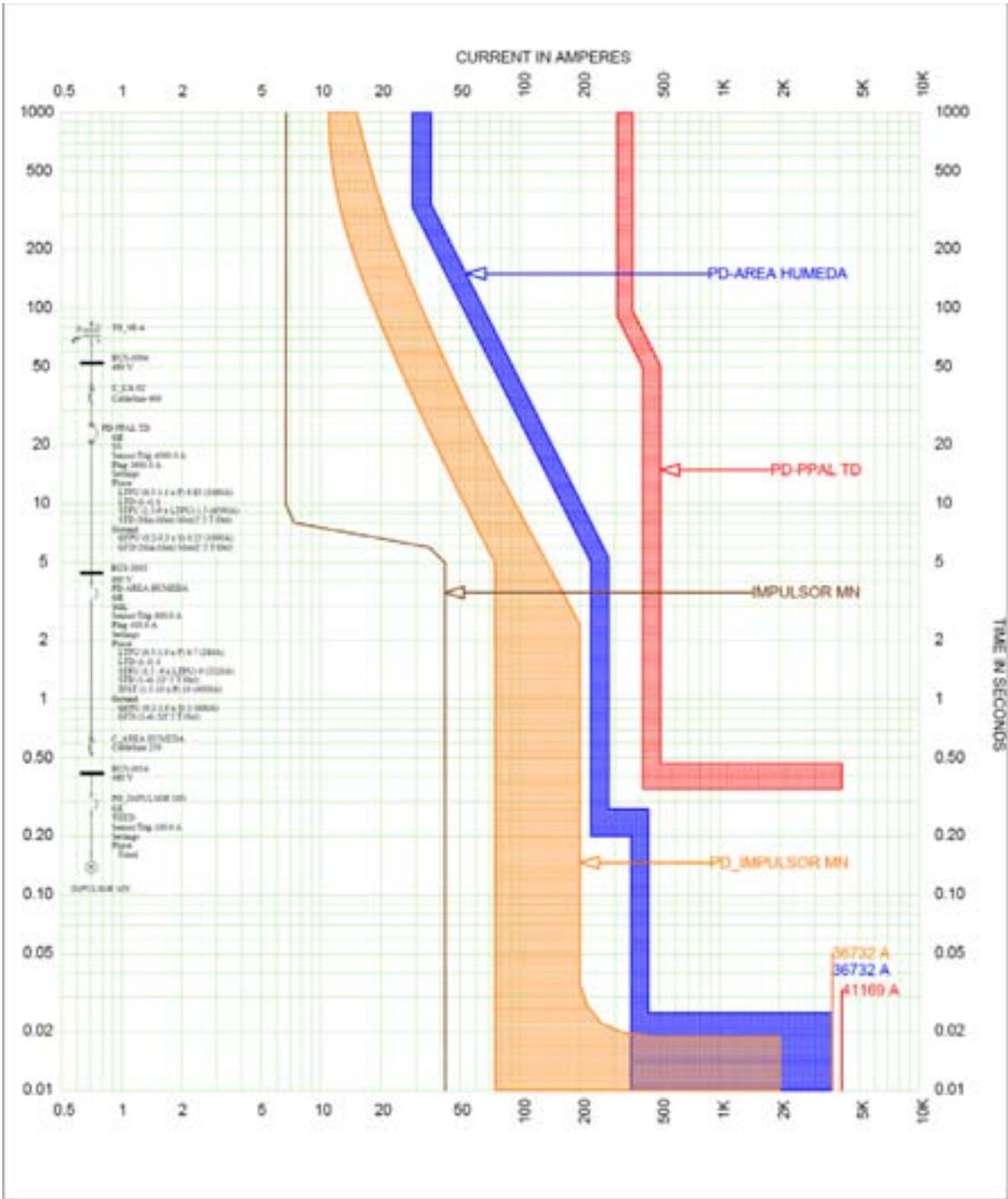


Estudio de Coordinación de Protecciones.

Tensión de referencia: 480Volts  
 Subestación: P BORO  
 SKM Systems Analysis, Inc.

Escala de corriente X 10<sup>1</sup>  
 Gráfica-108





**Estudio de Coordinación de Protecciones.**

Tensión de referencia: 480Volts  
 Subestación: AREA HUMEDA  
 SKM Systems Analysis, Inc.

Escala de corriente: X 10<sup>1</sup>  
 Gráfica-110



De acuerdo a los cálculos y gráficas de coordinación realizados, los ajustes propuestos para los dispositivos de protección se presentan en las Tablas 6.1 y 6.2.

**Tabla 6.1.**  
**Ajuste de interruptores electromagnéticos en tableros de distribución @ 480 V.**

LOCALIZACION	DATOS DE PLACA	AJUSTES FINALES
Interruptor Principal S.E. # 4 Especialidades MgO  Gráfica 101y 101A	Marca: General Electric Tipo: Power Break II SS Marco: 4000 A Rango X: 3600 A S: 4000 A U. Disparo: Microversatrip Plus Característica: LSIG	Tiempo largo: 0.85 X (3060 A) Retraso: 1 (2.4 s) Tiempo corto: 1.5 L.T. (4590 A) Retraso: 3 (0.35 S) I <sup>2</sup> t out Instantáneo: OFF
Interruptor Derivado CCM A Materia Prima Especialidades Mgo  Gráfica 102 y 102A	Marca: General Electric Tipo: Spectra SKLB Marco: 1200 A Rango X: 800 A S: 1200 A U. Disparo: Microversatrip Plus Característica: LSIG	Tiempo largo: 0.5 X (400 A) Retraso: 1 (2.4 S) Tiempo corto: 2.5 L.T. (1000 A) Retraso: 2 (0.21 S) I <sup>2</sup> t out Instantáneo: 10 X (8000 A)
Interruptor Derivado CCM B Molienda Especialidades Mgo  Gráfica 103 y 103A	Marca: General Electric Tipo: Spectra SKLB Marco: 1200 A Rango X: 1200 A S: 1200 A U. Disparo: Microversatrip Plus Característica: LSIG	Tiempo largo: 0.85 X (1020 A) Retraso: 1 (2.4 S) Tiempo corto: 3 L.T. (3060 A) Retraso: 2 (0.21 S) I <sup>2</sup> t out Instantáneo: 10 X (12000 A)
Interruptor Derivado CCM C Secado Especialidades Mgo  Gráfica 104 y 104A	Marca: General Electric Tipo: Spectra SKLB Marco: 1200 A Rango X: 600 A S: 1200 A U. Disparo: Microversatrip Plus Característica: LSIG	Tiempo largo: 0.8 X (480 A) Retraso: 1 (2.4 S) Tiempo corto: 8.0 L.T. (3840 A) Retraso: 2 (0.21 S) I <sup>2</sup> t out Instantáneo: 10.0 X (6000 A)
Interruptor Derivado CCM C1 Secado Especialidades Mgo  Gráfica 105 y 105A	Marca: General Electric Tipo: Spectra SKLB Marco: 1200 A Rango X: 1200 A S: 1200 A U. Disparo: Microversatrip Plus Característica: LSIG	Tiempo largo: 0.7 X (840 A) Retraso: 1 (2.4 S) Tiempo corto: 3.5 L.T. (2940 A) Retraso: 2 (0.21 S) I <sup>2</sup> t Out Instantáneo: 10 X (12000 A)
Interruptor Derivado CCM D Tratamiento Superficial Especialidades Mgo  Gráfica 106 y 106A	Marca: General Electric Tipo: Spectra SKLB Marco: 1200 A Rango X: 800 A S: 1200 A U. Disparo: Microversatrip Plus Característica: LSIG	Tiempo largo: 0.9 X (720 A) Retraso: 1 (2.4 S) Tiempo corto: 1.5 L.T. (1080 A) Retraso: 2 (0.21 S) I <sup>2</sup> t Out Instantáneo: 10 X (8000 A)

LOCALIZACION	DATOS DE PLACA	AJUSTES FINALES
Interruptor Derivado CCM SECADOR Especialidades Mgo Gráfica 107 y 107A	Marca: General Electric Tipo: Spectra SGLB Marco: 600 A Rango X: 400 A S: 600 A U. Disparo: Microversatrip Plus Característica: LSIG	Tiempo largo: 0.9 X (360 A) Retraso: 3 (9.8 S) Tiempo corto: 8.0 L.T. (2880 A) Retraso: 2 (0.21 S) I <sup>2</sup> t Out Instantáneo: 10 X (4000 A)
Interruptor Derivado PLANTA BORO Especialidades Mgo Gráfica 108 y 108A	Marca: General Electric Tipo: Spectra SGLB Marco: 600 A Rango X: 400 A S: 600 A U. Disparo: Microversatrip Plus Característica: LSIG	Tiempo largo: 0.5 X (200 A) Retraso: 1 (2.4 S) Tiempo corto: 1.5 L.T. (300 A) Retraso: 2 (0.21 S) I <sup>2</sup> t Out Instantáneo: 10 X (4000 A)
Interruptor Derivado BANCO CAPACITORES Especialidades Mgo Gráfica 109 y 109A	Marca: General Electric Tipo: Spectra SKLB Marco: 1200 A Rango X: 1000 A S: 1200 A U. Disparo: Microversatrip Plus Característica: LSIG	Tiempo largo: 0.5 X (500 A) Retraso: 1 (2.4 S) Tiempo corto: 1.5 L.T. (750 A) Retraso: 2 (0.21 S) I <sup>2</sup> t Out Instantáneo: 10 X (10000 A)
Interruptor Derivado AREA HUMEDA Especialidades Mgo Gráfica 110 y 110A	Marca: General Electric Tipo: Spectra SGLB Marco: 600 A Rango X: 400 A S: 600 A U. Disparo: Microversatrip Plus Característica: LSIG	Tiempo largo: 0.7 X (280 A) Retraso: 3 (9.8 S) Tiempo corto: 9.0 L.T. (2520 A) Retraso: 2 (0.21 S) I <sup>2</sup> t Out Instantáneo: 10 X (4000 A)

**Tabla 6.2.**  
**Ajuste de relevadores de protección @ 4.16 kV.**

TABLERO	IDENTIFICACION	ANSI	DATOS RELEV.	AJUSTES FINALES	NOTAS
Nordberg 18-053-7419  Gráfica No. 201	52-F9 S.E. # 4 Especialidades	50/51  (3)	W.H. CO-9 HI-LO 264C901A05	Tap= 3.0 A Dial= 5.0 TIME Inst= 43 A	T.C.'s= 600/5 A

## 7. ESTUDIO DE ARCO ELECTRICO (ARC FLASH).

Este estudio se realizó con el módulo Arc Flash, del programa SKM Power Tools for Windows versión 5, en base a la norma IEEE Std. 1584 – 2002.

Para el cálculo se empleó la base de datos de los estudios de corto-circuito y de coordinación de protecciones. Así mismo se hace referencia al diagrama unifilar esquemático para estudios del sistema eléctrico DUE-01.

Resultados del análisis del arco eléctrico (arc flash).

En la tabla 7.2 se muestran los resultados del estudio de arco eléctrico, la información que se presenta en la tabla enunciada es la siguiente:

**Tabla 7.1. Definiciones del reporte de arco eléctrico.**

Columna en la tabla	Descripción
Identificación de bus	Identificación del bus (ver diagrama unifilar general).
Identificación protección	Identificación de la protección asociada al bus.
kV	Nivel de tensión en el bus.
Falla franca (kA)	Falla franca en bus (con impedancia igual a cero)
Falla franca en protección (kA)	Falla franca en el punto donde se encuentra el dispositivo de protección.
Falla de arqueo (kA)	Falla de arqueo.
Disparo/Retardo (s)	Tiempo de operación de la protección para la falla de arqueo (se puede estimar manualmente de la gráfica de coordinación correspondiente)
Tiempo de apertura (s)	Tiempo de operación del interruptor
Sistema aterrizado	Como referencia aparece si el circuito cuenta con tierra.
Tipo de equipo	Puede ser tablero, panel o al aire.
Distancia mínima entre conductores	Como referencia para visualizar el aislamiento mínimo para partes energizadas.
Límite de acercamiento por destello	Básicamente para prevenir la exposición del personal y evitar quemaduras durante un destello durante una falla de arqueo.
Distancia de trabajo	Está en función del nivel de tensión y como referencia para evitar un choque o electrocución.
Energía incidente	La energía que se libera en un destello por unidad de área.
Equipo de protección personal requerido	Clasificación del equipo de protección de acuerdo con el NFPA 70E - 2004 ó IEEE Std. 1584 – 2002.

La misma información de la tabla es extraída para generar las etiquetas de advertencia.

**Tabla 7.2. Resultados del estudio de arco eléctrico.**

Identificación BUS	Identificación Protección	kV BUS	Falla Franca BUS (kA)	Falla Franca Protecc (kA)	Falla Arco Protecc (kA)	Disparo/ Retardo Tiempo (seg.)	Tiempo Apertura Interruptor (seg.)	Sistema Aterrizado	Tipo Equipo	Distancia minima entre conductores (mm)	Limite Acercam. Destello (mm)	Distancia Trabajo (mm)	Energía Incidente (cal/cm2)	Equipo de Protección Personal requerido (Case de ropa FR)
BUS-0001	PD-52-F10A	4.16	18.99	17.63	16.92	0.246	.083	Yes	SWG	102	5399	914	6.690	Class 2
BUS-0002	PD-FUS TR SE4	4.16	16.00	14.63	14.09	0.017	.000	Yes	SWG	102	193	914	0.262	Class 0
BUS-0003	PD-FUS TR SE4	4.16	15.86	14.49	13.95	0.018	.000	Yes	SWG	102	196	914	0.267	Class 0
BUS-0004	PD_TR-SE4	0.48	58.06	43.32	21.98	0.978	.083	Yes	PNL	25	6303	457	88.095	Dangerous!!!
BUS-0005	PD-PPAL TD	0.48	56.15	41.17	20.99	0.47	.000	Yes	PNL	25	3804	457	38.571	Class 4
BUS-0006	PD-CCM-A	0.48	35.99	35.15	19.12	0.025	.000	Yes	PNL	25	570	457	1.710	Class 1
BUS-0007	PD-CCM-B	0.48	43.26	40.15	21.27	0.025	.000	Yes	PNL	25	632	457	2.026	Class 1
BUS-0008	PD-CCM-C	0.48	33.82	31.36	17.22	0.025	.000	Yes	PNL	25	550	457	1.614	Class 1
BUS-0009	PD-CCM-C1	0.48	43.91	38.92	20.57	0.025	.000	Yes	PNL	25	637	457	2.055	Class 1
BUS-0010	PD-CCM-D	0.48	36.34	35.59	19.34	0.025	.000	Yes	PNL	25	573	457	1.724	Class 1
BUS-0011	PD-CCM SECADOR	0.48	49.84	48.23	25.03	0.025	.000	Yes	PNL	25	685	457	2.310	Class 1
BUS-0012	PD-PLANTA BORO	0.48	17.35	17.35	10.50	0.025	.000	Yes	PNL	25	378	457	0.871	Class 0
BUS-0013	PD-BANCO CAP	0.48	50.28	50.28	26.05	0.025	.000	Yes	PNL	25	688	457	2.329	Class 1
BUS-0014	PD-AREA HUMEDA	0.48	41.92	40.83	21.73	0.025	.000	Yes	PNL	25	621	457	1.967	Class 1

Clase 0: Ropa 100% Algodón sin tratamiento.

Clase 1: Camisa y pantalón FR (Retardante al fuego)

Clase 2: Ropa interior de algodón + Camisa y pantalón FR

Clase 3: Ropa interior de algodón + Camisa y pantalón FR + Capa FR

Clase 4: Ropa interior de algodón + Camisa y pantalón FR + Chamarra FR

- Out of IEEE 1584 Range

- Arcing Current Low Tolerances Used

IEEE 1584-2002 Protective Device Load Side Report (include Ind. Motors all the time), mis-coordination checked

Etiquetas de advertencia.

Etiqueta No. 1. PPE Clase 0 @ 4160V

	 <b>PELIGRO</b>	
	<b>Riesgo de Arco y Choque Eléctrico</b> <b>Se requiere equipo de protección</b>	
	4160 V	Riesgo de choque eléctrico sin tapa
	0.262	Cal/cm <sup>2</sup> Riesgo de choque a 45.7 cm
	193.0 cm	Límite de protección por arqueo
	152.4 cm	Límite Acercamiento
	66.0 cm	Acercamiento restringido
17.8 cm	Acercamiento prohibido	
Clase 0	Ropa interior de algodón + Camisa y pantalón FR + Chamarra FR	
00	Clase de guantes de protección	
Tableros 4160 V		

Etiqueta No. 2. PPE Clase 2 @ 4160V

	 <b>PELIGRO</b>	
	<b>Riesgo de Arco y Choque Eléctrico</b> <b>Se requiere equipo de protección</b>	
	4160 V	Riesgo de choque eléctrico sin tapa
	6.69	Cal/cm <sup>2</sup> Riesgo de choque a 91.4 cm
	539.9 cm	Límite de protección por arqueo
	152.4 cm	Límite Acercamiento
	66.0 cm	Acercamiento restringido
17.8 cm	Acercamiento prohibido	
Clase 2	Ropa interior algodón + Camisa, pantalón y Coverall FR (Retardante al fuego)	
1	Clase de guantes de protección	
Tablero 4160 V		

Etiqueta No. 3. PPE Clase 0 @ 480V.

	 <b>PELIGRO</b>	
	<b>Riesgo de Arco y Choque Eléctrico</b> <b>Se requiere equipo de protección</b>	
	480 V	Riesgo de choque eléctrico sin tapa
	0.87	Cal/cm <sup>2</sup> Riesgo de choque a 45.7 cm
	37.8 cm	Límite de protección por arqueo
	106.7 cm	Límite Acercamiento
	30.5 cm	Acercamiento restringido
2.5 cm	Acercamiento prohibido	
Clase 0	Ropa 100% Algodón sin tratamiento	
00	Clase de guantes de protección	
Tableros 480 V		

Etiqueta No. 4. PPE Clase 1 @ 480V



<b>! PELIGRO</b>	
<b>Riesgo de Arco y Choque Eléctrico</b>	
<b>Se requiere equipo de protección</b>	
<b>480 V</b>	Riesgo de choque eléctrico sin tapa
<b>2.32</b>	Cal/cm <sup>2</sup> Riesgo de choque a 45.7 cm
<b>68.8 cm</b>	Límite de protección por arqueo
<b>106.7 cm</b>	Límite Acercamiento
<b>30.5 cm</b>	Acercamiento restringido
<b>2.5 cm</b>	Acercamiento prohibido
<b>Clase 1</b>	Camisa y pantalón FR (Retardante al fuego)
<b>00</b>	Clase de guantes de protección
<b>Tableros 480 V</b>	

Etiqueta No. 5. PPE Clase 4 @ 480V



<b>! PELIGRO</b>	
<b>Riesgo de Arco y Choque Eléctrico</b>	
<b>Se requiere equipo de protección</b>	
<b>480 V</b>	Riesgo de choque eléctrico sin tapa
<b>38.57</b>	Cal/cm <sup>2</sup> Riesgo de choque a 45.7 cm
<b>380.4 cm</b>	Límite de protección por arqueo
<b>106.7 cm</b>	Límite Acercamiento
<b>30.5 cm</b>	Acercamiento restringido
<b>2.5 cm</b>	Acercamiento prohibido
<b>Clase 4</b>	Ropa interior de algodón + Camisa y pantalón FR + Chamarra FR
<b>00</b>	Clase de guantes de protección
<b>Tableros 480 V</b>	

### Recomendaciones generales.

Se deben etiquetar todos los interruptores de potencia en media y baja tensión colocando la etiqueta en la puerta del cubículo o celda correspondiente, en un lugar visible advirtiendo del riesgo e indicando el equipo requerido en caso de intervenir en el o en parte del circuito que protege.

El riesgo es latente aún cuando se realizan maniobras de apertura-cierre, por lo que deberán realizarse siempre con la puerta cerrada y, de ser posible, siempre operarlo eléctricamente teniendo mayor precaución cuando éste circuito ha sido intervenido o si presentó algún disparo por falla.

Del estudio de arco eléctrico se tiene que para los diferentes tableros se requiere de protección personal clases 0, 1, 2 y 4 según se muestra en la tabla 7.2 (equipo de protección personal requerido). En el bus 4 se observa la palabra "Dangerous" (Peligroso) en la columna de equipo de protección personal, esto no es relevante puesto que dicho bus es la conexión de las terminales secundarias del transformador, por lo tanto no se realizan trabajos en vivo.

Se recomienda anexar en sus permisos de trabajos los EPP requeridos para el área de trabajo, así como emplear equipos adecuados y en buenas condiciones, como son multímetros, extensiones eléctricas con protección, herramienta aislada (no encintada).

Cabe recordar que la planta debe contar con un programa permanente de seguridad eléctrica, seguir procedimientos y recomendaciones de estándares industriales como NFPA 70E – 2004, e IEEE Std. 1584 – 2002.

### Áreas de etiquetado.

Para reducir el número de etiquetas y costos, pero cumpliendo con la norma NFPA 70E se agruparan por áreas, tableros, ccm's y máquinas en vez de etiquetar interruptores individuales como lo arroja el programa, quedando de la siguiente manera:

**Tabla 7.3. Áreas de Etiquetado**

Descripción	Localización	Categoría	Cantidad
<b>Bus Nordberg</b> Bus 1, DUE-01	Bus Nordberg	2	1
<b>Tablero del seccionador del TR de 3000 kVA</b> Bus 1, DUE-01	S.E. # 4 Especialidades MgO	0	1
<b>Tablero de Distribución G.E. 480 V</b> Bus 5, DUE-01	TR-S.E. # 4 Especialidades MgO	4	4
<b>CCM-A, Preparación de Materia Prima</b> Bus 6, DUE-01	TR-S.E. # 4 Especialidades MgO	1	3
<b>CCM-B, Area de Molienda</b> Bus 7, DUE-01	TR-S.E. # 4 Especialidades MgO	1	3
<b>CCM-C, Area de Secado</b> Bus 8, DUE-01	TR-S.E. # 4 Especialidades MgO	1	3
<b>CCM-C1, Area de Secado</b> Bus 9, DUE-01	TR-S.E. # 4 Especialidades MgO	1	2
<b>CCM-D, Area Tratamiento Superficial</b> Bus 10, DUE-01	TR-S.E. # 4 Especialidades MgO	1	3
<b>CCM-SECADOR, P. Especialidades MgO</b> Bus 11 DUE-01	TR-S.E. # 4 Especialidades MgO	1	3
<b>Planta BORO, Mejoramiento Calidad Mg</b> Bus 12, DUE-01	TR-S.E. # 4 Especialidades MgO	0	3
<b>Banco de Capacitores</b> Bus 13, DUE-01	TR-S.E. # 4 Especialidades MgO	1	1
<b>Area Húmeda</b> Bus 14, DUE-01	TR-S.E. # 4 Especialidades MgO	1	3

De acuerdo a la tabla anterior se requieren imprimir y pegar las siguientes etiquetas:

**Tabla 7.4. Resumen de Etiquetas**

Tensión	Categoría	Cantidad
4160V	Clase 0	1
	Clase 2	1
480V	Clase 0	3
	Clase 1	21
	Clase 4	4

## 8. COSTOS

### **Ventajas y posibles limitaciones.**

En toda actividad productiva, el control de calidad y la duración del proceso son factores relevantes para obtener un producto aceptable. En el caso particular de la industria, los procesos de producción requieren de un aseguramiento de continuidad en el servicio eléctrico, por lo que en ocasiones es necesario intervenir los tableros energizados si el proceso impide desenergizarlos, este tipo de operaciones resultan sumamente peligrosas para los operarios del sistema eléctrico, por lo que se debe analizar el costo que representa para una compañía adquirir un equipo de protección personal para prevenir accidentes en el personal operativo.

Independientemente de los costos que pueda representar la adquisición de los equipos de seguridad es importante tener en consideración la seguridad de todo el personal que trabaja en una Planta Industrial, por lo que la realización de un estudio de Arc Flash y la adquisición de los equipos de seguridad se vuelven una necesidad prioritaria.

Existen diversos factores a considerar que hacen rentable la adquisición de los equipos de seguridad

En primer lugar se debe considerar que existe un costo por el pago de seguridad social de los trabajadores, los pagos de estas primas se reducen mientras menor es el número de accidentes que representan incapacidad para los trabajadores, incluyendo tanto a los posibles contratistas de algún servicio como a los operarios de la planta. Esta reducción en los costos de pagos por primas de seguridad social por riesgo de trabajo puede amortizar el gasto inicial en el pago de los equipos de seguridad.

En segundo lugar y uno de los puntos más importantes es el costo que representa el paro de las líneas de producción, debido a la falta de energía eléctrica, estos costos dependen del producto que se fabrique, de la complejidad del proceso y de las dimensiones del complejo industrial. Los paros debidos a accidentes eléctricos pueden causar la pérdida de varios millones de dólares.

El tercer punto a considerar es que si se presenta algún accidente en un tablero eléctrico puede causar su destrucción o daños en los equipos que se encuentran en una subestación, cuando este problema se presenta se requiere reparar o sustituir algunos equipos en la subestación, en el caso de que los equipos eléctricos el tiempo de entrega puede ser de varias semanas, lo que significa que la línea de producción permanecerá detenida causando la pérdida de varios días de producción.

Es importante hacer una adecuada evaluación del costo del equipo de Protección Personal para que este no esté sobredimensionado y encarezca los costos, para poder hacer dicha evaluación del costo que implica adquirir estos equipos, se debe comparar el costo con las pérdidas económicas que se pueden presentar en caso de algún accidente.

### **Costos de Ingeniería.**

Los costos causados por los estudios de ingeniería varían de acuerdo a los datos con los que cuenta el cliente, es decir, suponiendo que el cliente tiene una base de datos

adecuada, proveniente de un levantamiento de datos, solo tendría implicación el costo de ingeniería.

Especificación técnica y comercial.

*A. Estudio de corto circuito.*

Desarrollo de un estudio de corto circuito del Sistema Eléctrico de Distribución de la Subestación # 4, 3000 kVA, 4.16 kV y 480 V.

El objetivo principal del estudio de corto circuito, además de coordinar las protecciones de los equipos para que durante fallas de corto circuito solo opere el interruptor más cercano a la falla, es revisar las capacidades interruptivas de los siguientes equipos:

Interruptores de potencia.  
Fusibles de potencia.  
Protecciones eléctricas con relevadores.  
Interruptores electromagnéticos.  
Interruptores termomagnéticos.  
Tableros de distribución.  
Centros de control de motores.

El estudio de corto circuito se simulará en el módulo A\_Fault del programa SKM Power Tools for Windows.

Se calculará la corriente de falla en los tableros en 4.16 kV, tableros en baja tensión 480 V, CCM's en 480 V y tableros de máquinas de operaciones en cumplimiento de NFPA-70E – 2004. Se emitirá un diagrama unifilar esquemático de la red eléctrica a analizar.

Las fallas de corto circuito en la red eléctrica que se reportarán son Falla Trifásica, Falla Bifásica, Falla Bifásica a Tierra, Falla Monofásica a Tierra. Se obtendrán las corrientes de falla momentánea (simétrica y asimétrica) y falla interruptiva (simétrica y asimétrica), así como las contribuciones para fallas en los buses. De acuerdo con IEEE Std 141 – 1993 se emitirán las tres corridas, Momentánea (Closing & Latching Duty), Interruptiva (Contact Parting Time Duty) y con Retardo de Tiempo (Time Delay Duty), requeridas para el análisis de corto circuito.

Se realizarán tablas de verificación de capacidad interruptiva de los equipos indicando cuales de ellos tienen baja capacidad interruptiva y se harán las recomendaciones o implementaciones requeridas por el sistema eléctrico respecto al cambio de protecciones, cables, tableros, interruptores o modificaciones en circuitos que no cumplan con normas.

*B. Estudio de coordinación de protecciones.*

Desarrollo de un estudio de coordinación de protecciones que consta del cálculo y graficación de los ajustes de los equipos de protección localizados en los siguientes puntos del sistema:

- Alimentador a transformador TR-SE #4 de 3000 kVA en 4.16 kV.
- Protecciones en tablero SE #4 en 480 V.

Se emitirán gráficas de coordinación de protecciones, con el módulo CAPTOR Time Current Coordination (TCC) del programa PTW for Windows, de los circuitos principales, indicando las curvas de daño térmico de transformadores, corrientes súbitas y de magnetización (INRUSH), las corrientes de corto circuito y curvas tiempo-corriente de los dispositivos de protección y sus ajustes.

En base a los cálculos de coordinación de protecciones se emitirán tablas de los ajustes de los dispositivos de protección.

### *C. Estudio de arco eléctrico.*

Desarrollo de un estudio de arco eléctrico que consta de los cálculos para determinar las distancias límites de seguridad requeridas y riesgos por arco eléctrico así como la selección del equipo de protección personal recomendado para cada área de la Planta.

El estudio comprende el tablero de distribución a 4.16 kV y 480 V de la subestación # 4.

El estudio de Arco eléctrico se simulará en el módulo ArcFlash del programa SKM Power Tools for Windows, de acuerdo a la norma IEEE Std. 1584 – 2002.

El cálculo del arco eléctrico se basa en:

- 1) los niveles de falla del estudio de corto circuito.
- 2) los ajustes propuestos en los dispositivos de protección en el estudio de coordinación de protecciones.

Se determinará y especificará la clase de ropa y el equipo de protección personal adecuado para cada área de la planta. Además se determinarán las distancias de riesgo por quemaduras como sigue:

- Distancia de Arco eléctrico.
- Distancia segura de trabajo.
- Distancia restringida de trabajo.
- Distancia prohibida de trabajo.

Se proporcionará el formato de las etiquetas de advertencia, las cuales contendrán Los límites de protección por arqueo, límite de acercamiento, acercamiento restringido, acercamiento prohibido, la clase de la ropa de protección necesaria, nivel de energía y nivel de voltaje.

### *D. Información requerida de la planta:*

1. Diagramas unifilares de la planta.
2. Datos de CCM's: Marca del CCM, datos de interruptores termomagnéticos (modelo, tipo, marco, rango, capacidad interruptiva).
3. Datos de los tableros de distribución: Datos completos de los interruptores (marca, modelo, tipo, marco, rango, capacidad interruptiva, unidad de disparo).
4. Datos del transformador (marca, tipo, impedancia, potencia, relación de transformación, tipo de conexión).
5. Datos de los variadores de velocidad de motores (marca, tipo, modelo).
6. Datos de los bancos de capacitores (capacidad, pasos, kVA por paso).

7. Factor de demanda en cada CCM.
8. Datos de la protección del tablero general baja tensión.
9. Datos de los motores (marca, potencia, amperes, letra de código rotor bloqueado)
10. Datos de los cables y alimentadores (marca, calibre, aislamiento, longitud, número de cables por fase).
11. Datos de fusibles (marca, tipo, capacidad interruptiva).

*E. Costo y tiempo de entrega.*

El costo por estos estudios de ingeniería es:

Desarrollo de Estudios de Ingeniería Eléctrica	400 pesos/hora
Partida 1.0 Estudio de corto circuito.	40 horas
Partida 2.0 Estudio de coordinación de protecciones.	65 horas
Partida 3.0 Estudio de arco eléctrico.	25 horas
Total.	130 horas
Costo Total (Pesos)	\$ 52,000.00

Tiempo de entrega: 3 semanas y media a partir de obtener toda la información técnica, considerando jornadas de trabajo de 8 horas y 5 días hábiles a la semana.

**Costos del equipo de protección personal.**

En base a los resultados obtenidos en el estudio de arco eléctrico, el equipo de protección necesario para intervenir diferentes tableros es clase 0, 1, 2 y 4. Además de este se requieren guantes clase 00 y clase 1.

El equipo de protección personal clase 0 (algodón no tratado, lana y rayón) no representa un gasto porque con este nivel de energía no se corre riesgo de sufrir quemaduras graves y prácticamente cualquier tipo de ropa puede resistir la explosión que se podría presentar debido a que sería muy leve.

El equipo de protección personal clase 1 (camisa y pantalón retardante al fuego) no representa un gasto adicional porque la mayoría de la ropa de trabajo que actualmente se utiliza en la industria cumple con este requerimiento, con este nivel de energía tampoco se corre riesgo de sufrir quemaduras graves siempre y cuando el personal utilice su ropa de trabajo.

En el caso del equipo de protección personal clase 2 (Ropa interior de algodón mas camisa y pantalón retardante al fuego, mas overall retardante al fuego) si se debe considerar el gasto ya que este equipo considera el tratamiento retardante al fuego, así como la careta de protección.

No recomendable que solo una persona intervenga el equipo ya que en caso de que una persona sufra un accidente la otra debe auxiliarlo. En este caso se sugiere comprar únicamente el equipo de protección personal para 2 personas.

Tampoco se deben comprar equipos de todas las tallas, porque sería un gasto innecesario, se recomienda utilizar una talla XL y otro talla 2XL, ya que se aseguraría que le ajuste a la mayoría de las personas utilizando la ropa de algodón debajo del equipo, y permite el libre movimiento.



El costo aproximado de un equipo de protección personal clase 2 es de:



*Equipo de protección personal clase 2.*

CATÁLOGO	DESCRIPCIÓN	PRECIO USD	Cantidad
ARC15-R	Careta con Seguros	94.00	2
ARC15-CT-XL	Casaca de 32" de largo – Talla XL	110.00	1
ARC15-CT-2XL	Casaca de 32" de largo – Talla 2XL	115.00	1
ARC15-PANTS-XL	Pantalón – Talla XL	110.00	1
ARC15-PANTS-2XL	Pantalón – Talla 2XL	115.00	1
ARC15-CVL-XL	Overall – Talla XL	185.00	1
ARC15-CVL-2XL	Overall – Talla 2XL	195.00	1

Costo EPP Clase 4 = \$1,018.00 USD



*Equipo de protección personal clase 4.*

En el caso del equipo de protección personal clase 4 (Ropa interior de algodón mas camisa y pantalón retardante al fuego, mas overall multicapas retardante al fuego) si se debe considerar el gasto ya que este equipo considera el overall multicapas retardante al fuego, así como la careta de protección.

Al igual que en el caso del equipo clase 2 no es recomendable que solo una persona intervenga el equipo. En este caso también se sugiere comprar el equipo de protección personal para 2 personas.

Tampoco se recomienda comprar equipos de todas las tallas, se recomienda utilizar una talla XL y otro talla 2XL, ya que se aseguraría que le ajuste a la mayoría de las personas utilizando la ropa de algodón debajo del equipo, y permite el libre movimiento.

El costo aproximado de un equipo de protección personal clase 4 es de:

CATÁLOGO	DESCRIPCIÓN	PRECIO USD	Cantidad
ARC40-R	Careta con Seguros	205.00	2
ARC40-CT-XL	Casaca de 32" de largo – Talla XL	270.00	1
ARC40-CT-2XL	Casaca de 32" de largo – Talla 2XL	285.00	1
ARC40-PANTS-XL	Pantalón – Talla XL	260.00	1
ARC40-PANTS-2XL	Pantalón – Talla 2XL	275.00	1
ARC40-CVL-XL	Overall – Talla XL	445.00	1
ARC40-CVL-2XL	Overall – Talla 2XL	470.00	1

Costo EPP Clase 4 = \$2,415.00 USD

*Guantes de caucho natural.*



De acuerdo con los resultados del estudio también se requiere comprar cuatro (4) pares de guantes; dos (2) clase 00 y dos (2) clase 1.

CATÁLOGO	DESCRIPCIÓN	PRECIO USD	Cantidad
GLVKT-YRC0014	Guantes Clase 00 14" de Largo	71.00	2
GLVKT-YCC1-14	Guantes Clase 1 14" de Largo	113.00	2

Costo guantes = \$368.00 USD

Costo total EPP = \$3,801.00 USD

## **9. CONCLUSIONES**

De acuerdo a los resultados del estudio de arco eléctrico se requiere un equipo de protección clase 0, 1, 2 y 4, esto garantiza que el personal de mantenimiento se encuentra protegido contra quemaduras mayores de segundo grado cuando se utilice de manera adecuada.

El equipo que se debe utilizar se indica en las etiquetas de advertencia que se debe colocar en cada tablero.

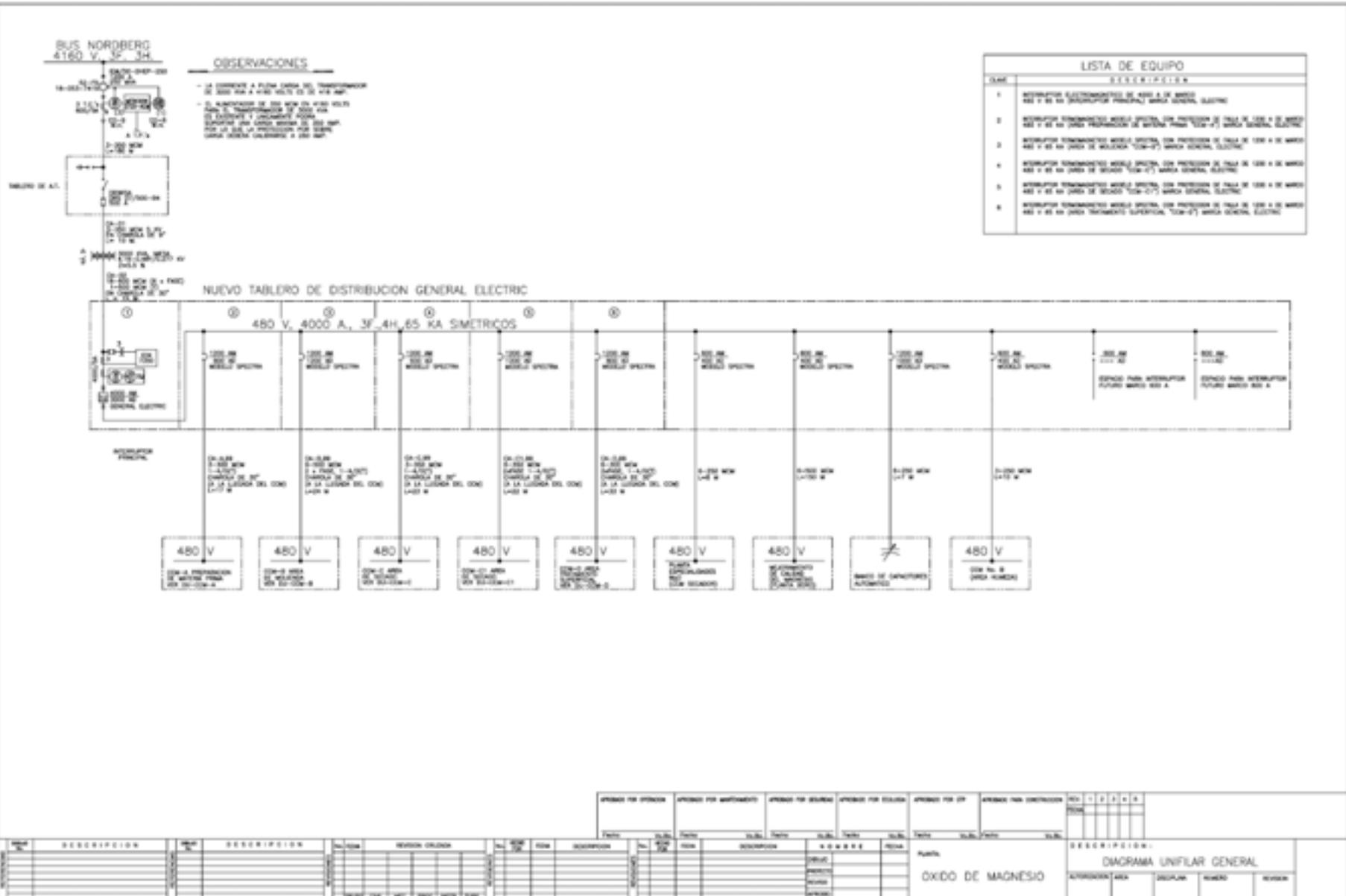
Los resultados del estudio de corto circuito arrojaron que hay equipos con baja capacidad interruptiva, los cuales deben ser sustituidos por los que se recomiendan en las tablas de resultados.

La inversión total que requiere hacer la planta es de aproximadamente \$100,000 pesos, lo cual representa un costo mínimo comparado con los costos de los tratamientos médicos en caso de que alguna persona sufra alguna quemadura grave si se presenta algún accidente, costos de seguridad social e incluso gastos por litigios.

## BIBLIOGRAFÍA

- NOM-029-STPS-2005. Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo - Condiciones de seguridad. Secretaría del Trabajo y Previsión Social. 2005
- NOM-017-STPS-2001. Equipo de protección personal - selección, uso y manejo en los centros de trabajo. Secretaría del Trabajo y Previsión Social. 2001.
- NFPA 70E – 2004. Standard for electrical safety requirements for employee workplaces, National Fire Protection Association. 2004
- IEEE Std. 1584 – 2002. IEEE Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculation. Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 2002.
- IEEE Std. 141 – 1993. IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants. Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 1993.
- IEEE Std. 399 – 1997. IEEE Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis. Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 1998.
- IEEE Std. 902 – 1998. IEEE Guide for Maintenance, Operation, and Safety of Industrial and Commercial Power Systems. December 1998.
- ANSI/IEEE C37.010 – 1979. IEEE Application Guide for A.C. High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis.
- ANSI/IEEE C37.5 – 1979. IEEE Guide for Calculation of Fault Current for Application of A.C. High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Total Current Basis.
- ANSI/IEEE C37.13 – 1981. IEEE Standard for Low-Voltage A.C. Power Circuit Breakers Used in Enclosures.
- ANSI/IEEE C37.41 – 1981. IEEE Standard Design Test for High-Voltage Fuses, Distribution Enclosed Single-Pole Air Switches, Fuse Disconnecting Switches, and Accessories.
- ANSI/IEEE C57.109 – 1993. IEEE Guide for Transformers Through-Fault-Current Duration. Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 1993.
- Tutorial of Coordination of Overcurrent Protective Devices. P.J. Savole. General Electric.
- Practical Solution Guide to Arc Flash Hazards. Chet Davis, Conrad St, Pierre, David Castor, Robert Luo, Satish Shrestha. ESA 2003.
- Safety basics. Handbook for electrical safety. Bussman. 2a edición.
- A\_Fault reference manual. SKM Systems analysis, Inc. 1997.
- CAPTOR reference manual. SKM Systems analysis, Inc. 1997.
- Arc Flash reference manual. SKM Systems analysis, Inc. 1997.

# ANEXOS



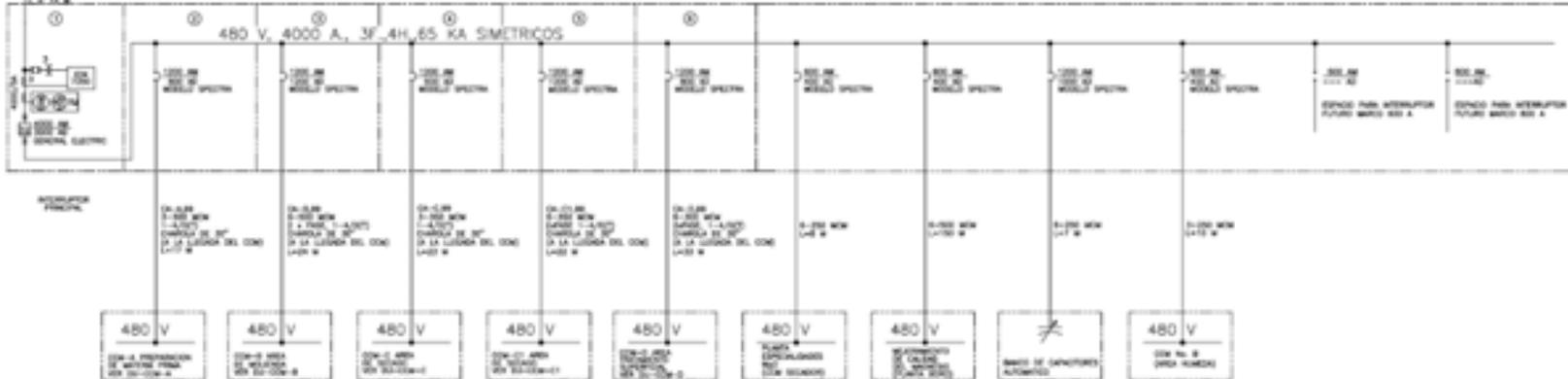
**OBSERVACIONES**

- SE CONECTA A FASE CON EL TRANSFORMADOR DE 3000 KVA A 4160 VOLTS EN EL TABLERO.
- SE CONECTA A FASE CON EL TRANSFORMADOR DE 3000 KVA A 4160 VOLTS EN EL TABLERO Y SE CONECTA A FASE CON EL TRANSFORMADOR DE 3000 KVA A 4160 VOLTS EN EL TABLERO.

**LISTA DE EQUIPO**

ITEM	DESCRIPCION
1	INTERRUPTOR ELECTROMECANICO DE 100 A DE MARCA GENERAL ELECTRIC
2	INTERRUPTOR ELECTROMECANICO DE 100 A DE MARCA GENERAL ELECTRIC
3	INTERRUPTOR ELECTROMECANICO DE 100 A DE MARCA GENERAL ELECTRIC
4	INTERRUPTOR ELECTROMECANICO DE 100 A DE MARCA GENERAL ELECTRIC
5	INTERRUPTOR ELECTROMECANICO DE 100 A DE MARCA GENERAL ELECTRIC
6	INTERRUPTOR ELECTROMECANICO DE 100 A DE MARCA GENERAL ELECTRIC

**NUEVO TABLERO DE DISTRIBUCION GENERAL ELECTRIC**



APROBADO POR DISEÑO	APROBADO POR MANTENIMIENTO	APROBADO POR SEGURIDAD	APROBADO POR CALIDAD	APROBADO POR O.P.	APROBADO POR CONSTRUCCION

ITEM	DESCRIPCION										





