

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



**PROPUESTA DE MEJORAMIENTO DE COORDINACIÓN DE
PROTECCIONES PARA LA RED ELÉCTRICA DE SISTEMA ZONA
NORTE Y RIO LEMPA, ANDA**

**PRESENTA:
MARVIN JOSUE MIRANDA ARGUETA
VLADIMIR ERNESTO HERCULES LARA**

**PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELECTRICISTA**

**ASESOR:
ING. JORGE ALBERTO ZETINO**

CIUDAD UNIVERSITARIA JULIO DE 2019

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

MSC. CRISTOBAL HERNAN RIOS BENITEZ

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO:

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCON SANDOVAL

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

**UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

Trabajo de Graduación previo para optar al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título:

**PROPUESTA DE MEJORAMIENTO DE COORDINACIÓN DE
PROTECCIONES PARA LA RED ELÉCTRICA DE SISTEMA ZONA
NORTE Y RIO LEMPA, ANDA**

Presentado por:

**MARVIN JOSUE MIRANDA ARGUETA
VLADIMIR ERNESTO HERCULES LARA**

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

ING. JORGE ALBERTO ZETINO

SAN SALVADOR, JULIO 2019

Trabajo de Graduación Aprobado por:


Docente Asesor:

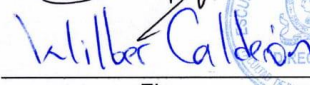
ING. JORGE ALBERTO ZETINO


ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, jueves 27 de junio de 2019, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 4:00 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón
Director


Firma


Firma



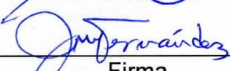
2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario

Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:


- MSC. JORGE ALBERTO ZETINO CHICAS
(Docente Asesor)


Firma

- ING. JOSE MIGUEL HERNANDEZ


Firma

- ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN


Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

PROPUESTA DE MEJORAMIENTO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LA RED ELÉCTRICA DE SISTEMA ZONA NORTE Y RIO LEMPA, ANDA

A cargo de los Bachilleres:

- HERCULES LARA VLADIMIR ERNESTO

- MIRANDA ARGUETA MARVIN JOSUÉ

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 8.3

(Ocho punto tres. —)

DEDICATORIAS Y AGRADECIMIENTOS

A mi madre Blanca Victorina Argueta Vigil, gracias a todas sus enseñanzas, su apoyo y su comprensión, me ayudó a superar múltiples desafíos, constantemente me daba cuenta que por su ejemplo me convertía en una mejor versión de mi persona y siempre que la dicha lo permita seguirá acompañándome en el camino a más retos.

A todas aquellas personas que siempre estuvieron pendientes y cerca de mí durante mi formación, familiares, amigos, docentes y compañeros, en más de una forma conviví y aprendí muchas lecciones valiosas además de llevarme inmensidad de momentos inolvidables

MARVIN JOSUÉ MIRANDA ARGUETA

A mi madre y a mi padre les agradezco infinitamente su apoyo en todo momento a lo largo de este y de muchos trayectos, su paciencia en los momentos difíciles y su consejo en los momentos de duda.

A todas las personas que han sido participes de una u otra forma, tanto en mi formación académica como en mi vida personal, muchas gracias.

VLADIMIR ERNESTO HERCULES LARA

RESUMEN

Todos los sistemas eléctricos ya sean residenciales, comerciales o industriales están expuestos a fallas y a eventos en los cuales se pone en riesgo factores como la integridad física de los equipos y la vida del personal que opera o hace uso de los mismos.

Estas fallas o eventos dependen de la topología de la red en estudio, ya que factores como el punto en que se da la falla, la proximidad con la fuente generadora desde el punto de entrega, la potencia demandada por la red y el tipo de carga que funciona con la energía, son determinantes para la evaluación de la magnitud de peligrosidad de la misma.

Para evitar el daño a equipos o pérdidas vitales es necesario establecer un sistema de protecciones que garantice ante todo la seguridad del personal en caso de fallas y que a su vez garantice la desconexión de equipos en casos en que se comprometa su vida útil.

Este tipo de sistemas de protecciones eléctricas requiere además de una coordinación entre elementos aguas arriba y aguas abajo de cada punto que se analice, es por eso la necesidad de un estudio que dicte los parámetros básicos de diseño para los diferentes puntos de interés en que se necesita una adecuada protección dependiendo del equipo que se esté utilizando.

Las subestaciones que pertenecen a la red en estudio son todas subestaciones de bombeo pertenecientes a la Administración Nacional De Acueductos y Alcantarillados ANDA, Una institución autónoma encargada del abastecimiento de agua a nivel nacional.

Cada una de las subestaciones cuenta con diferente número de motores los cuales son la carga típica que se maneja con diferentes niveles de potencia asociados al caudal que cada subestación posee y cada motor con su correspondiente arrancador que está diseñado según un método de arranque específico.

Cabe destacar que la red de distribución que alimenta a todas las subestaciones en estudio es una red privada de circuito dedicado de varios kilómetros de extensión en forma radial para cada subestación, es decir, ANDA es la dueña de todas las líneas de distribución de energía desde el punto de entrega ubicado a escasos metros de NEJAPA POWER hasta la última subestación y son ellos los que se encargan del mantenimiento de todo lo inmerso en la red de distribución y las subestaciones.

Este estudio se centra únicamente en selección de dispositivos de protección como una coordinación alterna a la que ANDA ya posee en la actualidad, sin

alterar las configuraciones o la topología de la red ni de los demás equipos del sistema, arrancadores, motores, transformadores, redes de tierra, etc.

- En el capítulo 1 de este trabajo de graduación se presentan toda la información relacionada a las generalidades de este proyecto, Introducción, Planteamiento del problema, Justificación, Alcances y Limitaciones del proyecto, Objetivo general y específicos.
- En el capítulo 2 denominado Marco teórico, se presentan todos los conceptos necesarios para una comprensión básica del tema bajo estudio y de la metodología utilizada en los cálculos resumidos posteriormente, conceptos de motores, arranque de los mismos, curvas características que los identifican, líneas de distribución, tipos de protecciones, fallas en sistemas eléctricos y coordinación de las protecciones eléctricas.
- En el capítulo 3 se presenta un análisis y un modelado del sistema que conforma la red ANDA zona norte, todo esto a partir de los datos recopilados junto al personal de ANDA, pertenecientes a las subestaciones en estudio, datos de placa de motores, transformadores, líneas de distribución, arrancadores
- En el capítulo 4 se desarrolla la coordinación de las protecciones según se requiera a partir de los resultados obtenidos en el estudio de falla y datos obtenidos de los arrancadores que maneja cada motor.

Contenido

CAPÍTULO I GENERALIDADES.....	12
1.1 Introducción.....	12
1.2 Planteamiento del problema:.....	13
1.3 Justificación:.....	14
1.4 Alcances y limitaciones:.....	15
1.5 Objetivos:.....	16
1.5.1 General.....	16
1.5.2 Específicos.....	16
1.6 Glosario.....	17
1.7 Abreviaturas.....	17
CAPITULO II MARCO TEÓRICO	19
2.1 Motores eléctricos.....	20
2.1.1 Potencia en el eje o HP.....	23
2.1.2 Revoluciones por minuto o RPM.....	23
2.1.3 Letra código NEMA CODE.....	23
2.1.4 Clase de aislamiento ISUL CLASS.....	23
2.1.5 Factor de servicio SF.....	23
2.1.6 Tipo de encapsulamiento ENCL.....	23
2.1.7 Eficiencia nominal NEMA.....	23
2.2 Métodos de arranque de motores trifásicos.....	23
2.2.1 Arranque directo.....	24
2.2.2 Arranque estrella delta.....	25
2.2.3 Arranque con autotransformador.....	26
2.2.4 Arranque con arrancador suave.....	27
2.2.5 Comparativa entre métodos de arranque a tensión reducida.....	28
2.3 Dispositivos de protección.....	29
2.4 El cortocircuito eléctrico.....	30
2.5 Características de la corriente de cortocircuito.....	32
2.6 Esfuerzo momentáneo:.....	35
2.7 Consideraciones hechas para el cálculo de corrientes de cortocircuito.....	37
CAPITULO III MODELADO DEL SISTEMA.....	37
3.1 Diagramas unifilares de cada ramal del sistema.....	37

3.2	Calculo de corriente de arranque por método del autotransformador	39
3.3	Cálculo de niveles de cortocircuito del sistema eléctrico en estudio.	41
3.3.1	Fórmulas empleadas para el cálculo de cckt en PU	41
3.3.2	Tablas empleadas para el cálculo de impedancias de cortocircuito.....	42
3.3.3	Datos de importancia del conductor tipo AAC para cálculos de impedancias de línea. 44	
3.4	Calculo de impedancias del sistema en P.U	45
3.4.1	Para las líneas de distribución.	45
3.4.2	Para los transformadores de distribución.	46
3.4.	Para los motores.	46
3.5	Calculo de niveles de Icc en buses de interés	48
3.6	Consideraciones para el cálculo de corrientes de falla asimétrica	58
3.7	Cálculos de corriente asimétrica.	60
CAPITULO IV COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS.		62
4.1	Consideración especial para el análisis y simulación del circuito bajo estudio. ...	62
4.2	Cálculo y especificación de los transformadores de corriente para medición primaria y secundaria.....	63
4.3	Selección de relés de protección.....	67
4.4	Corrientes trifásicas simuladas en ETAP	70
	Figura 4.7 Falla trifásica en Subestación 1.....	70
4.5	Capturas de coordinación ramal 3.....	74
PRESUPUESTO		83
BIBLIOGRAFIA.....		85
CONCLUSIONES.....		86
RECOMENDACIONES.....		87

CAPÍTULO I GENERALIDADES

1.1 Introducción

En el presente proyecto se presenta un estudio de coordinación de protecciones en las subestaciones de la red que corresponde a zona norte de ANDA, para lo cual se efectúa un análisis de falla según los equipos que componen la red eléctrica que suministra energía a las subestaciones en estudio, tomando en cuenta que la red está compuesta por 8 subestaciones que contribuyen directamente en caso de una falla ya sea del tipo simétrica o asimétrica. Estas subestaciones están distribuidas en tres ramales que parten del punto de entrega de la compañía y se analiza cada ramal coordinando por último la protección principal ubicada en el punto de entrega.

Con datos de los equipos (transformadores y motores) montados en las subestaciones de interés, se procede al análisis de falla, luego su respectivo análisis de coordinación, selección de equipo de protección y el dimensionamiento de estos, para esto se efectúan cálculos para el diseño según normativa y se hace uso de software ETAP para la simulación.

Específicamente se realizan los respectivos dimensionamientos de las correspondientes corrientes de arranque para cada motor según su método de arranque, se realizan diagramas de impedancias para modelar la red y hacer el estudio de fallas que nos permita analizar el dimensionamiento de las protecciones, y con base a las especificaciones técnicas de los equipos de protección seleccionados (Curvas de ajuste de protección, curvas de daño de transformadores, curvas de daño de conductores eléctricos) se planteará una configuración de protecciones, la que mejor se adapte a las necesidades de la red, para así mostrar una alternativa de coordinación y de equipos a utilizar para las subestaciones que conforman la red.

1.2 Planteamiento del problema:

En el campo de la ingeniería eléctrica, el análisis de la coordinación de protecciones junto con el análisis de fallas son campos de los más completos para analizar, ya que enlazan con muchos otros campos de la ingeniería, todos codependientes ya que la variación en uno de ellos provoca un cambio y la necesidad de un ajuste en los demás, algunos ejemplos de campos de análisis codependientes son las redes de puesta a tierra, análisis de arqueos eléctricos, análisis de aislamientos, diseño de subestaciones etc.

De ahí surge la iniciativa de la creación de un estudio de coordinación de protección es básico, pero bien fundamentado para una red de subestaciones real, ya que se desea implementar los conocimientos adquiridos y fundamentados a lo largo de la carrera y se pretende aprovechar la disponibilidad de los recursos nacionales como lo son las redes de distribución de energía y las subestaciones de bombeo de la autónoma ANDA así como la buena disposición de las autoridades administradoras de la misma.

La autónoma requiere de un documento sólido y bien explicado que sirva como base para el análisis de su red de protecciones eléctricas y que tenga como base procedimientos ejecutados según normativa y estándares.

1.3 Justificación:

La realización de este proyecto denominado PROPUESTA DE MEJORAMIENTO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LA RED ELÉCTRICA DE SISTEMA ZONA NORTE Y RIO LEMPA, ANDA aporta ciertos beneficios tanto para la escuela de ingeniería eléctrica de la UES como para la autónoma ANDA, ya que ellos no poseen un documento explicado cuyos procesos y forma de selección de dispositivos estén fundamentados bajo normativa, y es de su interés recibir tanto un documento terminado, como una pequeña charla explicativa del proceso de selección de protecciones para sus subestaciones.

Para nosotros como alumnos de la escuela de ingeniería eléctrica es de sumo interés ya que es un primer acercamiento con dispositivos reales que se encuentran en funcionamiento actualmente y que están expuestos día a día a las exigencias de operación, a las inclemencias del tiempo y a las diferentes fallas que se originan en este tipo de sistemas.

Este estudio sirve para poner en práctica habilidades adquiridas a lo largo de la carrera y para desarrollar habilidades como por ejemplo la ejecución de levantamientos de equipos en sistemas montados, el análisis de parámetros eléctricos de elementos y equipos según el estudio que se realice, el manejo de software que facilite el modelado de la red y el análisis de esta misma y la selección de equipos de protección.

1.4 Alcances y limitaciones:

El presente estudio tiene como finalidad la creación de una coordinación de protecciones, esta coordinación se basa en el uso de software ETAP para facilidad y esta contrastada con cálculos según las respectivas fórmulas y métodos matemáticos para su validación.

Únicamente se pretende aportar una base teórica a la red de distribución y subestaciones de ANDA que sirva como herramienta de análisis para su personal y quizá exponer al final algunas deficiencias del sistema si este las tuviese.

Este estudio se lleva a cabo a partir de diagramas unifilares existentes de las subestaciones, líneas de distribución, transformadores, motores y dispositivos de protección existentes en la red eléctrica de ANDA, en estos diagramas se exponen datos básicos de la configuración del sistema, tales como niveles de tensión, potencia eléctrica, tipo de medición (primaria y secundaria), modelos de los aparatos de medición, interruptores de baja y media tensión, transformadores, arrancadores y motores eléctricos.

Con la limitante del tiempo disponible por parte de nosotros como estudiantes y de ANDA como contraparte, no será posible la recopilación de datos específicos de placa de todos los elementos de la red eléctrica, por lo cual la mayoría de los datos se obtendrán a partir de tablas y normativas estandarizadas para transformadores, líneas de distribución y motores eléctricos.

Habiendo dicho esto, con los datos proporcionados de los tipos de cable, longitudes de línea, disposición de los cruceros y configuración de líneas, dispositivos de medición, dispositivos de transformación, tipos de arrancadores, dispositivos de interrupción y motores.

Es factible proceder a la creación de un diagrama unifilar completo de la red, expuesto también en la respectiva simulación del sistema en ETAP y dibujado debidamente en AutoCAD.

1.5 Objetivos:

1.5.1 General.

Elaborar un modelo de la red de distribución y la coordinación del sistema de protecciones de la red eléctrica de la Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados ANDA

1.5.2 Específicos.

- Obtener los datos de corrientes de arranque para todos los dispositivos (motores) inmersos en la red de subestaciones de bombeo de ANDA según su respectivo método de arranque.
- Elaborar un diagrama de impedancias y un estudio de falla que modele la red de distribución y subestaciones con base en los equipos y elementos existentes en las mismas.
- Elaborar con los datos de los niveles de falla un análisis de coordinación para la red zona norte de ANDA, modelando los equipos actuales que las subestaciones de bombeo poseen (motores, transformadores, arrancadores) exceptuando los equipos de protección los cuales están atados a consideraciones encontradas en este estudio
- Con base en los resultados del estudio de fallas corroborar la adecuada selección de los equipos que se encuentran actualmente en uso en la subestación central de ANDA y aguas arriba de ella.
- De ser necesario, efectuar recomendaciones según los resultados obtenidos en los estudios.
- De ser posible realizar un chequeo del seteo actual de los relés en las subestaciones de interés (dependerá del tiempo).

1.6 Glosario

Cortocircuito: Conexión de baja impedancia entre dos puntos entre los que existe una diferencia de potencial, dando lugar a una corriente de intensidad alta.

Subestación: es el conjunto de equipos instalados en un lugar, y las obras civiles en el mismo, para la conversión, transformación o control de la energía eléctrica, y para la conexión entre dos o más circuitos.

Línea de sub transmisión: línea eléctrica que sirve para transportar electricidad desde una fuente de transmisión a un punto de distribución del sistema, en un nivel de tensión igual o mayor que 34 Kv.

Línea de distribución: línea eléctrica que sirve para transportar electricidad desde una fuente de a un punto de distribución del sistema, en un nivel de tensión igual o mayor que 13.2 Kv.

1.7 Abreviaturas

IEEE: Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos, o por sus siglas en inglés, Institute of Electrical and Electronics Engineers.

ICCKTO: Corriente de Cortocircuito.

Iarr: corriente de arranque

AC: Alternate Current (Corriente Alterna).

NEC: National Electric Code.

NEMA: National Electrical Manufactures Association

ETAP: Electrical Power System Analysis Software

PU: Por Unidad

V: voltios

A: Amperios

W: Watts

HP: Horse power (caballos de potencia)

SF6: HexaFloruro de Azufre

CAPITULO II MARCO TEÓRICO

Existen diversos tipos de protecciones eléctricas, como por ejemplo las más relevantes son protecciones contra cortocircuito, protecciones contra sobrecarga, protecciones contra pérdida de fase, protecciones contra desbalance de corriente o de tensión, protecciones contra baja o alta frecuencia, protecciones contra temperatura, protecciones mecánicas etc...

Cada una de estas representa un tipo específico de falla o de evento que afecta la operación de un sistema o de un equipo, y deben tomarse en cuenta según el nivel de importancia y el correspondiente nivel de protección que se quiera dar a la red o que el equipo requiera por su topología o su naturaleza.

Las protecciones en la actualidad suelen ser dispositivos que aglomeran uno, dos o más tipos de protección en un solo aparato, recerradores, circuit breakers de baja y mediana tensión pueden desempeñar muchas de estas funciones antes descritas.

Es de suma importancia saber el tipo de carga que se desea proteger, ya que dependiendo del comportamiento eléctrico que presente el dispositivo, se hacen los diferentes estudios y análisis correspondientes y se elige la protección adecuada para este.

En el presente proyecto solo se analizan protecciones para motores, para transformadores y para líneas de distribución.

Cabe recalcar que estas protecciones pueden tener muchas funciones en su dispositivo, pero es el objetivo de este estudio es cubrir únicamente las de vital importancia y de mayor relevancia para cada equipo o parte del sistema individualmente.

Las protecciones de mayor interés y que no pueden faltar en casi ningún sistema son las que se tratan en este estudio, siendo estas la protección contra cortocircuito y la protección contra sobrecarga.

Funciones para las cuales se desarrollan cálculos específicos para los dispositivos inmersos en la red de estudio, motores, transformadores y líneas de distribución.

Dado que el tipo de carga en las subestaciones en estudio son motores, es uno de los objetivos del estudio y en una de las necesidades para la coordinación es el conocer el comportamiento de estos dispositivos en su operación habitual y así poder protegerlos.

2.1 Motores eléctricos.

Existen varios tipos y maneras de clasificar los motores eléctricos, entre estas están los motores de AC y de DC, motores trifásicos y monofásicos, motores síncronos y asíncronos y otros tipos de clasificación.

En la red en estudio solo se utilizan únicamente motores de inducción, del tipo trifásicos que van desde los 25 HP hasta los 1750 HP.

Todos los motores poseen una curva característica que modela su funcionamiento de acuerdo al tiempo en que se analice su demanda de corriente, en general podemos definir dos tiempos básicos para el análisis de la ampacidad de un motor, lo cual es el objetivo a indagar ya que su ampacidad delimita la activación de las protecciones y el dimensionamiento de las mismas.

En estas curvas podemos observar dos tiempos de funcionamiento clave, el tiempo de aceleración o tiempo de arranque y el tiempo de funcionamiento nominal.

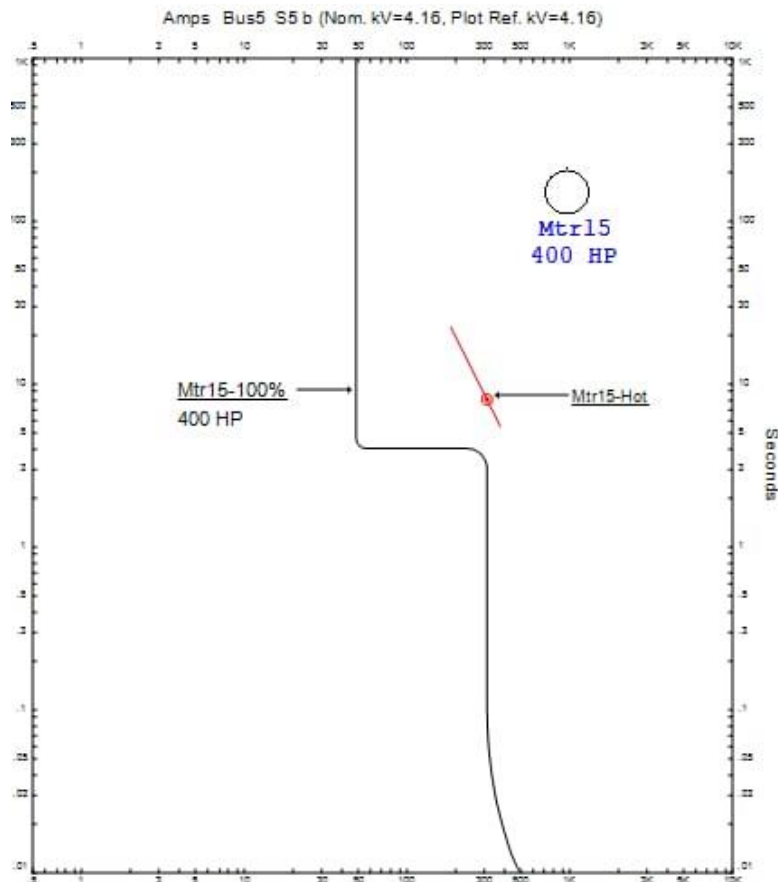


Figura 2.1 Curva característica de arranque de un motor.

Por lo general las corrientes de arranque están en el rango de 6 a 8 veces la intensidad nominal de corriente, aunque en algunos tipos de motores se puede

llegar a tener intensidades del orden de hasta 20o más veces la intensidad nominal del dispositivo.

Los motores construidos bajo normativa NEMA poseen letras código que indica un rango de multiplicación de la corriente nominal para el arranque de los motores, estos rangos varían según la construcción del motor y su respectiva potencia, estos están descritos en la siguiente tabla de letras código NEMA.

Letra código	KVAp/HP	Letra código	KVAp/HP
A	0.1-3.14	K	8.0-8.99
B	3.15-3.54	L	9.0-9.99
C	3.55-3.99	M	10.0-11.19
D	4.0-4.49	N	11.2-12.49
E	4.50-4.99	P	12.5-13.99
F	5.0-5.59	R	14.0-15.99
G	5.6-6.29	S	16.0-17.99
H	6.3-7.09	T	18.0-19.99
J	7.1-7.99	U	20.0-mas

Tabla 2.1 Letras código NEMA y su respectivo multiplicador de Iarr.

Esta letra código esta descrita en la placa del dispositivo, así como otras características de fábrica que delimitan el uso del dispositivo y los posibles entornos donde este puede ser utilizado.

Algunos datos de placa de gran relevancia se muestran en la placa ejemplo a continuación.



Figura 2.2 Placa de motor eléctrico de ANDA en bomba de 1750 hp

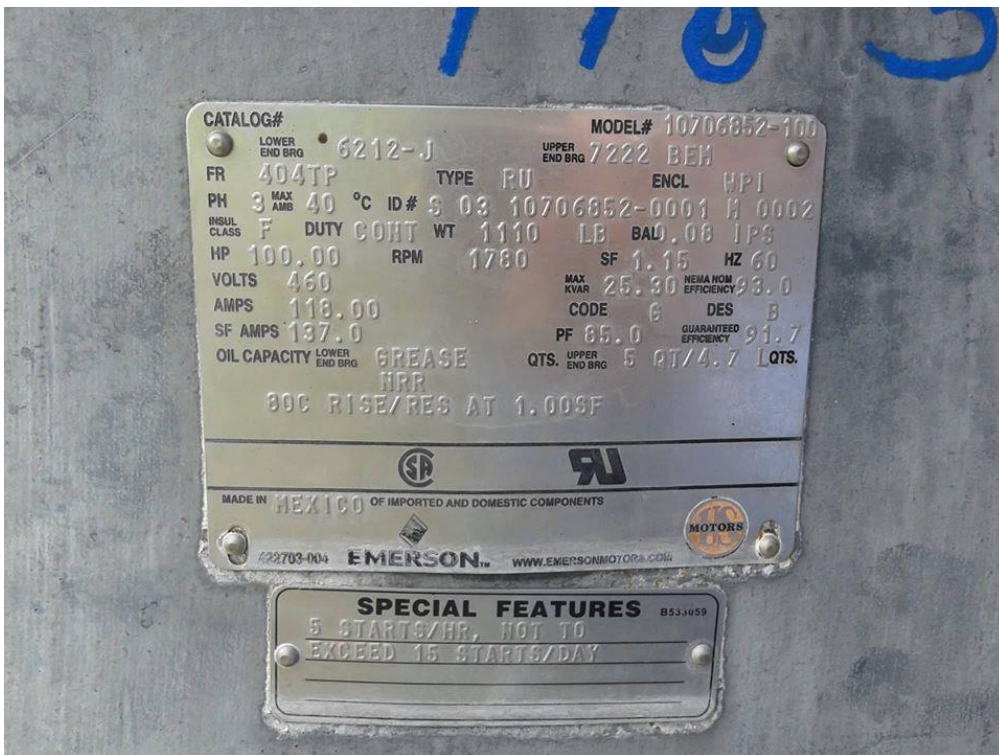


Figura 2.3 Placa de motor eléctrico de ANDA en bomba de 100hp

2.1.1 Potencia en el eje o HP

Esta es la potencia que el motor desarrolla en su eje, es la potencia final o útil del dispositivo y no debe confundirse con la potencia eléctrica que demanda el motor, ya que esta última depende de otros datos de fabricación del mismo para ser calculada.

2.1.2 Revoluciones por minuto o RPM

Este dato es la velocidad angular en revoluciones por minuto a las que gira el eje a tensión nominal y frecuencia nominal.

Frecuencia de operación Hz

Este valor indica la frecuencia de la red a la cual debe conectarse el motor para obtener los valores nominales descritos en la placa.

2.1.3 Letra código NEMA CODE

Este valor es de suma importancia en nuestro estudio ya que es el que define el multiplicador de la corriente para dimensionar su respectiva corriente de arranque.

2.1.4 Clase de aislamiento ISUL CLASS

Este dato describe el nivel de aislamiento eléctrico que el motor posee, ya que como se sabe este nivel de aislamiento debe cambiar de acuerdo a los niveles de tensión del suministro eléctrico de la instalación.

2.1.5 Factor de servicio SF

Este factor es un indicador de sobrecarga a la cual puede ser expuesto el dispositivo, no debe sobrepasarse ya que se afecta de gran manera la vida útil de la máquina.

2.1.6 Tipo de encapsulamiento ENCL

Este dato es de gran relevancia ya que describe la tolerancia o el aislamiento del dispositivo al ambiente, ya que hay dispositivos que funcionan en ambientes explosivos o de gran exposición a la humedad.

2.1.7 Eficiencia nominal NEMA

Este dato es de gran importancia ya que describe la relación de potencia o las pérdidas de la misma entre la entrada de potencia del motor y la potencia útil a la salida de este.

2.2 Métodos de arranque de motores trifásicos.

Hay diversos métodos que se utilizan para arrancar motores, esto con diferentes fines, como por ejemplo eliminar vibraciones grandes en sistemas mecánicos o sistemas de bombeo (golpe de ariete), eliminar torques excesivos en el cambio de

estado de reposo a movimiento en dispositivos mecánicos, reducir el consumo eléctrico en instalaciones dado por los elevados picos de corriente de arranque etc.

En el caso de los motores de ANDA, el uso de arrancadores se debe a la necesidad de mitigar fenómenos como el golpe de ariete y a suavizar o degradar el pico de corriente de arranque para eliminar el disparo inoportuno de protecciones y además contribuir a reducir costos de energía eléctrica.

Los métodos de arranque más conocidos son los siguientes.

2.2.1 Arranque directo

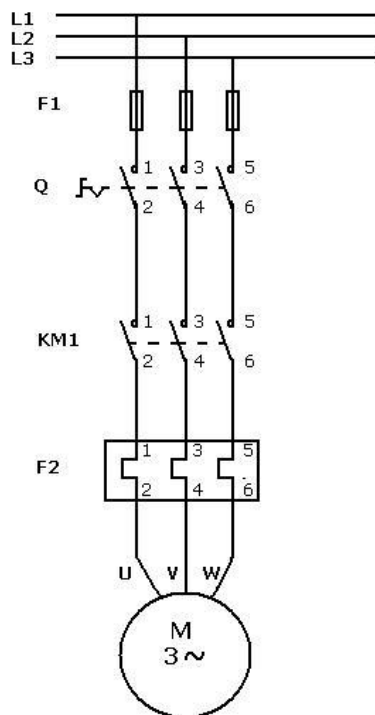


Figura 2.4 Diagrama de arranque directo

En este tipo de arranque el motor inicia su operación a tensión nominal, corriente de arranque según letra código, la corriente de arranque no se ve afectada por ninguno de los dispositivos y puede estar en el orden de 6 a 8 veces la corriente nominal del motor, este método es recomendable solo para motores de menor potencia a 5 KW y su única ventaja es el elevado par de arranque que ronda las 1.5 veces el par nominal.

2.2.2 Arranque estrella delta

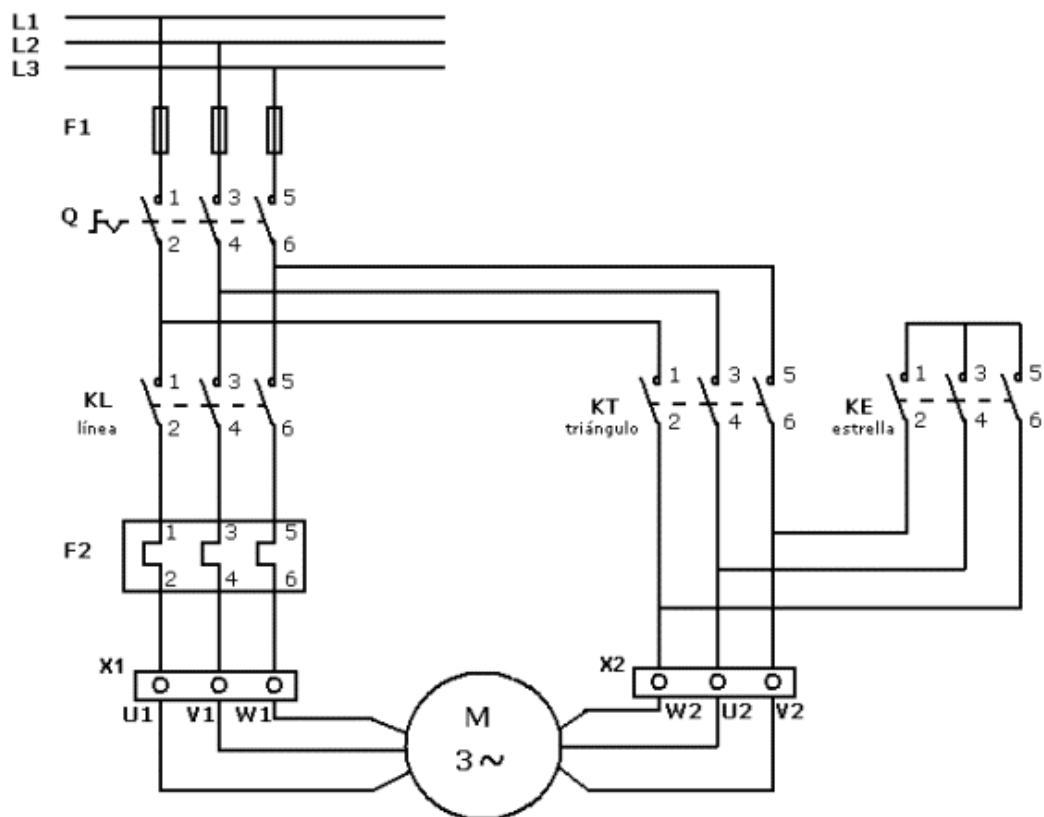


Figura 2.5 Diagrama de arranque estrella delta

Este método de arranque se puede aplicar tanto a motores de rotor devanado como a motores de rotor jaula de ardilla, la única condición que debe cumplir el motor para que pueda aplicarse este método de arranque es que tenga acceso completo a los devanados del estator (6 bornes de conexión).

Este método solamente se puede utilizar en aquellos motores que estén preparados para funcionar en delta con la tensión de la red.

La conmutación de estrella-delta generalmente se hace de forma automática luego de transcurrido un lapso (que puede regularse) en que el motor alcanza determinada velocidad.

El arranque estrella-delta es el procedimiento más empleado para el arranque a tensión reducida debido a que su construcción es simple, su precio es reducido y tiene una buena confiabilidad, la protección del motor se hace por medio de un relé térmico y cabe mencionar que la protección de cortocircuito más adecuada es el fusible.

Algunas indicaciones que se deben tener en cuenta sobre el punto de conmutación son: el pico de corriente que toma el motor al conectar a plena tensión (etapa delta) debe ser el menor posible; por ello, la conmutación debe efectuarse cuando el motor esté cercano a su velocidad nominal (95% de la misma), es decir cuando la corriente de arranque baje prácticamente a su valor normal en la etapa de estrella.

Asimismo, el relé de tiempo debe ajustarse para conmutar en este momento, no antes ni mucho después. Habitualmente, un arranque normal puede durar hasta 10 segundos, si supera los 12 segundos se debe consultar al proveedor del equipo. Si no se cumple con lo anterior, el pico de corriente que se produce al pasar a la etapa de triángulo es muy alto, perjudicando a los contactos, al motor y a la máquina accionada. El efecto es similar al de un arranque directo.

2.2.3 Arranque con autotransformador

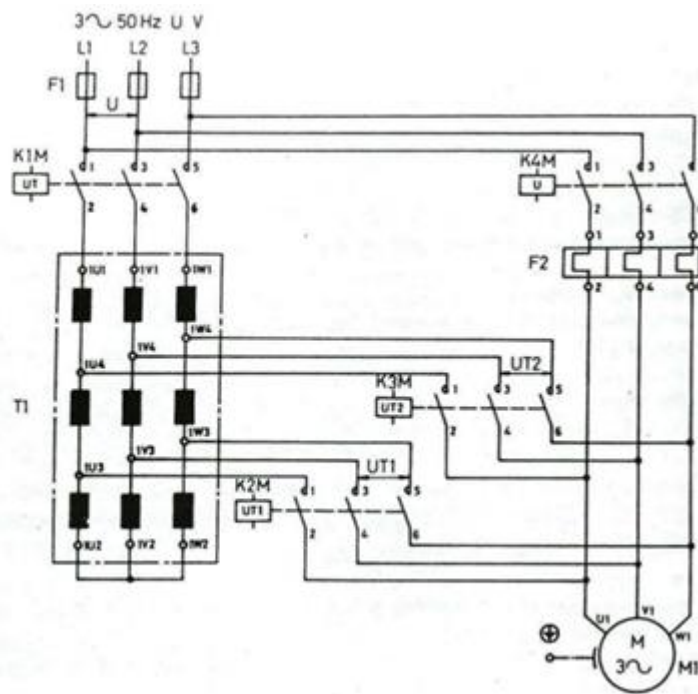


Figura 2.6 Diagrama de arranque con autotransformador.

Consiste en intercalar un autotransformador entre la red y el motor, de tal forma que la tensión aplicada en el arranque sea solo una fracción de la asignada. El proceso puede realizarse en dos o tres escalones y con tensiones no inferiores al 40, 60 y 75% de la tensión de la línea.

Se aplica a motores cuya potencia nominal es mayor que 5Kw y su uso es mayormente justificado en motores que exceden los 100 HP de potencia ya que

presenta características convenientes y bajo costo respecto a otros métodos de arranque como variadores de frecuencia o arrancadores suaves.

Su único inconveniente es que las conmutaciones de las etapas se realizan bruscamente, produciendo en algunas ocasiones daños perjudiciales al sistema mecánico o a la maquina accionada. Por ejemplo, desgaste prematuro en los acoplamientos (correas, cadenas, engranajes o embragues de acoplamiento) o en casos extremos roturas por fatiga del eje o rodamientos del motor, producido por los grandes esfuerzos realizados en el momento de arranque.

Este método de arranque es posible solo en los casos cuando el par de frenado durante el arranque no es grande. De lo contrario el motor no podrá iniciar la marcha. [1]

2.2.4 Arranque con arrancador suave

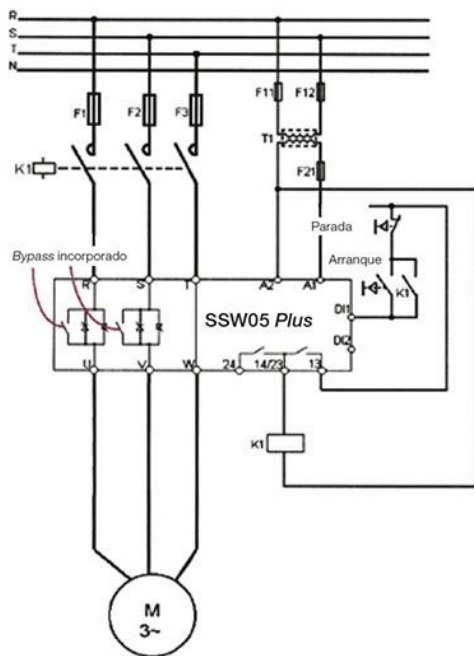


Figura 2.7 Diagrama de arranque con arrancador suave.

Los arrancadores suaves son dispositivos electrónicos que mediante el control gradual de la tensión de alimentación del motor permiten una disminución controlada de la intensidad de corriente en el mismo, así como también un control en el par generado en el arranque de los dispositivos.

2.2.5 Comparativa entre métodos de arranque a tensión reducida.

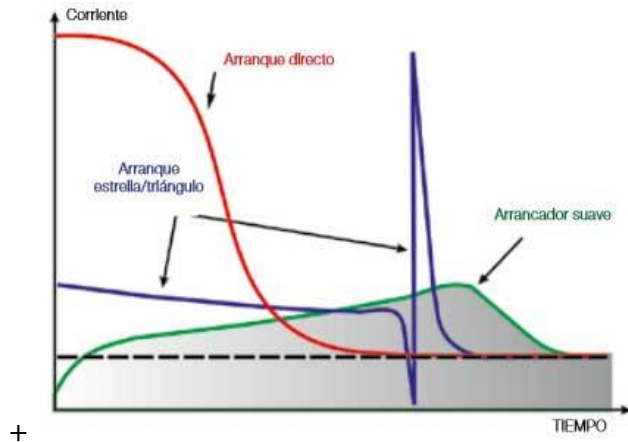


Figura 2.8 Curva comparativa métodos de arranque por variación de tensión

En esta gráfica podemos observar la característica de corriente vs tiempo en los dispositivos más comunes de arranque, cabe destacar que la curva de corriente tiempo en un arrancador con auto transformador es similar a la curva corriente tiempo de un arrancador estrella/delta, con la diferencia que en el arranque con autotransformador se puede hacer uso de dos a tres etapas del bobinado utilizando los taps del dispositivo.

Está claro que el arrancador suave es el dispositivo que mediante el control de la tensión provee de una curva más suave aparte de proveer monitoreo y un conjunto de protecciones electrónicas que un arranque convencional no posee.

En la siguiente curva se muestra una comparativa de las características de tensión, corriente y par respecto al tiempo en los dispositivos de arranque a tensión reducida.

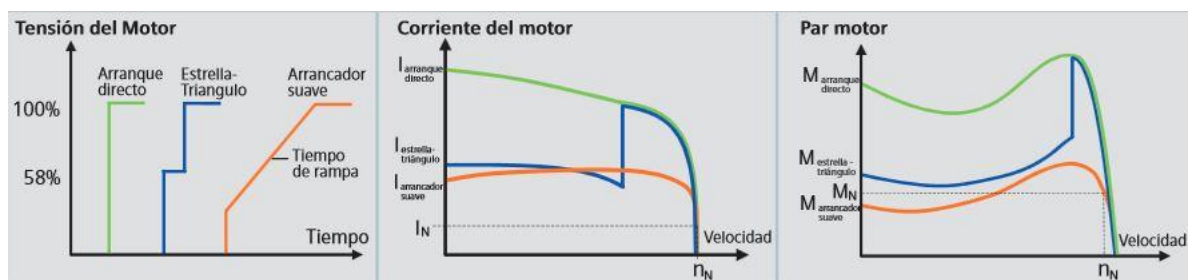


Figura 2.9 Curvas comparativas de tensión, corriente y par para distintos métodos de arranque.

En el caso de anda, la gran mayoría de las instalaciones cuentan con arranque por autotransformador, siendo solo algunos casos de subestaciones de bombeo en los que se utilizan dispositivos de arranque con arrancador suave. [2]

En el caso de las subestaciones de bombeo a 4160 V todos los dispositivos utilizan el método por autotransformador, es por eso que se hace énfasis en el cálculo de las corrientes de las bombas para este tipo de dispositivo.

2.3 Dispositivos de protección

Existen diversidad de dispositivos de protección eléctrica, entre los más usados se encuentran Fusibles, Interruptores termo magnéticos, Relés de sobrecarga o bimetalicos, controladores de ausencia de fase y sobre o baja tensión, interruptores de potencia etc.

Los dispositivos de protección ya sean fusibles, interruptores termo magnéticos o interruptores multifuncionales (que funcionan con medición por medio de relés y transformadores de corriente y tensión), expresan su funcionamiento en curvas que expresan los tiempos de interrupción contrastados con la intensidad de corriente que atraviesa el dispositivo.

Algunas curvas características de dispositivos de protección comúnmente usados son las siguientes.

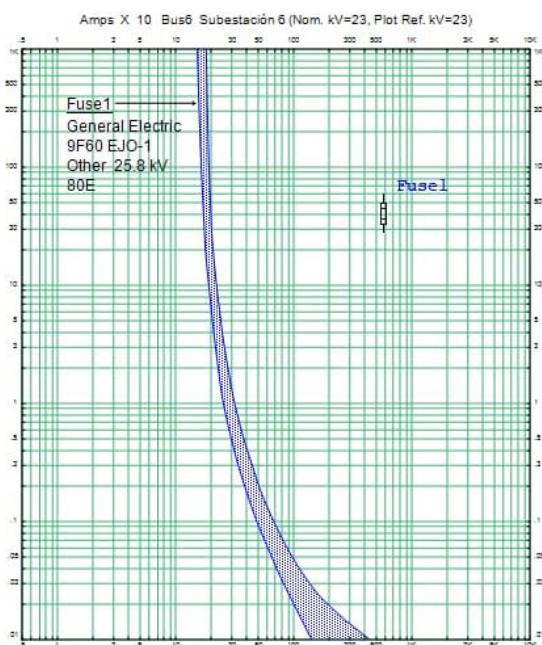


Figura 2.10 Curva característica de un fusible

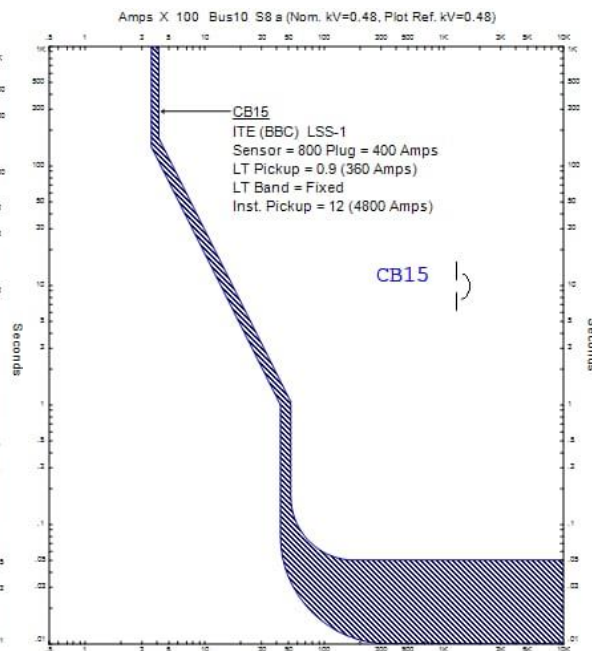


Figura 2.11 Curva característica de un interruptor termo magnético

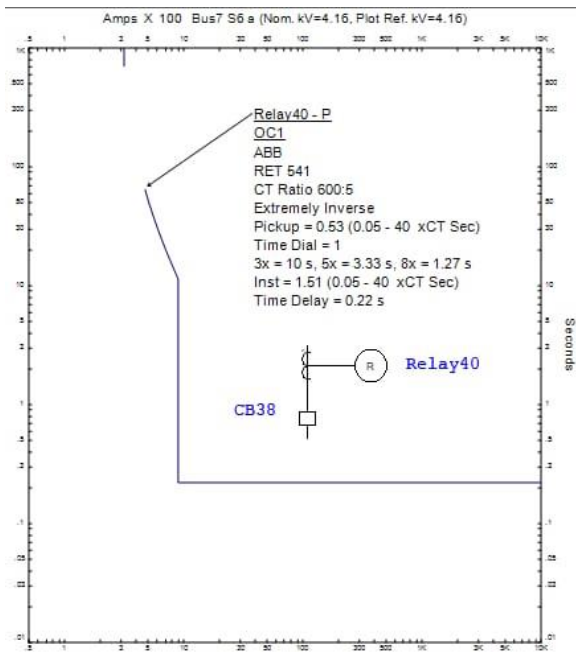


Figura 2.12 Curva característica de un Relé de Media tensión

Como se mencionaba anteriormente estas protecciones se dimensionan y se eligen según el tipo de falla que se quiera prevenir, entre las cuales las más usadas y las más comunes son las corrientes de falla o cortocircuito eléctrico y las corrientes de sobrecarga.

2.4 El cortocircuito eléctrico.

¿Qué es el cortocircuito eléctrico?

El cortocircuito eléctrico es una conexión de baja impedancia entre dos puntos cualesquiera de un sistema eléctrico que se encuentran con una diferencia de potencial entre sus terminales en un instante dado, dando lugar a una corriente de magnitud elevada en comparación con las corrientes nominales que manejan los elementos del sistema.

A diferencia de las corrientes nominales o de arranque bajo carga que producen trabajo útil, las corrientes de cortocircuito producen efectos destructivos.

Para limitar los efectos de estas corrientes sobre los equipos y el personal de operación y mantenimiento de los sistemas, es necesario realizar estudios que comprueben los niveles de corriente a los cuales están siendo expuestos tanto dispositivos como personal.

Estos cálculos nos permiten determinar la AIC (Ampere Interrupting Capacity) de los dispositivos de protección a emplear en cada punto específico de una red de instalación eléctrica.

Para dimensionar un CB se requiere conocer Corriente nominal I_{nom} , Voltaje de operación V_{nom} , naturaleza de la carga y la AIC para cada dispositivo según su posicionamiento dentro del sistema.

La AIC de un CB, depende de la corriente de CCKT en el punto de instalación.

Entre los efectos más importantes del cortocircuito tenemos los siguientes:

- Sobre corriente elevada proveniente de varias fuentes, recalentamientos en líneas e interruptores
- Esfuerzos mecánicos anormales que se relacionan cuadráticamente con la intensidad de corriente que atraviesa el dispositivo.
- Caídas de tensión elevadas en líneas y en puntos de falla.
- Explosión de los dispositivos mal dimensionados y arcos eléctricos.

Cabe destacar que, en instalaciones eléctricas, modificaciones como cambio de transformadores, generadores o la introducción de motores de gran tamaño a los sistemas, produce cambios en la corriente de cortocircuito, por lo cual se requiere de nuevos estudios que verifiquen la I_{cc} en los puntos de interés.

Las fuentes principales de corrientes de cortocircuito son los generadores existentes en el sistema de potencia local y la generación remota de la red que le suministra energía eléctrica (red pública), sin embargo, los motores sincrónicos y de inducción que antes de la falla representaban una carga para el sistema, en condiciones de cortocircuito, se comportan como generadores durante un tiempo relativamente corto.

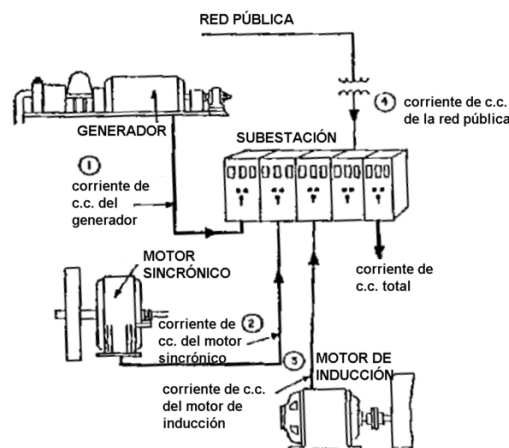


Figura 2.13 Contribuciones de varias fuentes a la corriente de cortocircuito

Entre las causas más frecuentes de cortocircuitos a nivel de instalaciones comerciales e industriales podemos mencionar las debidas a la ruptura o debilitamiento del aislamiento de conductores y/o equipos y los producidos por agentes ambientales o contacto animal.

Los efectos de las corrientes de cortocircuitos son muy variados, pero los más importantes son el debido al efecto Joule (calentamiento de los equipos eléctricos debido a la gran circulación de corriente), esfuerzos electromecánicos en las máquinas eléctricas y destrucción física del lugar de la falla cuando se producen grandes arcos eléctricos. De los efectos de las fallas por cortocircuito, el más notorio es la interrupción del suministro eléctrico debido a la necesaria apertura del circuito eléctrico por parte de los dispositivos de protección para despejar la falla y evitar mayores daños en el sistema.

2.5 Características de la corriente de cortocircuito.

El proceso que ocurre en el sistema de potencia al producirse una falla causada por un cortocircuito es esencialmente de carácter transitorio. La corriente en régimen normal es una onda sinusoidal a 60 Hz de frecuencia y amplitud constante, no así cuando sucede un cortocircuito. La forma de onda en este caso sigue teniendo una forma sinusoidal a 60 Hz, pero va decreciendo exponencialmente desde un valor inicial máximo hasta su valor en régimen estacionario como se muestra en las siguientes imágenes.

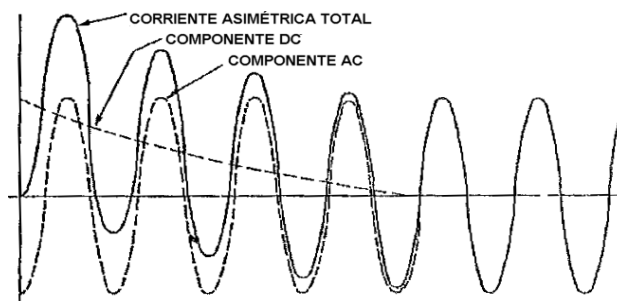


Figura 2.14 Comportamiento de la onda total de cortocircuito en el tiempo.

Como se dijo anteriormente, las corrientes de cortocircuito tienen varias fuentes, las cuales contribuyen en forma diferente dependiendo de su naturaleza. La forma en que las distintas fuentes alimentan al cortocircuito se muestra en la figura adjunta.

A causa de que las corrientes de las máquinas rotativas decrecen a medida que se reduce el flujo después del cortocircuito, la corriente de cortocircuito total decae con el tiempo. Considerando solamente la parte simétrica de la corriente de cortocircuito, la magnitud es máxima en el primer medio ciclo luego del cortocircuito y de un valor más bajo unos pocos ciclos después.

Nótese que el componente del motor de inducción desaparecerá completamente luego de uno o dos ciclos, exceptuando los motores más grandes en la cual se puede presentar por más de cuatro ciclos.

Para estudiar el sistema en este estado transitorio se divide el período de ocurrencia de la falla en una serie sucesiva de intervalos "casi estacionarios" los cuales son el período subtransitorio, transitorio y estacionario o permanente, y se aplica el concepto de impedancia para determinar la corriente correspondiente a cada uno de estos estados o intervalos.

La aplicación del concepto de impedancia se ve plasmado en la asignación de impedancias variables con el tiempo a las máquinas rotativas las cuales son las fuentes de corriente de cortocircuito.

En las máquinas rotativas de corriente alterna generalmente la impedancia puede modelarse como una reactancia inductiva debido a la naturaleza inductiva de sus arrollados, por lo que generalmente se consideran tres reactancias (X) asociadas a cada uno de los intervalos en los que se divide la falla.

- La reactancia subtransitoria X_d'' que es la reactancia aparente del arrollado del estator en el instante del cortocircuito y determina el flujo de corriente en los primeros 30 ciclos (hasta $\frac{1}{2}$ segundo) aproximadamente.
- La reactancia transitoria X' que determina la corriente durante el período siguiente al subtransitorio y abarca el rango de tiempo entre $\frac{1}{2}$ y 2 segundos después de la ocurrencia del cortocircuito.
- La reactancia sincrónica X_d , la cual determina el flujo de corriente cuando se establece el período estacionario.

Fuentes de aportación de corrientes de cortocircuito son:

- a) Puntos de conexión a la red eléctrica
- b) Generadores eléctricos
- c) Motores síncronos
- d) Motores de inducción

Variación en el tiempo de la onda de corriente compuesta y su valor de reactancia asociado.

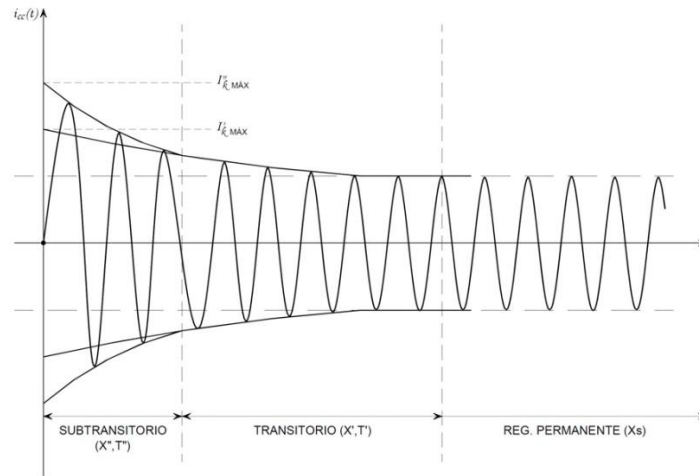


Figura 2.15 Periodos de tiempo de aportación de cortocircuito.

Existen diversos tipos de fallas en un sistema trifásico, falla línea a línea, línea a neutro, línea a tierra, falla doble línea a tierra, falla trifásica y falla trifásica a tierra como se muestra en la siguiente imagen.

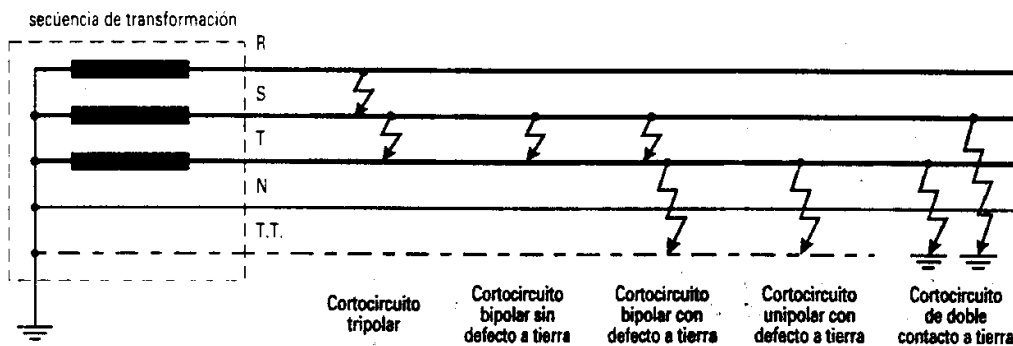


Figura 2.16 Tipos de falla entre líneas y tierra en sistema trifásico

Dependiendo de la configuración de impedancia del sistema, del diseño de la red de puesta a tierra y su respectivo neutro, existen ocasiones en las que una falla línea a neutro o falla monofásica puede superar la intensidad de la falla trifásica, pero por lo general la falla con mayor intensidad de corriente es la falla trifásica.

Ahora bien, existen diversos métodos para el cálculo de los niveles de cortocircuito, pero todos necesitan de una elaboración previa de un diagrama unifilar con su correspondiente diagrama de impedancias de la red en estudio.

Este estudio se basa en el método de impedancias en P.U (sistema en por unidad) para el cálculo de falla simétrica.

Para el estudio de la falla simétrica debemos basarnos en las siguientes suposiciones del sistema:

- 1) Las fallas se consideran simétricas, trifásicas y de impedancia despreciable.
- 2) El sistema suele considerarse en vacío.
- 3) Todas las tensiones iguales a la tensión nominal.
- 4) Se requiere conocer la Z Thevenin equivalente de la red de distribución. La cual para efectos prácticos se considera inductiva $X_{th} = Z_{th}$

Según norma ANSI - C37 existen tres tipos de corriente de cortocircuito, corroborando lo anteriormente descrito, estas corrientes son:

- Corriente de primer ciclo, también llamada corriente momentánea.
- Corriente de interrupción o interruptiva, la cual es el objetivo de los dispositivos de interrupción.
- Corriente de 30 ciclos o de tiempo retardado.

De las cuales las de mayor importancia serán la corriente de primer ciclo y la corriente de interrupción, ya que estas determinarán la mayoría de factores a tomar en cuenta para la selección de los dispositivos de protección.

Estas dos corrientes determinaran a lo que conocemos como esfuerzo momentáneo y esfuerzo de interrupción.

La corriente asimétrica de CCKT, se puede calcular aplicando multiplicadores a la corriente de CCKT simétrica, así también existen multiplicadores, para diferentes relaciones X/R a diferentes instantes después del inicio de la falla, pero no es el objetivo de este trabajo el cálculo de las corrientes asimétricas, ya que las protecciones pueden ser correctamente definidas basándose en el cálculo de falla trifásica [3]

2.6 Esfuerzo momentáneo:

Se le llama a la capacidad del interruptor para permanecer cerrado y soportar los esfuerzos térmicos y mecánicos producidos por la I máxima de CCKT, durante el primer medio ciclo de la falla.

Para calcularlo se emplean las reactancias sub transitorias durante el primer medio ciclo de la I simétrica de CCKT, antes de usar el multiplicador.

Para cálculos prácticos, el multiplicador de la I simétrica, requerido para calcular la asimétrica es: 1,6 para más de 6 KV, 1.5 para menor o igual a 6 KV y 1.25 para menor o igual a 600V.

2.7 Capacidad interruptiva AIC.

Es la capacidad del disyuntor para interrumpir la I_{cckto} , después de 3, 5, 8 ciclos, de acuerdo con el tipo de disyuntor. Se basa en la magnitud de I_{cckto} , en el momento que se separan los contactos del disyuntor o que el fusible se funde.

El disyuntor de potencia interrumpe la corriente, por cuestiones de coordinación, después de 3, 5 u 8 ciclos, en la industria generalmente se emplean disyuntores de 8 ciclos.

Después de 8 ciclos, el aporte de los motores de inducción desaparece y la X de motores síncronos pasa de X'' a X' por tanto: El esfuerzo de interrupción en disyuntores de más de 600 V, se calcula con las X'' de los generadores y las X' de los motores síncronos, y no se consideran los motores de inducción.

Después de 8 ciclos la componente de CC, desaparece, por tanto, el multiplicador es de 1 para estos disyuntores, 1.1 para 5 ciclos, 1.2 para 3 ciclos y 1.4 para 2 ciclos, con niveles de falla menores o iguales a 500MVA de cckto.

Para más de 500MVA, se deben emplear 1.1, 1.2, 1.3 y 1.5 respectivamente (para una red de media tensión, un valor típico es 500 KVA de cckto)

Interruptores de bajo voltaje.

Estos difieren en cierta medida de los de alto voltaje porque son casi instantáneos, cuando operan con corrientes cercanas a su capacidad de interrupción, abriéndose los contactos durante el primer ciclo de falla, por eso el esfuerzo momentáneo se considera igual al de interrupción.

La I_{cc} a calcular en estos dispositivos es la del primer $\frac{1}{2}$ ciclo, por tanto, se usan las X'' , El multiplicador es menor que los de alto V debido a que X/R es mayor, por existir niveles mayores de resistencia en baja tensión y niveles mayores de inductancia en alta tensión, lo que permite una disminución rápida de la componente DC, comparada con alto Voltaje.

NEMA e IEEE, han establecido un multiplicador de 1.25, basado en $X/R = 11.72$ que se aplica a la corriente simétrica de CCKT del primer $\frac{1}{2}$ ciclo. [4]

La NFPA 70-1999 define el uso de los circuit breakers en baja tensión para circuitos a 1000 V AC y tensiones inferiores. [5]

UL 489-1991 especifica los MCCB (MOLDED CASE CIRCUIT BREAKER) por su traducción Interruptor de caja moldeada o compacta para tensiones de 600v a una corriente típica de máxima de 6000 A.

Para su corriente continua deben usarse al 80% de la carga plena a la que se conecta de acuerdo con el NEC Art 210-19.

2.7 Consideraciones hechas para el cálculo de corrientes de cortocircuito.

- En alta y media tensión R es despreciable y solo se emplean X
- En la mayoría de las aplicaciones industriales la máxima I_{cckto} es durante fallo trifásico
- Con corrientes desequilibradas se emplea el método de componentes simétricas, en la industria usualmente no se emplea.
- La R de generadores, trafos, reactores y motores arriba de 1000 amperios, se desprecia para cualquier nivel de V.
- En sistemas de menos de 600V, debe encontrarse la relación X/R, para determinar el multiplicador y no solo emplear el 1,25

CAPITULO III MODELADO DEL SISTEMA

3.1 Diagramas unifilares de cada ramal del sistema

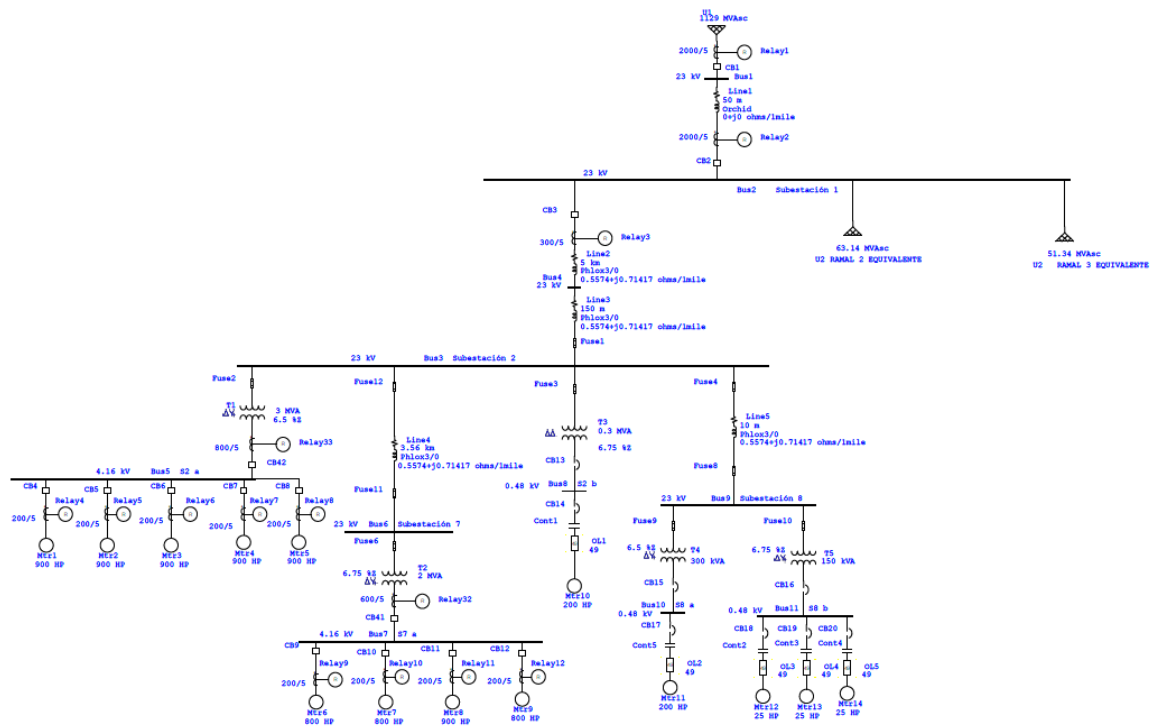


Figura 3.1 Diagrama unifilar ramal 1

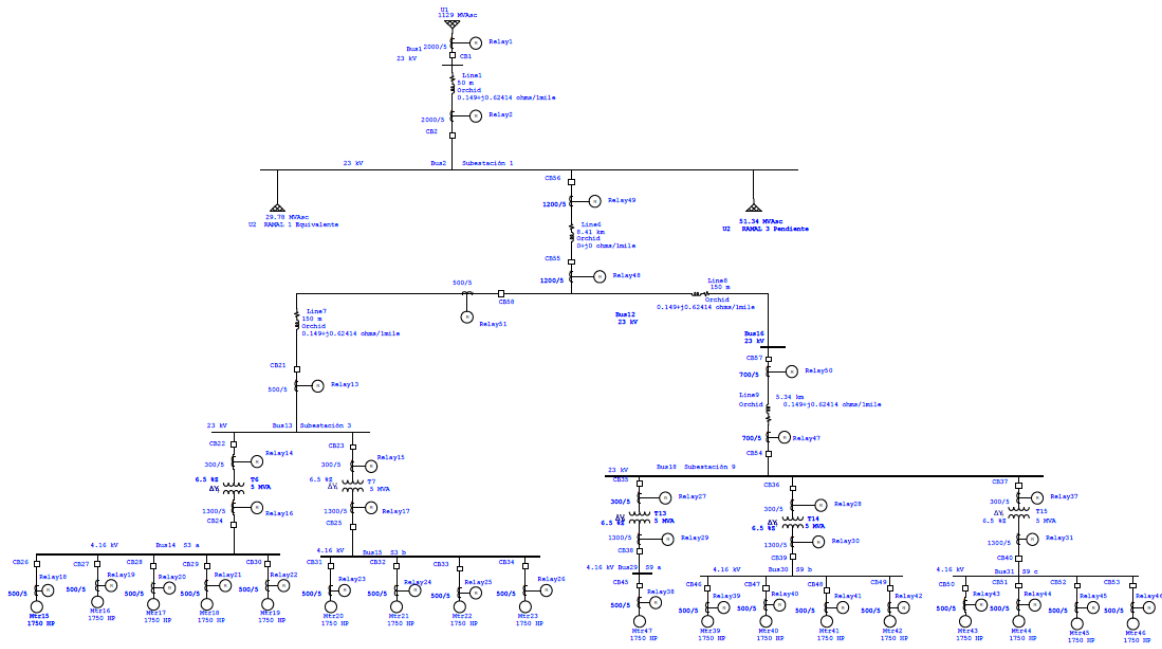


Figura 3.2 Diagrama unifilar ramal 2

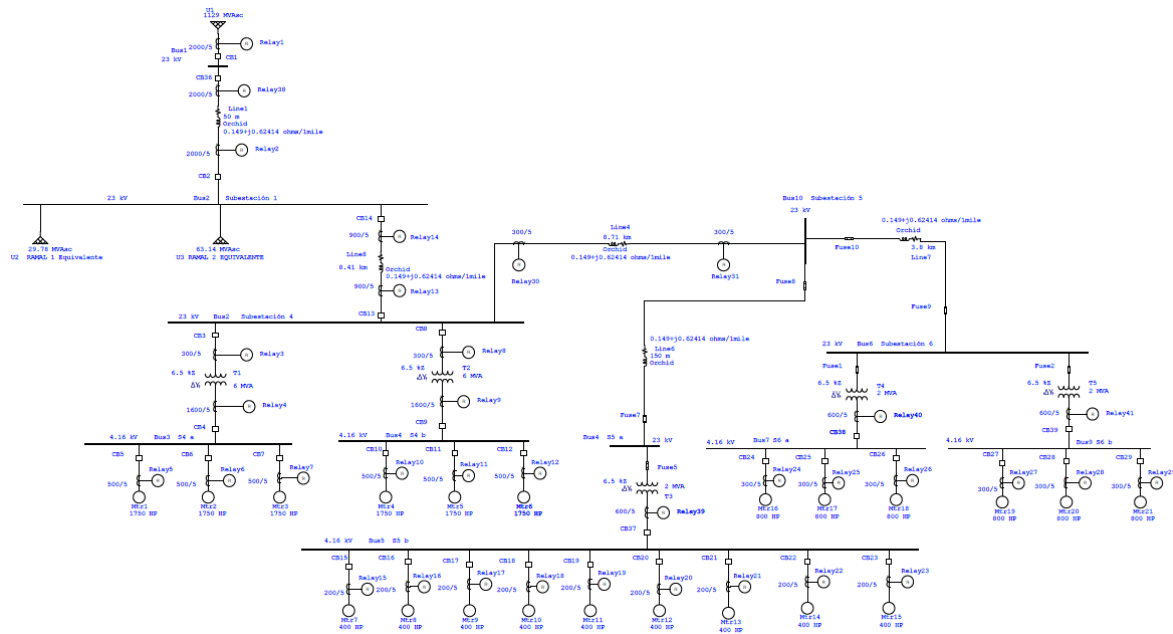


Figura 3.3 Diagrama unifilar ramal 3

3.2 Cálculo de corriente de arranque por método del autotransformador

El siguiente método es tomado como base para el cálculo de las corrientes de arranque de los distintos motores de inducción que componen el sistema.

$$P_{out} = P_{outHP}$$

$$P_{outW} = P_{outHP} * 746$$

$$P_{inW} = \frac{P_{outW}}{\eta_{eff}}$$

$$P_{inW} = \sqrt{3} * I_l * V_l * FP$$

$$I_l = \frac{P_{outW}}{\sqrt{3} * V_l * FP * \eta_{eff}}$$

$$I_l = \frac{P_{outHP} * 746}{\sqrt{3} * V_l * FP * \eta_{eff}}$$

$$I_{arr} = I_l * F_{arr}$$

$$I_{arrAT} = k^2 * I_{arr}$$

Donde:

I_l : es la corriente de línea en Amperios

V_l : es el voltaje de línea en voltios

FP: es el factor de potencia del motor según placa

η_{eff} : es la eficiencia de la máquina

P_{outHP} : es la potencia de la máquina en HP

I_{arr} : es la corriente de arranque del motor en arranque directo

F_{arr} : es el factor de arranque definido por la letra código NEMA en los datos que proporciona el fabricante

I_{arrAT} : es la corriente de arranque del motor utilizando el método del autotransformador

$K = 0.55, 0.65$ o 0.8 dependiendo del tap en el que se conecte

Ejemplo de cálculo de la corriente de arranque con el método de arranque por autotransformador:

Datos de la maquina:

V_l : 4160 V

FP: 0.86

η_{eff} : 0.95

P_{outHP} : 1750 Hp

Letra codigo: G

$$I_l = \frac{P_{\text{outHP}} * 746}{\sqrt{3} * V_l * \text{FP} * \eta_{\text{eff}}} = \frac{1750 * 746}{\sqrt{3} * 4160 * 0.86 * 0.95} = 221.76 \text{ A}$$

$$F_{\text{arr}} = 5.6 - 6.29$$

Usaremos el dato mayor 6.29

$$I_{\text{arr}} = I_l * F_{\text{arr}} = 221.76 * 6.29 = 1394.9 \text{ A}$$

$K = 0.55, 0.65$ o 0.8 segun el tap

Usaremos diseño según el tap al 65%

$$I_{\text{arrAT}} = k^2 * I_{\text{arr}} = 0.65^2 * 1394.9 = 421.95 \text{ A}$$

$$I_{\text{arrAT}} = \mathbf{421.95 \text{ A}}$$

En comparación a la corriente de arranque en directo que tiene un valor de

$$I_{\text{arr}} = \mathbf{1394.9 \text{ A}}$$

Se obtiene una reducción de un 69.7% en la corriente del dispositivo.

A pesar de este decremento en los picos de arranque al utilizar métodos de control de corriente de arranque por variación de tensión, los fabricantes recomiendan que las protecciones de los sistemas de control de motores y las protecciones propias del motor deben ser dimensionadas asumiendo arranque directo del mismo, es decir las protecciones deben ser dimensionadas de esta manera debido a que los

sistemas de arranque pueden ser sacados de funcionamiento y arrancar en dado caso los motores en su estado más básico (arranque directo) (Recomendación manual de arrancadores suaves SIEMENS soft starter 3RW44 capítulo 2.1) [6]

3.3 Cálculo de niveles de cortocircuito del sistema eléctrico en estudio.

Los sistemas eléctricos reales deben modelarse de acuerdo con su parámetro de impedancia, el cual está compuesto por resistencia y reactancia, este parámetro viene dado de la forma $Z = R \pm j(LoC)$, esta última puede ser del tipo inductiva o capacitiva.

Los sistemas de alta y mediana tensión suelen modelarse únicamente con base a su reactancia, ya que la resistencia se vuelve cada vez más despreciable a medida que la tensión del sistema aumenta.

Otra consideración importante es que los circuitos se comportan de manera inductiva, ya que la mayor parte de los componentes que lo componen son del tipo inductivo, transformadores, motores, líneas de transmisión y distribución, reactores de tierra y otros.

Estas consideraciones para el cálculo de impedancias están basadas en la normativa IEEE STD 242-2001 capítulo 2 y los cálculos están hechos con base a los métodos mostrados en el libro de "sistemas eléctricos de potencia D.P Kothari. I.J Nagrath" [7][8]

3.3.1 Fórmulas empleadas para el cálculo de cckto en PU

Las X pueden expresarse en ohmios, % o en por Unidad tomando como base un valor determinado de potencia en KVA.

$$X_{Unitaria} = \frac{\Omega * KVA_{Base}}{1000 * Kv^2}$$

$$\frac{X_{Unitaria}}{nueva\ base} = \frac{X_{Unitaria\ cap\ del\ equipo} * KVA_{Base}}{KVA_{nom\ del\ equipo}}$$

$$X_{Unitaria} = \frac{KVA_{Base}}{KVA_{posibles\ de\ CCKT}}$$

$$A_{sim} = \frac{A_{asim}}{multiplicador}$$

$$X_{Unitaria} = \frac{KVA_{Base}}{A_{sim} * Kv * 1.73}$$

$$KVA_{sim\ de\ CCKT} = \frac{KVA_{Base}}{X_{Unitaria\ total}}$$

$$X_{red} = \frac{1000 * Kv^2 sec}{KVA_{posibles de CCKT}}$$

3.3.2 Tablas empleadas para el cálculo de impedancias de cortocircuito

potencia en KVA	% de impedancia de cortocircuito
hasta 630	4%
631 - 1250	5%
1251 - 2500	6%
2501 - 6300	7%
6301 - 25000	8%
25001 - 40000	10%
40001 - 63000	11%
63001 - 100000	12.50%
arriba de 100000	mayor a 12.5%

Tabla 3.1 Datos para estimación de impedancias de máquinas rotativas y transformadores.

Tabla de multiplicadores para maquinas rotativas		
tipo de maquina	primer ciclo	1.5 a 4 ciclos
turbinas, generadores, hidro generadores	1.00 X"	1.00 X"
hidro generadores con amortiguación	0.75 X"	0.75 X"
motores síncronos	1.00 X'	1.50 X"
motores de inducción		
arriba de 1000 hp	1.00 X"	1.50 X"
arriba de 250 hp	1.00 X"	1.50 X"
arriba de 50 hp	1.20 X"	3.00 X"
debajo de 50 hp	1.67 X"	no se usa

Tabla 3.2 Multiplicadores de reactancia para maquinas rotativas.

Reactancias típicas en PU para maquinas eléctricas		
Turbogeneradores	X"	X'
2 polos	0.09 pu	0.15 pu
4 polos	0.15 pu	0.23 pu
Generadores de polos salientes y devanados amortizados		
12 o menos polos	0.16 pu	0.33 pu
14 o más polos	0.21 pu	0.33 pu
Motores síncronos		
6 polos	0.15 pu	0.23 pu
8 a 14 polos	0.20 pu	0.30 pu
16 o más polos	0.28 pu	0.40 pu
motores de inducción		
arriba de 600 V	0.17 pu	no se usa

Tabla 3.3 Reactancias típicas en pu para maquinas eléctricas

Reactancia en porcentaje referida a la potencia nominal		
Sub transitoria		Transitoria
Turbogeneradores		
1800 rpm	10 a 17	no se usa
3600 rpm	7 a 13	no se usa
generadores de polos salientes		
acoplados a turbina	20 a 35	no se usa
acoplados a motor alternativo	15 a 30	no se usa
acoplados a compensador síncrono	18 a 30	no se usa
convertidores síncronos	15 a 35	20 a 50
motores síncronos		
720 rpm o mas	10 a 20	15 a 35
600 rpm o menos	20 a 35	20 a 50
motores		
de inducción	15 a 25	no se usa

Tabla 3.4 Valores aproximados de las reactancias de generadores y motores trifásicos para tensiones superiores a 2300 V y 60 Hz

alores estimados de la reactancia de transformadores de distribución y potencia a 60 Hz		
Transformadores de potencia monofásicos y trifásicos		
Tensión en alta en KV	Potencia aparente	Reactancia en porcentaje
2.2 a 15	mayor a 500	4.5 a 7
15 a 25	mayor a 500	5.5 a 8
25 a 37	mayor a 500	6 a 8
37 a 50	mayor a 500	6.5 a 9
50 a 73	mayor a 500	7 a 10
73 a 92	mayor a 500	7.5 a 10.5
92 a 115	mayor a 500	8 a 12
115 a 138	mayor a 500	8.5 a 12
138 a 161	mayor a 500	9 a 14

Tabla 3.5 Valores de reactancia para transformadores de distribución según sus KV de tensión de alimentación y sus KVA de potencia

3.3.3 Datos de importancia del conductor tipo AAC para cálculos de impedancias de línea.

Estos datos de impedancia inductiva de fuentes de aporte de corto servirán para construir distintos diagramas de impedancia de la red y así diferenciar los niveles de corriente a soportar en los distintos intervalos de tiempo en que se analiza la falla.



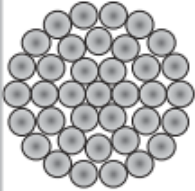
Cableado	Calibre AWG/kcmil	Código	Diámetros (mm)			Peso Aprox. (kg/km)	Carga de Rotura kg-f	Resistencia Eléctrica (Ohm/km)		Capacidad de Corriente	
			Hilos	Cable	RMG			DC a 20°C	AC a 75°C	(1)	CC(2)
										A	kA
	4	Rose	1,96	5,88	2,14	58,4	400	1,36	1,66	138	2,4
	2	Iris	2,47	7,42	2,69	92,8	613	0,854	1,04	185	3,9
	1	Pansy	2,78	8,33	3,02	117,0	744	0,678	0,828	214	4,9
	1/0	Poppy	3,12	9,36	3,40	147,5	902	0,537	0,657	247	6,2
	2/0	Aster	3,50	10,51	3,81	186,0	1138	0,426	0,521	286	7,8
	3/0	Phlox	3,93	11,80	4,28	234,6	1377	0,338	0,413	331	9,8
	4/0	Oxlip	4,42	13,25	4,81	295,8	1737	0,268	0,328	383	12,4
266,8	Daisy	4,96	14,88	5,40	373,0	2190	0,213	0,260	443	15,6	
	300	Peony	3,19	15,96	6,05	419,4	2485	0,189	0,231	478	17,6
	336,4	Tulip	3,38	16,90	6,40	470,3	2786	0,169	0,206	514	19,7
	250	Valerian	2,91	14,57	5,52	349,5	2112	0,227	0,277	426	14,7
	350	Daffodil	3,45	17,24	6,53	489,3	2899	0,162	0,198	527	20,5
	397,5	Canna	3,67	18,37	6,96	555,7	3227	0,143	0,174	571	23,3
	450	Goldentuft	3,91	19,54	7,41	629,1	3578	0,126	0,154	617	26,4
	477	Cosmos	4,02	20,12	7,63	666,9	3793	0,119	0,145	641	28,0
	500	Zinnia	4,12	20,60	7,81	699,0	3976	0,113	0,139	660	29,3
	556,5	Dahlia	4,35	21,73	8,24	778,0	4425	0,102	0,125	706	32,6
	500	Hyacinth	2,95	20,67	7,94	699,0	4133	0,113	0,139	660	29,3
	556,5	Mistletoe	3,12	21,81	8,37	778,0	4510	0,102	0,125	707	32,6
	600	Meadowsweet	3,23	22,84	8,69	838,8	4863	0,0945	0,116	741	35,2
	636	Orchid	3,33	23,31	8,95	889,2	5155	0,0892	0,109	769	37,3
	650	Heuchera	3,37	23,57	9,05	908,7	5268	0,0872	0,107	779	38,1
	700	Verbena	3,49	24,46	9,39	978,6	5673	0,0810	0,0990	817	41,0
	750	Petunia	3,62	25,31	9,72	1048,5	5957	0,0756	0,0924	853	44,0
	795	Arbutus	3,72	26,06	10,01	1111,5	6314	0,0713	0,0872	885	46,6
	900	Cockscomb	3,96	27,73	10,65	1258,3	7002	0,0630	0,0770	957	52,8
	1000	Hawkweed	4,18	29,23	11,22	1398,1	7781	0,0567	0,0693	1023	58,6
	1033,5	Bluebell	4,25	29,72	11,41	1444,9	8041	0,0549	0,0671	1044	60,6

Figura 3.4 Datos técnicos del cable utilizado en el sistema de distribución de energía ANDA

3.4 Calculo de impedancias del sistema en P.U

KVA Base del sistema:	6000
-----------------------	------

3.4.1 Para las líneas de distribución.

nombre	longitud (m)	cable tipo	Longitud de crucero	Configuración	D eq (ft)	DS (RMG) (ft)	X Ω /mi/fase	X Ω /m/fase	KV de línea	Reactancia total por línea	Reactancia XL en Pu
L1	60	Orchid	8 pies	Plana	5.03968	0.029364	0.624231347	0.00038788	23	0.02327282	0.000264
L2	5000	phlox3/0	8 pies	Plana	5.03968	0.014042	0.713731124	0.00044349	23	2.217465309	0.0251508
L3	8410	Orchid	8 pies	Plana	5.03968	0.029364	0.624231347	0.00038788	23	3.26207366	0.0369989
L4	8410	Orchid	8 pies	Plana	5.03968	0.029364	0.624231347	0.00038788	23	3.26207366	0.0369989
L5	150	phlox3/0	8 pies	Plana	5.03968	0.014042	0.713731124	0.00044349	23	0.066523959	0.0007545
L6	150	Orchid	8 pies	Plana	5.03968	0.029364	0.624231347	0.00038788	23	0.058182051	0.0006599
L7	150	Orchid	8 pies	Plana	5.03968	0.029364	0.624231347	0.00038788	23	0.058182051	0.0006599
L8	3560	phlox3/0	8 pies	Plana	5.03968	0.014042	0.713731124	0.00044349	23	1.5788353	0.0179074
L9	10	phlox3/0	8 pies	Plana	5.03968	0.014042	0.713731124	0.00044349	23	0.004434931	5.03E-05
L10	5340	Orchid	8 pies	Plana	5.03968	0.029364	0.624231347	0.00038788	23	2.071281016	0.0234928
L11	150	Orchid	8 pies	Plana	5.03968	0.029364	0.624231347	0.00038788	23	0.058182051	0.0006599
L12	8410	Orchid	8 pies	Plana	5.03968	0.029364	0.624231347	0.00038788	23	3.26207366	0.0369989
L13	150	Orchid	8 pies	Plana	5.03968	0.029364	0.624231347	0.00038788	23	0.058182051	0.0006599
L14	3800	Orchid	8 pies	Plana	5.03968	0.029364	0.624231347	0.00038788	23	1.473945292	0.0167177

Tabla 3.6 Líneas de distribución con sus nombres genéricos, longitud y tipo de cable.

Las siguientes ecuaciones son exactas para crucero de 2.4 metros en disposición plana.

$$X_{lohmmi} = \frac{2.022 f \ln\left(\frac{D_{eq}}{D_S}\right)}{1000}$$

$$X_{lohmi} = X_{lohmmi} * mi$$

$$X_{lpu} = \frac{KV_{Abase} * X_{lohmi}}{1000 * KV^2}$$

3.4.2 Para los transformadores de distribución.

N trafo	KVA de trafo	Vh (KV)	VI (KV)	"a"	Xt	Xtpu
T1	3000	23	4.16	5.52884615	0.065	0.13
T2	300	23	0.48	47.9166667	0.0675	1.35
T3	300	23	0.48	47.9166667	0.0675	1.35
T4	150	23	0.48	47.9166667	0.0675	2.7
T5	5000	23	4.16	5.52884615	0.065	0.078
T6	5000	23	4.16	5.52884615	0.065	0.078
T7	6000	23	4.16	5.52884615	0.065	0.065
T8	6000	23	4.16	5.52884615	0.065	0.065
T9	4000	23	4.16	5.52884615	0.065	0.0975
T10	2000	23	4.16	5.52884615	0.065	0.195
T11	2000	23	4.16	5.52884615	0.065	0.195
T12	2000	23	4.16	5.52884615	0.065	0.195
T13	5000	23	4.16	5.52884615	0.065	0.078
T14	5000	23	4.16	5.52884615	0.065	0.078
T15	5000	23	4.16	5.52884615	0.065	0.078

Tabla 3.7 Transformadores utilizados en la red con su respectiva potencia y nivel de tensión primario y secundario.

3.4. Para los motores.

N de motor	Pot (hp)	Voltaje (V)	X''	X'	XM en pu
M1-M4	800	4.16	0.17	no se usa	1.275
M5-M9	900	4.16	0.17	no se usa	1.13333333
M10-M11	200	0.48	0.16	no se usa	4.8
M12-M14	25	0.48	0.16	no se usa	38.4
M15-M37	1750	4.16	0.17	no se usa	0.58285714
M38-M47	400	4.16	0.17	no se usa	2.55

Tabla 3.8 Motores del tipo de inducción utilizados por ANDA en sus subestaciones de bombeo, cabe destacar que todos los motores de esta entidad gubernamental son del tipo de Inducción.

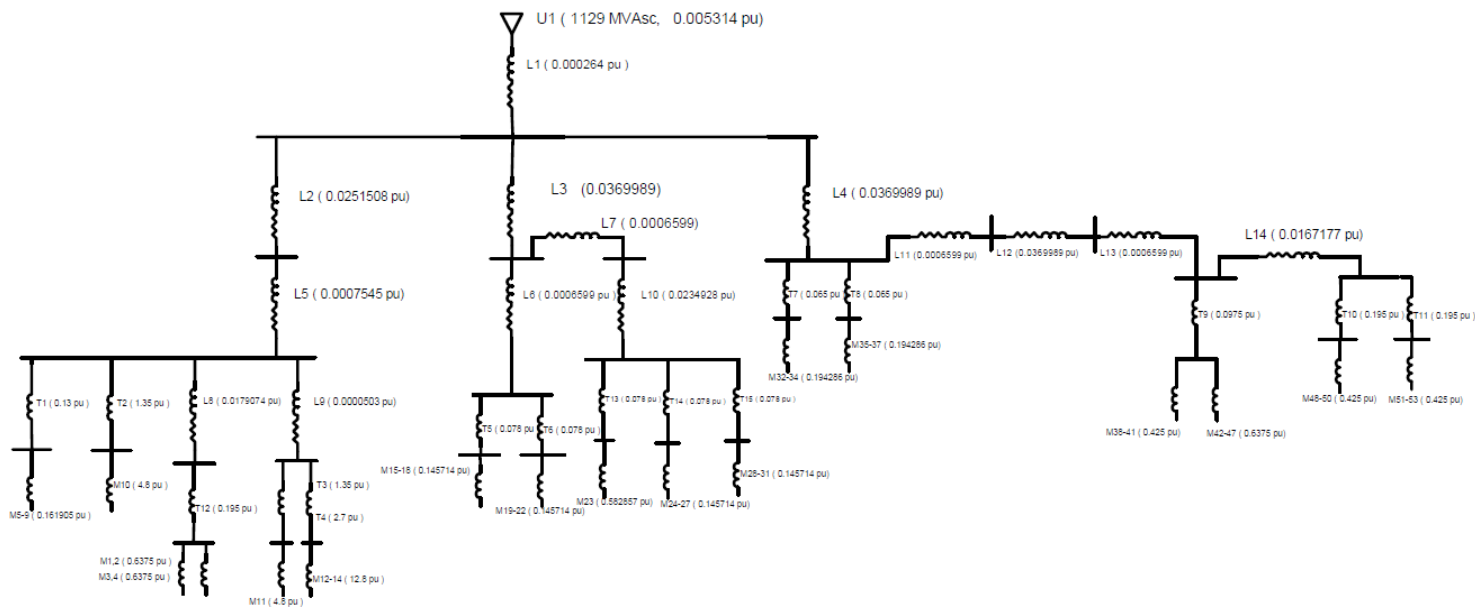


Figura 3.5 Diagrama de impedancias general del sistema de distribución de energía de ANDA zona norte

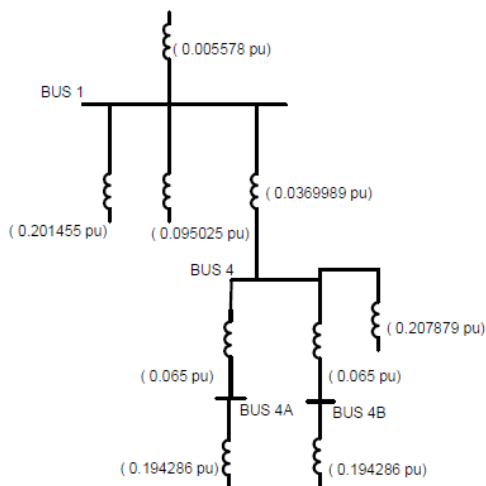


Figura 3.6 Diagrama de impedancias reducido y enfocado en ramal 3 bus 4

Todos estos datos de impedancias son operados respetando las reglas de cálculos en por unidad y se simplifican hasta este punto para facilitar el análisis de cálculo de los niveles de corto en los buses de interés para la subestación central y la subestación de maniobra en el punto de entrega.

3.5 Cálculo de niveles de Icc en buses de interés

Fórmulas utilizadas

$$\text{Cantidad en pu} = \frac{\text{Cantidad real}}{\text{Su valor base}}$$

$$I_{base} = \frac{1000 * MV_{base}}{\sqrt{3} * KV_{base}}$$

$$Z_{base} = \frac{1000 * KV_{base}}{\sqrt{3} * I_{base}}$$

$$Z_{pu} = \frac{Z_{ohms} * MV_{base}}{KV_{base}^2}$$

$$I_{pu} = \frac{V_{pu}}{Z_{pu}}$$

$$I_{amp} = I_{base} * I_{pu}$$

En algunos casos el cálculo ha sido simplificado obviando la escritura de algunos pasos, tal como se describe en los ejemplos tomados del libro de Análisis de sistemas de potencia de Kotari.

Cálculos de cortocircuito.

Primer ramal

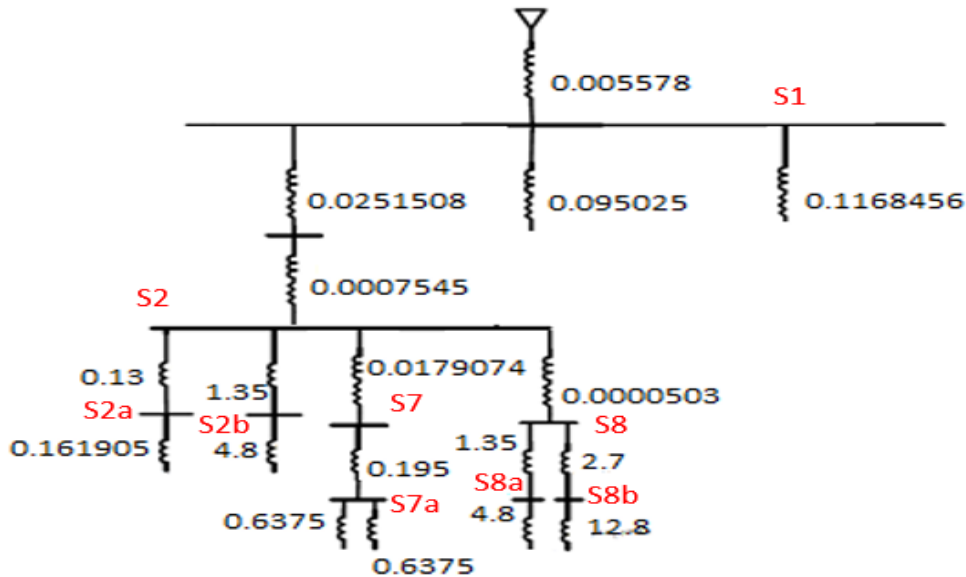


Figura 3.7 Diagrama de impedancias reducido y enfocado en el ramal 1

Niveles de cortocircuito BUS S1

$$0.065 + 0.194286 = 0.259286$$

$$0.259286 / 0.259286 = 0.129643$$

$$0.129643 / 0.207879 = 0.0798468$$

$$0.0798468 + 0.0369989 = 0.116845$$

$$0.116845 / 0.095025 = 0.0524057$$

$$0.201455 / 0.005578 = 0.005427714$$

$$0.0524057 / 0.005421114 = 0.004918318 \text{ pu}$$

$$I_{base} = \frac{1000 * MV_{base}}{\sqrt{3} * KV_{base}} = \frac{1000 * 6}{\sqrt{3} * 23} = 150.61 \text{ A}$$

$$I_{sc} = \frac{150.61}{0.004918318} = 30,622.9 \text{ A}$$

Niveles de cortocircuito BUS S2

$$0.095025||0.1168456||0.005578 = 0.0050414 + 0.02565494 = 0.0309467 \text{ *eq1}$$

$$12.8 + 2.7 = 15.5$$

$$15.5||6.15 = 4.403 + 0.0000503 = 4.40305 \text{ *D1}$$

$$4.8 + 1.35 = 6.15$$

$$0.6375||0.6375 = 0.31875 + 0.195 = 0.51375 + 0.0179074 = 0.5316574 \text{ *D2}$$

$$4.8 + 1.35 = 6.15 \text{ *D3}$$

$$0.161905 + 0.13 = 0.291905 \text{ *D4}$$

$$D1||D2||D3||D4 = 0.17554950.1755495||0.0309467 = Z = 0.026309$$

$$I_{base} = \frac{1000 * MV_{base}}{\sqrt{3} * KV_{base}} = \frac{1000 * 6}{\sqrt{3} * 23} = 150.61 \text{ A}$$

$$I_{sc} = \frac{I_{base}}{Z_{base}} = \frac{150.6131}{0.026309} = 5724.77 \text{ A}$$

Niveles de cortocircuito BUS S2A

$$D1||D2||D3||eq1 = 0.028915 + 0.13 = 0.158915$$

$$0.158915||0.161905 = z = 0.080198$$

$$I_{base} = \frac{1000 * MV_{base}}{\sqrt{3} * KV_{base}} = \frac{1000 * 6}{\sqrt{3} * 4.16} = 832.717 \text{ A}$$

$$I_{sc} = \frac{I_{base}}{Z_{base}} = \frac{832.717}{0.080198} = 10383.26 \text{ A}$$

Niveles de cortocircuito BUS S2B

$$D1||D2||D4||eq1 = 0.026422 + 1.35 = 1.376422$$

$$1.376422||4.8 = z = 1.069685$$

$$I_{base} = \frac{1000 * MV_{base}}{\sqrt{3} * KV_{base}} = \frac{1000 * 6}{\sqrt{3} * 0.48} = 7216.88 \text{ A}$$

$$I_{sc} = \frac{I_{base}}{Z_{base}} = \frac{7216.88}{1.069685} = 6746.73 \text{ A}$$

Niveles de cortocircuito BUSS7

$$D1||D3||D4||eq1 = 0.027679 + 0.0179074 = 0.0455864$$

$$0.0455864||0.51375 = z = 0.012857$$

$$I_{base} = \frac{1000 * MV_{base}}{\sqrt{3} * KV_{base}} = \frac{1000 * 6}{\sqrt{3} * 23} = 150.6131 A$$

$$I_{sc} = \frac{I_{base}}{Z_{base}} = \frac{150.6131 A}{0.012857} = 11714.57 A$$

Niveles de cortocircuito BUS 7A

$$D1||D3||D4||eq1 = 0.027679 + 0.195 + 0.0179074 = 0.2405859$$

$$0.2405859||0.31 = z = 0.0137103$$

$$I_{base} = \frac{1000 * MV_{base}}{\sqrt{3} * KV_{base}} = \frac{1000 * 6}{\sqrt{3} * 4.16} = 832.717 A$$

$$I_{sc} = \frac{I_{base}}{Z_{base}} = \frac{832.717 A}{0.0137103} = 6073.65 A$$

Niveles de cortocircuito BUS 8

$$D2||D3||D4||eq1 = 0.026467 + 0.0000503 = 0.026517$$

$$0.2405859||0.31 = z = 0.0137103$$

$$I_{base} = \frac{1000 * MV_{base}}{\sqrt{3} * KV_{base}} = \frac{1000 * 6}{\sqrt{3} * 23} = 150.6131 A$$

$$I_{sc} = \frac{I_{base}}{Z_{base}} = \frac{150.6131 A}{0.026517} = 5714.01 A$$

Niveles de cortocircuito BUS 8A

$$D2||D3||D4||eq1 = 0.026467 + 0.0000503 = 0.026517$$

$$0.026517||15.5 = 0.026472 + 1.35 = z = 1.376472$$

$$I_{base} = \frac{1000 * MV_{base}}{\sqrt{3} * KV_{base}} = \frac{1000 * 6}{\sqrt{3} * 0.48} = 7216.88 A$$

$$I_{sc} = \frac{I_{base}}{Z_{base}} = \frac{7216.88 A}{1.376472} = 6746.54 A$$

Niveles de cortocircuito BUS 8B

$$D2||D3||D4||eq1 = 0.026467 + 0.0000503 = 0.026517$$

$$0.026517||6.15 = 0.026403 + 2.7 = 2.726403$$

$$2.726403||12.8 = 2.247653$$

$$I_{base} = \frac{1000 * MVA_{base}}{\sqrt{3} * KV_{base}} = \frac{1000 * 6}{\sqrt{3} * 0.48} = 7216.88A$$

$$I_{sc} = \frac{I_{base}}{Z_{base}} = \frac{7216.88A}{2.247653} = 3210.85 A$$

Segundo ramal

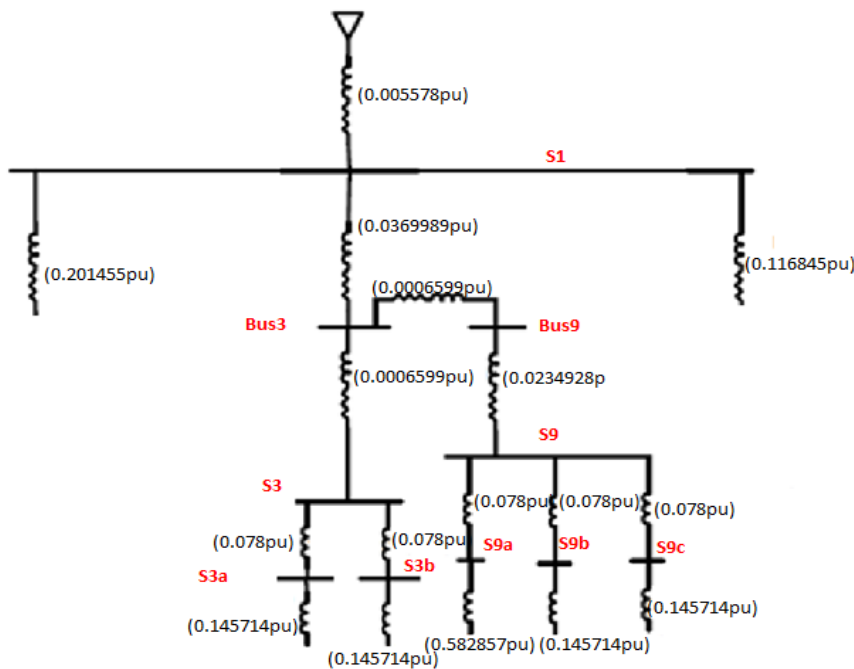


Figura 3.8 Diagrama de impedancias reducido y enfocado en el segundo ramal

Niveles de cortocircuito BUS 3

$$0.005186776 + 0.0369989 = 0.0421856$$

$$0.0421856 / 0.058026 = 0.0244269 \text{ pu}$$

$$Z = 0.0244269$$

$$I_{base} = \frac{1000 * MV_{base}}{\sqrt{3} * KV_{base}} = \frac{1000 * 6}{\sqrt{3} * 23} = 150.61 \text{ A}$$

$$I_{sc} = \frac{150.61}{0.0244269} = 6165.7435 \text{ A}$$

Niveles de cortocircuito BUS 9

$$0.0421856 / / 0.1125169 = 0.030682070$$

$$0.030682070 + 0.0006599 = 0.03134197$$

$$0.03134197 / / 0.119157 = 0.024814888 \text{ pu}$$

$$Z = 0.024814888$$

$$I_{base} = \frac{1000 * MV_{base}}{\sqrt{3} * KV_{base}} = \frac{1000 * 6}{\sqrt{3} * 23} = 150.61 \text{ A}$$

$$I_{sc} = \frac{150.61}{0.024817888} = 6069.34 \text{ A}$$

Niveles de cortocircuito BUS S3

$$0.0421856 / / 0.119817 = 0.031200437$$

$$0.031200437 + 0.0006599 = 0.031860337$$

$$0.031860337 / / 0.111857 = 0.024797299 \text{ pu}$$

$$Z = 0.024797299$$

$$I_{base} = \frac{1000 * MV_{base}}{\sqrt{3} * KV_{base}} = \frac{1000 * 6}{\sqrt{3} * 23} = 150.61 \text{ A}$$

$$I_{sc} = \frac{150.61}{0.024797299} = 6073.64 \text{ A}$$

Niveles de cortocircuito BUS S9

$$0.03134197 + 0.0234928 = 0.05483477$$

$$0.05483477 / / 0.095665 = 0.034855656 \text{ pu}$$

$$Z = 0.034855656$$

$$I_{base} = \frac{1000 * MV_{Abase}}{\sqrt{3} * KV_{base}} = \frac{1000 * 6}{\sqrt{3} * 23} = 150.61 \text{ A}$$

$$I_{sc} = \frac{150.61}{0.034855656} = 4320.96 \text{ A}$$

Niveles de cortocircuito BUS S3A y S3B

$$0.031860337 // 0.223714 = 0.27888572$$

$$0.02788572 + 0.078 = 0.10588857$$

$$0.10588857 // 0.145714 = 0.061324680 \text{ pu}$$

$$Z = 0.061324680$$

$$I_{base} = \frac{1000 * MV_{Abase}}{\sqrt{3} * KV_{base}} = \frac{1000 * 6}{\sqrt{3} * 4.16} = 832.7167 \text{ A}$$

$$I_{sc} = \frac{832.7167}{0.061324680} = 13578.81 \text{ A}$$

Niveles de cortocircuito BUS S9A

$$0.05483477 // 0.111857 = 0.036796374$$

$$0.036796374 + 0.078 = 0.1147963749$$

$$0.1149693749 // 0.582857 = 0.095907040$$

$$Z = 0.095907040$$

$$I_{base} = \frac{1000 * MV_{Abase}}{\sqrt{3} * KV_{base}} = \frac{1000 * 6}{\sqrt{3} * 4.16} = 832.7167 \text{ A}$$

$$I_{sc} = \frac{832.7167}{0.095907040} = 8682.5398 \text{ A}$$

Niveles de cortocircuito BUS S9B y S9C

$$0.1125169 // 0.223714 = 0.074884073$$

$$0.0748840073 // 0.05483477 = 0.0316549955$$

$$0.03165499555+0.078=0.1096549955$$

$$0.10965499555//0.582857=0.09229180455\text{pu}$$

$$Z=0.09229180455$$

$$I_{base} = \frac{1000 * MV_{base}}{\sqrt{3} * KV_{base}} = \frac{1000 * 6}{\sqrt{3} * 4.16} = 832.7167 \text{ A}$$

$$I_{sc} = \frac{832.7167}{0.09229180455} = 9022.65 \text{ A}$$

Tercer ramal

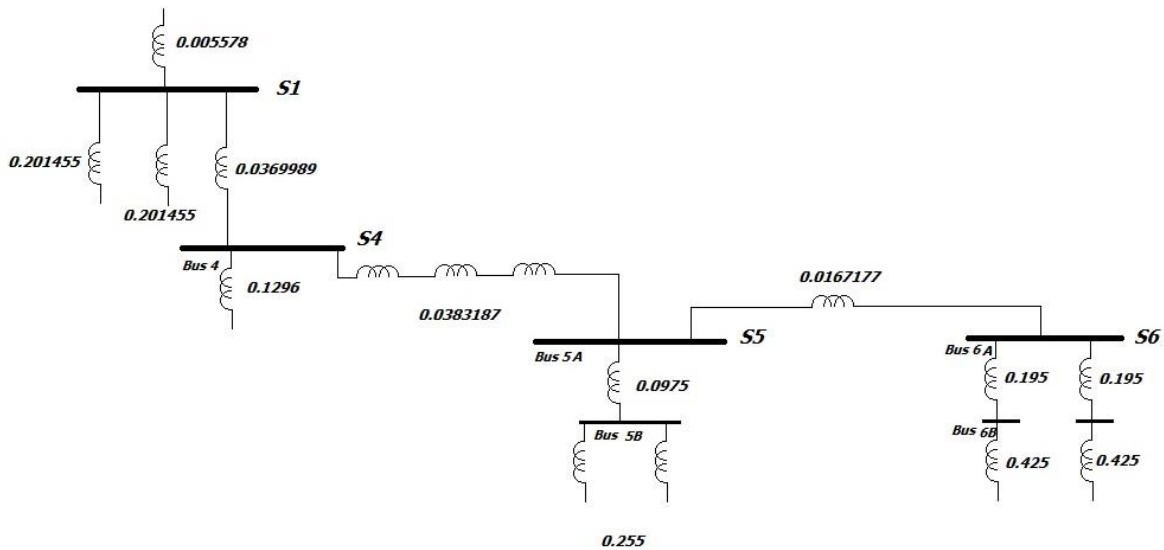


Figura 3.9 Diagrama de impedancias reducido y enfocado en el ramal 3

Niveles de cortocircuito BUS S4

$$0.201455//0.095025 = 0.06456849$$

$$0.06456849//0.005578 = 0.005134441$$

$$0.005134441+0.0369989 = 0.0421333412$$

$$0.0421333412//0.0798468 = 0.0275800144 \text{ pu}$$

$$I_{base} = \frac{1000 * MV_{base}}{\sqrt{3} * KV_{base}} = \frac{1000 * 6}{\sqrt{3} * 23} = 150.61 \text{ A}$$

$$I_{sc} = \frac{150.61}{0.0275800144} = 5,460.95 \text{ A}$$

Niveles de cortocircuito BUS S4A y S4B

$$0.04213334123 // 0.0207879 = 0.0139200001$$

$$0.0139200001 // 0.259286 = 0.01321076823$$

$$0.01321076823 + 0.065 = 0.07821076823$$

$$0.07821076823 // 0.194286 = 0.0557630735$$

$$I_{base} = \frac{1000 * MV_{base}}{\sqrt{3} * KV_{base}} = \frac{1000 * 6}{\sqrt{3} * 4.16} = 832.7167 \text{ A}$$

$$I_{sc} = \frac{832.7167}{0.0557630735} = 14,933.121 \text{ A}$$

Niveles de cortocircuito BUS S5

$$(0.065 + 0.194286) // (0.065 + 0.194286) = 0.1296$$

$$0.201455 // 0.095025 = 0.064568$$

$$(0.005578) // (0.064568) = 0.0051344$$

$$0.0051344 + 0.0369989 = 0.0421333$$

$$0.0421333 // 0.1293 = 0.03179627$$

$$0.03179627 + 0.038319 = 0.070114977$$

$$(0.425 // 0.6375) + 0.0975 = 0.3525$$

$$(0.070114977 // 0.326717772) // 0.3525 = 0.049603529$$

$$ZS5A = 0.049603529$$

$$I_{base} = \frac{1000 * MV_{base}}{\sqrt{3} * KV_{base}} = \frac{1000 * 6}{\sqrt{3} * 23} = 150.61 \text{ A}$$

$$I_{sc} = \frac{150.61}{0.049603529} = 3036.3 \text{ A}$$

Niveles de cortocircuito BUS S5B

$$0.0577268+0.0975=0.1552268$$

$$0.1552268//0.255=0.09649012205$$

$$ZS4B=0.09649012205$$

$$I_{base} = \frac{1000 * MV_{base}}{\sqrt{3} * KV_{base}} = \frac{1000 * 6}{\sqrt{3} * 4.16} = 832.7167 \text{ A}$$

$$I_{sc} = \frac{832.7167}{0.09649012205} = 8630.1 \text{ A}$$

Niveles de cortocircuito BUS S6

$$(0.070114977//0.3525) + 0.01671772 = 0.075200099$$

$$I_{base} = \frac{1000 * MV_{base}}{\sqrt{3} * KV_{base}} = \frac{1000 * 6}{\sqrt{3} * 23} = 150.61 \text{ A}$$

$$I_{sc} = \frac{150.61}{0.075200099} = 2488 \text{ A}$$

Niveles de cortocircuito BUS S6Ay S6B

$$((0.075200099//0.62) + 0.195) // 0.425 = 0.1621$$

$$I_{base} = \frac{1000 * MV_{base}}{\sqrt{3} * KV_{base}} = \frac{1000 * 6}{\sqrt{3} * 4.16} = 832.7167 \text{ A}$$

$$I_{sc} = \frac{832.7167}{0.1621} = 5136.8 \text{ A}$$

3.6 Consideraciones para el cálculo de corrientes de falla asimétrica

Las fallas asimétricas son las más comunes en los sistemas de distribución de energía, siendo las fallas, línea a tierra (LG), línea a línea (LL), doble línea a tierra (LLG) las más vistas en un sistema real expuesto a condiciones ambientales promedio.

El cálculo de estas corrientes depende de varios factores, y es hasta cierto punto bastante complicado y poco práctico en un sistema como el estudiado en este documento, ya que dependiendo del método se deben realizar estudios especializados de flujos de corrientes de secuencia (componentes simétricas) y tener datos de las resistencias de puesta a tierra en todos los puntos, así como datos del tipo de aterrizado de los neutros de la red y componentes como reactores de neutro o de línea que influyen en los cálculos.

$$I_0 = \frac{E(R_2 + jX_2)}{(R_1 + jX_1)[(R_0 + R_2 + 3R_f + j(X_0 + X_2))] + (R_2 + jX_2)(R_0 + 3R_f + jX_0)}$$

Ecuación característica de una falla de doble línea a tierra según IEEE std 80 2001[9]

Alternativamente a esto existen criterios aproximados y simples con los cuales estimar el efecto de la asimetría de las fallas.

Uno de ellos es el uso de multiplicadores, los cuales según datos publicados en NEMA AB-1 1986, en la cual se expresa que para voltajes menores a 600 V debe considerarse el valor de X/R en los puntos de falla. [4]

factor de asimetría			
numero	Relación X/R	Relación al máximo simétrico instantáneo	Relación al valor RMS primer medio ciclo
0	100.00	2.82	1.73
1	49.99	2.78	1.69
2	33.32	2.74	1.66
3	24.97	2.70	1.63
4	19.97	2.66	1.59
5	16.62	2.62	1.56
6	14.25	2.58	1.54
7	13.46	2.55	1.51
8	11.06	2.52	1.48
9	9.93	2.48	1.46
10	9.03	2.45	1.43
11	8.27	2.42	1.41
12	7.62	2.39	1.39
13	7.07	2.36	1.37
14	6.59	2.33	1.35
15	6.16	2.30	1.33
16	5.79	2.28	1.31
17	5.46	2.25	1.29
18	5.16	2.23	1.27
19	4.89	2.20	1.27
20	4.65	2.18	1.24
21	4.43	2.16	1.23
22	4.23	2.13	1.21
23	4.04	2.11	1.20

24	3.87	2.09	1.19
25	3.87	2.07	1.18
26	3.71	2.05	1.17
27	3.56	2.03	1.15
28	3.42	2.01	1.14
29	3.30	1.99	1.13
30	3.17	1.97	1.13
31	3.06	1.96	1.12
32	2.96	1.94	1.11
33	2.86	1.92	1.10
34	2.76	1.91	1.09
35	2.67	1.89	1.09
36	2.59	1.87	1.08
37	2.51	1.86	1.07
38	2.43	1.84	1.07
39	2.36	1.83	1.06
40	2.29	1.81	1.06
41	2.22	1.80	1.05
42	2.16	1.79	1.05
43	2.09	1.77	1.04
44	2.04	1.76	1.04
45	1.98	1.75	1.04
46	1.93	1.74	1.03
47	1.87	1.72	1.03
48	1.82	1.71	1.03
49	1.77	1.70	1.02
50	1.73	1.69	1.02
55	1.51	1.64	1.01
60	1.33	1.59	1.00
65	1.16	1.51	1.00
70	1.02	1.51	1.00
75	0.88	1.48	1.00
80	0.75	1.46	1.00
85	0.61	1.43	1.00
100	0.00	1.41	1.00

Tabla 3.9 Factores de asimetría para el cálculo de fallas asimétricas según publicación NEMA AB-1 1986

Para efectos prácticos en niveles de tensión mayores a 600 V se utilizan multiplicadores según lo siguiente:

- 1.25 para tensiones menores a 600 V o su correspondiente valor de tabla según el X/R
- 1.5 para tensiones entre 600 V y 6 KV
- 1.6 para tensiones mayores a los 6 KV

En la red en estudio solo existen dos subestaciones con niveles de tensión de 480 V, para lo cual se tienen valores de resistencia calculados de manera similar a lo expuesto en el diagrama de reactancias inductivas anterior, basándose en los datos de líneas y dispositivos siguiente.

3.7 Cálculos de corriente asimétrica.

nombre	longitud (m)	cable tipo	R Ohm/Km	R tramo
L1	60	Orchid	0.109	0.00654
L2	5000	phlox3/0	0.413	2.065
L3	8410	Orchid	0.109	0.91669
L4	8410	Orchid	0.109	0.91669
L5	150	phlox3/0	0.413	0.06195
L6	150	Orchid	0.109	0.01635
L7	150	Orchid	0.109	0.01635
L8	3560	phlox3/0	0.413	1.47028
L9	10	phlox3/0	0.413	0.00413
L10	5340	Orchid	0.109	0.58206
L11	150	Orchid	0.109	0.01635
L12	8410	Orchid	0.109	0.91669
L13	150	Orchid	0.109	0.01635
L14	3800	Orchid	0.109	0.4142

Tabla 3.10 Resultados obtenidos para el cálculo de impedancias de las líneas de distribución de la red ANDA

N trafo	Rtx
T1	0.01218369
T2	0.4368932
T3	0.4368932
T4	1.09311741
T5	0.00642504
T6	0.00642504
T7	0.0050702
T8	0.0050702
T9	0.00855263
T10	0.02747253
T11	0.02747253
T12	0.02747253
T13	0.00642504
T14	0.00642504
T15	0.00642504

Tabla 3.11 Resultados obtenidos para el cálculo de la resistencia de los transformadores de la red ANDA

N de motor	pot (hp)	Voltaje (V)	Rmtr
M1-4,48-53	800	4.16	0.21428571
M5-9	900	4.16	0.18425188
M10,11	200	0.48	1.23870968
M12-14	25	0.48	19.0665343
M15-37	1750	4.16	0.07846757
M47	400	4.16	0.52264808

Tabla 3.12 Resultados obtenidos para el cálculo de resistencia de los motores de la red ANDA

De la elaboración de un diagrama de resistencias y la simplificación del mismo se obtienen los valores de X/R para las subestaciones a 480 V, así como del criterio de practicidad se asigna un factor a los puntos de falla donde el voltaje está en rangos de media tensión, esto se puede ver reflejado en la tabla mostrada a continuación.

Bus	KV	X/R	Iscsym[A]	Multiplic	IscAsym[A]	Iscsym simulada en ETAP [A]
S1	23	no se usa	30622.90	1.60	48996.64	30476.00
S2	23	no se usa	5724.77	1.60	9159.63	4370
S2A	4.16	no se usa	10383.26	1.50	15574.89	8009
S2B	0.48	0.0248037	6746.73	1.00	6746.73	6308
S3	23	no se usa	6073.64	1.60	9717.82	5957
S3A	4.16	no se usa	13578.75	1.50	20368.13	14556
S3B	4.16	no se usa	13578.75	1.50	20368.13	13243
S4	23	no se usa	5460.95	1.60	8737.52	4.724
S4A	4.16	no se usa	14933.12	1.50	22399.68	10925
S4B	4.16	no se usa	14933.12	1.50	22399.68	10931
S5	23	no se usa	3036.30	1.60	4858.08	5802
S5B	4.16	no se usa	8630.10	1.50	12945.15	5195
S6	23	no se usa	2488.00	1.60	3980.80	2116
S6A	4.16	no se usa	5136.80	1.50	7705.20	4254
S6B	4.16	no se usa	5136.80	1.50	7705.20	4254
S7	23	no se usa	11714.57	1.60	18743.31	5150
S7A	4.16	no se usa	6073.65	1.50	9110.48	5225
S8	23	no se usa	5714.01	1.60	9142.42	4.378
S8A	0.48	2.486309	6746.54	1.08	7279.52	6196
S8B	0.48	1.812699	3210.85	1.03	3313.60	2935
S9	23	no se usa	4320.96	1.60	6913.54	2271
S9A	4.16	no se usa	8682.53	1.50	13023.80	8536
S9B	4.16	no se usa	9022.65	1.50	13533.98	12316
S9C	4.16	no se usa	9022.65	1.50	13533.98	12316

Tabla 3.13 Icc simétrica y asimétrica en los buses de interés de la red de distribución ANDA

CAPITULO IV COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS.

4.1 Consideración especial para el análisis y simulación del circuito bajo estudio.

Dada la magnitud del circuito y las limitantes del software utilizado, se hace necesario la simulación particionada del sistema.

Esto proponía una limitante fundamental ya que no se puede omitir el aporte de corriente de falla de todos los dispositivos del sistema en modelación. Para lo cual surgió como alternativa viable utilizar la información de los datos de impedancia equivalente obtenidos en el modelado del sistema para representar fuentes de aporte de corriente de falla para los tres casos fundamentales que se analizaran.

Estos tres casos representan los análisis por separado de cada uno de los ramales fundamentales provenientes de la subestación principal de switcheo ubicada en Nejapa.

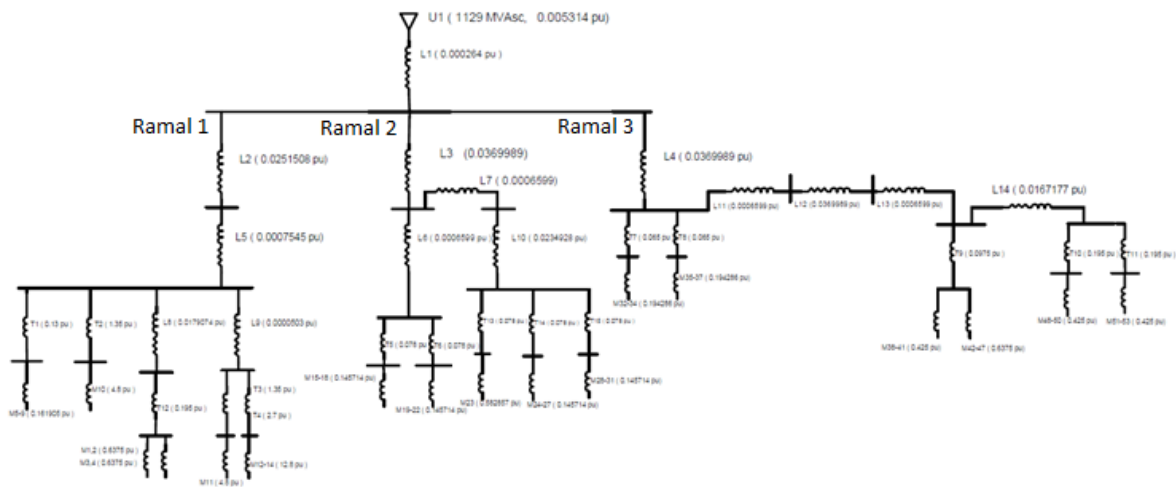


Figura 4.1 Diagrama completo de impedancias

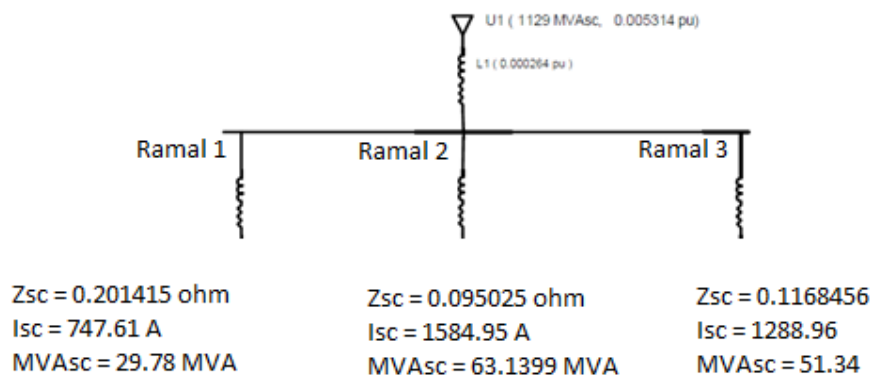


Figura 4.2 Reducción de impedancias de cada ramal

Estos valores servirán para los cálculos particionados que consideran los aportes de corriente de corto de los ramales adyacentes.

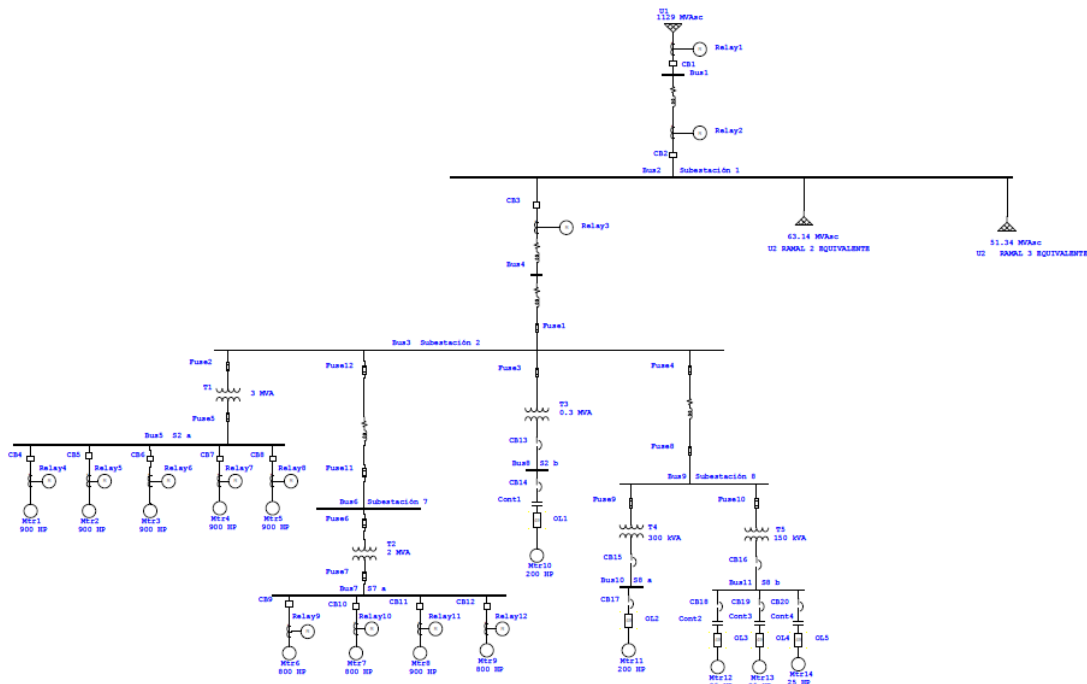


Figura 4.3 Reducción del modelo equivalente en ramal 1 (igual procedimiento con ramales 2 y 3)

Para la coordinación de este ramal identificado como ramal 1, se hizo un equivalente del aporte de corriente de falla de cada uno de los dos ramales principales restantes (ramal 2 y 3). Modelados como dos powergrid similares a la generada en el punto de entrega de donde se obtiene el mayor aporte de corriente a las fallas. [10]

4.2 Cálculo y especificación de los transformadores de corriente para medición primaria y secundaria

Un transformador de corriente es un dispositivo de medición que transforma el campo eléctrico producido en un conductor por el paso de corriente a través de él, este elemento se selecciona específicamente para cada dispositivo, los cuales en su mayoría son transformadores, motores, tramos de línea o puntos de interés de medición como puntos de entrega de energía. El TC está compuesto por bobinados cuya relación de transformación y de vueltas debe permitir la medición de una corriente estandarizada a 5 A en su interior como parámetro máximo y sus diferentes variaciones de corriente cuando el dispositivo está trabajando en niveles normales de funcionamiento, así también este es sensible a los cambios rápidos y de gran intensidad en los flujos de corriente originados por fallas, siendo esto último su principal utilidad en el campo de las protecciones.

En este estudio se ha tomado como referencia lo expuesto en la normativa IEEE-Std- C37-110-1996. “guide for the application of current Transformers used for protecting relaying purpose” y Norma IEEE Std C57-13 1993. [3][11]

Datos de importancia como curvas de saturación, porcentajes de error, determinación de la clase del CT en base a la curva de excitación, relación de transformación, pertenecen a la especificación básica del dispositivo a seleccionar.

El estándar C57.13-1993 designa la clase de exactitud de los relés por el uso de una letra, ya sea C o T, y número de clasificación. C significa que porcentaje de corrección de la relación de transformación puede ser exactamente calculado, y T significa que ha sido determinado por pruebas.

El número de clasificación indica el terminal secundario que el transformador entrega a una carga estándar (como se lista en la siguiente tabla) a 20 veces la corriente normal secundaria sin exceder un 10% el porcentaje de corrección de la relación de transformación. La corrección de la relación de transformación no deberá exceder el 10% de cualquier corriente desde 1 a 20 veces la corriente nominal a una carga estándar. La tensión designada en el terminal secundario es 10 V, 20 V, 50 V, 100 V, 200 V, 400 V y 800 V. De modo que, un transformador con exactitud clase C200 significa que la corrección de la relación de transformación puede ser calculada y no debe exceder el 10% a cualquier corriente de 1 a 20 veces la especificada en el secundario a una carga estándar de 2 ohms (Tensión máxima= $20 \times 5 \text{ A} \times 2\text{ohm} = 200 \text{ V}$)

Designación de carga	Resistencia (Ω)	Inductancia (mH)	Impedancia (Ω)	Voltio-Amperios (a 5 A)	Factor de potencia
Cargas de medición					
B-01	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B-02	0.18	0.232	0.2	5	0.9
B-05	0.45	0.58	0.5	12.5	0.9
B-09	0.81	1.04	0.9	22.5	0.9
B-1.8	1.64	2.08	1.8	45	0.9
Burden load					
B-1	0.5	2.3	1	25	0.5
B-2	1	4.6	2	50	0.5
B-4	2	9.2	4	100	0.5
B-8	4	18.4	8	200	0.5

Tabla 4.1 Especificaciones de TC según IEEE-std 110 1996

a* Si un Transformador de corriente está clasificado como otro diferente de 5 A, la carga óhmica para especificación y clasificación podrían ser obtenidos al multiplicar la resistencia e inductancia en la tabla por (5/amperios especificados), los Watts a una corriente especificada y un factor de potencia permanecen igual.

b* Estas especificaciones de cargas estándar no tienen significado a frecuencias diferentes a 60 Hz

En el sistema en estudio tenemos básicamente tres tipos de medición de interés, mediciones para protección de motores, protección de transformadores y protecciones de línea.

Cada uno de estos dispositivos de transformación deben ser calculados y especificados de acuerdo con el fenómeno eléctrico que ocurre en sus terminales, cabe destacar que el comportamiento de la protección de un motor difiere en gran medida al comportamiento de la protección de un transformador.

Los motores, transformadores y líneas, poseen cada uno su propia curva de daño característica, estas son marcadamente diferentes y deben ser tomadas muy en cuenta en los cálculos a realizar para la protección del sistema.

Por tanto, calcularemos separadamente los parámetros de los transformadores de corriente para transformadores y para motores en el siguiente punto.

Para el caso especial de los transformadores, los TC deben ser calculados separadamente para el lado primario y secundario del transformador.

Tomando en cuenta los niveles de tensión, niveles nominales de corriente del dispositivo, la relación de transformación, niveles de aislamiento y la Clase del dispositivo.

En las siguientes tablas se muestran los resultados del cálculo de los TC para los lados primarios a 23 KV de los transformadores existentes en el sistema ANDA zona norte

Primario del transformador a 23 kV							
Kva	Ifla	Prim CT	Real CT	Ct ratio	Pickup	burden (Ω)	Class
150	3.765327843	7.53065569	100	20	0.28239959	1	C100
300	7.530655685	15.0613114	100	20	0.56479918	1	C100
2000	50.20437123	100.408742	100	20	3.76532784	1	C100
3000	75.30655685	150.613114	200	40	2.82399588	2	C200
4000	100.4087425	200.817485	200	40	3.76532784	2	C200
5000	125.5109281	251.021856	300	60	3.1377732	3	C300
6000	150.6131137	301.226227	300	60	3.76532784	3	C300

Tabla 4.2 Especificación de TC en lado primario de transformadores a 23 KV

La siguiente tabla muestra los resultados del cálculo de los TC para los lados secundarios de los transformadores con nivel de tensión de 4.16 KV, cabe destacar que la mayor parte del sistema ANDA zona norte tiene este nivel de tensión.

Secundario del transformador a 4.16 kV							
Kva	Ifla	Sec CT	Real CT	Ct ratio	Pickup	burden (Ω)	Class
150	20.81791836	41.6358367	100	20	1.56134388	1	C100
300	41.63583672	83.2716734	100	20	3.12268775	1	C100
2000	277.5722448	555.14449	600	120	3.46965306	6	C600
3000	416.3583672	832.716734	800	160	3.90335969	8	C800
4000	555.1444896	1110.28898	1100	220	3.78507607	11	C1100
5000	693.930612	1387.86122	1300	260	4.00344584	13	C1300
6000	832.7167344	1665.43347	1600	320	3.90335969	16	C1600

Tabla 4.3 Especificación de TC en lado secundario de transformadores a 4.16 KV

La siguiente tabla muestra los resultados del cálculo de TC para los lados secundarios de los transformadores con nivel de tensión a 0.48 KV

Secundario del transformador a 480 V							
Kva	Ifla	Sec CT	Real CT	Ct ratio	Pickup	burden (Ω)	Class
150	180.421959	360.843918	400	80	3.38291173	4	C400
300	360.843918	721.687836	700	140	3.86618484	7	C700
2000	2405.62612	4811.25224	600	120	30.0703265	6	C600
3000	3608.43918	7216.87836	800	160	33.8291173	8	C800
4000	4811.25224	9622.50449	1100	220	32.8039926	11	C1100
5000	6014.0653	12028.1306	1300	260	34.6965306	13	C1300
6000	7216.87837	14433.7567	1600	320	33.8291173	16	C1600

Tabla 4.4 Especificación de TC en lado secundario de transformadores a 0.48 KV

W50 Three-Phase 7008/09 1700 HP 4P 4160 V 60 Hz IC411 - TEFC			
PRODUCT DETAILS			
Electric Motors			
Frame	7008/09	Moment of inertia (J)	790 sq.ft.lb
Output	1700 HP (1250 kW)	Insulation Class	F
Number of Poles	4	Service factor	1.00
Frequency	60 Hz	Temperature rise	80 K
Rated speed	1791 rpm	Duty Cycle	S1
Slip	0.50 %	Starting Method	Direct On Line
Rated voltage	4160 V	Ambient temperature	-20°C to 40°C
Rated current	210 A	Altitude	1000 m.a.s.l.
L. R. Amperes	1344 A	Degree of Protection	IP55
No load current	70.0 A	Enclosure	IC411 - TEFC
Rated torque	4920 ft.lb	Mounting	F-1/B3R(D)
Locked rotor torque	80 %	Rotation*	Both (CW and CCW)
Breakdown torque	250 %	Noise Level ²	82.0 dB(A)
Locked rotor time	20s (hot)	Approx. weight ³	11091 lb

Figura 4.4 Ejemplo de las características eléctricas de un motor de 1700 HP. [12]

En el catálogo consultado se obtiene información esencial correspondiente a las características eléctricas de los motores de inducción tales como:

- Potencia nominal (Hp)
- La tensión nominal (V)
- Corriente nominal (A)
- Corriente de rotor bloqueado (A)
- Tiempo de rotor bloqueado (s)

4.3 Selección de relés de protección

Los relés de protección son dispositivos electrónicos cuya función específica es interpretar y emitir señales dependiendo de la lectura de corriente proporcionada por el transformador de corriente y/o lectura de voltaje del transformador de potencial, dependiendo de su tipo y de su configuración interna. Estos dispositivos son dispositivos de control, se usan en sistemas de potencia que requieren una protección más versátil y ajustable, poseen sistemas de comunicación y extracción de datos y son compatibles con sistemas de monitoreo y control como el SCADA.

Este es un dispositivo intermedio, es decir recibe la señal de potencia que el CT emite y envía una señal de apertura o cierre al actuador (generalmente un interruptor de potencia), esta depende de los parámetros de configuración que en el estudio de coordinación se planteen.

La especificación de estos dispositivos en este trabajo se ha hecho con base a los criterios descritos en norma IEEE STD C37.2 y norma IEEE STD 242-2001 capítulo IV Selección y aplicación de relés de protección. [3][8]

Algunas funciones que integran los relés de protección (pueden tener multifunciones) son las siguientes:

- Función 27: relé de baja tensión se ocupa normalmente en los buses.
- Función 46: relé de balance de fase de corriente: sirve para proteger a los motores de trabajar con un desbalance de corriente lo cual es una situación muy crítica para dicha máquina.
- Función 47: relé de secuencia de fase de voltaje usado para proteger Máquinas de corriente continua de caídas de tensión y prevenir el arranque en una secuencia inversa. Aunque este monitorea el voltaje del bus por lo que en principio sirve para proteger un grupo de motores
- Función 49: relé de protección térmica para máquinas o transformadores: Protege a motores, generadores y transformadores del daño ocasionado por sobrecargas excesivas de larga duración
- Función 50: relé de sobre corriente instantáneo.

- Función 51: relé de sobre corriente con retardo en el tiempo.
- Función 59: relé de sobre tensión: se usan comúnmente en buses o generador para realizar operaciones de transferencia o de corte, se considera la sobre tensión a partir de una referencia a tierra y cualquiera de las fases
- Función 87: relé diferencial: opera sumando las corrientes entrantes y salientes dentro de una zona de un circuito protegido, las cuales deberían ser iguales, en dado esto no ocurra la protección es inmediatamente activada. Se utiliza en motores, generadores, transformadores y buses.

Algunas configuraciones de protecciones a utilizar según norma IEEE-242 protecciones de motor: entre as cuales destacaremos las protecciones de sobrecarga y protecciones de sobre corriente este tipo de protección para motores en baja tensión se describen en norma IEEE STD 242-2001 capítulo 5. Así también se especifican los tipos de protección para motores en media tensión.

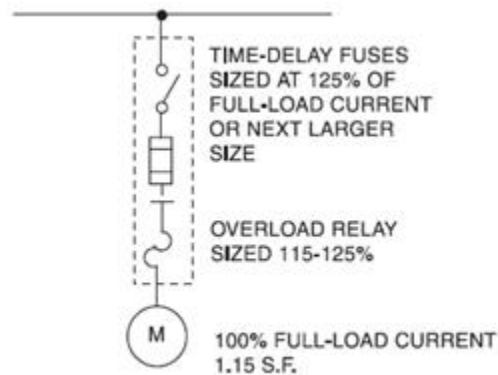


Figura 4.5 aplicación típica de fusibles para protección de motores en baja tensión

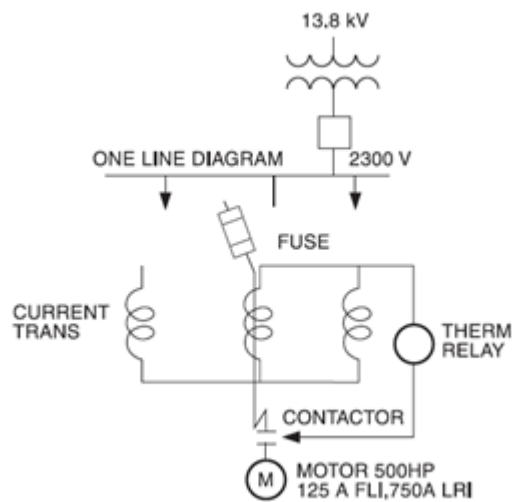


Figura 4.6 Método de protección de circuito ramal y dispositivos conectados

Protecciones de transformadores: destacaremos el uso de protección de sobrecarga, sobre corriente y protecciones diferenciales.

Generalmente dependiendo de la potencia estos pueden ser protegidos por fusibles o interruptores de potencia, estos últimos empleados para transformadores de potencias mayores o iguales a 5 MVA.

Protecciones de motores: por lo general se trata de protecciones térmicas y de cortocircuito, pero también se suele utilizar en sistemas más exigentes, protecciones relacionadas al tiempo de arranque, vibraciones, posición del eje etc.

Protecciones de línea: en su mayoría protecciones de sobrecarga y cortocircuito (sobre corriente), estas protecciones de línea son por lo general fusibles monopolares, pero en el caso de subestaciones grandes o subestaciones de switcheo se suelen utilizar interruptores de potencia y cuchillas seccionadoras para dar maniobrabilidad.

Como se vio en las imágenes anteriores, hay diferentes tipos de configuraciones posibles según las protecciones que se quieran usar y según el tipo de dispositivo que se desea proteger, una de las más habituales es el uso de relés de sobrecarga junto a fusibles para la protección de un motor, esto es en esencia el uso de protecciones que se complementan para dar una gama de protección más completa a lo que se quiere proteger, así también existen combinaciones en extremos de un dispositivo, por ejemplo en los extremos de una línea de distribución o en los extremos de un transformador.

Para efectos de coordinación entre elementos de protección, la norma IEEE std 242-2001 define los tiempos de retardo mínimo que deben respetar los ajustes entre protecciones en un mismo sistema, de manera que la sensibilidad de las mismas y los tiempos estandarizados de apertura no afecten el funcionamiento de protecciones aguas arriba o abajo, es decir para evitar el accionamiento de protecciones no deseadas. Esto se plasma en la siguiente tabla.

		Aguas arriba			
		Fusible	Circuit breaker de baja tensión	Relé electromecánico	Relé estático
Aguas abajo	Fusible	$EDF^{b,c}$	$EDF^{b,c}$	0.22 s	0.12 s
	Circuit breaker baja tensión	$EDF^{b,c}$	$EDF^{b,c}$	0.22 s	0.12 s
	Relé electromecánico	0.2 s	0.20 s	0.30 s	0.20 s
	Relé estático	0.2 s	0.20 s	0.30 s	0.20 s

Tabla 4.5 Resumen de tiempos prudenciales entre activación de protecciones de similar o distinto tipo según norma IEEE std 242-2001

^a Ajustes de relé asumidos para calibración en pruebas de campo

^b EDF= Espacio de despeje de falla entre curvas con ajuste para fusión mínima

^c Algunos fabricantes pueden también recomendar un factor de seguridad. Consulte las curvas tiempo-corriente de los fabricantes.

4.4 Corrientes trifásicas simuladas en ETAP

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: **Bus4 Subestacion 1**

Prefault voltage = 23.000

= 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
= 100.00 % of base (23.000 kV)

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude
Bus4 Subestacion 1	Total	0.00	1.669	-30.431	18.2	30.476	0.00	1.477	-29.609	20.0	29.645
Bus2	Bus4 Subestacion 1	4.12	1.189	-27.180	22.9	27.206	4.12	1.189	-27.180	22.9	27.206
Bus4	Bus4 Subestacion 1	13.19	0.095	-0.569	6.0	0.577	6.87	0.032	-0.299	9.3	0.300
Bus16	Bus4 Subestacion 1	38.71	0.225	-1.499	6.7	1.516	32.55	0.167	-1.264	7.6	1.275
Bus37 Subestación 7	Bus4 Subestacion 1	30.47	0.160	-1.182	7.4	1.193	22.22	0.089	-0.866	9.7	0.870
* Bus17 Subestacion 3	Bus16 Subestacion 2	13.59	0.086	-0.534	6.2	0.541	7.08	0.030	-0.284	9.5	0.286

NACD Ratio = 1.00

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer

* Indicates a fault current through a tie circuit breaker

If faulted bus is involved in loops formed by protection devices, the short-circuit contributions through these PDs will not be reported.

Figura 4.7 Falla trifásica en Subestación 1

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: **Bus16 Subestacion 2**

Prefault voltage = 23.000 = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base (23.000 kV)

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude
Bus16 Subestacion 2	Total	0.00	2.420	-3.639	1.5	4.370	0.00	2.378	-3.310	1.4	4.075
Bus4	Bus16 Subestacion 2	2.62	2.368	-2.993	1.3	3.816	2.61	2.358	-2.992	1.3	3.810
Bus29 Subestación 4	Bus16 Subestacion 2	0.00	0.004	-0.023	6.2	0.024	0.00	0.001	-0.008	9.3	0.008
Bus18	Bus16 Subestacion 2	15.69	0.002	-0.017	7.8	0.017	6.95	0.001	-0.007	9.3	0.007
Bus49	Bus17 Subestacion 3	3.99	0.025	-0.244	9.8	0.245	2.02	0.009	-0.124	13.6	0.124
Bus21	Bus17 Subestacion 3	31.31	0.021	-0.362	17.0	0.363	15.42	0.009	-0.178	19.8	0.179
* Bus17 Subestacion 3	Bus16 Subestacion 2	0.00	0.046	-0.606	13.2	0.608	0.00	0.018	-0.302	16.6	0.303

NACD Ratio = 1.00

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer

* Indicates a fault current through a tie circuit breaker

If faulted bus is involved in loops formed by protection devices, the short-circuit contributions through these PDs will not be reported.

Figura 4.8 Falla trifásica en Subestación 2

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: **Bus17 Subestacion 3**

Prefault voltage = 23.000 = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base (23.000 kV)

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude
Bus17 Subestacion 3	Total	0.00	2.420	-3.639	1.5	4.370	0.00	2.378	-3.310	1.4	4.075
Bus49	Bus17 Subestacion 3	3.99	0.025	-0.244	9.8	0.245	2.02	0.009	-0.124	13.6	0.124
Bus21	Bus17 Subestacion 3	31.31	0.021	-0.362	17.0	0.363	15.42	0.009	-0.178	19.8	0.179
Bus4	Bus16 Subestacion 2	2.62	2.368	-2.993	1.3	3.816	2.61	2.358	-2.992	1.3	3.810
Bus29 Subestación 4	Bus16 Subestacion 2	0.00	0.004	-0.023	6.2	0.024	0.00	0.001	-0.008	9.3	0.008
Bus18	Bus16 Subestacion 2	15.69	0.002	-0.017	7.8	0.017	6.95	0.001	-0.007	9.3	0.007
* Bus16 Subestacion 2	Bus17 Subestacion 3	0.00	2.374	-3.033	1.3	3.851	0.00	2.360	-3.008	1.3	3.823

Figura 4.9 Falla trifásica en Subestación 3

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: **Bus29 Subestación 4**

Prefault voltage = 23.000 = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base (23.000 kV)

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude
Bus29 Subestación 4	Total	0.00	2.416	-3.631	1.5	4.362	0.00	2.375	-3.303	1.4	4.068
Bus16 Subestacion 2	Bus29 Subestación 4	0.20	2.412	-3.608	1.5	4.340	0.19	2.374	-3.295	1.4	4.061
Bus30	Bus29 Subestación 4	16.48	0.002	-0.018	7.8	0.018	7.30	0.001	-0.008	9.3	0.008
Bus32	Bus29 Subestación 4	12.90	0.001	-0.005	3.6	0.005	0.04	0.000	0.000	999.9	0.000
* Bus17 Subestacion 3	Bus16 Subestacion 2	0.20	0.046	-0.605	13.1	0.607	0.19	0.018	-0.301	16.6	0.302

Figura 4.10 Falla trifásica en Subestación 4

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: **Bus17 Subestación 5**

Prefault voltage = 23.000

= 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base (23.000 kV)

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude
Bus17 Subestación 5	Total	0.00	1.011	-5.714	5.6	5.802	0.00	0.953	-5.139	5.4	5.227
Bus16	Bus17 Subestación 5	2.04	0.942	-4.369	4.6	4.469	1.92	0.905	-4.120	4.6	4.218
Bus26	Bus17 Subestación 5	36.21	0.035	-0.672	19.4	0.673	27.45	0.024	-0.510	21.2	0.510
Bus28	Bus17 Subestación 5	36.21	0.035	-0.672	19.4	0.673	27.45	0.024	-0.510	21.2	0.510

NACD Ratio = 1.00

Indicates a fault current contribution from a three-winding transformer

* Indicates a fault current through a tie circuit breaker

If faulted bus is involved in loops formed by protection devices, the short-circuit contributions through these PDs will not be reported.

Figura 4.11 Falla trifásica en Subestación 5

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: **Bus42 Subestación 6**

Prefault voltage = 23.000

= 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base (23.000 kV)

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude
Bus42 Subestación 6	Total	0.00	0.675	-3.951	5.9	4.008	0.00	0.639	-3.485	5.5	3.543
Bus35	Bus42 Subestación 6	43.16	0.611	-2.591	4.2	2.662	41.46	0.595	-2.487	4.2	2.557
Bus45	Bus42 Subestación 6	9.82	0.007	-0.189	26.3	0.190	6.77	0.005	-0.131	27.4	0.131
Bus46	Bus44	30.34	0.028	-0.585	20.8	0.586	22.50	0.019	-0.434	22.6	0.434
Bus47	Bus44	30.34	0.028	-0.585	20.8	0.586	22.50	0.019	-0.434	22.6	0.434
* Bus44	Bus42 Subestación 6	0.00	0.056	-1.170	20.8	1.172	0.00	0.038	-0.868	22.6	0.869

NACD Ratio = 1.00

Figura 4.12 Falla trifásica en Subestación 6

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: **Bus37 Subestación 7**

Prefault voltage = 23.000

= 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base (23.000 kV)

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude
Bus37 Subestación 7	Total	0.00	0.983	-5.056	5.1	5.150	0.00	0.915	-4.460	4.9	4.553
Bus4 Subestacion 1	Bus37 Subestación 7	88.44	0.859	-3.355	3.9	3.463	88.27	0.855	-3.349	3.9	3.456
Bus41	Bus37 Subestación 7	0.27	0.076	-0.586	7.7	0.591	0.14	0.028	-0.303	10.8	0.304
Bus38	Bus37 Subestación 7	24.07	0.023	-0.557	23.8	0.558	17.45	0.016	-0.404	25.7	0.404
Bus39	Bus37 Subestación 7	24.07	0.023	-0.557	23.8	0.558	17.45	0.016	-0.404	25.7	0.404

Figura 4.13 Falla trifásica en Subestación 7

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: **Bus57 Subestación 8**

Prefault voltage = 23.000 = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base (23.000 kV)

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude
Bus57 Subestación 8	Total	0.00	0.568	-2.703	4.8	2.762	0.00	0.512	-2.272	4.4	2.329
Bus53	Bus57 Subestación 8	20.44	0.040	-0.301	7.6	0.304	9.27	0.013	-0.137	10.3	0.138
Bus50	Bus52	0.94	0.496	-2.008	4.0	2.069	0.91	0.487	-1.942	4.0	2.002
Bus54 Subestación 9	Bus52	4.56	0.032	-0.394	12.5	0.395	2.22	0.012	-0.192	16.0	0.193
* Bus52	Bus57 Subestación 8	0.00	0.528	-2.402	4.6	2.459	0.00	0.499	-2.134	4.3	2.192

Figura 4.14 Falla trifásica en Subestación 8

SHORT-CIRCUIT REPORT

3-phase fault at bus: **Bus54 Subestación 9**

Prefault voltage = 23.000 = 100.00 % of nominal bus kV (23.000 kV)
 = 100.00 % of base (23.000 kV)

Contribution		1/2 Cycle					1.5 to 4 Cycle				
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude	% V From Bus	kA Real	kA Imaginary	Imag. /Real	kA Symm. Magnitude
Bus54 Subestación 9	Total	0.00	0.469	-2.222	4.7	2.271	0.00	0.426	-1.861	4.4	1.909
Bus52	Bus54 Subestación 9	21.49	0.440	-1.809	4.1	1.862	19.80	0.415	-1.665	4.0	1.716
Bus55	Bus54 Subestación 9	26.76	0.015	-0.206	14.1	0.207	12.74	0.006	-0.098	17.4	0.098
Bus56	Bus54 Subestación 9	26.76	0.015	-0.206	14.1	0.207	12.74	0.006	-0.098	17.4	0.098
* Bus57 Subestación 8	Bus52	21.49	0.034	-0.236	7.0	0.239	19.80	0.012	-0.110	9.5	0.111

Figura 4.15 Falla trifásica en Subestación 9

4.5 Capturas de coordinación ramal 3

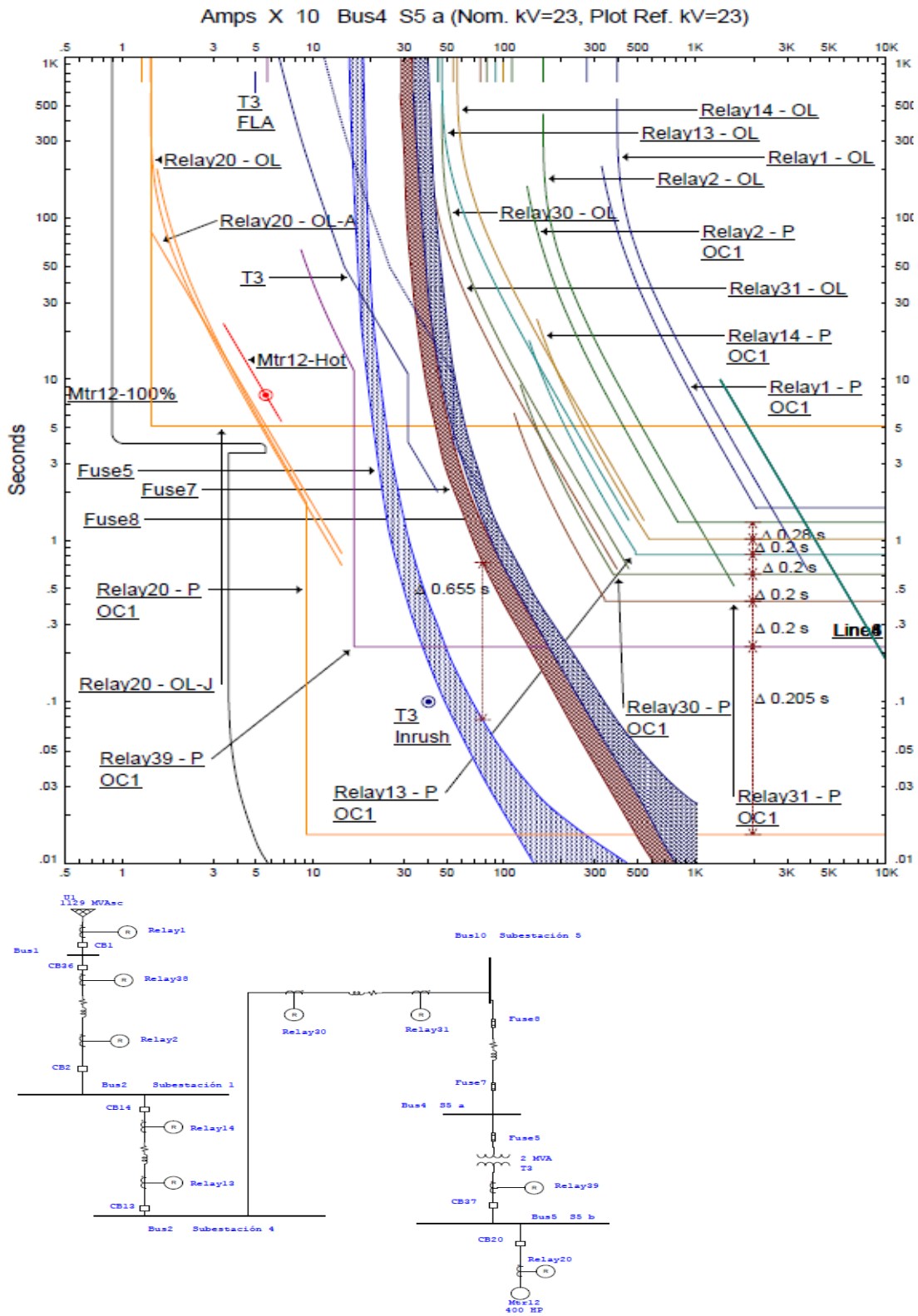


Figura 4.16 Tramo más largo a coordinar

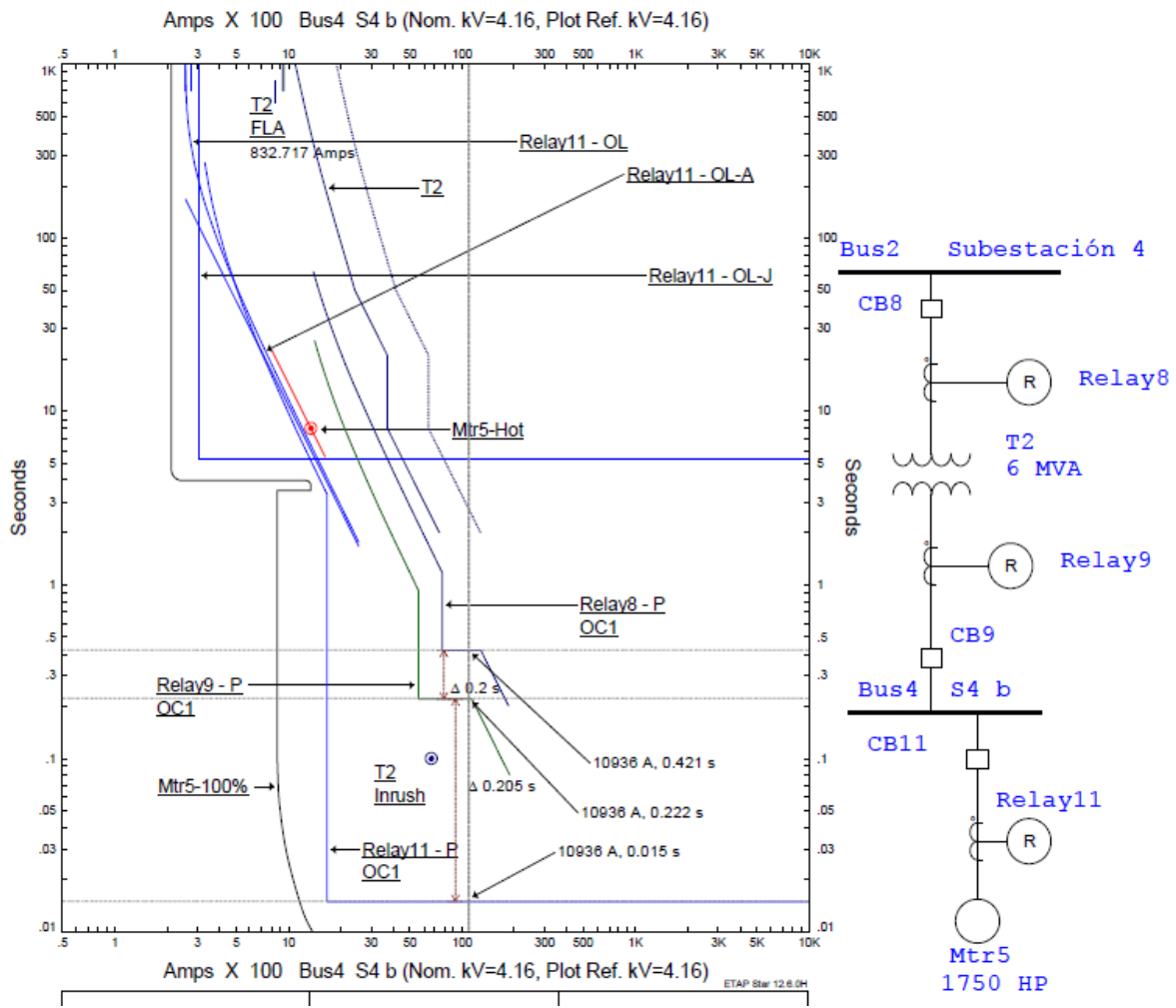


Figura 4.17 S4 S4B MOTOR 1750 HP - Tx 6MVA (Igual a S4 S4A)

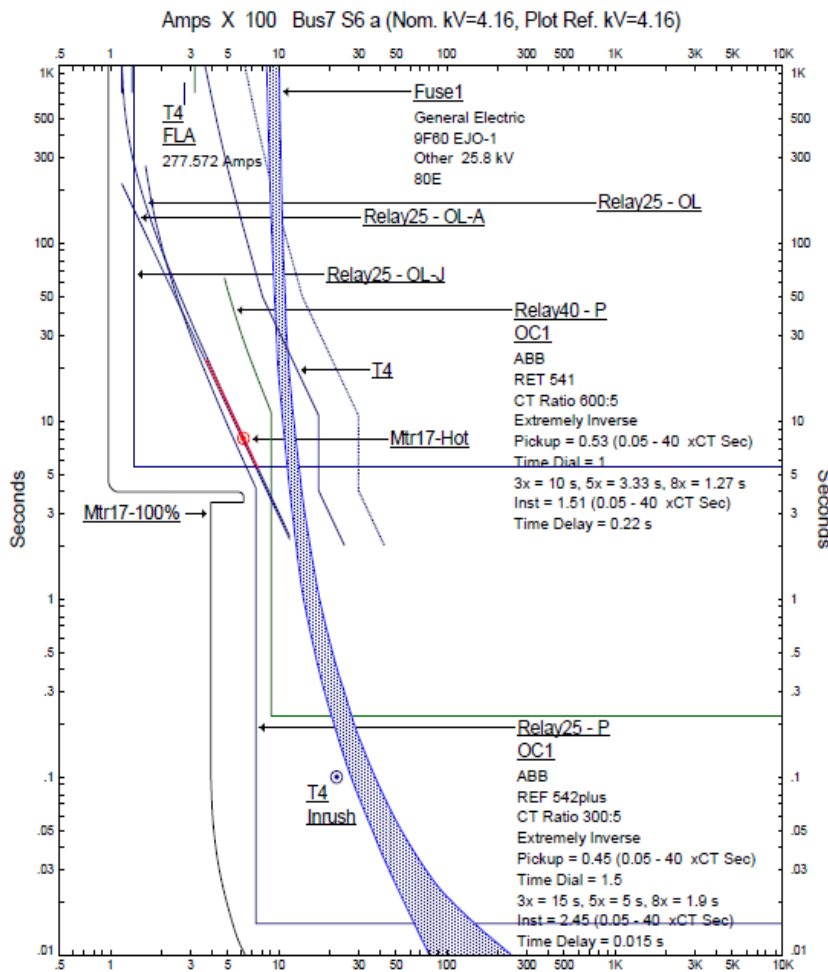
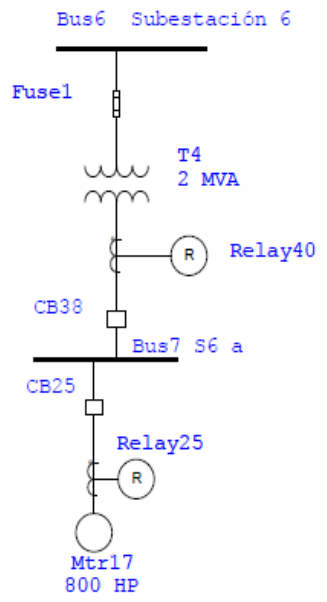


Figura 4.18 S6 S6A M 800 HP – Tx 2 MVA (Iguar a S6 S6B)



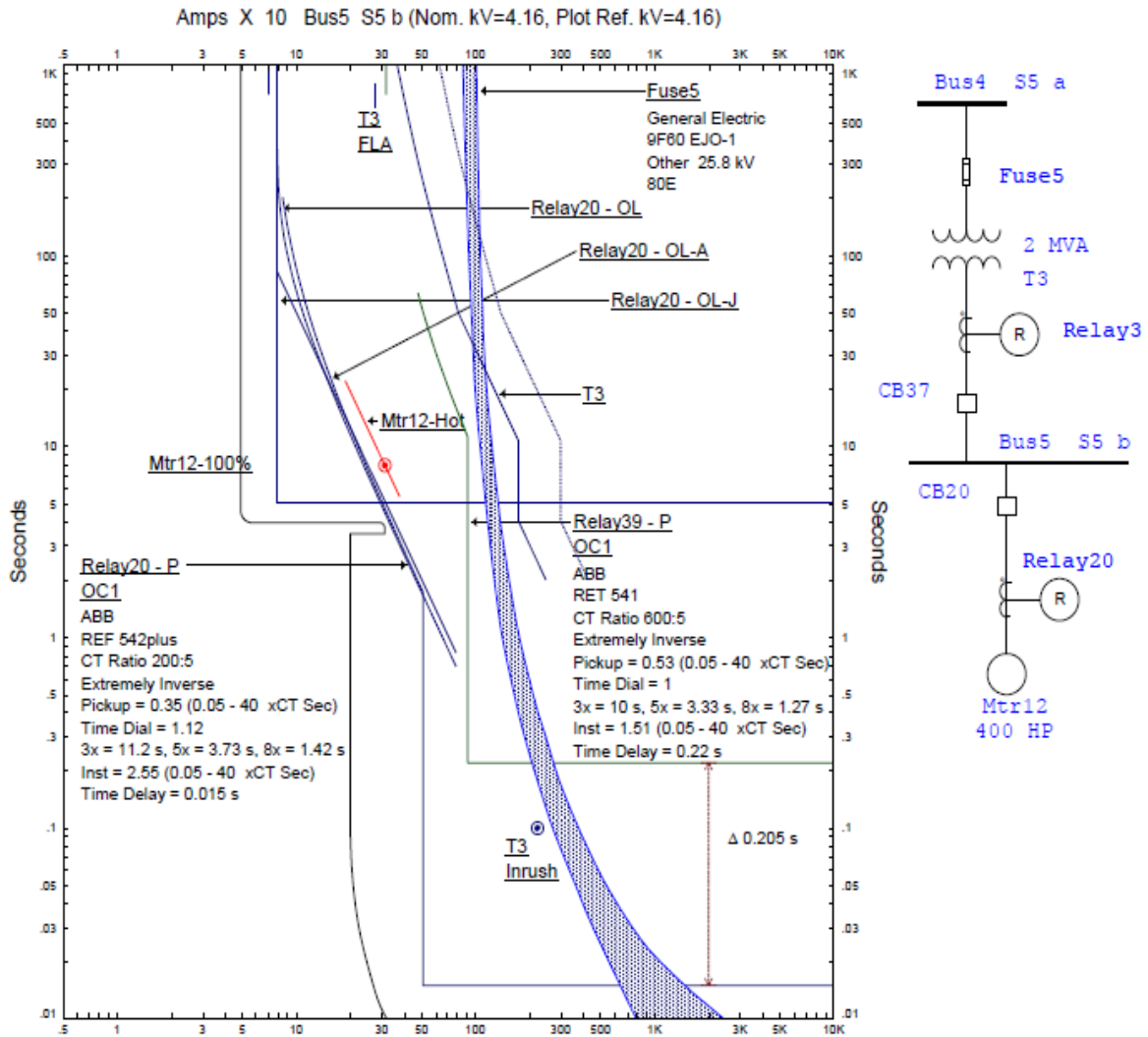


Figura 4.19 S5A S5B M 400 HP – Tx 2 MVA

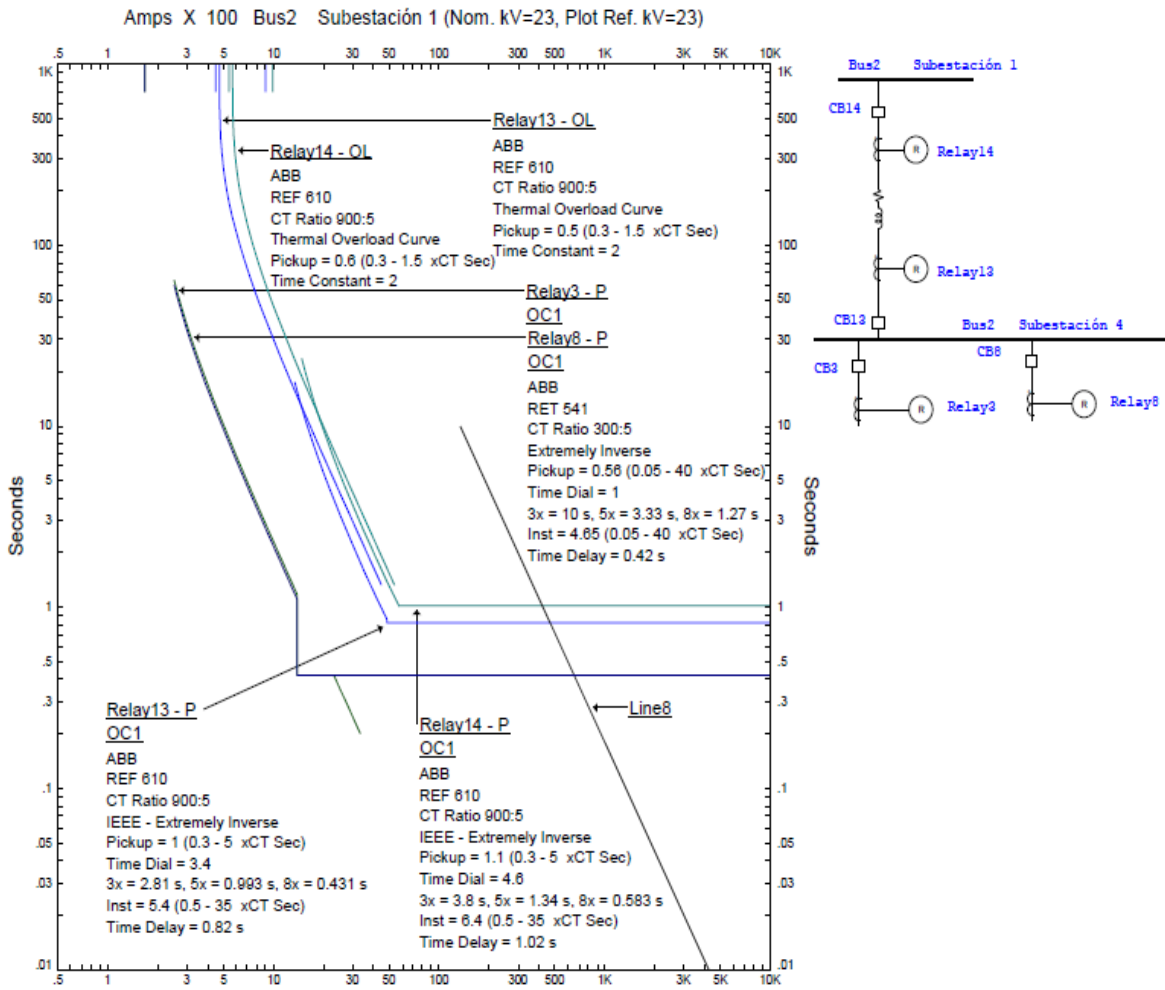


Figura 4.20 S1 S4

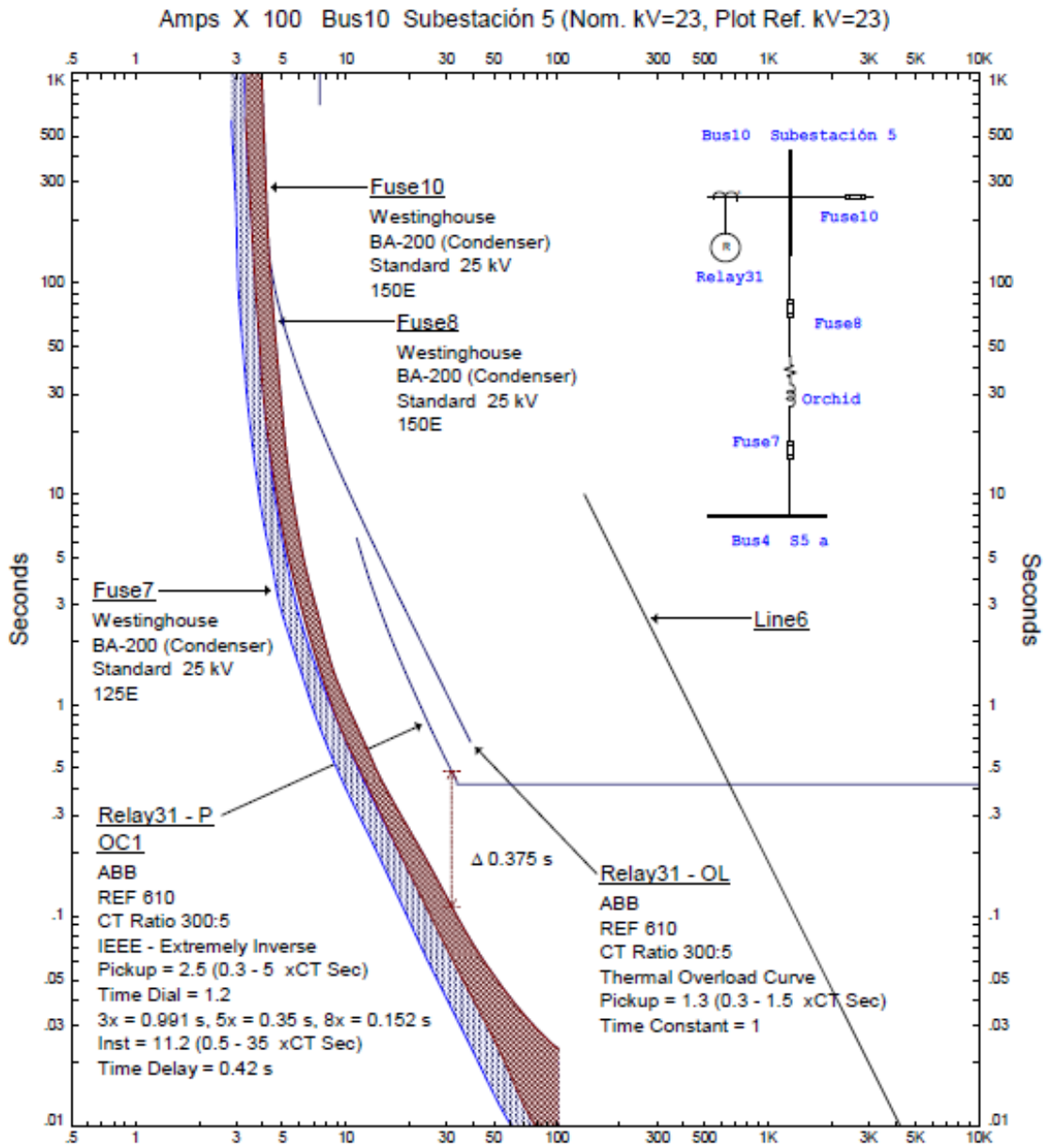


Figura 4.21 S5 aguas arriba y aguas abajo

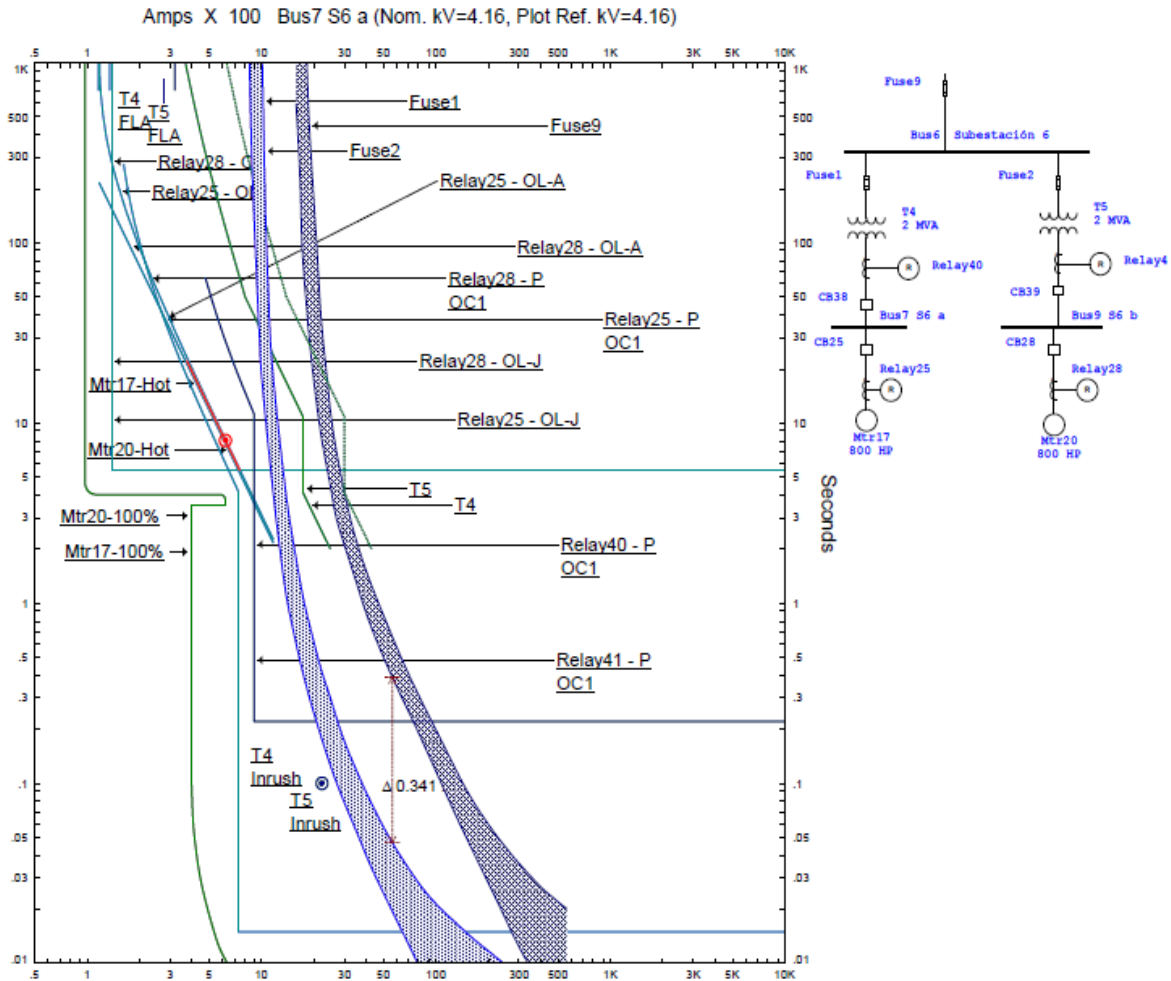


Figura 4.22 S6 US TX 2 MVA, Motor 800 HP

Capturas ramal 1 (se presentan aquellas subestaciones que operan a 480 V y que cuentan con configuraciones de protección diferentes a las de media tensión)

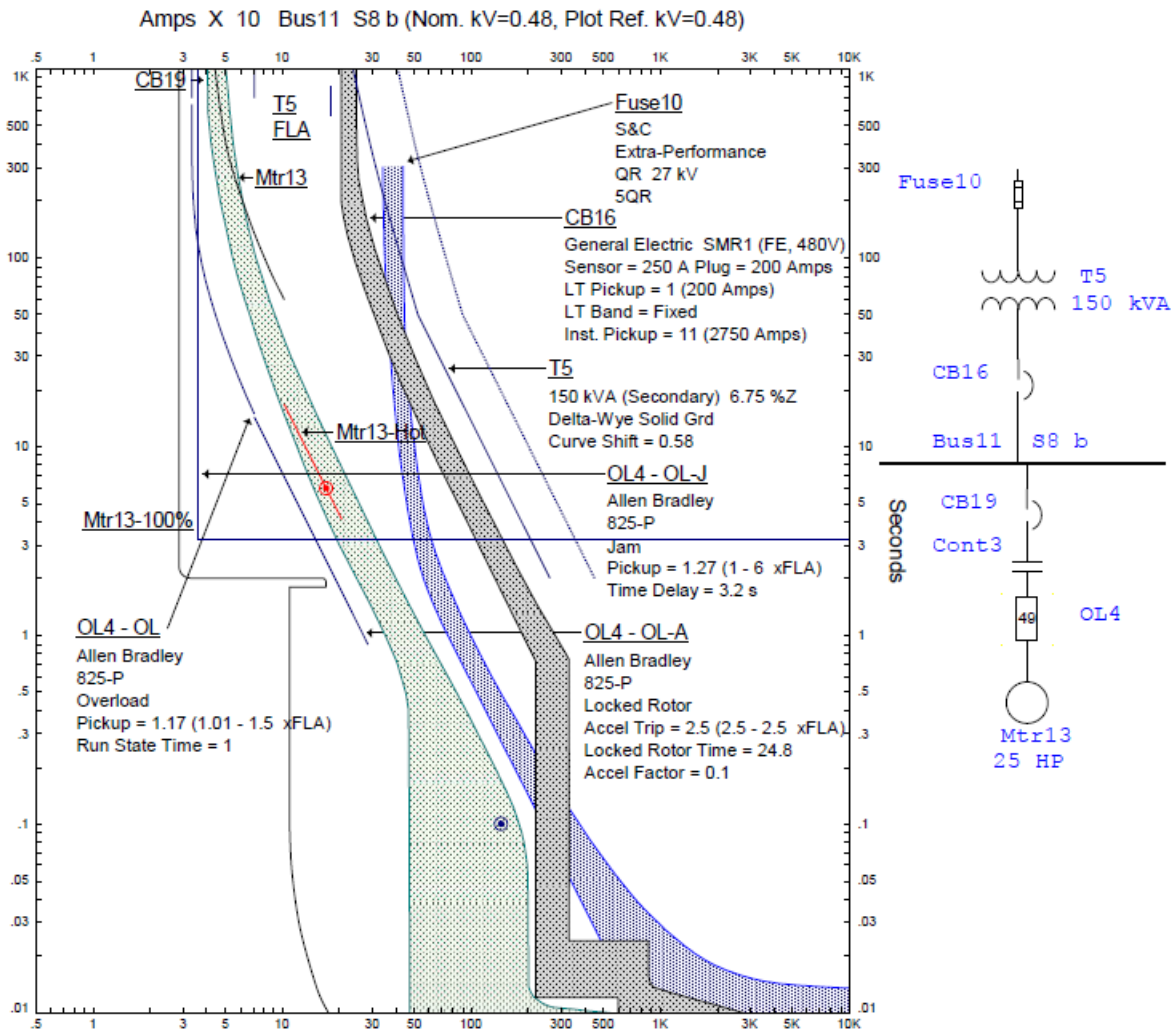


Figura 4.23 S8 y S8 a Motor 25 HP, Tx 150 KVA

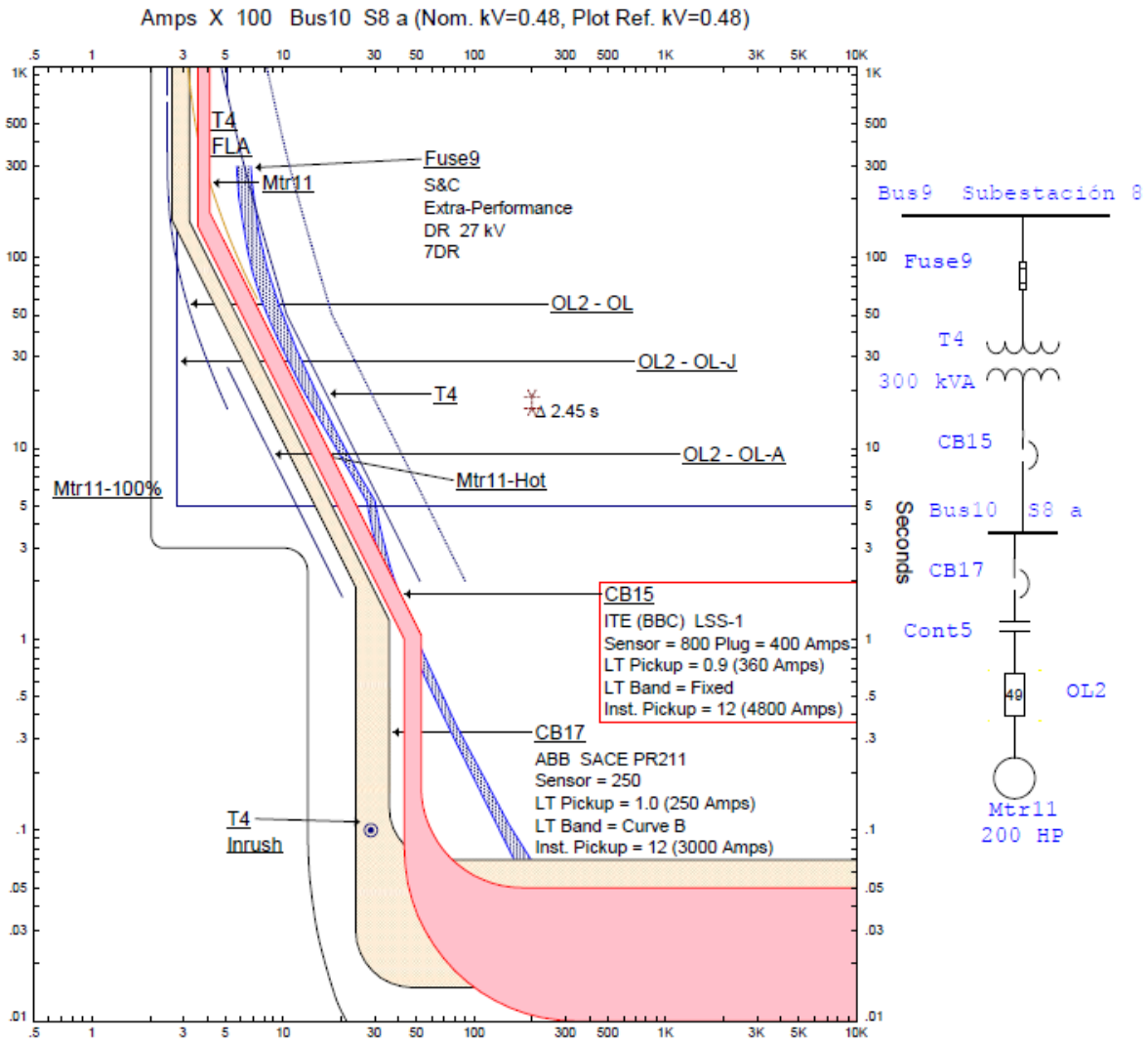


Figura 4.24 S8 y S8 a Motor 200 HP, Tx 300 KVA (Igual a S2 b)

PRESUPUESTO

N°	Descripción	Cantidad	Precio desglosado			Sub total Material	Sub total M. O.	P. U.	P. Total
			Material	M.O.	ADM				
1	Interruptores de potencia								
1.1	IDP 5 kv para transformadores (SIEMENS)	12	\$ 22,810.00	\$ 10,264.50	\$ 14,883.53	\$ 273,720.00	\$ 123,174.00	\$ 47,958.03	\$ 575,496.30
1.2	IDP 5 kv para motores (SIEMENS)	48	\$ 4,500.00	\$ 2,025.00	\$ 2,936.25	\$ 216,000.00	\$ 97,200.00	\$ 9,461.25	\$ 454,140.00
1.3	IDP 27 kv para transformadores (EATON)	7	\$ 12,750.00	\$ 5,737.50	\$ 8,319.38	\$ 89,250.00	\$ 40,162.50	\$ 26,806.88	\$ 187,648.13
2	Fusibles								
2.1	GENERAL ELECTRIC 9F60 EJO-1 25.8 Kv [80 A]	4	\$ 199.50	\$ 89.78	\$ 130.17	\$ 798.00	\$ 359.10	\$ 419.45	\$ 1,677.80
2.2	WESTINGHOUSE BA-200 25 KV [125 A]	3	\$ 95.00	\$ 42.75	\$ 61.99	\$ 285.00	\$ 128.25	\$ 199.74	\$ 599.21
2.3	S&C SMU-20 7DR [12 A]	1	\$ 40.00	\$ 18.00	\$ 26.10	\$ 40.00	\$ 18.00	\$ 84.10	\$ 84.10
2.4	S&C SMU-20 7DR [20 A]	2	\$ 45.00	\$ 20.25	\$ 29.36	\$ 90.00	\$ 40.50	\$ 94.61	\$ 189.23
3	OL								
3.1	Allen bradley 825-p	2	\$ 1,650.00	\$ 742.50	\$ 1,076.63	\$ 3,300.00	\$ 1,485.00	\$ 3,469.13	\$ 6,938.25
3.2	WEG BU RW67-5D3-U050	3	\$ 95.00	\$ 42.75	\$ 61.99	\$ 285.00	\$ 128.25	\$ 199.74	\$ 599.21
4	Relevadores								
4.1	Relé para motores 4.16 KV, ABB REF 542 PLUS	54	\$ 5,300.00	\$ 2,385.00	\$ 3,458.25	\$ 286,200.00	\$ 128,790.00	\$ 11,143.25	\$ 601,735.50
4.2	Relé para transformadores MT, ABB RET 541	19	\$ 2,000.00	\$ 900.00	\$ 1,305.00	\$ 38,000.00	\$ 17,100.00	\$ 4,205.00	\$ 79,895.00
4.3	Relé para Líneas de distribución y transmisión, ABB REF 610	12	\$ 750.00	\$ 337.50	\$ 489.38	\$ 9,000.00	\$ 4,050.00	\$ 1,576.88	\$ 18,922.50
5	Circuitbreakers								

5.1	EATON 50 A	3	\$ 338.30	\$ 152.24	\$ 220.74	\$ 1,014.90	\$ 456.71	\$ 711.28	\$ 2,133.83
5.2	ABB S4H 250 A	2	\$ 587.00	\$ 264.15	\$ 383.02	\$ 1,174.00	\$ 528.30	\$ 1,234.17	\$ 2,468.34
5.3	SQUARE D NW16H 1600 A	2	\$ 2,475.00	\$ 1,113.75	\$ 1,614.94	\$ 4,950.00	\$ 2,227.50	\$ 5,203.69	\$ 10,407.38
5.4	GE FE250 250 A	1	\$ 1,295.00	\$ 582.75	\$ 844.99	\$ 1,295.00	\$ 582.75	\$ 2,722.74	\$ 2,722.74
						\$ 925,401.90	\$ 416,430.86		
Total									\$ 1,945,657.49

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Métodos de arranque a tensión reducida [En línea]. Disponible en: «<https://www.monografias.com/trabajos94/arranque-motoresasincronicos/arranque-motores-asincronicos.shtml>»
- [2] «Arrancadores WEG» [En línea]. Disponible en: <https://www.weg.net/catalogo/weg/BR/es/Automatizacion-Industrial/drives/Arrancadores-Suaves/>
- [3] IEEE Std C37-110-1996«Guide For The Application Of Current Transformer Used For Protective Relaying Purposes»
- [4] Pubicación «NEMA AB-1 1986»
- [5] National Electric Code NEC 2008
- [6] Manual siemens Soft Starter WR44[En línea]. Disponible en: «https://cache.industry.siemens.com/dl/files/518/21772518/att_107548/v1/manual_soft_starter_3RW44_es_mex.pdf»
- [7] I. J. Nagrath, D. P. Kotari «Sistemas eléctricos de potencia tercera edición»
- [8] IEEE Std 242-2001 «Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems»
- [9] IEEE 80-2013 «IEEE Guide For Safety In AC Substation Grounding: Capítulos 15 A 17, Cálculos De Fallas Asimétricas»
- [10] Canal de youtube «EtapSolutions»
- [11] IEEE Std C57-13-1993 «IEEE Standard Requirements For Instrument Transformers»
- [12] Página web WEG motors[En línea]. Disponible en: https://www.weg.net/catalog/weg/US/en/Electric-Motors/c/US_MT
- [13] «Transformador de potencia» [en línea] Disponible en: https://w3.siemens.com/powerdistribution/global/SiteCollectionDocuments/en/mv/indoor-devices/vacuum-circuit-breaker/sion/catalogue-sion-vacuum-circuit-breakers_en.pdf
- [14] <https://www.newark.com/eaton-cuttler-hammer/ghb3050/circuit-breaker-termal-magnetic/dp/47k8641>

RECOMENDACIONES

Dentro de los ajustes que se realizaron en cuanto a cada uno de los dispositivos de protección llámense estos tiempos de apertura, ajustes de sobre corriente y de corto circuito detallados en el cap. 4 además de los niveles de corriente de corto circuito especificados en el cap. 3 debe de contrastarse con los respectivos ajustes existentes dentro de las subestaciones de ANDA a fin de documentar equipo que pueda requerir cambio o modificación de parámetros.

Los métodos de arranque utilizados en las subestaciones de bombeo ANDA pueden mejorarse utilizando métodos más sofisticados como lo son los DRIVE de AC (Variadores de frecuencia), métodos que proporcionan curvas de arranque más suave y control de par más versátil para evitar daños mecánicos y consumos elevados de corriente.

En algunos tramos del sistema según la información dada de los cables utilizados y según los niveles de corriente obtenidos en el estudio para cada tramo, es recomendable el uso de conductores de menor calibre, ya que algunos tramos están claramente sobredimensionados para los niveles de corriente existentes.

Es recomendable también la documentación y la capacitación del personal operativo de las subestaciones en el uso básico de los dispositivos de protección, interpretación de mediciones y también de alarmas.

CONCLUSIONES

La utilización del método de arranque por autotransformador reduce de manera significativa las corrientes en el arranque lo que resulta en una disminución en el consumo eléctrico de los equipos y en el alargamiento de la vida útil de los sistemas de bombeo debido a la reducción de los esfuerzos mecánicos provocados por torques elevados en los arranques y paros de bombas.

El modelado del sistema y el diagrama de impedancias simulado con el software ETAP brindó resultados del estudio de falla muy similares a los que se realizaron bajo el método analítico tradicional en por unidad, estos son congruentes con lo esperado para una red de este tipo y dimensión. Esto se puede apreciar en la tabla 3.13 y además cumple cierta parte del objetivo general.

Los retardos seleccionados para la configuración de los equipos de protección tienen como base la normativa IEEE Std 242-2001, esto con el fin de asegurar la oportuna y debida apertura de aquellos dispositivos de protección según su ubicación estratégica y escalonada dentro del sistema de detección de fallas. Remítase a Figura 4.17 y tabla 4.5. Suponiendo una falla en el bus S4 b, se percibiría una corriente de falla trifásica con una magnitud de 10.93 KA en dado caso el relé 11 del motor está configurado para accionarse en 0.015 s ya que es el primer dispositivo que debe operar, el relé 9 del secundario del transformador lo hace en 0.22 s y por último el relé 8 del primario en 0.41s Además se puede observar que se cumple con los requisitos necesarios para la protección del motor y transformador, es decir, la curva de daño tanto del transformador como del motor se encuentran a la derecha de la curva de los relés que los protegen, el punto de Inrush está por debajo y a la izquierda de la curva del relé del lado primario del transformador y la curva del relé del motor permite el adecuado arranque del motor puesto que se encuentra a la derecha de la curva de arranque del motor. En general se logró una coordinación selectiva de los dispositivos de protección para las subestaciones de ANDA zona norte con lo que se cumple con el objetivo general planteado.

En los transformadores de 2 MVA se vio la necesidad de realizar una coordinación con interruptores de potencia en el lado de baja tensión esto a raíz de que con los dispositivos provistos por ETAP no se encontró un Fusible que se acoplará a la curva necesaria para proteger dicho transformador, lo que resulta en una inversión mayor pero que asegura la correcta protección del transformador. Cabe mencionar que la tensión en el lado secundario es de 4160 V.

El ramal 2 resultó con la mayor aportación de MVA de cortocircuito en comparación con los demás ramales el cual tiene un valor de 63.14 MVA y se puede apreciar en la figura 4.2, es por ello que se debe tener vital observación sobre este datos los esfuerzos a los que será sometida la red en caso de un cortocircuito

El chequeo de los ajustes de las protecciones instaladas no fue posible de realizar debido a limitaciones con respecto a políticas internas dentro de la semi autónoma ANDA.

Se realizaron las recomendaciones pertinentes en base a la información obtenida del sistema.

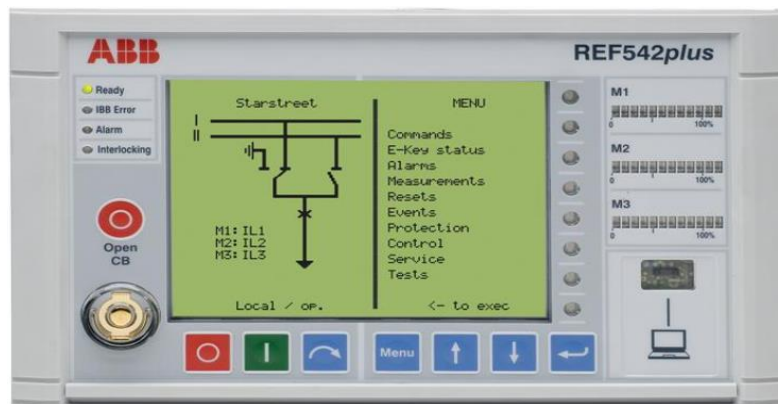
ANEXOS
Dispositivos coordinados en ETAP.



Interruptor de potencia 27 KV Cuttler Hammer [Eaton] 270 VCP W



Interruptor de potencia 5 KV SIEMENS SION 3AE10 [13]



Relé para motores de 4.16 Kv, ABB REF 542 plus



Relé para transformadores MT, ABB REF 610

Fusibles de potencia [Power fuses]



9F60HNJ080

General electric 9F60 EJO-1 25.8 KV 80 E



Westinghouse BA-200 25 KV 125 E



Circuit breaker 50 A EATON GHB3050 [14]

Dispositivos y subestaciones ANDA



Subestación central ANDA



Subestación central ANDA



Subestación CEL-ANDA (switcheo)



Interruptores de potencia aislados en gas SF6



Subestación de bombeo OPICO



Subestación de bombeo San Ramon



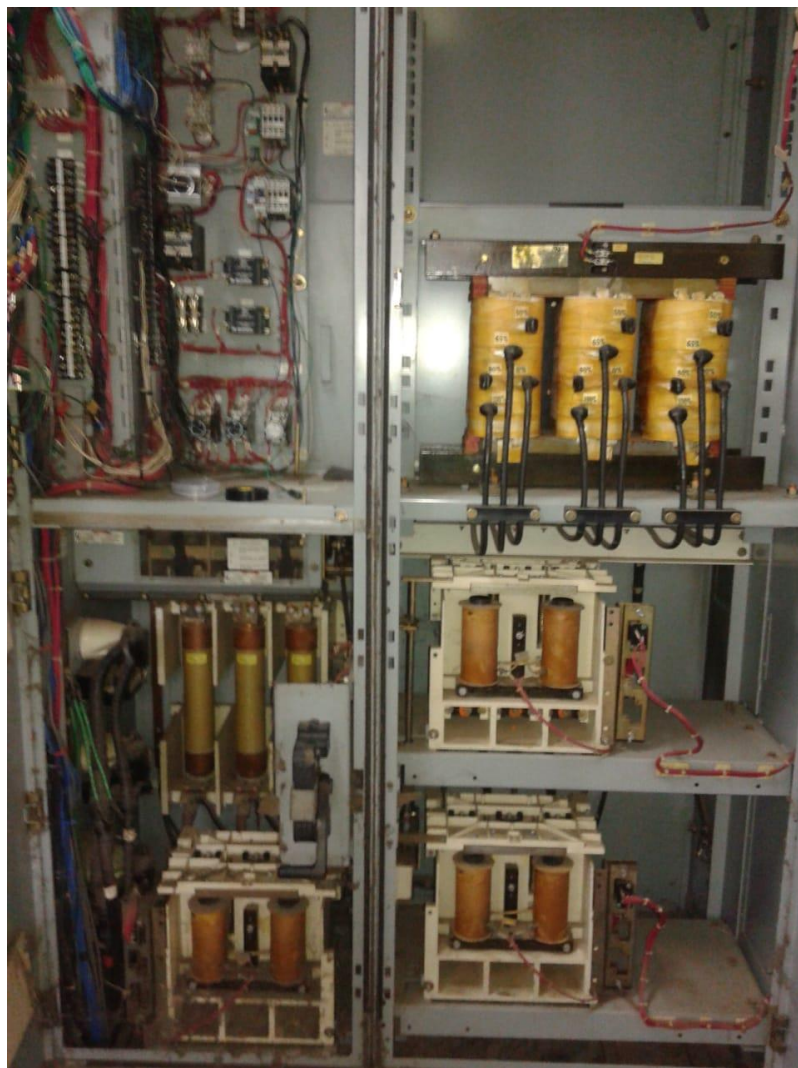
Mecanismo de accionamiento de Interruptores de potencia SF6 ABB



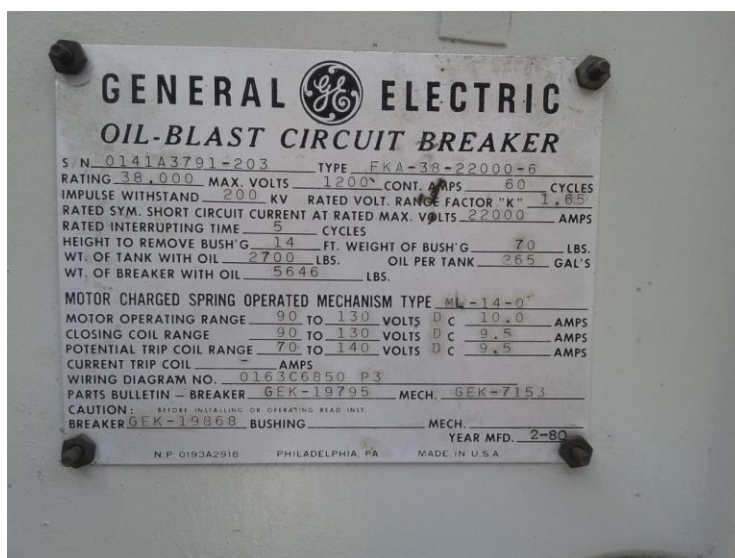
Placa de datos técnicos Interruptor SF6 ABB



Relé de control ABB



Arrancador a 4160V por método de autotransformador



Placa de datos de interruptor de potencia aislado en aceite GE