

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



“COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN BAJA TENSIÓN POR SELECTIVIDAD ASISTIDA”

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA

YHARED MÁXIMO TORRES FLORES

Callao, 2019

PERÚ

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



“COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN BAJA TENSIÓN POR SELECTIVIDAD ASISTIDA”

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA

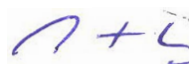
BACHILLER: YHARED MÁXIMO TORRES FLORES

ASESOR: ING. EDGAR DEL ÁGUILA VELA

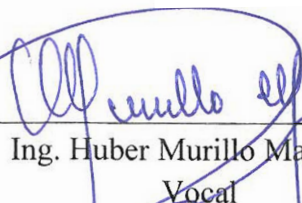
CALIFICACIÓN: 15 (QUINCE)



M.Sc. Ing. Víctor León Gutierrez Tocas
Presidente



Mg. Ing. Cesar Augusto Santos Mejía
Secretario



Ing. Huber Murillo Manrique
Vocal

Callao, 2019

PERÚ

ÍNDICE

I.	RESUMEN.	5
II.	INTRODUCCIÓN.	6
III.	LISTA DE FIGURAS Y TABLAS.	8
IV.	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.	12
4.1.	Determinación del problema.	12
4.2.	Formulación del problema.....	13
4.2.1.	Problema general.....	13
4.2.2.	Problemas específicos.....	13
4.3.	Objetivos de la investigación.	14
4.3.1.	Objetivo general.....	14
4.3.2.	Objetivos específicos.....	14
4.4.	Justificación.....	15
4.5.	Importancia.....	15
V.	MARCO TEÓRICO.	16
CAPÍTULO I: SISTEMA ELÉCTRICO DE BAJA TENSIÓN.		16
5.1.1.	Definiciones principales de los sistemas eléctricos de baja tensión.....	16
5.1.2.	Características principales de los sistemas eléctricos de baja tensión.....	19
5.1.3.	Clasificación de las fallas eléctricas en baja tensión.....	25
5.1.4.	Sistema de protección eléctrica en baja tensión.....	27
5.1.5.	Criterios de aplicación en la selección de protecciones.	32

5.2.1. Interruptor automático.....	34
CAPÍTULO III: CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.....	55
5.3.1. Cobertura del estudio de coordinación.....	55
5.3.2. Calculo de la corriente de cortocircuito.	57
5.3.3. Procedimiento para el cálculo de cortocircuito de acuerdo con la norma IEC 60909.....	61
5.3.4. Determinación de la corriente de cortocircuito: “método de las potencias”.....	67
CAPÍTULO IV: SELECTIVIDAD.....	76
5.4.1 Coordinación de las protecciones.....	76
5.4.2. Definición de selectividad.....	76
5.4.3. Selectividad con interruptores automáticos en redes de baja tensión.	79
CAPÍTULO V: VARIABLES Y METODOLOGÍA.....	85
5.5.1. Variables de la investigación.	85
5.5.2. Operalización de variables.....	85
5.5.3. Metodología de investigación aplicada.	86
5.5.4. Procedimiento Metodológico para la elaboración de un estudio de coordinación.....	87
VI. RESULTADOS.....	93
6.1. Objetivo.	93
6.2. Metodología del estudio.....	93

6.3.	Información empleada.	95
6.4.	Estudio de flujo de potencia	99
6.5.	Estudio de cortocircuito.	101
6.6.	Estudio de coordinación de las protecciones.	105
6.7.	Curvas de operación.	111
VII.	CONCLUSIONES.	118
VIII.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	120
IX.	RECOMENDACIONES Y FUTURO PROYECTO	134
X.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	136
	ANEXO 1: CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES.	139
	ANEXO 2: MATRIZ DE CONSISTENCIA.	141
	ANEXO 3: DIAGRAMA UNIFILAR.	143
	ANEXO 4: RESULTADO DE FLUJO DE POTENCIA.	145
	ANEXO 5: RESULTADO DE CORTOCIRCUITO.	147
	ANEXO 6: LISTA DE INTERRUPTORES EN BAJA TENSIÓN.	155

I. RESUMEN.

En la tesis presentada desarrollamos la coordinación de protecciones de interruptores automáticos en un sistema eléctrico de baja tensión de acuerdo con el criterio de selectividad, aplicados a las características de disparo. Definimos las características del sistema eléctrico de baja tensión, describimos las principales funciones de los dispositivos de protección, los cuales tienen como función de detectar y mitigar las condiciones de falla. Para nuevas instalaciones eléctricas los dispositivos de protección son dimensionados de acuerdo a las condiciones de operación del sistema eléctrico; para el diseño desarrollamos el estudio de cortocircuito donde calculamos la corriente de cortocircuito, el cual permite calificar y detallar la capacidad de los dispositivos de protección contra las corrientes de falla que circulan en los elementos del sistema eléctrico, los cuales aportan en los ajustes, en el caso de una actualización se inicia con el estudio de flujo de carga con el objetivo de determinar las condiciones de operación, se procede a seleccionar los dispositivos de protección, comprobamos la selectividad de estos mediante el estudio de coordinación de protecciones, el cual tiene como objetivo verificar la configuración de los esquemas de protección utilizando los diagramas unifilares, analizando los gráficos de las curvas tiempo-corriente. Aplicamos un software especializado donde se involucran las curvas características de los dispositivos de protección. Actualizamos y determinamos los nuevos ajustes utilizando cuadros en Excel; utilizamos los catálogos del fabricante para configurar y seleccionar los dispositivos. El estudio de coordinación de protecciones garantiza la correcta operación de los dispositivos de protección del sistema eléctrico ante una condición de falla, anulando los daños de los elementos que componen el sistema.

II. INTRODUCCIÓN.

La energía eléctrica es uno de los más importantes recursos que el hombre dispone para su desarrollo, por lo tanto, la continuidad y estabilidad del suministro de energía debe tener un elevado grado de confiabilidad el cual garantice la óptima gestión operacional y económica en las diferentes aplicaciones, por lo cual es necesario un robusto sistema de protección para detectar y mitigar una condición anormal o de falla del sistema.

Uno de los objetivos más importante de un sistema de protección es la seguridad de las personas como prioridad sobre los equipos o máquinas, por lo tanto, la capacidad de ruptura de los dispositivos de protección tiene que ser la adecuada para proteger al personal y la instalación de manera integral contra explosiones, arco eléctrico, descargas eléctricas, etc. Otra característica de los dispositivos es el tiempo de actuación que reduce la propagación de los daños y evita considerables impactos en el sistema eléctrico.

En la coordinación de las protecciones de interruptores automáticos encontramos una propiedad característica llamada selectividad cuya función es discriminar el disparo de los dispositivos de protección en base a su ubicación es decir solo debe actuar el dispositivo que se encuentre más cerca a la falla, si por alguna razón el dispositivo no opera, entonces debe operar el siguiente dispositivo aguas arriba. Para que la coordinación de protección sea selectivo, los dispositivos que conforman el sistema eléctrico deben ser dimensionados y seleccionados de acuerdo a las características de operación del sistema, considerando las curvas tiempo-corriente y parámetros eléctricos de cada uno de los dispositivos, en el primer capítulo se analizó el sistema

eléctrico de baja tensión y sus características; se menciona el aporte de las normas en la definición de los dispositivos y se describe las funciones de los dispositivos de protección. Si el sistema de protección presenta un desempeño inadecuado, que no satisface los criterios de seguridad y no consideramos la información técnica de los dispositivos de protección en el dimensionamiento entonces desencadena pérdidas económicas y accidentes en la instalación eléctrica.

La metodología para la selección y coordinación de las protecciones lo aplicamos en la actualización de un sistema eléctrico de media tensión en 22.9kV para los dispositivos de protección instalados en baja tensión en 0.40kV, el desarrollo de la tesis está directamente vinculado a lo especificado en las normas, reglamentos, manuales y guías de diseño de instalaciones eléctricas, como normas legales y técnicas se puede señalar el Código Nacional de Electricidad – Suministro, las Normas Técnicas Peruanas, la norma internacional IEEE (Std. 242. 1989, 2001. Para la protección y coordinación de un sistema eléctrico industrial y comercial.), IEC (60947-2, 2003 Interruptores de baja tensión y de control. Parte 2: interruptores automáticos), finalmente normas americanas y europeas que complementen el trabajo de investigación. La presente investigación brinda un análisis en el estudio de coordinación de protecciones de interruptores automáticos en un sistema eléctrico para los dispositivos en baja tensión, con el fin de proporcionar criterios y recomendaciones para la correcta selección de protección y se utiliza como programa aplicativo el software DIGSILENT Power Factory para evaluar los esquemas de protección, validar y modificar los ajustes de las características de disparo de los dispositivos de protección.

III. LISTA DE FIGURAS Y TABLAS.

LISTA DE FIGURA.

Figura N° 1. Las dos topologías básicas de los esquemas de distribución.	20
Figura N° 2. Instalaciones pequeñas.	20
Figura N° 3. Instalaciones medianas.	21
Figura N° 4. Grandes emplazamientos (instalaciones) industriales o infraestructura.	22
Figura N° 5. Distribución bus ramificada mediante cableado convencional a 3 niveles.	24
Figura N° 6. El principio de la selectividad.	25
Figura N° 7.1. Protección del circuito mediante interruptor automático.	29
Figura N° 7.2. Protección del circuito mediante interruptor fusible.	29
Figura N° 8a, 8b y 8c. Ubicación de dispositivos de protección.	31
Figura N° 9. Curva de disparo típicos.	36
Figura N° 10. Curva de disparo de interruptor magnetotérmico.	40
Figura N° 11. Curva de disparo de interruptor electrónico.	41
Figura N° 12. Curva características.	42
Figura N° 13. Limitación de la corriente de cortocircuito.	43
Figura N° 14. Curvas de limitación de corriente.	44
Figura N° 15. Curvas de limitación de esfuerzo térmico.	45
Figura N° 16. Estructura de un MCB.	46
Figura N° 17. Efectos de internos por sobrecarga y cortocircuito.	47
Figura N° 18. Representación esquemática de una característica de disparo I-t incl. Corrientes de prueba basadas en el ejemplo de la característica de disparo B, temperatura de calibración de referencia +30 ° C.	50
Figura N° 19. Característica de disparo A, para protección de semiconductores y protección de circuitos de medición con transformadores.	52
Figura N° 20. Característica de disparo B, para uso universal en toma de corriente y circuitos de iluminación.	52
Figura N° 21. Característica de disparo C, ideal para usar en lámparas y circuitos de motor con un arranque más alto corrientes.	53

Figura N° 22. Característica de disparo D, para circuitos con alta generación de impulsos equipo, p. transformadores o solenoide válvulas.	53
Figura N° 23. Defecto trifásico.	58
Figura N° 24. Defecto bifásico.	58
Figura N° 25. Defecto fase-neutro.	59
Figura N° 26. Defecto fase-PE.	60
Figura N° 27. Curva para calcular el factor k.	62
Figura N° 28. Factor μ para el cálculo de la corriente de cortocircuito de corte Ib.	63
Figura N° 29. Factores λ_{MAX} y λ_{MIN} para generadores.	64
Figura N° 30. Defecto inmediatamente aguas debajo.	74
Figura N° 31. Defecto inmediatamente aguas arriba.	75
Figura N° 32. Ejemplo de selectividad por cortocircuito diferente.	81
Figura N° 33. Ejemplo de selectividad por cortocircuitos similares.	82
Figura N° 34. Ejemplo de selectividad cronométrica.	83
Figura N° 35. Esquemas cronométricos.	84
Figura N° 36. Correlación de las variables.	85
Figura N° 37. Diagrama de flujo de la metodología.	91
Figura N° 38. Metodología del estudio.	94
Figura N° 39. Ubicación de la Instalación Eléctrica INDUSTRIAL.	95
Figura N° 40. Curva de operación sobrecorriente de fases – Falla trifásica en el lado 22.9kV Bushing del transformador Ampliación.	112
Figura N° 41. Curva de operación sobrecorriente de fases – Falla bifásica en el lado 22.9kV Bushing del transformador Ampliación.	112
Figura N° 42. Curva de operación sobrecorriente de fases – Falla monofásica en el lado 22.9kV Bushing del transformador Ampliación.	113
Figura N° 43. Curva de operación sobrecorriente de fases – Falla trifásica en el lado de Baja Tensión Barra 0.40kV Ampliación.	113
Figura N° 44. Curva de operación sobrecorriente de fases – Falla bifásica en el lado de Baja Tensión Barra 0.40kV Ampliación.	114
Figura N° 45. Curva de operación sobrecorriente de fases – Falla monofásica en el lado de Baja Tensión Barra 0.40kV Ampliación.	114

Figura N° 46. Curva de operación sobrecorriente de fases – Falla trifásica salida hacia C-1 (Carga N°1) en 0.40kV – Ampliación.	115
Figura N° 47. Curva de operación sobrecorriente de fases – Falla trifásica salida hacia C-3 (Carga N°3) en 0.40kV – Ampliación.	115
Figura N° 48. Curva de operación sobrecorriente de fases – Falla trifásica salida hacia C-5 (Carga N°5) en 0.40kV – Ampliación.	116
Figura N° 49. Curva de operación sobrecorriente de fases – Falla trifásica salida hacia C-9 (Carga N°9) en 0.40kV – Ampliación.	116
Figura N° 50. Curva de operación sobrecorriente de fases – Falla trifásica salida hacia C-13 (Carga N°13) en 0.40kV – Ampliación.	117
Figura N° 51. Corrientes de los interruptores automáticos.	119
Figura N° 52. Interruptores automáticos SACE E2N.	121
Figura N° 53. Vista frontal del relé PR122.	122
Figura N° 54. Curvas de actuación del relé PR122	122
Figura N° 55. Interruptores NSX y NS.	125
Figura N° 56. Curvas de actuación de los relés TMD.	128

LISTA DE TABLAS.

Tabla N° 1. Niveles de Tensión.	17
Tabla N° 2. Valores de k2.	28
Tabla N° 3. Valores de factor de tensión “c”.	66
Tabla N° 4. Valores de las corrientes de cortocircuito en función de las impedancias directa, inversa y homopolar de una red.	67
Tabla N° 5. Valores Sknet.	70
Tabla N° 6. Valores aproximados de la potencia de cortocircuito de los generadores.	71
Tabla N° 7. Valores aproximados de la potencia de cortocircuito de los transformadores.	72
Tabla N° 8. Valores aproximados de la potencia de cortocircuito de los cables.	73

Tabla N° 9. Equipamiento existente lado 22.9Kv.	95
Tabla N° 10. Equipamiento ampliación lado 22.9kV.	96
Tabla N° 11. Demanda proyectada del sistema eléctrico.	98
Tabla N° 12. Niveles de tensión en barras.	100
Tabla N° 13. Flujo de Potencia a través de las líneas de distribución y transformadores.	100
Tabla N° 14. Cortocircuito trifásico en barras.	102
Tabla N° 15. Cortocircuito bifásico en barras.	102
Tabla N° 16. Cortocircuito monofásico en barras.	102
Tabla N° 17. Evaluación de saturación de los transformadores de corriente.	103
Tabla N° 18. Evaluación de la capacidad de ruptura de los interruptores.	103
Tabla N° 19. Evaluación del poder de corte de los interruptores lado de baja tensión.	104
Tabla N° 20. Datos del transformador de potencia.	108
Tabla N° 21. Ajustes propuestos de sobrecorriente de Fase – SEG 60/22.9kV.	109
Tabla N° 22. Ajustes propuestos de sobrecorriente de Tierra – SEG 60/22.9Kv.	109
Tabla N° 23. Ajustes propuestos de sobrecorriente de Fase – SEG 60/22.9kV.94.	109
Tabla N° 24. Ajustes propuestos de sobrecorriente de Tierra –SEG 60/22.9kV.	110
Tabla N° 25. Ajustes de protección de los interruptores.	110
Tabla N° 26. Características del sistema eléctrico.	118
Tabla N° 27. Características de los interruptores automáticos SACE.	120
Tabla N° 28. Umbrales de actuación del relé PR122.	122
Tabla N° 29. Características comunes de interruptores Schneider.	125
Tabla N° 30. Características de los relés TMD y Micrologic.	126

IV. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

4.1. Determinación del problema.

Consideramos las siguientes fases de un proyecto de instalación eléctrica: diseño, implementación, operación y mantenimiento para la determinación del problema; el diseño e implementación se presenta en la instalación de nuevos equipos eléctricos en base a un nuevo punto de alimentación o crecimiento de los circuitos aguas abajo, donde los problemas funcionales y de seguridad como aperturas indeseadas de la protección y el respectivo corte del suministro de energía eléctrica son consecuencia de no unificar criterios de coordinación donde los ajustes y filosofías de protección no se actualizan, no se verifica la influencia que tienen los nuevos equipos a incorporar sobre la base instalada, ni tampoco se homogeniza los criterios de ajuste con los existentes. En la operación y mantenimiento, el régimen dinámico en condiciones de falla provoca descalibración y estrés mecánico en los dispositivos de protección los cuales no son considerados en el monitoreo ni en el mantenimiento, en el tiempo estos desajustes provocan disparos indiscriminados afectando la continuidad de servicios, perjudicando el óptimo desempeño funcional, minimizando la eficiencia del sistema y provocando pérdidas económicas. Nuestra problemática está vinculada directamente con el crecimiento de los circuitos aguas abajo a partir de una ampliación de demanda de una subestación eléctrica (SEG) - 60/22.9kV en 22.9kV con la instalación de un nuevo transformador de potencia (TRS2) de 1000kVA y dispositivos de protección instalados en baja tensión en 0.40kV, los alcances mencionados se desarrollan en una industria papelera.

4.2. Formulación del problema.

4.2.1. Problema general.

PG. ¿Por qué coordinar los interruptores automáticos en baja tensión por selectividad asistida aplicando las características de disparo para una ampliación de demanda en una instalación eléctrica industrial?

4.2.2. Problemas específicos.

PE1. ¿Qué características tiene el sistema eléctrico y los interruptores automáticos de baja tensión en la coordinación de protecciones?

PE2. ¿Qué estudios eléctricos se consideran en la coordinación de interruptores automáticos en baja tensión para la ampliación de demanda en una instalación eléctrica industrial?

PE3. ¿Por qué aplicar el criterio de selectividad a las características de disparo en la coordinación de interruptores automáticos para la ampliación de demanda en una instalación eléctrica industrial?

PE4. ¿Por qué asistir con el software especializado DIGSILENT Power Factory la coordinación de interruptores automáticos para la ampliación de demanda en una instalación eléctrica industrial?

4.3. Objetivos de la investigación.

4.3.1. Objetivo general.

OG. Coordinar los interruptores automáticos en baja tensión por selectividad asistida aplicando las características de disparo para una ampliación de demanda en una instalación eléctrica industrial.

4.3.2. Objetivos específicos.

OE1. Determinar las características de un sistema eléctrico y de los interruptores automáticos de baja tensión para la coordinación de protecciones.

OE2. Conocer los estudios eléctricos considerados en la coordinación de interruptores automáticos en baja tensión para la ampliación de demanda en una instalación eléctrica industrial.

OE3. Aplicar el criterio de selectividad a las características de disparo en la coordinación de interruptores automáticos para la ampliación de demanda en una instalación eléctrica industrial.

OE4. Asistir por computadora con el software especializado DIgSILENT Power Factory la coordinación de interruptores automáticos para la ampliación de demanda en una instalación eléctrica industrial.

4.4. Justificación.

Al conocer las características de los sistemas eléctricos de baja tensión en régimen normal y en condiciones de falla (siendo variadas las causas de su origen y resultando corrientes anormales que provocan daños en los componentes de la red), existe la necesidad de coordinar las protecciones, se debe considerar la instalación de nuevos dispositivos de protección los cuales se tienen que ajustar de acuerdo a las condiciones de operación del sistema eléctrico, otro aspecto es el desajuste que pueden presentar los dispositivos de protección en el tiempo de operación. La coordinación de protección en los sistemas eléctricos se desarrolla aplicando los conocimientos teóricos – prácticos, cálculos analíticos y asistencia con programas computacionales, los cuales nos ayudan en el análisis y desarrollo del estudio, con la finalidad de minimizar los efectos de las fallas, los tiempos de interrupción del suministro eléctrico, mejorar la continuidad y calidad de servicio, así como disminuir el número de usuarios afectados y sobre todo proteger la vida humana.

4.5. Importancia.

La importancia de este trabajo de investigación está enfocada a justificar y mejorar la coordinación de las protecciones de los sistemas eléctricos de baja tensión aplicando los criterios de selectividad y un software especializado para el contraste de nuestros resultados en base a los cálculos analíticos con lo cual dimensionamos los dispositivos de protección confiables y selectivos, encargados de aislar la parte del sistema en falla en el menor tiempo posible, minimizando los daños, incrementando la seguridad de las personas y mejorando la rentabilidad económica - energética de los sistemas eléctricos industriales.

V. MARCO TEÓRICO.

CAPÍTULO I: SISTEMA ELÉCTRICO DE BAJA TENSIÓN.

5.1.1. Definiciones principales de los sistemas eléctricos de baja tensión.

A continuación, vamos a definir algunos términos de acuerdo al Código Nacional de Electricidad – Utilización, el cual llamaremos CNE – Utilización, comprende las instalaciones y equipos eléctricos en edificios, estructuras, predios y en general toda edificación destinada a vivienda, comercio, industria, recreación o servicios, que operan o puedan operar en el rango de baja tensión hasta 1000V, y en alta tensión desde más de 1000V hasta 36000V. [9]

Dispositivos de sobrecargas: Dispositivo que brinda protección contra corrientes excesivas, pero no necesariamente protege contra cortocircuitos, y es capaz de interrumpir un circuito, bien sea por la fusión de un metal o por medios electromecánicos. [9]

Dispositivo de sobrecorriente: Dispositivo capaz de interrumpir automáticamente un circuito eléctrico, tanto en condiciones predeterminadas de sobrecarga como en condiciones de cortocircuito, bien sea por fusión de un metal o por medios electromecánicos. [9]

Equipo eléctrico: Término que incluye aparatos, artefactos, dispositivos, instrumentos, maquinarias, materiales, etc., que son usados como partes en la generación, transformación, transmisión, distribución o utilización de un sistema de energía eléctrica; y, sin ninguna restricción en general; lo precedente incluye cualquier ensamble o combinación de materiales o cosas que puedan ser utilizadas o

adaptadas para cumplir o ejecutar algún propósito particular o función, cuando se emplean en una instalación eléctrica. [9]

Instalación eléctrica: Instalación de alambrado y accesorios en un terreno, edificación o predio, desde el punto o puntos donde el concesionario u otra entidad suministra la energía eléctrica hasta los puntos donde esta energía puede ser utilizada por algún equipo; también incluye la conexión del alambrado a los mencionados equipos, así como la modificación, ampliación y reparación del alambrado. [9]

Sistema de utilización: Es un conjunto de instalaciones destinadas a llevar energía eléctrica suministrada a cada usuario, desde el punto de entrega hasta los diversos artefactos eléctricos en los que se produzca su transformación en otras formas de energía. [9]

El Código Nacional de Electricidad – Suministro [11] define e indica los niveles de tensión recomendadas de acuerdo con la tabla 1:

Tabla N° 1. Niveles de Tensión.

Baja Tensión: 380 / 220V 440 / 220V	Media Tensión: 20,0kV (*) 22,9kV 33kV
Alta Tensión: 60kV 138kV 120kV	22,9 / 13,2kV 33 / 19kV
	Muy Alta Tensión: 500kV

Fuente: Código Nacional de Electricidad - Suministro.

(*) *Tensión nominal en media tensión considerada en la NTP-IEC 60038: “Tensiones normalizadas IEC”.*

NOTA: El sistema monofásico con retorno total por tierra de la configuración en media tensión 22,9 / 13,2kV, es una alternativa de aplicación en los proyectos de Electrificación Rural.

Nivel de tensión. Uno de los valores de tensión nominal utilizados en un sistema dado:

- **Baja Tensión** (abreviatura BT):

Conjunto de niveles de tensión utilizado para la distribución de la electricidad. Su límite superior generalmente es $U \leq 1\text{kV}$, siendo U la tensión nominal. [11]

- **Media Tensión** (abreviatura MT):

Cualquier conjunto de niveles de tensión comprendidos entre la alta tensión y la baja tensión. Los límites son $1\text{kV} < U \leq 35\text{kV}$, siendo U la tensión nominal. [11]

- **Alta Tensión** (abreviatura AT):

1. En un sentido general, conjunto de niveles de tensión que exceden la baja tensión (en el contexto del Código Nacional de electricidad – Utilización).

2. En un sentido restringido, conjunto de niveles de tensión superior utilizados en los sistemas eléctricos para la transmisión masiva de electricidad. Con límites comprendidos entre $35\text{kV} < U \leq 230\text{kV}$. [11]

- **Muy Alta Tensión** (abreviatura MAT):

Niveles de tensión utilizados en los sistemas eléctricos de transmisión, superiores a 230kV. [11]

NOTA: Se ha tomado como referencia la norma NTP-IEC 60038: Tensiones normalizadas IEC.

5.1.2. Características principales de los sistemas eléctricos de baja tensión.

Principios.

Niveles de distribución en baja tensión.

En las instalaciones medianas y grandes se utilizan por lo general de tres niveles a más de distribución para suministrar alimentación de baja tensión a todas las cargas:

- Distribución desde el tablero general de baja tensión (TGBT).

En este nivel, la alimentación de uno o más transformadores de media/baja tensión conectados a la red de media tensión de la compañía eléctrica se distribuye a:

- Diferentes áreas de la instalación: talleres de una fábrica, zonas de producción homogéneas de instalaciones industriales, plantas de edificios de oficina, etc.
 - Cargas centralizadas de gran potencia como compresores de aire y unidades de refrigeración por agua en procesos industriales o sistemas de aire acondicionado y ascensores de edificios de oficinas.
- Distribución secundaria, utilizada para distribuir la electricidad en cada zona o lugar específico para el consumo final.
 - Distribución terminal, utilizada para suministrar las diversas cargas de consumo final.

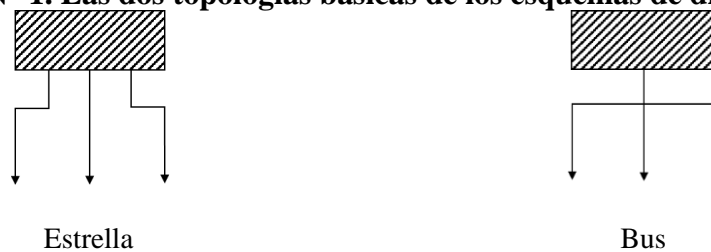
Topologías básicas (ver Fig. 1)

Todos los esquemas de distribución son combinaciones de dos topologías básicas:

- Topología tipo estrella: distribución radial (o centralizada).

- Topología tipo bus: distribución mediante canalizaciones eléctricas (también se denominan sistemas de canalización eléctrica). [23]

Figura N° 1. Las dos topologías básicas de los esquemas de distribución.

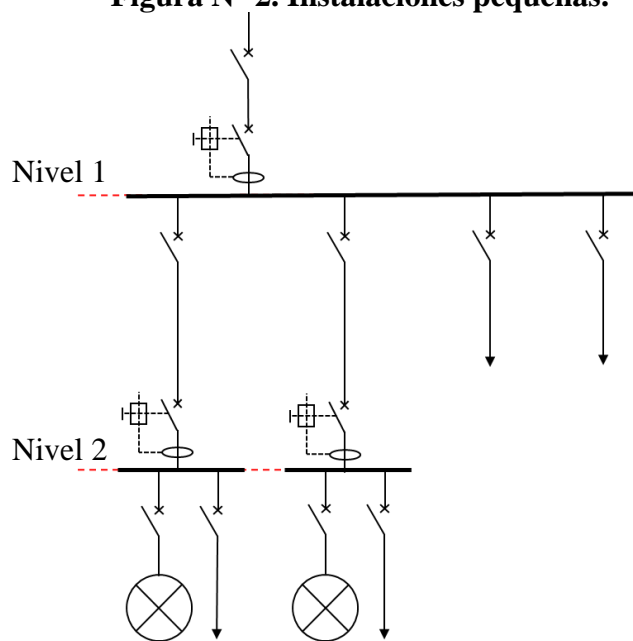


Fuente: Schneider Electric.

Selección de un esquema de distribución.

- Tamaño de la instalación.
- Las instalaciones pequeñas se suministran directamente desde la red de baja tensión de la instalación (ver Fig. 2). La distribución eléctrica en instalaciones pequeñas (tiendas, hogares, oficinas pequeñas, etc.) a menudo solo implica uno o dos niveles.

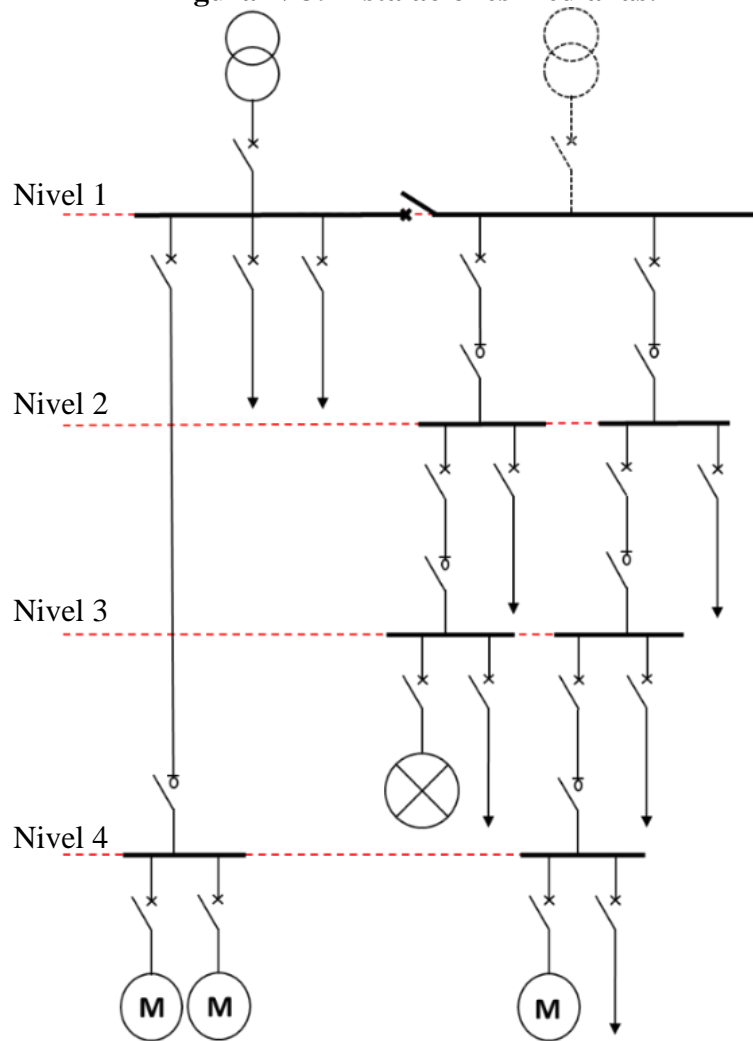
Figura N° 2. Instalaciones pequeñas.



Fuente: Schneider Electric.

- Los emplazamientos medianos (fábricas y edificios de oficina) se conectan por lo general a la red de MT de la compañía (ver Fig. 3). Uno o más transformadores y sus TGBT suministran electricidad a toda la instalación.

Figura N°3. Instalaciones medianas.

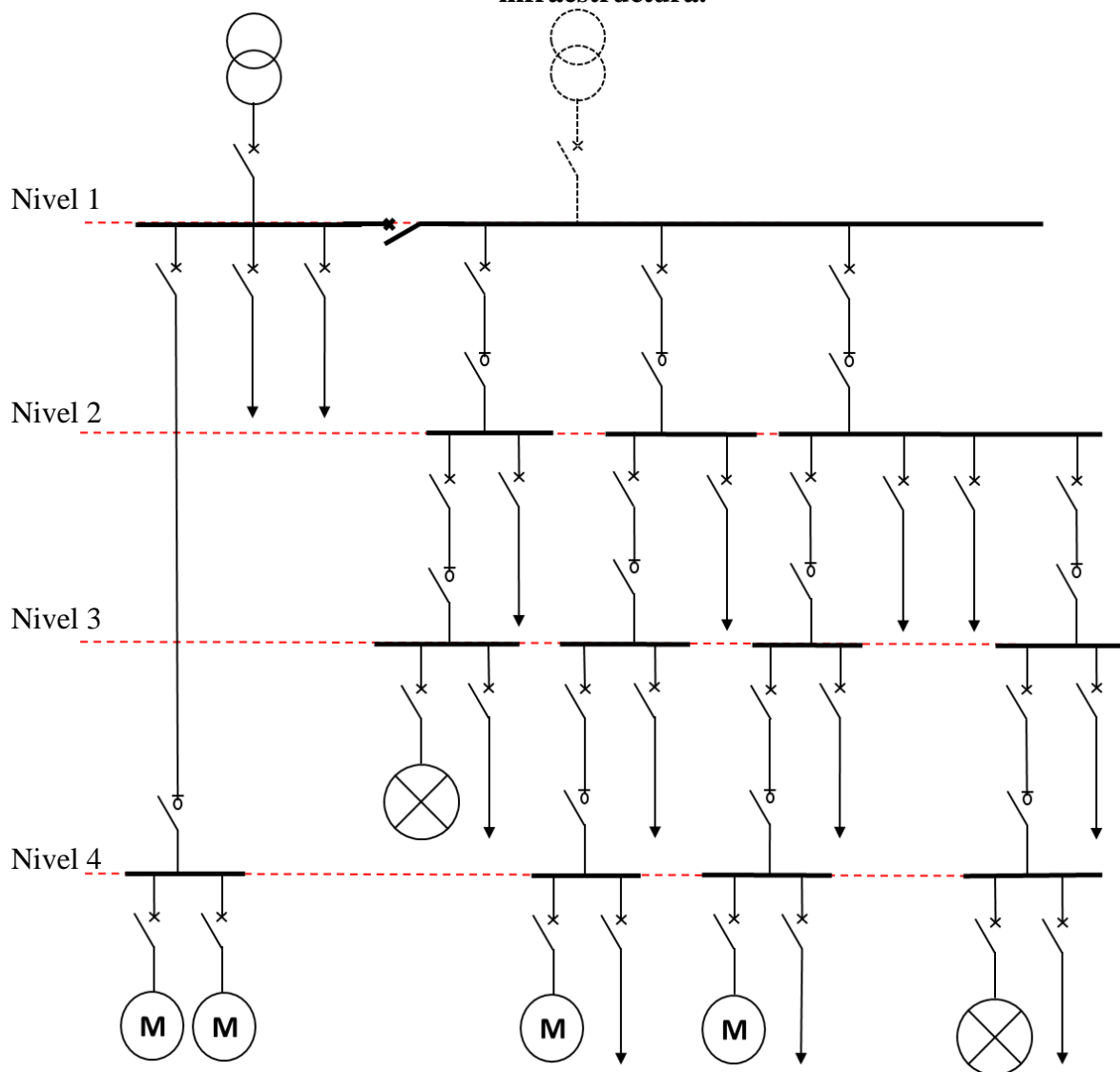


Fuente: Schneider Electric.

- Los grandes emplazamientos industriales o infraestructuras (p. ej. aeropuertos) se conectan por lo general a la red MT de la compañía. Un esquema de distribución MT suministra alimentación a los centros de

transformación de MT/BT ubicado en puntos diferentes de la instalación (ver Fig. 4).

Figura N°4. Grandes emplazamientos (instalaciones) industriales o infraestructura.



Fuente: Schneider Electric.

Ejemplos de esquemas de distribución.

- Distribución bus ramificada.

Este esquema de distribución es el más utilizado y por lo general sigue disposiciones similares a las mostradas a continuación.

- Ventajas.
 - En caso de producirse un defecto solo sale de servicio un circuito, sin perjudicar la instalación completa.
 - Los defectos se localizan con facilidad.
 - El mantenimiento o las extensiones de los circuitos se pueden llevar a cabo mientras el resto de la instalación sigue prestando servicio. Los tamaños de los conductores se pueden reducir para adaptarlos a los menores niveles de corriente hacia los circuitos secundarios finales.

- Inconvenientes.

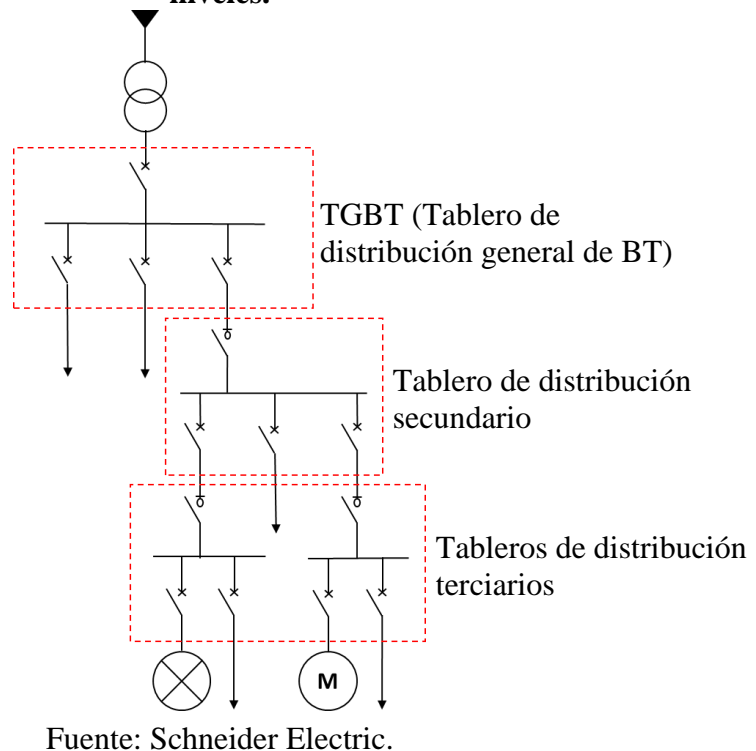
Un defecto que ocurra en uno de los conductores procedentes del tablero de distribución general de BT cortará el suministro a todos los circuitos de los cuadros de distribución secundaria y de distribución terminal relacionados situados aguas abajo.

- Cableado convencional (ver Fig. 5)

El cableado convencional resulta adecuado para edificios destinados a un uso específico en los que el sistema de distribución eléctrica es relativamente estable, como hogares, hoteles, actividades agrícolas, escuelas, etc.

Ventajas específicas: paso prácticamente sin restricciones para conductores, cajas de cables, canalizaciones, etc. [23]

Figura N° 5. Distribución bus ramificada mediante cableado convencional a 3 niveles.



Disponibilidad de energía eléctrica.

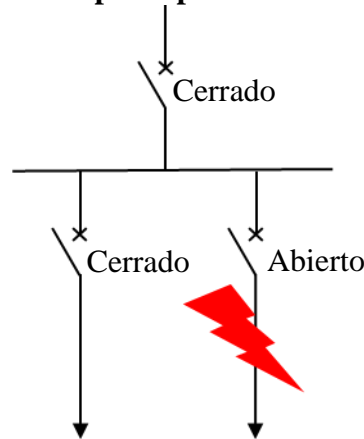
Selectividad (ver Fig. 6).

El objetivo principal de cualquier esquema de protección automática contra defectos de aislamiento, sobrecargas, etc., es disparar el interruptor automático o fundir el fusible o los fusibles que controlan el circuito defectuoso únicamente, sin que se vean afectados los demás interruptores automáticos y fusibles.

En instalaciones radiales arborescentes, esto significa disparar el interruptor automático o las fusibles aguas arriba más próximos, con lo que todas las cargas situadas aguas abajo se ven privadas inevitablemente del suministro.

La corriente de cortocircuito (o sobrecarga) pasará por lo general a través de uno o más interruptores automáticos o fusibles situados aguas arriba del interruptor automático (o los fusibles) que controlan el cable defectuoso.

Figura N° 6. El principio de la selectividad.



Fuente: Schneider Electric.

Por “selectividad” se entiende que ninguno de los dispositivos de protección aguas arriba a través de los cuales pasa la corriente de defecto (o sobrecarga) funcionará antes de que entre en acción el dispositivo de protección que controla el circuito defectuoso. Por lo general, la selectividad se consigue incrementando el tiempo de funcionamiento de los dispositivos de protección a medida que su ubicación en una red se acerca a la fuente de alimentación. Así, si el dispositivo de protección más próximo al defecto no entra en funcionamiento, el siguiente dispositivo situado aguas arriba entrará en funcionamiento algo más tarde. [23]

5.1.3. Clasificación de las fallas eléctricas en baja tensión.

Los sistemas eléctricos en baja tensión suministran energía a los equipos conectados en los circuitos que lo conforman, en la operación el flujo de corriente puede tener un valor elevado al de condiciones normales, esta corriente elevada se conoce como

sobrecorriente, los cuales se pueden originar por diferentes causas, con fines prácticos los clasificamos en: sobrecarga y cortocircuito.

El flujo de corriente elevada producido por las sobrecargas provoca calentamiento en los conductores de los circuitos provocando el deterioro del aislamiento en el transcurso del tiempo de circulación de la corriente elevada. Las sobrecargas son producidas por la acumulación de cargas puestas en marcha donde es necesario romper el torque o las cargas necesitan una elevada fuerza electromotriz para su funcionamiento, en la operación también se producen sobrecargas por esfuerzos electromecánico de las cargas.

El dispositivo de protección detecta las corrientes elevadas producidas por la sobrecarga, si el dispositivo es dimensionado de forma limitada en base a la carga total instalada entonces algún adicional de carga producirá una apertura en el dispositivo de protección (interruptor termomagnético). Una sobrecarga se caracteriza por un incremento escalonado de la corriente en un intervalo de tiempo.

Las corrientes de cortocircuito tienen una naturaleza instantánea y superior a la corriente nominal, se deriva de una resistencia o impedancia baja, entre dos o más puntos de un circuito que están normalmente a tensiones diferentes, una sobrecorriente que no excede de cinco a seis veces la corriente normal cae dentro de la clasificación de una sobrecarga, aun cuando pudiera ser un cortocircuito.

Se deriva una intensidad de corriente proporcional a la tensión aplicada a la impedancia de la carga en condiciones normales de operación. Un cortocircuito en los terminales de la carga anula su impedancia normal provocando que la tensión

aplique únicamente a la impedancia baja de los conductores de alimentación y a la impedancia de la fuente generándose una corriente mucho mayor.

Un cortocircuito se origina por la pérdida de aislamiento, de manera que los conductores quedan expuestos a contactos entre sí o a tierra. Otro caso es la polución (suciedad por efecto de la contaminación) de los aisladores que, en presencia de lluvia, consigue producir el flameo del conductor a la estructura (tierra). El cortocircuito tiene por lo general, los siguientes efectos:

- El arco eléctrico se presenta en unos niveles de corriente que van de unos cuantos miles de amperios. El efecto de la falla provoca chisporroteo, ya que el arco quema prácticamente todo lo que se encuentre en su trayectoria provocando hasta la fundición, tiene aplicación en la soldadura industrial.
- Las corrientes de cortocircuito producen elevadas temperaturas iniciando un incendio en conjunto con materiales combustibles. Cuando circula una corriente de cortocircuito de miles de amperes, el campo magnético se incrementa significativamente produciendo elevados esfuerzos magnéticos. [15]

5.1.4. Sistema de protección eléctrica en baja tensión.

El sistema de protección eléctrica comprende desde el origen de la instalación hasta los circuitos intermedios y finales con la finalidad de proteger los cables, conductores preformados, diferentes cargas para las sobrecargas hasta los niveles de cortocircuito, adicionalmente tiene que garantizar la protección de las personas de forma integral. Las cargas alimentadas por la fuente determinan el sistema de protección. [15]

Definición de parámetros.

I_B : Corriente de carga máxima.

k_s : Factor de simultaneidad.

k_u : Factor de utilización máxima.

I_z : Corriente máxima permitida.

$I^2t = k^2S^2$: Calor permitido generado proporcional al área de la sección del conductor al cuadrado.

- I : Corriente de cortocircuito (A_{ef}).
- t : tiempo de duración de la corriente de cortocircuito (s).
- k : Constante del conductor aislado.
- S : Área de sección del conductor aislado (mm^2).

Tabla N° 2. Valores de k^2 .

Aislamiento	Conductor de cobre (Cu)	Conductor de aluminio (Al)
PVC	115	75
XLPE	143	92

Fuente: Cerper Cables.

I_{CC3} : Corriente de cortocircuito trifásica.

I_{CCB} : Corriente de cortocircuito trifásica nominal del interruptor automático.

I_n : Corriente nominal.

I_r : Corriente nominal regulado.

PdC : Poder de corte. [23]

Principios de protección contra las sobrintensidades.

Se prevé un dispositivo de protección en el origen del circuito el cual presenta una curva característica tiempo – corriente donde el cable conecta el interruptor con la carga general (ver Fig.7.1 y Fig. 7.2).

- Actuando para cortar la corriente en un tiempo inferior al obtenido con la curva característica I^2t del cableado del circuito.
- Permitiendo el paso de la corriente de carga máxima I_B permanentemente. [23]

Figura N°7.1. Protección del circuito mediante interruptor automático.

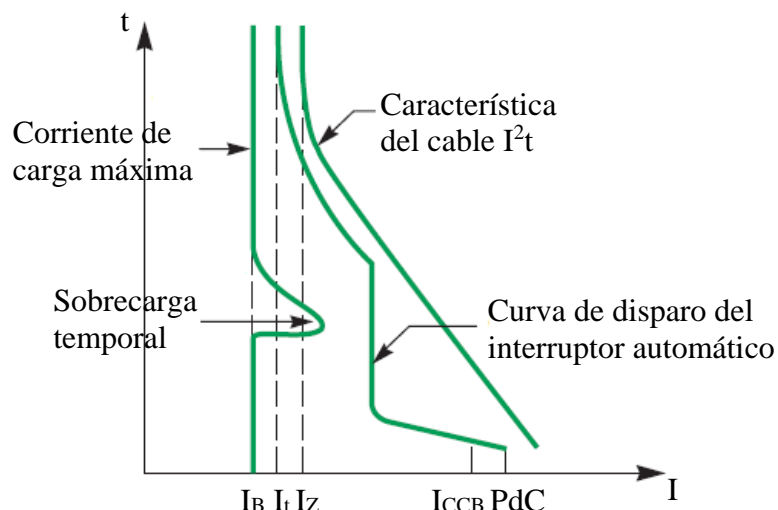
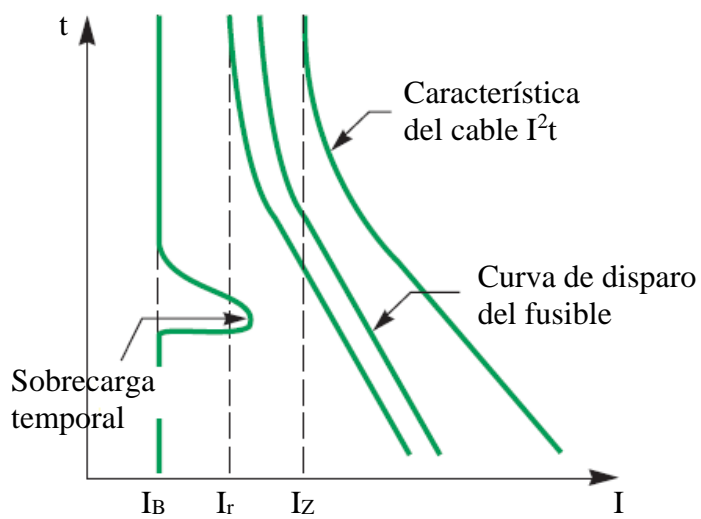


Figura N°7.2. Protección del circuito mediante interruptor fusible.



Fuente: Schneider Electric.

Ubicación de dispositivos de protección.

Norma general (ver Fig. 8a).

Es necesaria la colocación de un dispositivo de protección (P) en el origen de cada circuito o donde se produzca una reducción de la máxima corriente requerida I_B .

Otras ubicaciones posibles para ciertos casos (ver Fig. 8b).

El dispositivo de protección se puede colocar a lo largo del circuito.

- Si AB no está cerca de material combustible.
- Si no salen tomas de salida ni conexiones de bifurcación de AB.

Estos tres casos pueden ser útiles en la práctica:

- Estudie el caso (1) en el diagrama (ver Fig. 8b):
 - $AB \leq 3$ metros.
 - AB se ha instalado para reducir casi al mínimo el riesgo de cortocircuito (cables en un conducto de acero pesado, por ejemplo).
- Estudie el caso (2), (ver Fig. 8b):
 - El dispositivo aguas arriba P1 protege la distancia AB contra los cortocircuitos.
- Estudie el caso (3), (ver Fig. 8b):
 - El dispositivo de sobrecarga (S) está situado junto a la carga. Esta distribución es recomendable para circuito con motor. El dispositivo (S) constituye el control (inicio/parada) y la protección contra las

sobrecargas del motor, mientras que (SC) es: o bien un interruptor automático (diseñado para la protección de motores) o bien fusibles.

- La protección contra los cortocircuitos (SC) situada en el origen del circuito funciona con toda seguridad con el nivel más bajo posible de corriente de cortocircuito que se pueda producir en el circuito.

Circuitos sin protección (ver Fig. 8c).

O bien:

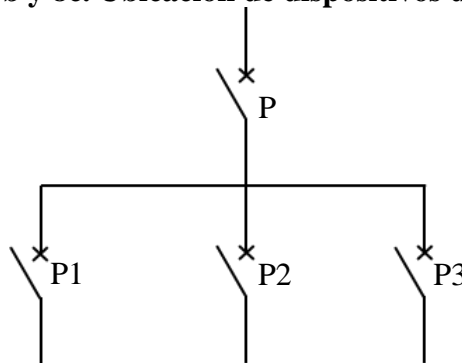
- El dispositivo de protección P1 está calibrado para proteger el cable S2 contra las sobrecargas y los cortocircuitos.

O:

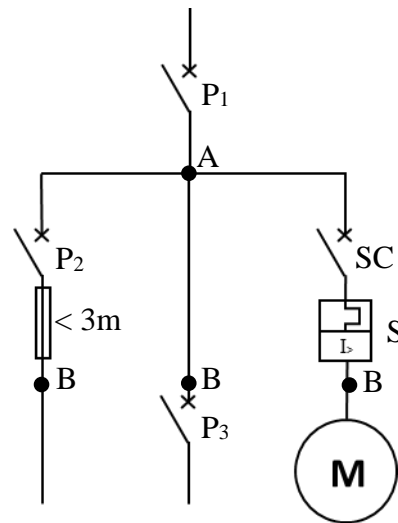
- Cuando la ruptura de un circuito constituya un riesgo, por ejemplo:
 - Circuitos de excitación de máquinas giratorias.
 - Circuitos de electroimanes de elevación grandes.
 - Circuitos secundarios de transformadores de corriente.

No se puede permitir la interrupción del circuito y la protección del cableado tiene una importancia secundaria. [23]

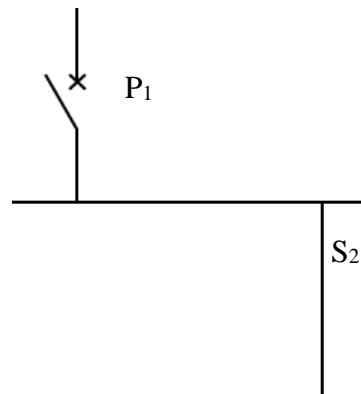
Figura N°8a, 8b y 8c. Ubicación de dispositivos de protección.



(a)



(b)



(c)

Fuente: Schneider Electric.

5.1.5. Criterios de aplicación en la selección de protecciones.

Los criterios que se describen son características generales de los sistemas de protección.

a) Economía.

El costo de un dispositivo de protección está directamente relacionado a las bondades tecnológicas y características de funcionamiento (alta velocidad, mejor selectividad, etc.) los cuales garantizan una mayor continuidad, reducen daños y riesgo del personal los cuales se pueden cuantificar.

b) Sensibilidad.

Un dispositivo de protección deberá detectar las condiciones anormales, por más mínimas que sean sin comprometer la operación normal de los sistemas eléctricos, los dispositivos de protección deben actuar ante condiciones mínimas de fallas

c) Seguridad.

Es la habilidad del sistema para evitar la incorrecta operación con o sin falla, operaciones indeseadas, es decir un dispositivo de protección no debe operar cuando no se requiere su operación.

d) Rapidez.

Todo dispositivo de protección detecta las condiciones anormales del sistema lo más pronto posible, eliminando rápidamente la falla, esta rapidez debe ser evaluada de acuerdo con el número de operaciones indeseadas.

e) Selectividad.

Este criterio le permite a un sistema de protección desconectar el mínimo número de equipos o circuitos que realmente estén involucrados o comprometidos con una falla en una zona establecida de actuación. Los dispositivos de protección deberán detectar todos los tipos de fallas en sus respectivas zonas de protección.

f) Confiabilidad.

Es la medida del grado de confianza, la certeza para la correcta operación de la protección ante una falla que ocurra en la zona de operación asignada, es decir las protecciones deben actuar solamente cuando sean requeridas. [23]

CAPÍTULO II: DISPOSITIVO DE PROTECCIONES DE BAJA TENSIÓN.

5.2.1. Interruptor automático.

Definición.

Un interruptor automático es un dispositivo de corte que puede soportar e interrumpir corrientes cuya intensidad es como máximo igual a su corriente nominal (I_n), y también un dispositivo de protección que puede interrumpir automáticamente las sobreintensidades que generalmente se presentan después de las fallas en las instalaciones. La elección de un interruptor automático y sus características dependen del tamaño de la instalación. Las sobreintensidades son detectadas por tres dispositivos diferentes: térmicos en el caso de sobrecargas, magnéticos en el caso de cortocircuitos y electrónicos para ambos casos. Los relés térmicos y magnéticos que generalmente se combinan (interruptores automáticos magnetotérmicos) usan tecnología económica y de probada calidad, pero proporcionan menor flexibilidad de ajuste que los relés electrónicos. [19]

Relé térmico.

Este consiste en una pletina bimetálica que al calentarse más allá de los valores de funcionamiento normales se deforma, abriendo el bloqueo que mantiene los contactos unidos. El tiempo de reacción de una pletina bimetálica es inversamente proporcional a la intensidad de la corriente. Como resultado de su inercia térmica, la pletina bimetálica reacciona con mayor rapidez cuando una segunda sobrecarga sigue la primera en rápida sucesión. Esto mejora la protección de los cables, cuya temperatura ya es alta. [19]

Relé magnético.

Consiste en una bobina magnética cuyo efecto abre el bloqueo que mantiene los contactos unidos, disparando de esta forma el corte en el caso de que exista sobreintensidad. El tiempo de respuesta es muy corto (alrededor de una centésima de segundo). Los interruptores automáticos de caja moldeada tienen una regulación I_m (hasta $10 \times I_r$) que se puede usar para fijar el valor de disparo a las condiciones de protección de la instalación (corriente de cortocircuito y contacto indirecto). Además, esta regulación, al combinarse con un retardo de tiempo, se puede usar para encontrarlas mejores condiciones de selectividad entre los dispositivos. [19]

Relé electrónico.

Un toroidal, puesto en cada polo, mide permanentemente la corriente en cada uno de ellos. Esta información es procesada por un módulo electrónico que controla el disparo del automático cuando se exceden los valores de regulación. La curva del interruptor muestra tres zonas de funcionamiento.

- Zona de funcionamiento “instantáneo”.

Proporciona protección contra cortocircuitos de alta intensidad. Viene fijado de fábrica en un valor fijo (5 a 20 kA) o se ajusta según el dispositivo.

- Zona de funcionamiento con “retardo corto”.

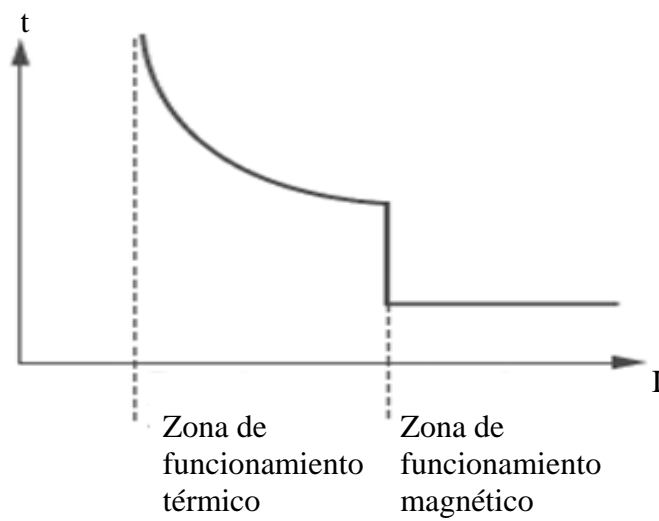
Proporciona protección contra cortocircuitos de intensidad menor, lo que generalmente tiene lugar al final de la línea. Generalmente el umbral de activación es ajustable. El periodo de retardo puede ser aumentado en pasos de hasta un segundo para asegurar la selectividad con los dispositivos colocados aguas abajo.

- Zona de funcionamiento con “retardo largo”.

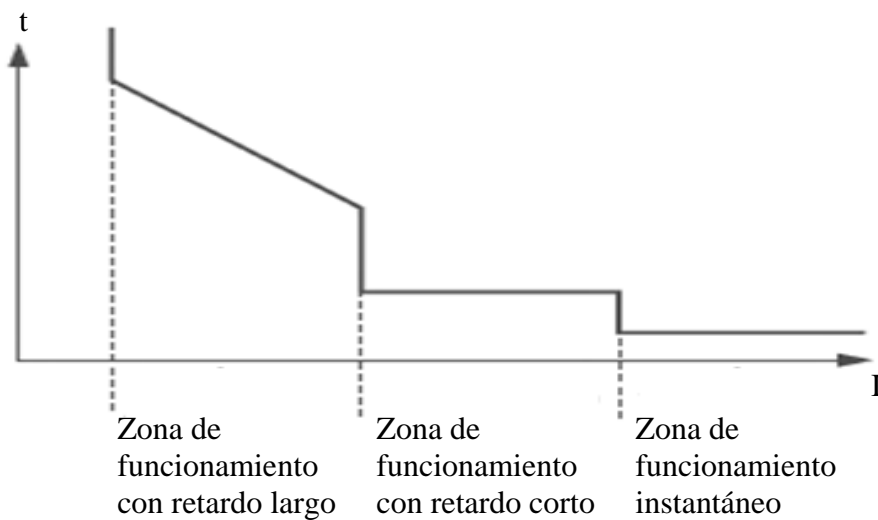
Es similar a las características de un relé térmico. Protege a los conductores contra sobrecargas. Los relés electrónicos mejoran la discriminación y permiten la comunicación entre los dispositivos. [19]

Figura N°9. Curva de disparo típicas.

Relé Magnetotérmico.



Relé Electrónico.



Fuente: Legrand

Características de los interruptores automáticos.

Tensión nominal de funcionamiento - Ue (en V).

Tensión o tensiones en las que se puede usar el automático. El valor indicado es habitualmente el valor máximo. A tensiones menores, ciertas características pueden diferir o incluso mejorar, como por ejemplo el poder de corte. [19]

Tensión de aislamiento - Ui (en V).

Este valor actúa como referencia para las características de aislamiento del dispositivo. Las tensiones de prueba de aislamiento (impulso, frecuencia industrial, etc.) se determinan en base a este valor. [19]

Tensión de impulso - Uimp (en kV).

Este valor caracteriza la capacidad del dispositivo para soportar sobretensiones transitorias como rayos (impulso normal 1,2/50 μ s). [19]

Categoría de utilización.

La norma IEC 60947-2 designa a los interruptores como pertenecientes a una de dos categorías:

- Categoría A para los interruptores que no tienen retardo de tiempo antes de dispararse en caso de cortocircuito.
- Categoría B para los interruptores que tienen retardo de tiempo. Esto puede ser ajustado para realizar la selectividad cronométrica para un valor de cortocircuito inferior a I_{cw} . El valor de I_{cw} debe ser al menos igual al mayor

de dos valores, $12 I_n$ o 5 kA, para los interruptores automáticos con corriente nominal de 2.500 A como máximo y 30 kA por encima de ese valor. [19]

Intensidad nominal - I_n (en A).

Este es el valor máximo de corriente que el interruptor puede soportar de manera permanente. Este valor se da siempre para una temperatura ambiente de 40 °C alrededor del dispositivo conforme a la norma IEC 60947-2 y de 30 °C conforme a la norma IEC 60898-1. Si esta temperatura es mayor, es probable que sea necesario reducir la corriente de utilización. [19]

Poder de corte último - I_{cu} (en kA).

Este es el valor máximo de corriente de cortocircuito que un interruptor automático puede interrumpir a una tensión y ángulo de fase ($\cos\phi$) determinados. Las pruebas se ejecutan conforme a la secuencia O–t–CO, donde O representa una operación de desconexión automática, t un intervalo de tiempo y CO una operación de conexión seguida de una operación de desconexión automática. Después de la prueba, el interruptor automático debe continuar funcionando con un nivel mínimo de seguridad (aislamiento, resistencia dieléctrica). [19]

Poder de corte nominal - I_{cn} (en A).

En la norma IEC 60898-1, el poder de corte del dispositivo es sometido a prueba de manera similar, pero se denomina I_{cn} . Después de la prueba, el interruptor automático debe retener sus propiedades dieléctricas y ser capaz de dispararse en conformidad con las especificaciones de la norma. [19]

Poder de corte de servicio - Ics.

Este es el valor expresado como porcentaje de I_{cu} . Será uno de los siguientes valores: 25% (solo categoría A), 50%, 75% o 100%. El interruptor automático debe ser capaz de operar normalmente después de interrumpir la corriente de I_{cs} varias veces usando la secuencia O-CO-CO. La norma IEC 60898 indica los valores mínimos que se deben alcanzar conforme al I_{cn} del dispositivo. [19]

Corriente de corta duración admisible - I_{cw} (en kA).

Este es el valor de la corriente de cortocircuito que un interruptor automático de categoría B es capaz de resistir durante un periodo definido sin alterar sus características. Se pretende que este valor permita la selectividad entre dispositivos. El interruptor automático en cuestión puede permanecer cerrado mientras el dispositivo aguas abajo elimina el defecto en tanto la energía I^2t no exceda I_{cw}^2 (1 s). [19]

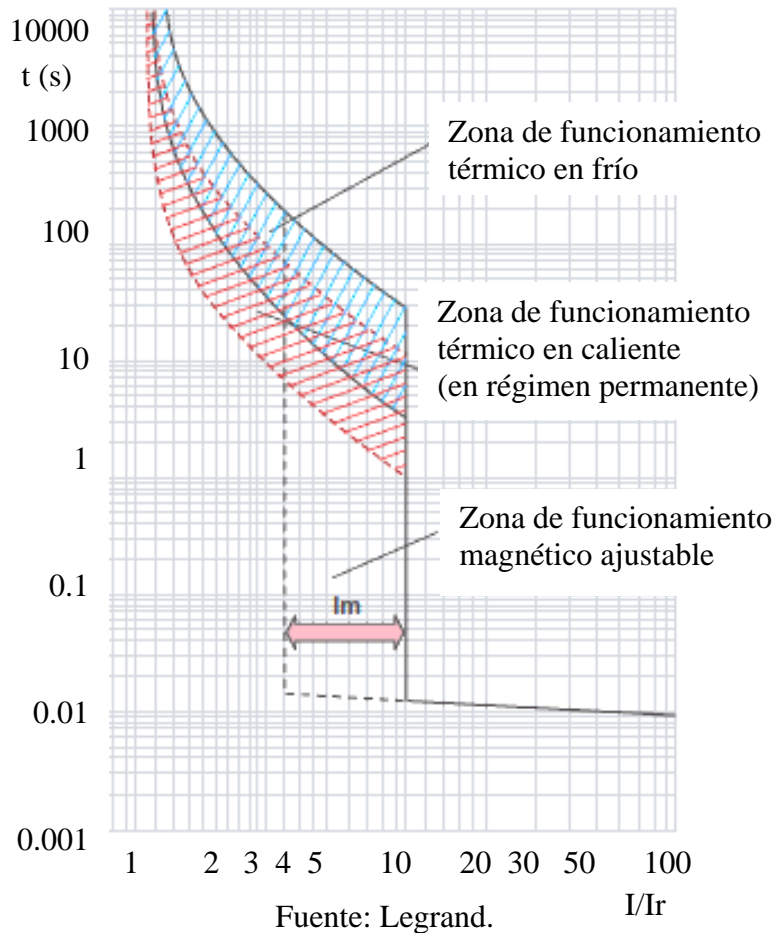
Poder de cierre asignado bajo cortocircuito - I_{cm} (kA).

Es la intensidad de corriente máxima que un dispositivo puede establecer bajo la tensión asignada en las condiciones de la norma. Los dispositivos sin una función de protección, como los conmutadores, deben poder soportar corrientes de cortocircuito con un valor y duración resultantes de la acción del dispositivo de protección asociado. [19]

Curvas de disparo.

Interruptor automático magnetotérmico (Fig. 10).

Figura N°10. Curva de disparo de interruptor magnetotérmico.



I: corriente real

I_r : protección térmica contra sobrecargas (ajuste de $I_r = x I_n$).

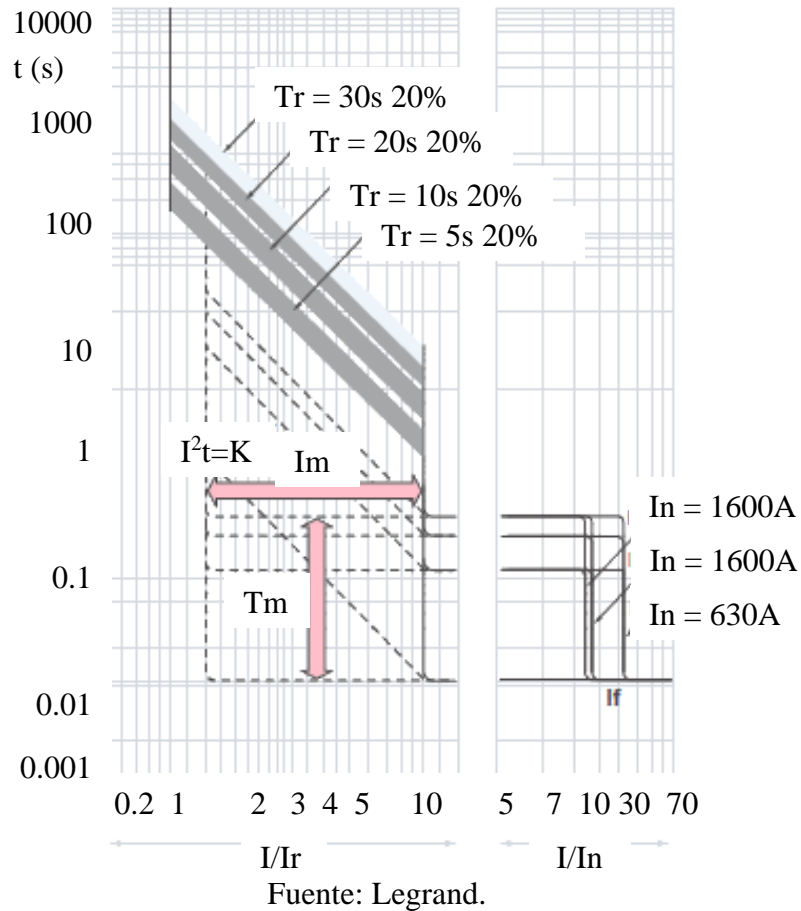
I_m : protección magnética contra cortocircuitos (ajuste de $I_m = x I_r$).

Puesto que la abcisa de las curvas expresa la relación I/I_r , modificar el ajuste de I_r no cambia la representación gráfica del disparo térmico.

Sin embargo, el I_m del ajuste magnético se puede leer directamente (3,5 a 10 en este ejemplo). [19]

Interruptor automático electrónico (Fig. 11).

Figura N°11. Curva de disparo de interruptor electrónico.



I: corriente real

I_r : protección de retardo largo contra sobrecargas (regulable: $I_r = x I_n$, 0,4 a 1 x I_n)

T_r : tiempo de acción de la protección de retardo largo (regulable: 5 a 30 s) hasta $6xI_r$

I_m : protección de retardo corto contra cortocircuitos (regulable: $I_m = x I_r$, 1,5 a 10

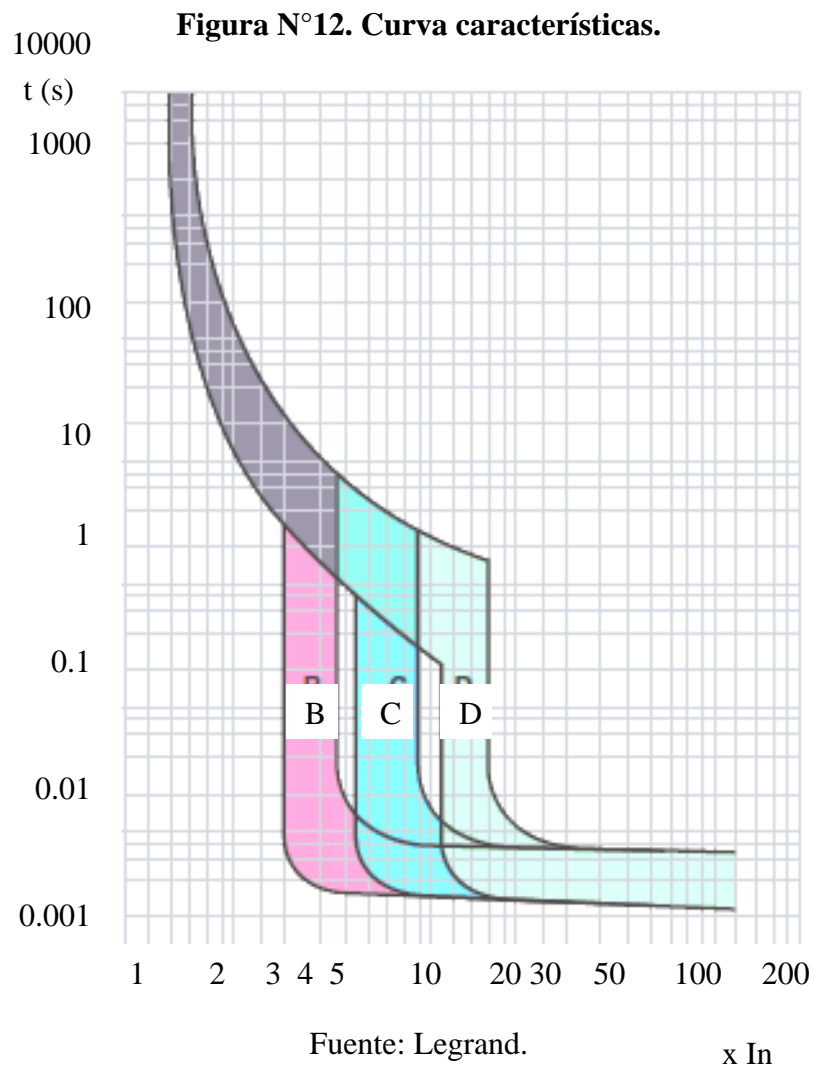
I_r)

T_m : tiempo de acción de la protección de retardo corto (regulable: 0 a 0,3 s) I^2t constante (regulable a través de T_m),

I_f : protección instantánea de umbral fijo (fijo: 5 a 20 kA dependiendo del modelo).

La norma UNE-EN 60898-1 especifica los límites dentro de los cuales debe tener lugar el disparo en el caso de cortocircuitos:

- Curva B: 3 a 5 I_n
- Curva C: 5 a 10 I_n
- Curva D: 10 a 20 I_n



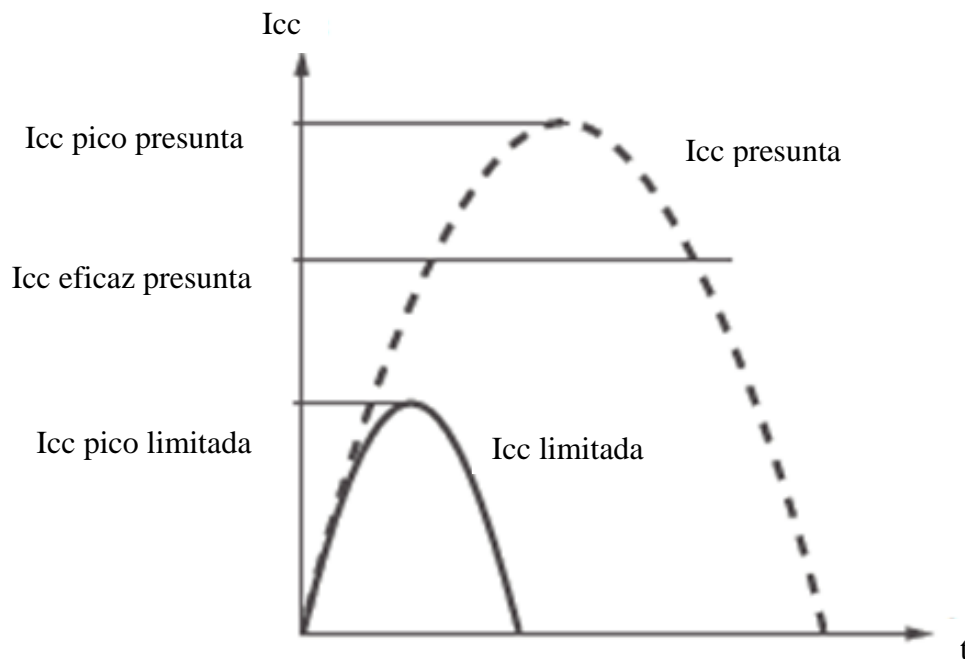
En caso de cortocircuito y en ausencia de protección, la corriente que circula a través de la instalación es la corriente de cortocircuito presunta. Cuando una corriente de cortocircuito pasa por un interruptor automático, éste tiene una capacidad más o menos elevada para dejar pasar sólo una parte de esta corriente. En tal caso, el cortocircuito está limitado en amplitud y duración. El propósito de la limitación es reducir:

- Los esfuerzos térmicos.
- Los esfuerzos electrodinámicos.
- Los efectos de la inducción electromagnética.

También facilita la selectividad y la asociación. El poder de limitación de los dispositivos se representa en forma de curvas de limitación. [19]

Limitación de la corriente de cortocircuito.

Figura N°13. Limitación de la corriente de cortocircuito.



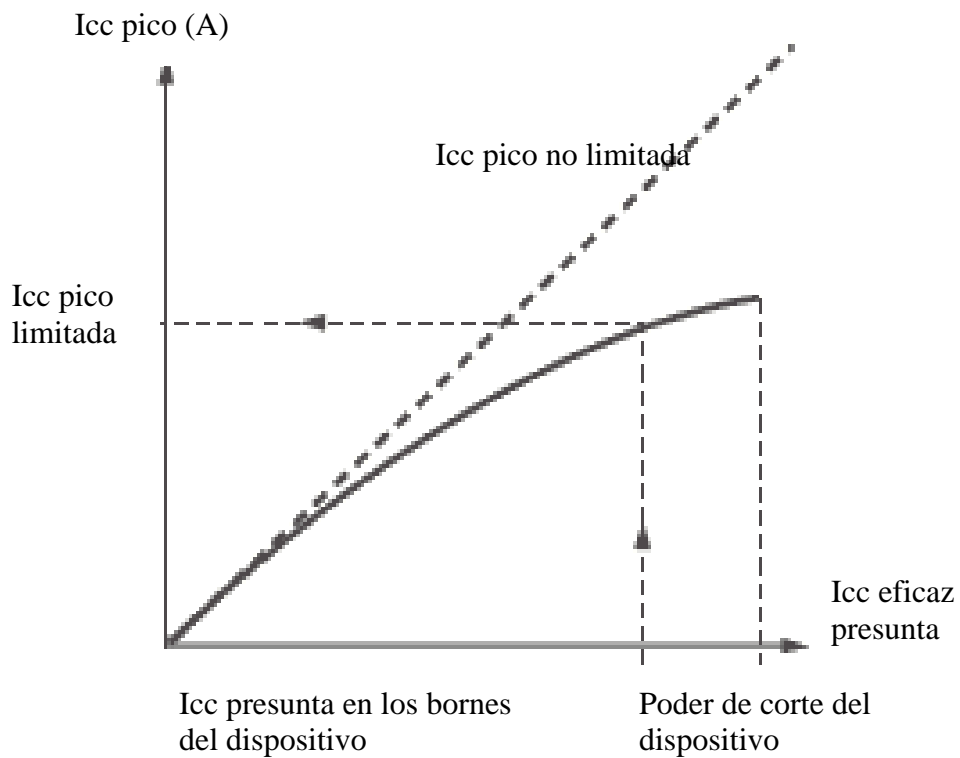
Fuente: Legrand.

Curvas de limitación de corriente.

Estas curvas proporcionan los valores máximos de las corrientes de pico (en A pico), limitados por los dispositivos conforme al valor de la corriente de cortocircuito presumible. Los valores de corriente limitada se usan para determinar el tamaño de los juegos de barras y para verificar la resistencia de los conductores y dispositivos.

[19]

Figura N°14. Curvas de limitación de corriente.



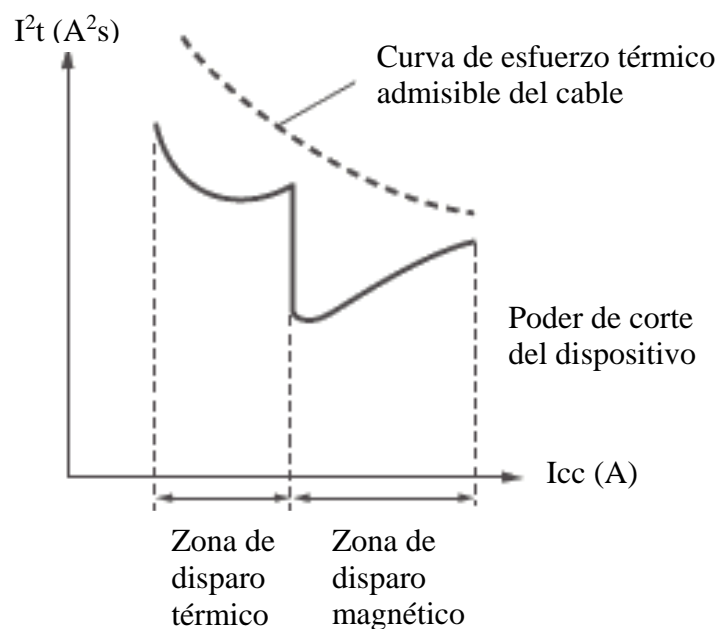
Fuente: Legrand.

Curvas de limitación de esfuerzo térmico.

Estas curvas proporcionan la imagen de la energía (en A²s) que deja pasar el aparato en función de la corriente de cortocircuito presumible. Se pueden usar para verificar la resistencia de los cables protegidos por el dispositivo ante los esfuerzos térmicos.

[19]

Figura N°15. Curvas de limitación de esfuerzo térmico.



Fuente: Legrand.

Tipos de Interruptores automático.

MCB - Interruptores automáticos modulares.

Interruptores automáticos que están equipados con relés termomagnéticos cuyas características de disparo se adecúan a la norma IEC60898 y a la norma DIN VDE 0660. Estos interruptores automáticos presentan una capacidad de corte (I_{cu}) que

cumple con la norma IEC 60947-2 y los límites de selectividad de energía se refieren a esta norma. [1]

Son una combinación electromecánica de un dispositivo de protección de sobrecarga y un dispositivo de protección contra cortocircuitos.

La protección de sobrecarga consiste en una liberación térmica (disparo retardado) y la protección contra cortocircuitos está garantizada por un dispositivo de disparo magnético (disparo instantáneo).

Figura N° 16. Estructura de un MCB.



Fuente: Siemens

El actuador (mango) se encuentra en la parte superior con el mecanismo de corte.

La bobina de disparo para la desconexión de cortocircuito se encuentra en el centro, junto con el sistema de contacto. Debajo de eso, el dispositivo extintor extingue cualquier arco generado durante un cortocircuito. El bimetálico térmico (liberación) se encuentra a la derecha, que se dispara en caso de sobrecorrientes.

La ruta de la corriente conduce desde el terminal a través de la bobina de activación (disparador magnético) hasta el sistema de contacto, y luego a través del bimetálico térmico al segundo terminal.

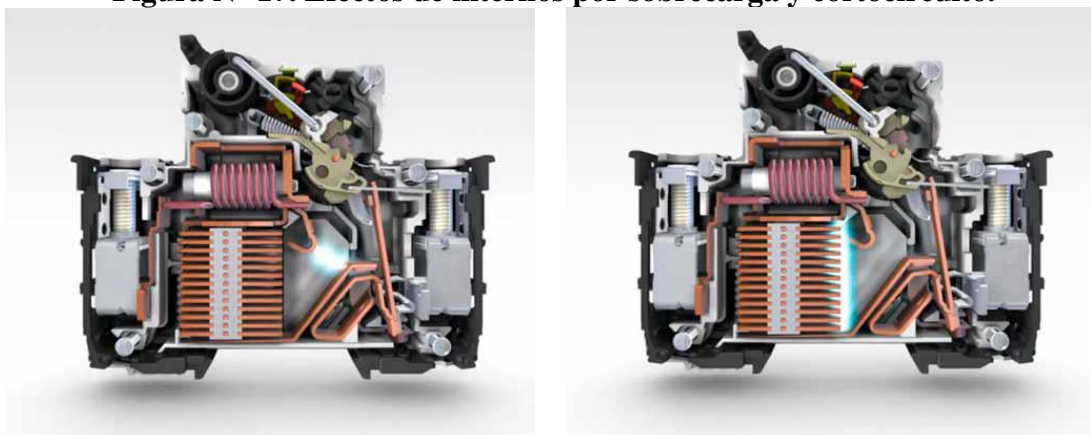
El disparo manual o un disparo por sobrecarga o cortocircuito abrirán los contactos de conmutación. El arco generado por altas corrientes se moverá a través de la placa de guía y el núcleo dentro de la cámara de arco. Dentro de la cámara, el arco se separa en varios arcos individuales más pequeños, y se genera un alto voltaje de arco.

Una vez que el arco se ha extinguido, el flujo de corriente se interrumpe y el circuito (defectuoso) se desconecta. Todo el proceso dura solo unos pocos milisegundos.

Los MCB también están equipados con un mecanismo denominado sin disparo. El mecanismo asegura que los contactos de conmutación se establecerán en OFF cuando se disparen (sobrecarga, cortocircuito, ubicación de acoplamiento para los componentes del sistema) incluso si el mango está bloqueado en posición ON (por ejemplo, mientras está sellado o durante una operación de conmutación).

El disparo manual o un disparo por sobrecarga o cortocircuito abrirán los contactos de conmutación. El arco generado por altas corrientes se moverá a través de la placa de guía y el núcleo dentro de la cámara de arco. Dentro de la cámara, el arco se separa en varios arcos individuales más pequeños, y se genera un alto voltaje de arco.

Figura N° 17. Efectos de internos por sobrecarga y cortocircuito.



Fuente: Siemens

Una vez que el arco se ha extinguido, el flujo de corriente se interrumpe y el circuito (defectuoso) se desconecta. Todo el proceso dura solo unos pocos milisegundos.

Los MCB también están equipados con un mecanismo denominado sin disparo. El mecanismo asegura que los contactos de conmutación se establecerán en OFF cuando se disparen (sobrecarga, cortocircuito, ubicación de acoplamiento para los componentes del sistema) incluso si el mango está bloqueado en posición ON (por ejemplo, mientras está sellado o durante una operación de conmutación) [24]

Curvas características MCB.

Las curvas características describen el comportamiento operativo y de disparo de los MCB en caso de sobrecarga o cortocircuito. Representan un elemento importante para la configuración y el dimensionamiento de los dispositivos.

Como parte de la evaluación de un dispositivo en términos de selectividad y protección de respaldo, la probabilidad de una limitación de cortocircuito (potencia) durante una desconexión de cortocircuito puede deducirse de las llamadas características de corte.

Los diversos tipos de curvas características y su significado se describen en detalle a continuación.

Características de disparo de I-t

El comportamiento de disparo esperado, y en particular el tiempo de corte esperado del MCB deseado se pueden determinar a partir de su característica de disparo I-t.

En línea con los dos sistemas de disparo existentes (liberación de sobrecarga = bimetal, liberación de cortocircuito = bobina de cortocircuito), la ruta de la característica de disparo I-t consiste en dos secciones de curvas características:

- Sección de sobrecarga (térmica)
- Sección de liberación de cortocircuito (magnética)

La sección de sobrecarga de la curva describe el comportamiento de disparo del bimetálico, mientras que la sección de liberación de cortocircuito de la curva característica describe el comportamiento de liberación de la bobina de cortocircuito.

Dependiendo del equipo utilizado y el comportamiento operativo de los consumidores conectados, la liberación de cortocircuitos del MCB debe dispararse a varias velocidades para garantizar una protección segura y eficiente contra cortocircuitos. Estas se llaman características de disparo.

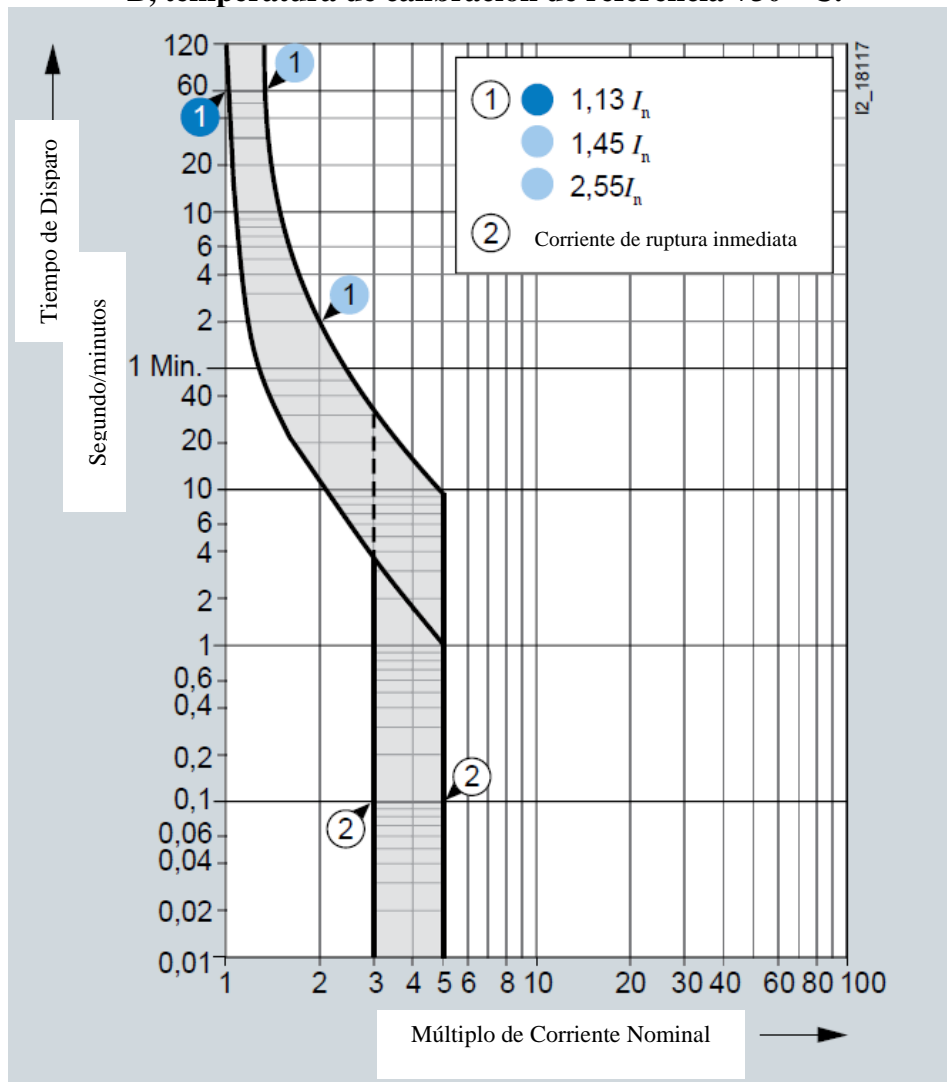
Las siguientes características de disparo para MCB están estandarizadas internacionalmente de acuerdo con IEC / EN 60898-1 (VDE 0641-11):

- Característica de disparo B
- Característica de disparo C
- Característica de disparo D

Otras características de disparo específicas del fabricante pueden aplicarse para casos de uso específicos.

Todos los MCB aprobados de acuerdo con IEC / EN 60898-1 (VDE 0641-11) deben cumplir con las corrientes de prueba prescritas específicas durante la prueba del dispositivo. [24]

Figura N° 18. Representación esquemática de una característica de disparo I-t incl. Corrientes de prueba basadas en el ejemplo de la característica de disparo B, temperatura de calibración de referencia +30 ° C.



Fuente: Siemens

Requisitos estándar para las corrientes de prueba:

1.13 x In – la corriente definida de no disparo Int.

- los límites especificados para los tiempos de no disparo:
- $t \leq 1 \text{ h}$ (para $I_n \leq 63 \text{ A}$) - $t \leq 2 \text{ h}$ (para $I_n > 63 \text{ A}$)
- El MCB no debe disparar dentro de estos tiempos

1.45 x I_n – la corriente de disparo definida I_t .

- límite especificado para los tiempos de disparo:
- $t \leq 1 \text{ h}$ (para $I_n \leq 63 \text{ A}$) - $t \leq 2 \text{ h}$ (para $I_n > 63 \text{ A}$)
- El MCB debe disparar dentro de estos tiempos

2.55 x I_n En corriente de disparo definida I_t .

- tiempo especificado para el disparo:
- $1 \text{ s} < t < 60 \text{ s}$ (para $I_n \leq 32 \text{ A}$) - $1 \text{ s} < t < 120 \text{ s}$ (para $I_n > 32 \text{ A}$)
- el MCB debe disparar dentro de estos tiempos

Rangos estándar para disparo inmediato de acuerdo con IEC / EN 60898-1, Tabla 2:

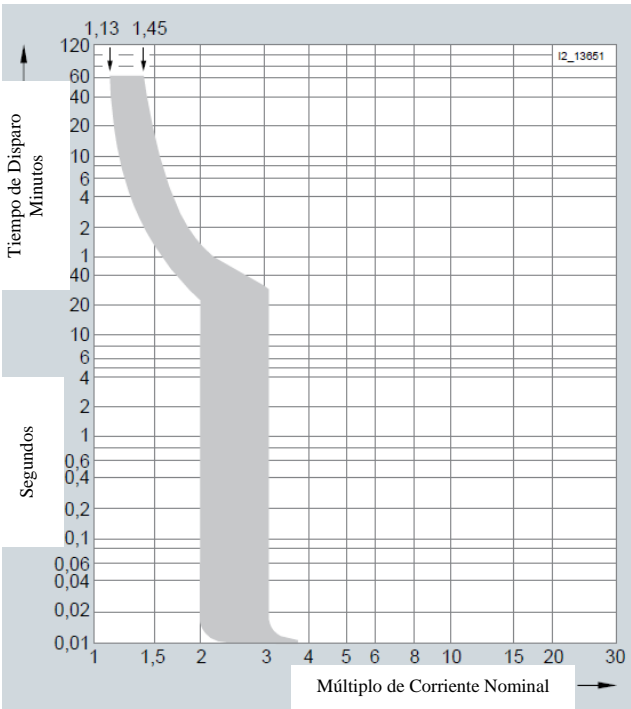
Característica de disparo B: 3-5 x I_n

Característica de disparo C: 5-10 x I_n

Característica de disparo D: 10-20 x I_n

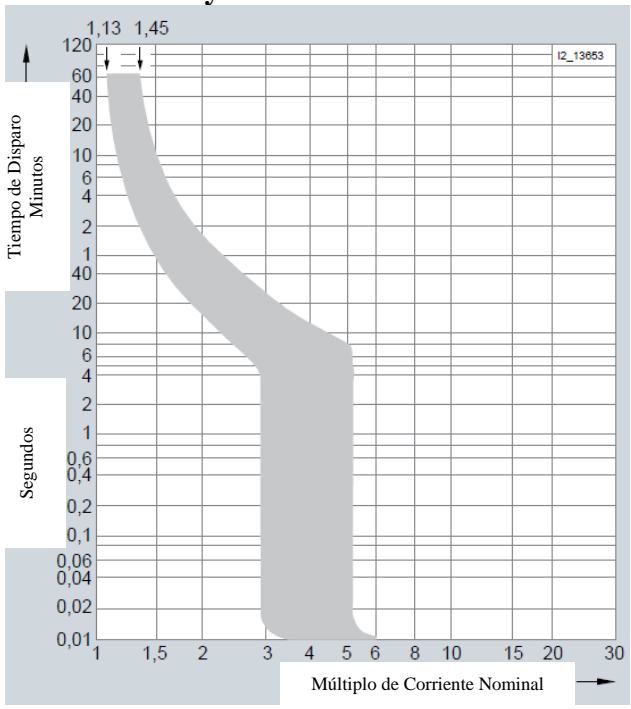
Descripción general de las curvas características y características de disparo para los MCB de Siemens. [24]

Figura N° 19. Característica de disparo A, para protección de semiconductores y protección de circuitos de medición con transformadores.



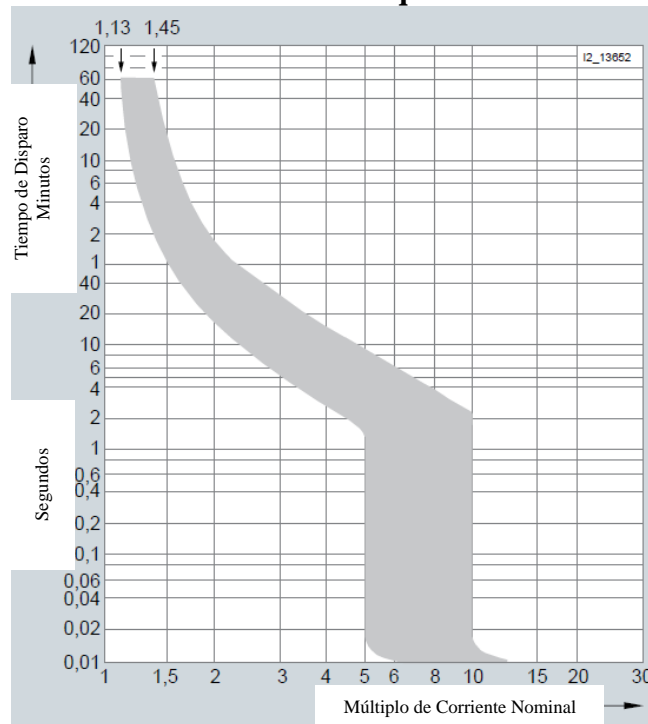
Fuente: Siemens

Figura N° 20. Característica de disparo B, para uso universal en toma de corriente y circuitos de iluminación.



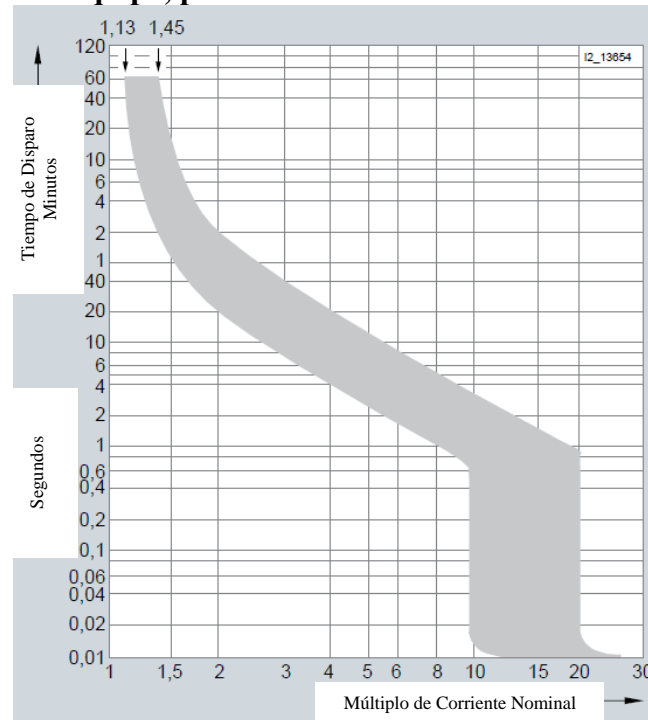
Fuente: Siemens

Figura N° 21. Característica de disparo C, ideal para usar en lámparas y circuitos de motor con un arranque más alto corrientes.



Fuente: Siemens

Figura N° 22. Característica de disparo D, para circuitos con alta generación de impulsos equipo, p. transformadores o solenoide válvulas.



Fuente: Siemens

MCCB - Interruptores automáticos en caja moldeada.

Estos interruptores automáticos pueden equipar con relés termomagnéticos o electrónicos. Son relés electrónicos avanzados que permite obtener selectividad de zona entre interruptores automáticos en caja moldeada. [1]

ACB - Interruptores automáticos en bastidor abierto.

Estos interruptores automáticos están equipados con relés electrónicos que permite obtener selectividad de zona y además de selectividad de zona, también permite obtener selectividad de zona direccional. [1]

CAPÍTULO III: CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.

5.3.1. Cobertura del estudio de coordinación.

El objetivo del estudio de cortocircuito es proporcionar información sobre corrientes y tensiones en un sistema eléctrico durante condiciones de falla.

Esta información se requiere para determinar las características de capacidad de interrupción de los dispositivos de protección localizados en el sistema, los cuales deberán reconocer la existencia de la falla asegurando la interrupción en el servicio y evitando daños a los equipos. En el diseño de las instalaciones eléctricas, se deben considerar no sólo las corrientes nominales de servicio, sino también las sobrecorrientes debidas a las sobrecargas y los cortocircuitos.

El conocimiento de las corrientes de cortocircuito, en los distintos puntos de la instalación, es indispensable para el diseño de componentes como:

- Barras.
- Cables.
- Dispositivos de maniobra.
- Dispositivos de protección, etc.

Para elegir adecuadamente los dispositivos de protección debemos conocer las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas en los distintos niveles.

Las corrientes de cortocircuito máximas corresponden a un cortocircuito en los bornes de salida de los dispositivos de protección, considerando la configuración de la red al tipo de cortocircuito de mayor aporte.

Estas corrientes se utilizan para determinar:

- Los esfuerzos térmicos y electrodinámicos en los componentes.
- La capacidad de cierre de los interruptores.

Las corrientes de cortocircuito mínimas corresponden a un cortocircuito en el extremo del circuito protegido, considerando la configuración de la red y al tipo de cortocircuito de menor aporte son la fase-neutro (circuitos con neutro) o entre dos fases (circuitos sin neutro). Estas corrientes se utilizan para determinar el ajuste de los dispositivos de protección para proteger a los conductores frente a un cortocircuito.

Por último, las corrientes de cortocircuito fase-tierra, se utilizan para elegir los dispositivos de protección contra los contactos eléctricos indirectos.

El tamaño del sistema eléctrico se debe considerar para determinar la magnitud de la corriente que será entregada. Esto hace que los interruptores o fusibles se seleccionen con la capacidad de interrupción adecuada.

La magnitud de la corriente de carga se determina por la cantidad de trabajo que se está haciendo y tiene poca relación con el tamaño del sistema que alimenta la carga. Sin embargo, la magnitud de la corriente de cortocircuito es algo independiente de la carga y está directamente relacionada con el tamaño capacidad de la fuente de potencia.

Entre más grande sea el aparato que suministra la potencia eléctrica al sistema, mayor será la corriente de cortocircuito. [15]

5.3.2. Cálculo de la corriente de cortocircuito.

Generalidades.

El cortocircuito es un defecto de impedancia despreciable entre partes activas, que en condiciones normales están a distinto potencial.

Tipos de defectos.

En una red trifásica pueden presentarse los siguientes tipos de defecto:

- defecto trifásico
- defecto bifásico
- defecto fase-neutro
- defecto fase-PE.

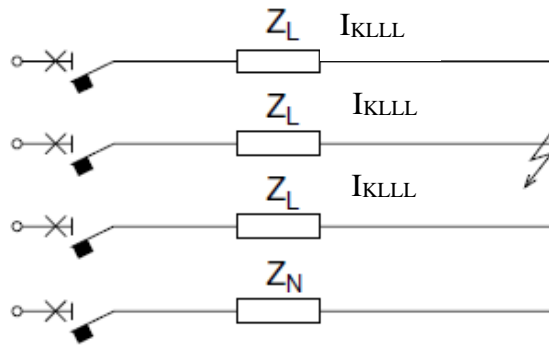
En las fórmulas se utilizan los siguientes símbolos:

- I_k corriente de cortocircuito
- U_r tensión asignada
- Z_L impedancia de línea
- Z_N impedancia del neutro
- Z_{PE} impedancia del conductor de protección.

Las siguientes figuras se muestran de forma resumida los tipos de defectos y las relaciones entre el valor de la corriente de cortocircuito por defecto simétrico (trifásico) y la corriente de cortocircuito por defecto asimétrico (bifásico y monofásico) debidos a defectos alejados de generadores. [2]

Defecto trifásico (Fig. 23).

Figura N°23. Defecto trifásico.



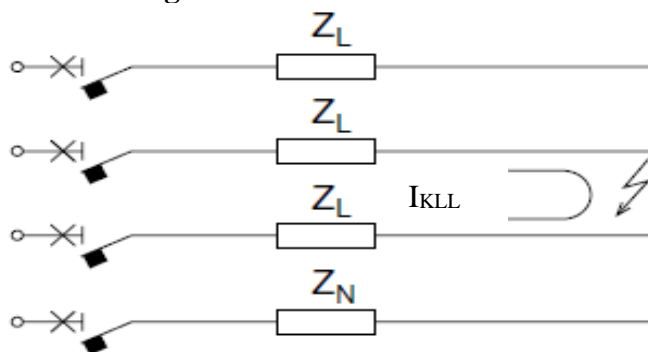
Fuente: ABB.

$$I_{KLLL} = \frac{U_r}{\sqrt{3}Z_L}$$

donde $Z_L = \sqrt{R_L^2 + X_L^2}$

Defecto bifásico (Fig. 24).

Figura N° 24. Defecto bifásico.



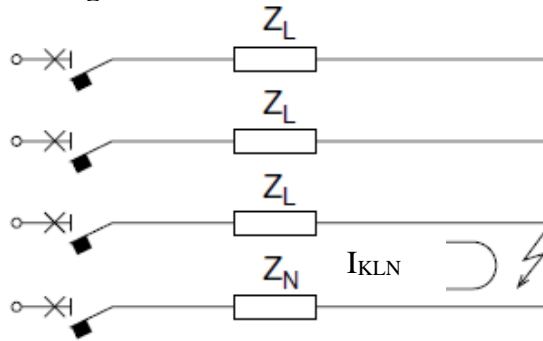
Fuente: ABB.

$$I_{KLL} = \frac{U_r}{2Z_L} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{KLLL}$$

$$I_{KLL} = 0.87 I_{KLLL}$$

Defecto fase-neutro (Fig. 25)

Figura N° 25. Defecto fase-neutro.



Fuente: ABB.

$$I_{KLN} = \frac{U_r}{\sqrt{3}(Z_L + Z_N)}$$

Si $Z_L = Z_N$ (sección del neutro igual a la de la fase)

$$I_{KLN} = \frac{U_r}{\sqrt{3}(Z_L + Z_N)} = \frac{U_r}{\sqrt{3}(2Z_L)} = 0.5I_{KLLL}$$

Si $Z_N = 2Z_L$ (sección del neutro mitad de la fase)

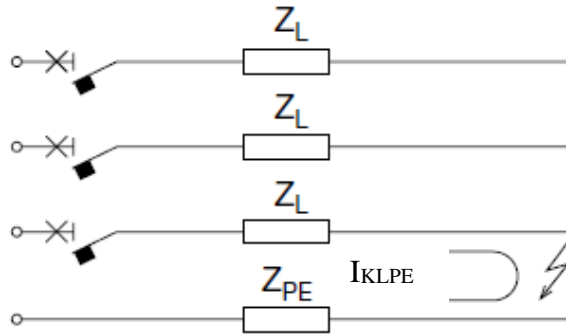
$$I_{KLN} = \frac{U_r}{\sqrt{3}(Z_L + Z_N)} = \frac{U_r}{\sqrt{3}(3Z_L)} = 0.33I_{KLLL}$$

Si $Z_N = 0$ (condición límite)

$$I_{KLN} = \frac{U_r}{\sqrt{3}(Z_L + Z_N)} = \frac{U_r}{\sqrt{3}(3Z_L)} = 0.33I_{KLLL}$$

Defecto fase-PE (Fig. 26).

Figura N°26. Defecto fase-PE.



Fuente: ABB.

$$I_{KLPE} = \frac{U_r}{\sqrt{3}(Z_L + Z_{PE})}$$

Si $Z_L = Z_{PE}$ (sección del conductor de protección igual a la de la fase)

$$I_{KLPE} = \frac{U_r}{\sqrt{3}(Z_L + Z_{PE})} = \frac{U_r}{\sqrt{3}(2Z_L)} = 0.5I_{KLLL}$$

Si $Z_{PE} = 2Z_L$ (sección del conductor de protección mitad de la fase)

$$I_{KLPE} = \frac{U_r}{\sqrt{3}(Z_L + Z_{PE})} = \frac{U_r}{\sqrt{3}(3Z_L)} = 0.33I_{KLLL}$$

Si $Z_{PE} = 0$ (condición límite)

$$I_{KLPE} = \frac{U_r}{\sqrt{3}(Z_L + Z_{PE})} = \frac{U_r}{\sqrt{3}(3Z_L)} = 0.33I_{KLLL}$$

5.3.3. Procedimiento para el cálculo de cortocircuito de acuerdo con la norma IEC 60909.

La norma IEC 60909 se aplica a todas las redes hasta 230 kV aplicando el teorema de Thevenin, el cual consiste en calcular una fuente de tensión equivalente en el punto de cortocircuito para determinar la corriente en ese punto.

Definiciones.

Corriente de cortocircuito simétrica inicial (I_k'').

Es el valor eficaz de la componente simétrica de la corriente de cortocircuito prevista, en el instante de la aparición del cortocircuito, si la impedancia conserva su valor inicial. [3]

Valor de cresta de la corriente de cortocircuito (I_p).

Es el valor instantáneo máximo posible de la corriente de cortocircuito prevista. Para el cálculo de la corriente de cresta o pico, se considera la máxima asimetría posible de la corriente debido a la componente continua, esta asimetría depende de la relación R/X del circuito en falla y del valor de la tensión en el instante del cortocircuito.

En el diseño se trabaja con el valor máximo posible y se calcula cualquiera sea la naturaleza de la falla a partir de la siguiente fórmula: $I_p = k\sqrt{2} \times I_k''$. [3]

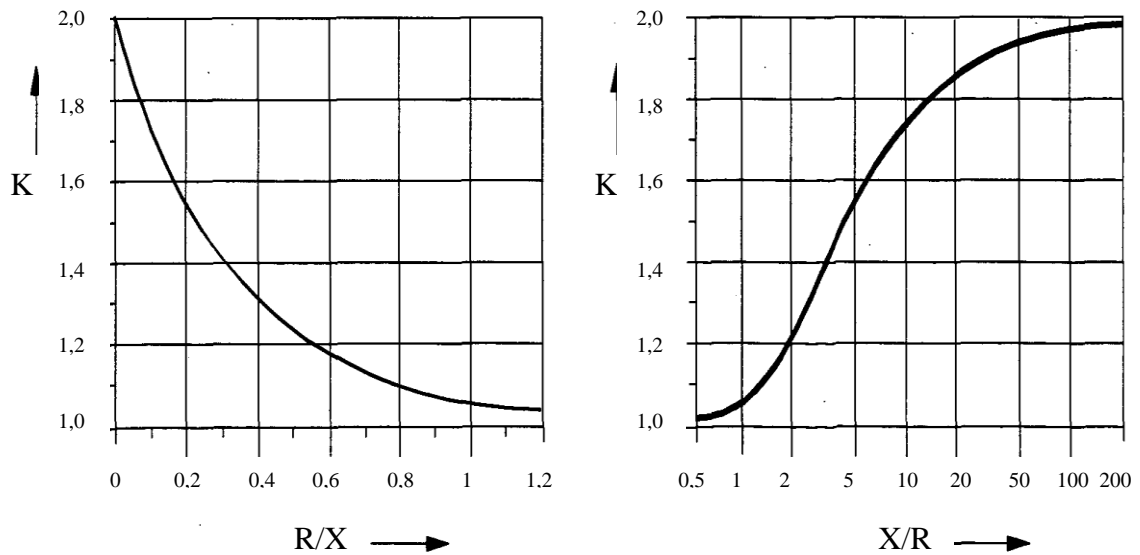
Dónde:

I_k'' : Corriente de cortocircuito inicial.

k: factor, función de la relación R/X del circuito.

El factor k se puede obtener del gráfico de la figura 6.

Figura N° 27. Curva para calcular el factor k.



Fuente: IEC 60909-0.

o de calcular con la siguiente formula:

$$k = 1.02 + 0.98 \times e^{\frac{3R}{X}} [3]$$

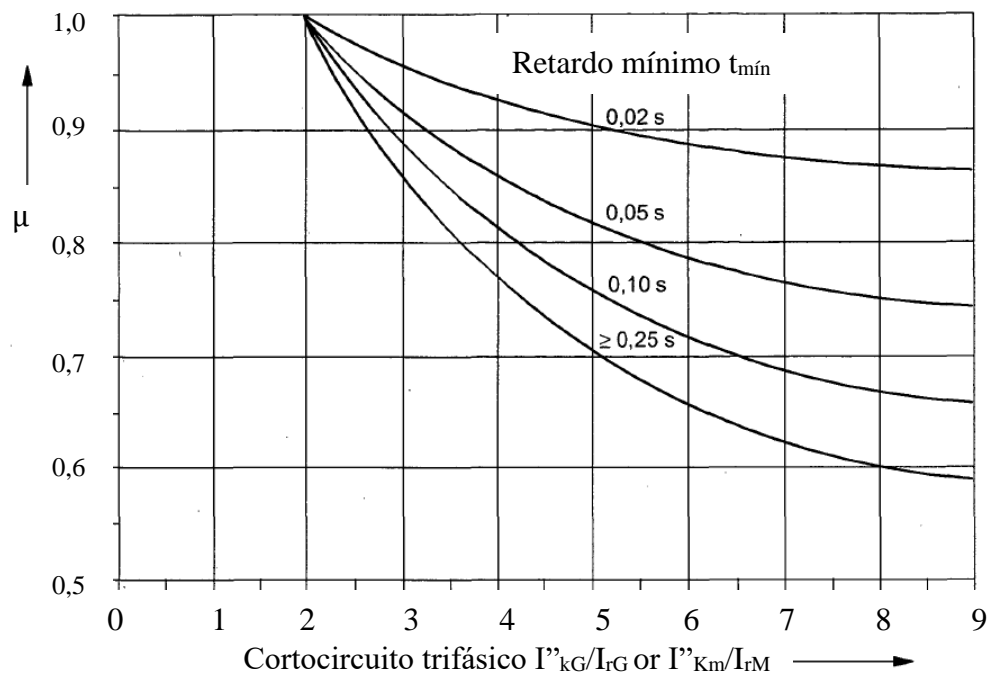
Corriente de cortocircuito simétrica de corte (I_b).

El cálculo de la corriente de cortocircuito de corte solo es necesario en el caso de una falla cercana a los generadores y cuando la protección queda asegurada por interruptores automáticos de potencia.

Esta corriente sirve para determinar el poder de corte de los interruptores automáticos, se aplica la siguiente formula: $I_b = \mu \times I_k''$

μ : factor función del tiempo de retardo mínimo del interruptor t_{\min} y de la razón k''/I_r que relaciona la influencia de las reactancias subtransitoria y transitoria con I_r (corriente asignada al generador). [3]

Figura N° 28. Factor para el cálculo de la corriente de cortocircuito de corte Ib.



Fuente: IEC 60909-0.

Corriente de cortocircuito permanente (I_k).

Es el valor eficaz de la corriente de cortocircuito que se mantiene tras la extinción de los fenómenos transitorios.

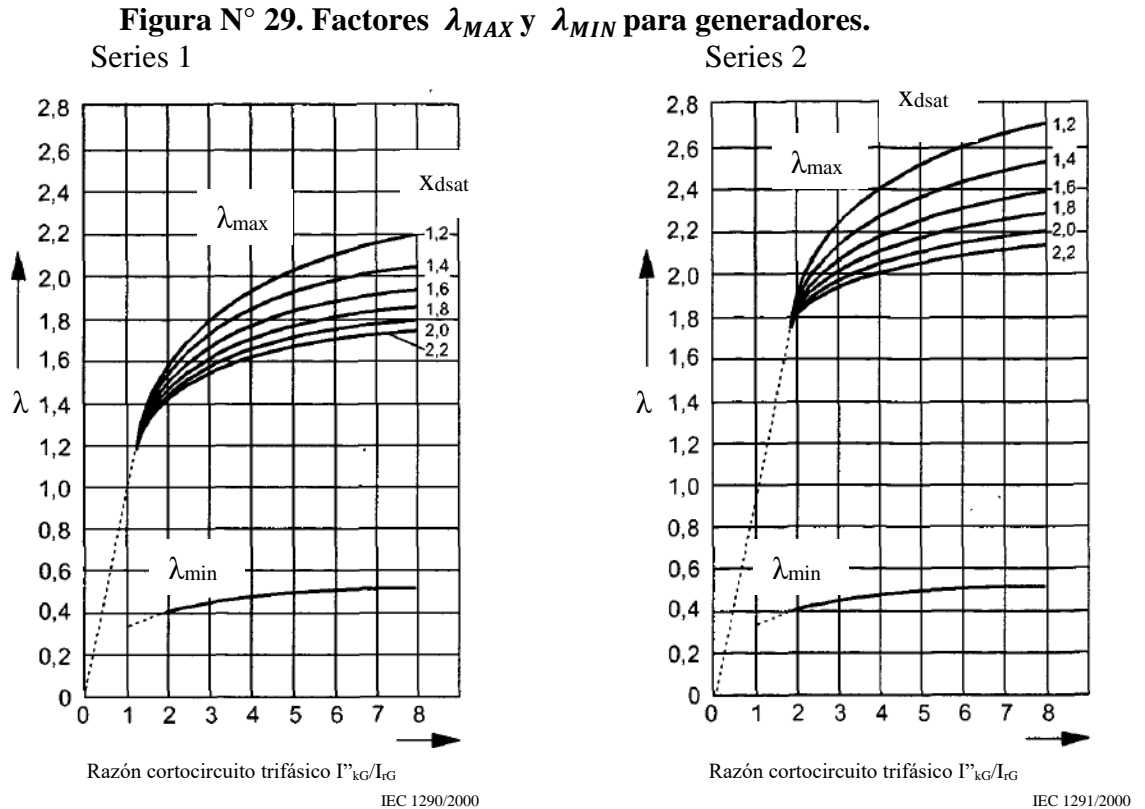
La amplitud de la corriente de cortocircuito permanente I_k depende del estado de saturación del circuito magnético de los generadores, el cálculo es menos preciso que el de la corriente simétrica inicial I_k'' .

En el caso que el cortocircuito es alimentado por un generador o máquina síncrona, la corriente máxima de cortocircuito permanente, bajo la máxima excitación del generador síncrono, es dada por: $I_{k_{MAX}} = \lambda_{MAX} \times I_r$

I_r : valor asignado a la corriente en bornes del generador.

λ : factor dependiente de la inductancia de saturación X_{dsat} .

Los valores de λ_{MAX} y λ_{MIN} se obtienen mediante la siguiente figura para los generadores. [3]



Fuente: IEC 60909-0

La norma IEC 60909 define y presenta un procedimiento, que utiliza las componentes simétricas, desarrolla el cálculo de las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas. Existen varios procedimientos para determinar el valor de la corriente pico que son utilizados para el cálculo de la componente DC de la corriente de falla.

Esta norma considera a la corriente de falla como la corriente de estado permanente, recomienda usar las reactancias de los generadores utilizados para el cálculo de las

corrientes iniciales de falla y considera que la corriente de estado permanente es la corriente inicial de falla calculada sin considerar los motores, para este cálculo se establece la representación del sistema de excitación del generador.

Para el cálculo del voltaje de prefalla se recomienda el uso de multiplicadores debido básicamente a que se tienen taps en los transformadores, cargas del sistema, comportamiento subtransitorios de máquinas rotativas.

Los multiplicadores de voltaje prefalla utilizados en el cálculo de las corrientes máximas y mínimas son 1,1 y 1 respectivamente. [3]

Procedimiento.

1. Cálculo de la tensión equivalente en el punto de falla.

$$V_{eq} = \frac{cV_n}{\sqrt{3}}$$

Se introduce un factor “c” de la tensión por los siguientes motivos:

- Las variaciones de tensión en el espacio y en el tiempo.
- Los cambios eventuales en las conexiones de los transformadores.
- El comportamiento subtransitorio de los generadores y de los motores.

Según los cálculos a efectuar y los márgenes de tensión considerados, los valores normativos de este factor de tensión indicados en la siguiente tabla.

Tabla N° 3. Valores de factor de tensión “c”.

TENSIÓN NOMINAL FACTOR DE TENSIÓN “c” PARA EL CÁLCULO DE V_n	FACTOR DE TENSIÓN “c” PARA EL CÁLCULO	
	Iccmáx	Iccmín
BT		
230 – 400 V	1	0,95
Otros	1,05	1
AT		
1 – 230kV	1,1	1

Fuente: IEC 60909-0.

- Determinación y suma de las impedancias equivalentes: directa, inversa y homopolar, aguas arriba del punto de falla.
- Cálculo de la corriente de cortocircuito inicial, con ayuda de las componentes simétricas. Las fórmulas que emplear para el cálculo de Icc son la siguientes.

Tabla N° 4. Valores de las corrientes de cortocircuito en función de las impedancias directa, inversa y homopolar de una red.

TIPO DE CORTOCIRCUITO	I_k'' CASO GENERAL	DEFECTO ALEJADO DE LOS GENERADORES
Trifásico (Z_t cualquiera)	$\frac{c \times V_n}{\sqrt{3}x Z_d }$	$\frac{c \times V_n}{\sqrt{3}x Z_d }$
	<p>En los dos casos, la corriente de cortocircuito sólo depende de Z_d. Generalmente Z_d se reemplaza por. Z_k: impedancia de cortocircuito en el punto de falla</p> $Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2}$ <p>Donde R_k es la suma de las resistencias de una fase conectadas en serie, X_k es la suma de las reactancias de una fase conectadas en serie.</p>	
Bifásico aislado Z_t	$\frac{c \times V_n}{ Z_d + Z_i }$	$\frac{c \times V_n}{2 \times Z_d }$
Monofásico	$\frac{c \times V_n \times \sqrt{3}}{ Z_d + Z_i + Z_0 }$	$\frac{c \times V_n \times \sqrt{3}}{ 2Z_d + Z_0 }$
Bifásico a tierra (Z_{cc} entre fases = 0)	$\frac{c \times V_n \times \sqrt{3} \times Z_i }{ Z_d \times Z_i + Z_i \times Z_0 + Z_d \times Z_0 }$	$\frac{c \times V_n \times \sqrt{3}}{ Z_d + 2Z_0 }$
<p>Datos de la tabla: V: Tensión eficaz compuesta de la red trifásica. I_k'': Corriente de cortocircuito en módulo. Z_d, Z_i, Z_0: Impedancias simétricas. Z_{cc}: Impedancia de cortocircuito. Z_t: Impedancia de tierra.</p>		

Fuente: IEC 60909-0

4. A partir del valor de I_{cc} (I_k''), se calculan otras magnitudes como I_{cc} de cresta, I_{cc} permanente o, incluso I_{cc} permanente máxima.

Influencia de la distancia de separación entre la falla y el generador.

Con este método de cálculo es conveniente distinguir dos casos:

Caso 1: Cortocircuitos alejados de los generadores, que corresponden a las redes donde las corrientes de cortocircuito no tienen componente alterna amortiguada. Generalmente el caso de los circuitos de baja tensión.

Para los cortocircuitos alejados de los generadores se presenta igualdad.

- Entre los valores de corriente de cortocircuito inicial (I_k''), permanente (I_k) y de interrupción (I_b), $I_k'' = I_k = I_b$
- Entre las impedancias directa (Z_d) e inversa (Z_i), $Z_d = Z_i$.

Caso 2: cortocircuitos próximos a los generadores, que corresponden a las redes para las corrientes de cortocircuito tienen componentes alternas amortiguadas, se presenta en alta tensión.

Para los estudios de los cortocircuitos próximos a los generadores, se produce la siguiente desigualdad: $I_k < I_b < I_k''$ y Z_d no es igual a Z_i . [3]

5.3.4. Determinación de la corriente de cortocircuito: “método de las potencias”.

La corriente de cortocircuito se puede determinar utilizando el “método de las potencias”. Este método permite determinar de forma sencilla la corriente de cortocircuito en un punto de la instalación que, por lo general, ofrece un valor aceptable. Sin embargo, este método no es fiable y ofrece valores más precisos

cuanto más similares son los factores de potencia de los componentes considerados (red, generadores, transformadores, motores y cables de gran sección, etc.).

El “método de la potencia de cortocircuito” calcula la corriente de cortocircuito I_k a partir de la fórmula:

Cortocircuito trifásico:

$$I_k = \frac{S_k}{\sqrt{3}U_r}$$

Cortocircuito bifásico:

$$I_k = \frac{S_k}{2U_r}$$

Dónde:

- S_k es la potencia aparente de cortocircuito vista desde el punto de defecto
- U_r es la tensión asignada.

Para determinar la potencia aparente de cortocircuito S_k se deben considerar todos los componentes de la red, que pueden ser:

- Componentes que facilitan un aporte a la corriente de cortocircuito: red, generadores, motores;
- Componentes que limitan o reducen el valor de la corriente de cortocircuito: conductores y transformadores.

El procedimiento para calcular la corriente de cortocircuito contempla las siguientes fases:

1. cálculo de la potencia de cortocircuito de los diversos componentes de la instalación

2. cálculo de la potencia de cortocircuito en el punto de defecto
3. cálculo de la corriente de cortocircuito. [2]

Cálculo de la corriente de cortocircuito para los diversos componentes de la instalación.

Primero hay que determinar la potencia aparente de cortocircuito S_k para todos los componentes que conforman la instalación:

Red.

Por red eléctrica se considera todo lo que se encuentra aguas arriba del punto de suministro de energía.

Generalmente la compañía suministradora de energía facilita como dato la potencia aparente de cortocircuito S_{knet} en el punto de suministro; en cambio, si facilitara el valor de la corriente de cortocircuito I_{knet} , el valor de la potencia se podrá deducir, para un sistema trifásico, a través de la siguiente fórmula:

$$S_{knet} = \sqrt{3} U_r I_{knet}$$

Donde U_r es la tensión asignada en el punto de suministro de la energía.

Si los referidos datos no resultaran disponibles, como referencia podrán considerarse los valores de S_{knet} que se indican en la siguiente tabla 5.6: [2]

Tabla N° 6. Valores S_{knet} .

Tensión asignada De red U_r (kV)	Potencia aparente de Cortocircuito S_{knet} (MVA)
Hasta 20	500
Hasta 32	750
Hasta 63	1000

Fuente: ABB.

Generador.

La potencia de cortocircuito se obtiene de:

$$S_{kgen} = \frac{S_R \times 100}{X'_{d\%}}$$

Donde $X'_{d\%}$ es el valor porcentual de la reactancia subtransitoria ($X_{d''}$), la reactancia transitoria ($X_{d'}$) o la reactancia síncrona (X_d), en base al instante en el cual se pretenda evaluar el valor de la potencia de cortocircuito.

Las reactancias en general se expresan en porcentaje de la impedancia asignada del generador, dada por:

$$Z_d = \frac{U_r^2}{S_r}$$

Donde U_r y S_r son la tensión asignada y la potencia asignada del generador. Los valores típicos pueden ser:

- $X_{d''}$ de 10 % a 20 %;
- $X_{d'}$ de 15 % a 40 %;
- X_d de 80 % a 300 %.

Normalmente se considera la condición más desfavorable; es decir, se utiliza la reactancia subtransitoria. La siguiente tabla 5.7 facilita algunos valores aproximados de la potencia de cortocircuito de los generadores ($X_{d''} = 12.5\%$): [2]

Tabla N° 6. Valores aproximados de la potencia de cortocircuito de los generadores.

S_r (kVA)	50	63	125	160	200	250	320	400	500	630	800	1000	1250	1600
S_{rgen} (MVA)	0.4	0.5	1.0	1.3	1.6	2.0	2.6	3.2	4.0	5.0	6.4	8.0	10.0	12.8

Fuente: ABB.

Motores asíncronos trifásicos.

En caso de cortocircuito, los motores eléctricos proporcionan un aporte por un breve período (5-6 períodos).

La potencia puede calcularse en función de la corriente de cortocircuito del motor (I_k) a través de la siguiente ecuación:

$$S_{kmot} = \sqrt{3} U_r I_k$$

Valores típicos son:

$$S_{kmot} = 5-7 S_{rmot}$$

(Típicamente I_k vale alrededor de 5-7 I_{rmot} : 5 para motores de poca potencia y 7 para motores de potencia más elevada). [2]

Transformadores.

La potencia de cortocircuito del transformador S_{ktrafo} se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$S_{ktrafo} = \frac{100}{u_k \%} \times S_r$$

La siguiente tabla 5.8 facilita algunos valores aproximados de la potencia de cortocircuito de los transformadores: [2]

Tabla N° 7. Valores aproximados de la potencia de cortocircuito de los transformadores.

S_r (kVA)	50	63	125	160	200	250	320	400	500	630	800	1000	1250	1600
u_k %	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5	6
S_{rgen} (MVA)	1.3	1.6	3.1	4	5	6.3	8	10	12.5	15.8	16	20	25	26.7

Fuente: ABB.

Cables.

La potencia de cortocircuito de los cables es:

$$S_{\text{kable}} = \frac{U_r^2}{Z_C}$$

Donde la impedancia del cable Z_c es:

$$I_{\text{kLLL}} = \frac{U_r}{\sqrt{3}Z_L}$$

Donde,

$$Z_L = \sqrt{R_L^2 + X_L^2}$$

La siguiente tabla 5.9 facilita algunos valores aproximados de la potencia de cortocircuito de los cables, a 50 Hz y a 60 Hz, en función de la tensión de alimentación (longitud del cable = 10 m):

Tabla N° 8. Valores aproximados de la potencia de cortocircuito de los cables.

S (mm ²)	230 (V)	400 (V)	440 (V)	230 (V)	400 (V)	440 (V)
	S _{kable} (MVA) @50Hz			S _{kable} (MVA) @60Hz		
1.5	0.44	1.32	1.60	0.44	1.32	1.60
2.5	0.73	2.20	2.66	0.73	2.20	2.66
4	1.16	3.52	4.26	1.16	3.52	4.26
6	1.75	5.29	6.40	1.75	5.29	6.40
10	2.9	8.8	10.6	2.9	8.8	10.6
16	4.6	14.0	16.9	4.6	13.9	16.9
25	7.2	21.9	26.5	7.2	21.9	26.4
35	10.0	30.2	36.6	10.0	30.1	36.4
50	13.4	40.6	49.1	13.3	40.2	48.7
70	19.1	57.6	69.8	18.8	56.7	68.7
95	25.5	77.2	93.4	24.8	75.0	90.7
120	31.2	94.2	114.0	29.9	90.5	109.5
150	36.2	109.6	132.6	34.3	103.8	125.6
185	42.5	128.5	155.5	39.5	119.5	144.6
240	49.1	148.4	179.5	44.5	134.7	163.0
300	54.2	164.0	198.4	48.3	146.1	176.8

Fuente: ABB.

Con “n” cables en paralelo se deberá multiplicar el valor de la tabla por “n”.

Si la longitud del cable (L_{act}) es diferente de 10 metros, se deberá multiplicar el valor

de la tabla por el siguiente coeficiente $= \frac{10}{L_{act}}$. [2]

Cálculo de la potencia aparente de cortocircuito en un punto de la instalación.

La regla para determinar la potencia de cortocircuito en un punto de la instalación, en función de la potencia de cortocircuito de los diversos componentes del circuito, es análoga a la referente al cálculo de la admitancia equivalente.

En particular:

- La potencia de componentes en serie equivale al inverso de la suma de los inversos de cada potencia (igual que para el paralelo de impedancias);

$$S_k = \frac{1}{\sum \frac{1}{S_i}}$$

- La potencia de cortocircuito de componentes en paralelo equivale a la suma de cada potencia de cortocircuito (igual que para la serie de impedancias).

$$S_k = \sum S_i$$

Los componentes del circuito se consideran en serie o en paralelo observando el circuito desde el punto de defecto.

En el caso de diversas ramas en paralelo, una vez calculada la corriente de cortocircuito en el punto de defecto, se deberá determinar la repartición de este en las

diversas ramas de forma que se efectúe una correcta elección de los aparatos de protección instalados en las distintas ramas. [2]

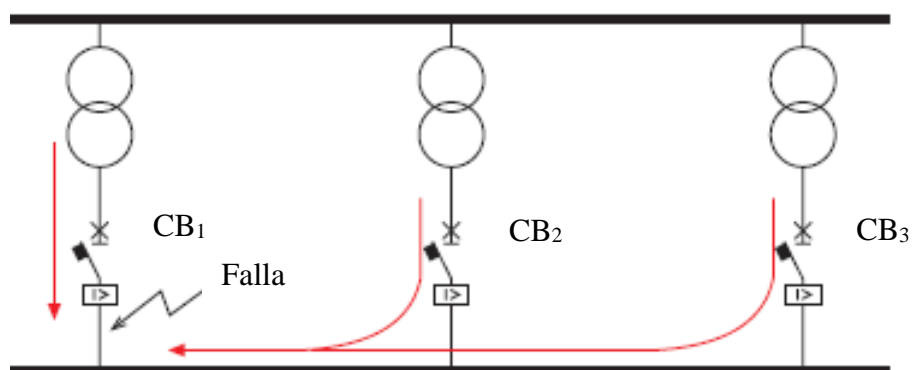
Cálculo de la corriente de cortocircuito.

Para determinar la corriente de cortocircuito en una instalación, se deberá considerar el punto de defecto y la configuración del sistema que hace máxima la corriente de cortocircuito que circula a través del aparato; de precisarse, se considera el aporte de los motores.

Por ejemplo, en el caso que se indica a continuación, para el interruptor automático CB_1 la condición más pesada se presenta cuando el defecto se encuentra inmediatamente aguas arriba del propio interruptor automático. Para determinar el poder de corte de este, se deberá considerar el aporte de dos transformadores en paralelo.

Defecto inmediatamente aguas debajo de CB_1 (Fig. 30).

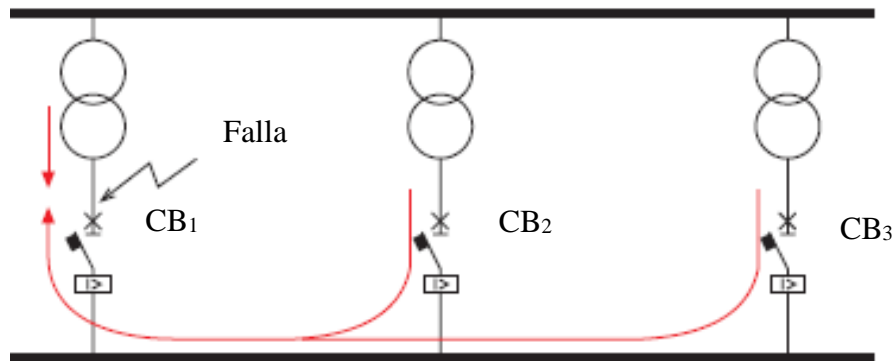
Figura N°30. Defecto inmediatamente aguas abajo.



Fuente: ABB.

Defecto inmediatamente aguas arriba de CB₁ (condición más pesada para CB₁) (Fig. 5.31).

Figura N°31. Defecto inmediatamente aguas arriba.



Fuente: ABB.

Tras haber determinado la potencia de cortocircuito equivalente en el punto de defecto, la corriente de cortocircuito se calcula mediante la siguiente fórmula: [2]

Cortocircuito trifásico:

$$I_k = \frac{S_k}{\sqrt{3}U_r}$$

Cortocircuito bifásico:

$$I_k = \frac{S_k}{2U_r}$$

CAPÍTULO IV: SELECTIVIDAD.

5.4.1 Coordinación de las protecciones.

El diseño del sistema de protección de una instalación eléctrica es de suma importancia, tanto para garantizar un correcto desempeño económico y funcional de toda la instalación, así como para minimizar los problemas causados por las condiciones anómalas de operación y/o malfuncionamiento.

5.4.2. Definición de selectividad.

La selectividad de actuación por sobreintensidad es la coordinación entre las características de funcionamiento de dos o más dispositivos de protección contra sobreintensidades tal que, al verificarse una sobreintensidad dentro de los límites establecidos, actúa solo el dispositivo destinado a funcionar dentro de esos límites y los demás no intervienen (Norma IEC 60947-1, def. 2.5.23). [2]

Es posible distinguir entre:

Selectividad total:

Por selectividad total se entiende una selectividad de sobreintensidad tal que, en presencia de dos dispositivos de protección contra sobreintensidades conectados en serie, el dispositivo de aguas abajo ejerce la protección sin provocar la actuación del otro dispositivo (Norma IEC 60947-2, def. 2.17.2). [2]

Selectividad parcial:

Es una selectividad de sobreintensidades por la cual, en presencia de dos dispositivos de protección contra sobreintensidades conectados en serie, el dispositivo situado

aguas abajo ejerce la protección hasta un nivel determinado de sobreintensidades sin provocar la actuación del otro dispositivo (Norma IEC 60947-2, def. 2.17.3). Dicho nivel de sobreintensidad se denomina intensidad límite de selectividad (I_s) (Norma IEC 60947-2, def. 2.17.4). [2]

La coordinación de las protecciones depende en buena medida de la intensidad asignada (I_n) y la intensidad de cortocircuito (I_k) que existen en el punto considerado de la instalación.

Es posible distinguir entre los siguientes tipos de coordinación:

- Selectividad amperimétrica.
- Selectividad cronométrica.
- Selectividad de zona.
- Selectividad energética.

A continuación, definimos los tipos de selectividad:

Selectividad amperimétrica

Este tipo de selectividad surge de la observación de que, cuanto más cerca de la alimentación se produce la falla, mayor es la intensidad de cortocircuito. Este fenómeno permite aislar la zona donde se ha verificado el defecto, simplemente calibrando la protección instantánea del dispositivo de cabecera a un valor superior a la intensidad de defecto que provoca el disparo del dispositivo situado aguas abajo.

Normalmente, se logra obtener una selectividad total en casos específicos en los cuales la intensidad de defecto no es elevada (comparable a la intensidad asignada del dispositivo) o hay un componente de alta impedancia situado entre las dos

protecciones (transformador, cable muy largo o de sección reducida) y por lo tanto, existe una gran diferencia entre los valores de la intensidad de cortocircuito.

Este tipo de coordinación se utiliza sobre todo en los circuitos terminales (bajos valores de intensidad asignada y de intensidad de cortocircuito y alta impedancia de los cables de conexión).

En general, para su estudio se utilizan las curvas tiempo-intensidad de actuación del dispositivo. [2]

Selectividad cromométrica

Este tipo de selectividad es una evolución del anterior: la estrategia y regulación es aumentar progresivamente el umbral de intensidad y el retardo del disparo cuanto más cerca está el dispositivo de la fuente de alimentación. Como en el caso de la selectividad amperimétrica, el estudio se realiza comparando las curvas tiempo-intensidad de actuación de los dispositivos de protección. [2]

Selectividad de zona

Este tipo de coordinación se efectúa mediante el dialogo entre los relés de protección, con lo cual, una vez detectada la superación del umbral establecido, permite identificar correctamente la zona de falla y desconectar solamente la zona afectada por la falla. Se puede realizar de dos maneras:

Los relés informan al sistema de supervisión que se ha superado la intensidad máxima y el sistema decide qué protección debe actuar. Cada protección, en presencia de una intensidad que ha superado su valor de ajuste, envía a través de una conexión directa o de un bus una señal de bloqueo a la protección situada aguas

arriba y, antes de actuar, comprueba que no haya llegado una señal de bloqueo análoga desde la protección aguas abajo. De este modo actúa solo la protección que esta inmediatamente aguas arriba de la falla. Esta solución se emplea preferentemente en redes que tienen altos valores de intensidad asignada y de cortocircuito, con exigencias precisas de seguridad y continuidad del servicio. Son aplicados en los cuadros de distribución primaria, inmediatamente después de transformadores y generadores, y en las redes enmalladas. [2]

Selectividad energética

La coordinación energética es un tipo particular de selectividad que aprovecha las características de limitación de los interruptores automáticos en caja moldeada. Cabe recordar que un interruptor limitador es un interruptor automático con un tiempo de interrupción lo suficientemente corto para evitar que la intensidad de cortocircuito llegue al valor de cresta que alcanzaría de otro modo (Norma IEC 60947-2, def. 2.3).

Los fenómenos son principalmente dinámicos (por lo tanto, proporcionales al cuadrado del valor instantáneo de la intensidad) y puedan describirse utilizando las curvas de la energía específica pasante. Este tipo de selectividad es más difícil de calcular que las anteriores, ya que depende mucho de la interacción entre los dos aparatos conectados en serie y requiere datos que el usuario final no suele conocer. [2]

5.4.3. Selectividad con interruptores automáticos en redes de baja tensión.

Los interruptores automáticos en las redes tienen por misión la protección contra defectos (sobrecargas y cortocircuitos), evitando que se produzcan demandas inadmisibles de corriente en las instalaciones eléctricas y en sus receptores.

En caso de producirse un defecto, sus consecuencias deben limitarse en lo posible solo a la parte afectada de la instalación. Si ello se consigue y se puede seguir trabajando normalmente en el resto de la instalación, podremos afirmar que está presente la selectividad.

Condiciones de selectividad:

- Los dispositivos de protección contra sobreintensidad, en caso de un defecto en la instalación, deben interrumpir en el tiempo más breve únicamente el circuito averiado.
- Los picos de intensidad usuales en el servicio, como, por ejemplo, las que se producen en el arranque de motores, no deberán provocar un disparo.
- En caso de fallo de un dispositivo deberá desconectar el dispositivo de protección inmediatamente anterior. [12]

Selectividad por intensidad con interruptores automáticos.

La selectividad por intensidad se alcanza con el escalonamiento de las intensidades de disparo de los relés magnéticos instantáneos.

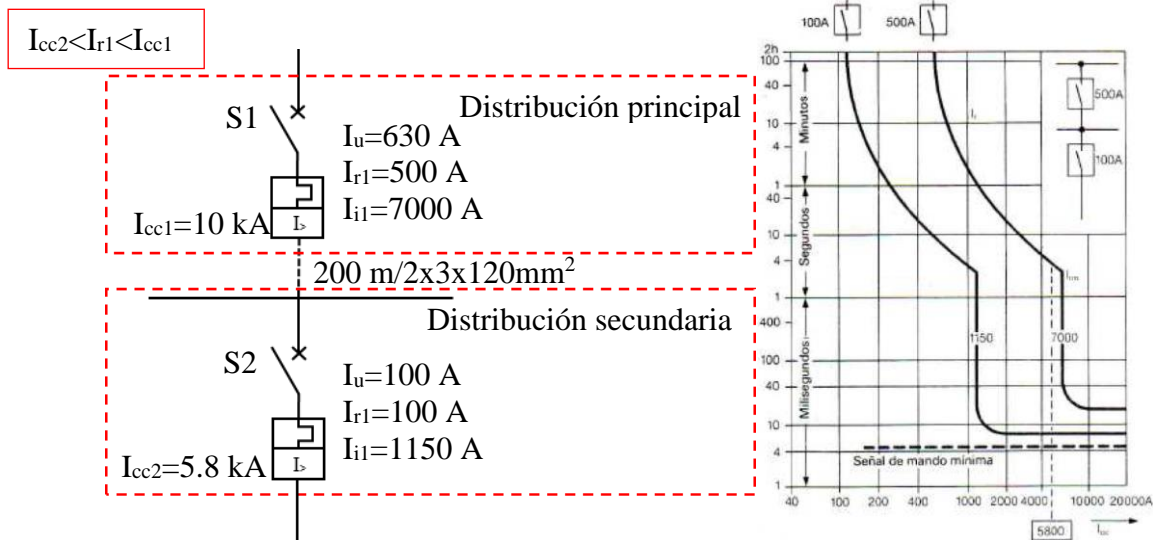
- Selectividad por intensidad en el caso de intensidades de cortocircuito diferentes.

En las redes de distribución las intensidades de servicio son menores en las salidas que en la entrada.

Asimismo, las intensidades de cortocircuito disminuyen debido a las distancias. Este hecho ya favorece a la selectividad entre el cuadro principal de distribución y el cuadro secundario (figura 32), dado que I_{cc1} es mayor que I_{cc2} . Se consigue

selectividad -y selectividad completa- en caso de cortocircuito cuando la intensidad máxima de cortocircuito a la salida del interruptor posterior (“aguas abajo”) es inferior a la intensidad de disparo del interruptor de protección anterior (“aguas arriba”).

Figura N° 32 Ejemplo de selectividad por cortocircuito diferente.



Fuente: EATON.

Para verificar el comportamiento selectivo en el caso de interruptores de protección conectados en serie, se comparan entre sí las respectivas curvas de disparo. En el ejemplo de la figura 32, la intensidad posible de cortocircuito es de 10 kA. En la distribución secundaria, el máximo cortocircuito que puede producirse es de una intensidad de 5,8 kA. Ajustando la intensidad de disparo en el interruptor de la distribución principal, por ejemplo, a 7 kA, actuará ante los 10 kA previstos y no actuará ante cortocircuitos en la salida de la distribución secundaria.

- Selectividad por intensidad en caso de intensidades de cortocircuito similares.

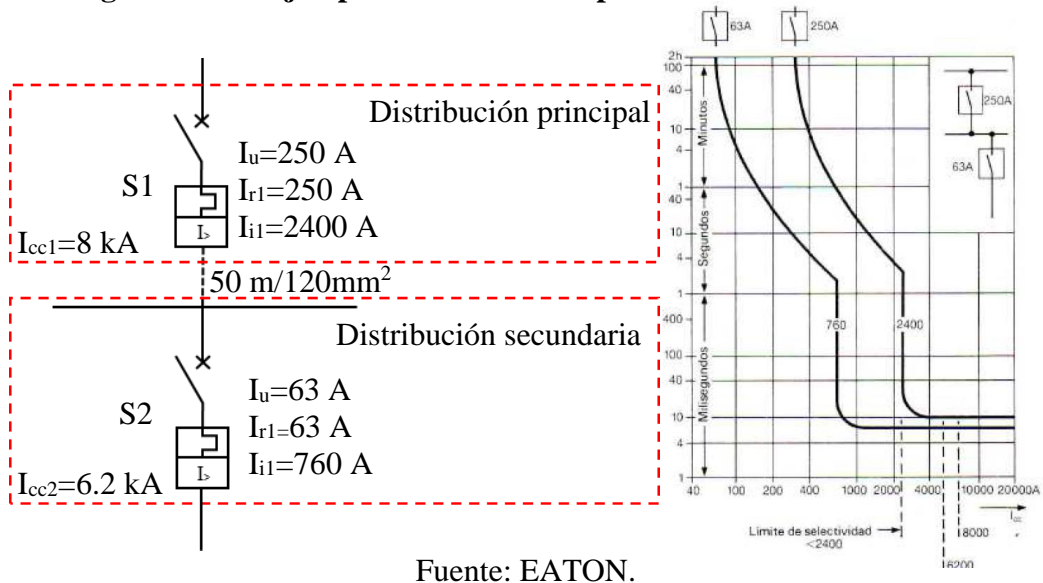
En una distribución en que las distancias entre los interruptores de protección anterior y posterior sean cortas, las intensidades de cortocircuitos posibles en los

puntos de montaje no serán lo suficientemente diferentes entre sí, debido a la escasa amortiguación de los cables.

Para la determinación de la selectividad se comparan entre sí las curvas de disparo.

En la curva de disparo por sobrecarga la selectividad se obtiene siempre por los diferentes tiempos de disparo.

Figura N° 33. Ejemplo de selectividad por cortocircuitos similares.



En el ejemplo de la figura 33 la intensidad máxima del cortocircuito que puede producirse en el interruptor de protección principal es de 8,0 kA.

Debido a la poca amortiguación que ofrece esta longitud de cable entre ambos interruptores, en el punto de montaje del interruptor automático secundario hay una intensidad máxima de cortocircuito de 6,2 kA.

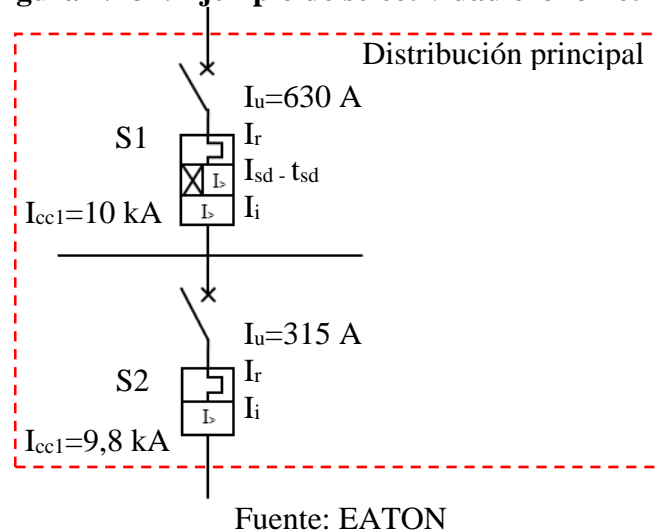
El valor de respuesta del interruptor de protección principal está regulado a 2,4 kA. En la comparación entre curvas de disparo (figura 3), este valor define el límite de selectividad. En esta aplicación tendríamos una selectividad parcial.

Para obtener una selectividad completa se requeriría introducir un retardo en la respuesta del relé de sobreintensidad del interruptor automático “aguas arriba” (ver apartado 4). [12]

Selectividad cronométrica.

Si en una distribución, los trayectos del cableado entre el interruptor automático principal y los secundarios son tan cortos que los cortocircuitos que puedan producirse son aproximadamente del mismo valor, debe incorporarse en el interruptor de protección principal un retardo en su tiempo de respuesta.

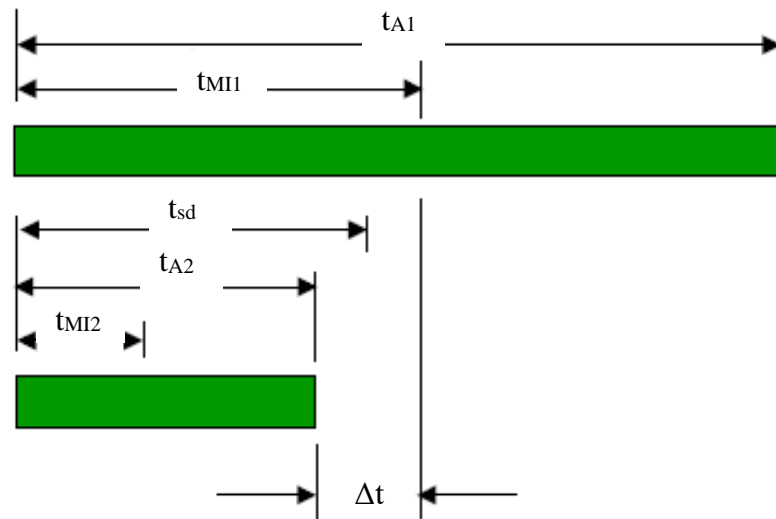
Figura N° 34. Ejemplo de selectividad cronométrica



En caso de selectividad cronométrica, se emplean interruptores automáticos selectivos e interruptores automáticos estándar como últimos interruptores antes del consumidor. Los interruptores selectivos van equipados con dispositivos de disparo

por cortocircuito instantáneo y de corto retardo. El tiempo de retardo debe escogerse de forma que el interruptor automático 2 “aguas abajo” tenga tiempo suficiente para desconectar por sí solo. [12]

Figura N° 35. Esquema cronométrico.



Fuente: EATON.

$$t_{A2} < t_{MI1}$$

t_{A1} = Tiempo total de desconexión, interruptor S1.

t_{MI1} = Duración mínima de la señal de defecto, interruptor S1.

t_{sd} = Tiempo de retardo.

t_{A2} = Tiempo total de desconexión, interruptor S2.

t_{MI2} = Duración mínima de la señal de defecto, interruptor S2.

Δt = Margen de seguridad.

CAPÍTULO V: VARIABLES Y METODOLOGÍA

5.5.1. Variables de la investigación.

Variable dependiente.

X.- Coordinación de protecciones automáticas.

Variable independiente.

Y1.- Sistema eléctrico de baja tensión.

Y2.- Criterio de selectividad.

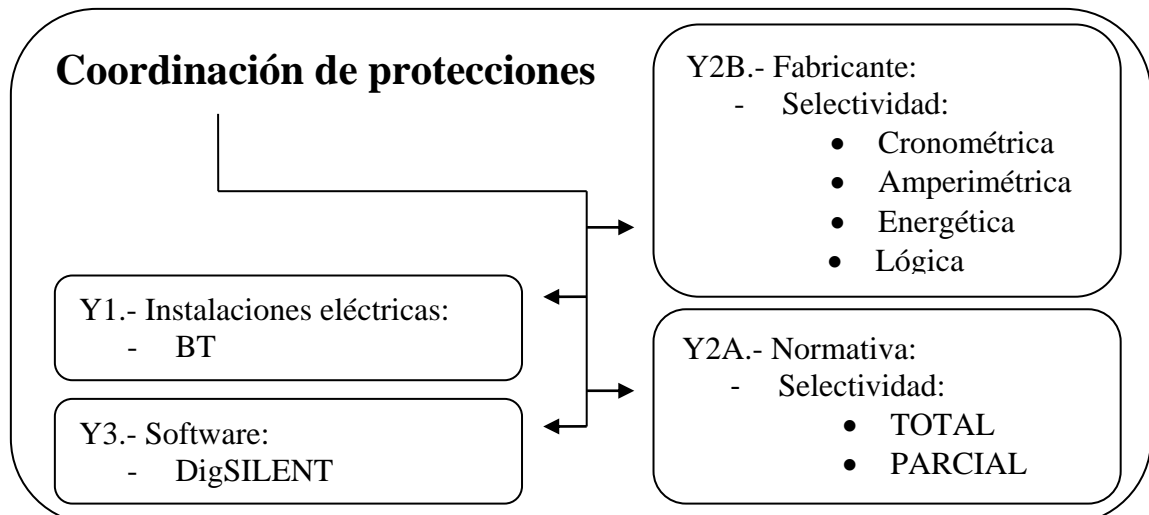
- Y2A.- Por normativa internacional
- Y2B.- Por tecnología del fabricante

Y3.- Software DigSILENT Power Factory.

5.5.2. Operalización de variables.

Técnica: Correlacional. - Medida y análisis de la relación de las variables a nivel numérico sin intervención de variables externas no consentidas. - $X \rightarrow (Y1, Y2, Y3)$:

Figura N° 36. Correlación de las variables.



Instrumentos:

a) Cálculos.

- Flujo de potencia.

- Corriente de cortocircuito (IEC 60909).

b) Software especializado.

- Se aplicará el software DigSILENT Power Factory el cual proporciona un paquete de diseño y cálculo completo para sistemas eléctricos.

c) Catálogo de fabricantes.

- Especificaciones técnicas.

Tipo de investigación.

- Transversal. - Se analizará datos (concepto y variables) a escala numérica a través de una definición operacional en un instante designado.

5.5.3. Metodología de investigación aplicada.

Planteamos una metodología de coordinación de protecciones a nivel de baja tensión, en primer lugar, se plantea una parte teórica exploratoria o descriptiva y en segundo lugar una parte práctica o aplicativa.

Diseño:

- No experimental. - Se realiza sin manipular deliberadamente variable, no variamos intencionalmente las variables independientes.

Población:

- Sistemas eléctricos en baja tensión.

Muestra:

- Instalaciones eléctricas industrial, proyecto “Ampliación de demanda” instalación de un nuevo transformador de Potencia (1000kVA) en la S.E. Ampliación y selección e instalación de todo su equipamiento de protección.

5.5.4. Procedimiento Metodológico para la elaboración de un estudio de coordinación.

Se describe un procedimiento a seguir para elaborar un estudio de coordinación de protecciones de un sistema eléctrico en baja tensión, por ello se deben cumplir con los siguientes pasos:

- a) Recopilación y verificación de la información.

Se debe de contar con la siguiente información:

- Diagrama Unifilar de las instalaciones eléctricas.
- Parámetros eléctricos de los equipos instalados (motores, luminarias, cables, etc.), esta información deberá ser obtenida de los protocolos de fábrica de cada equipo, de no contar con ella se podrá emplear valores típicos en función de las dimensiones y características técnicas del equipo.
- Características técnicas de los dispositivos de protección (interruptores, interruptores automáticos), marca modelo, manuales, parámetros de ajustes.

Toda esta información deberá ser recopilada y plasmada en cuadros resumen, los cuales pasarán a ser parte de la base de datos del proyecto, de ser necesario se deberá hacer una verificación en campo de la información recopilada o hacer un levantamiento de la información faltante.

b) Modelamiento de la red.

La simulación y cálculos de las corrientes de cortocircuito se realizan utilizando programas computacionales, en nuestro caso se realizará mediante la ayuda del programa DIgSILENT Power Factory; para poder obtener un modelo cercano a la realidad se deberá considerar toda la información requerida en el inciso a.

Los niveles de corriente de cortocircuito deberán ser calculados con un método completo, basado en el método de la superposición, con una evaluación previa de flujo de potencia para obtener las tensiones prefalla, este método permite incluir el efecto de la corriente prefalla o de carga. El modelo para flujos de potencia y cortocircuito deberá contener:

- Nodos que representen las barras del sistema
- Cargas representadas como impedancia constante
- Elementos de compensación de energía reactiva.

c) Cálculo de los niveles de corriente de cortocircuito.

Los cálculos de los niveles de corriente de cortocircuito tienen como objetivo determinar las corrientes máximas y mínimas de falla, bajo una topología de red establecida para los casos de operación normal del área de influencia del proyecto.

Los resultados permitirán ajustar los dispositivos de protección y evaluar la capacidad de ruptura de los interruptores.

d) Modelamiento de dispositivos de protección.

En un estudio de coordinación de protecciones existen básicamente dos tipos de relés a modelar: relés de sobrecorriente.

Para poder modelar un relé de sobrecorriente en el software DIgSILENT Power Factory se deben seguir los siguientes pasos:

- En el lugar en donde se desea ubicar el relé se crea un transformador de corriente, el software permite ajustar cualquier relación de transformación que el usuario requiera.
- El DIgSILENT posee una librería amplia de relés de sobrecorriente - de diferentes marcas y modelos, como son los relés ABB, Alstom, Areva, GE, Schneider, SEL, Siemens, y modelos genéricos que se pueden adecuar a cualquier relé que no esté en la librería. Se escoge de la librería del DIgSILENT el relé que uno necesite, en caso no se cuente con el modelo en la librería se selecciona un modelo genérico.
- Todo relé de sobrecorriente creado en el DIgSILENT, sea un modelo de una marca o genérico, tendrá siempre los siguientes ajustes básicos: Transformador de corriente, transformador de tensión, dos umbrales de sobrecorriente de fases y dos umbrales de sobrecorriente de tierra.
- El relé seleccionado asociará automáticamente a sus ajustes el transformador de corriente y de tensión creados, siempre y cuando

hayan sido creados en el mismo punto; en caso no se asocie automáticamente se le deberá dar la ruta del transformador de corriente o tensión que uno desee para la coordinación.

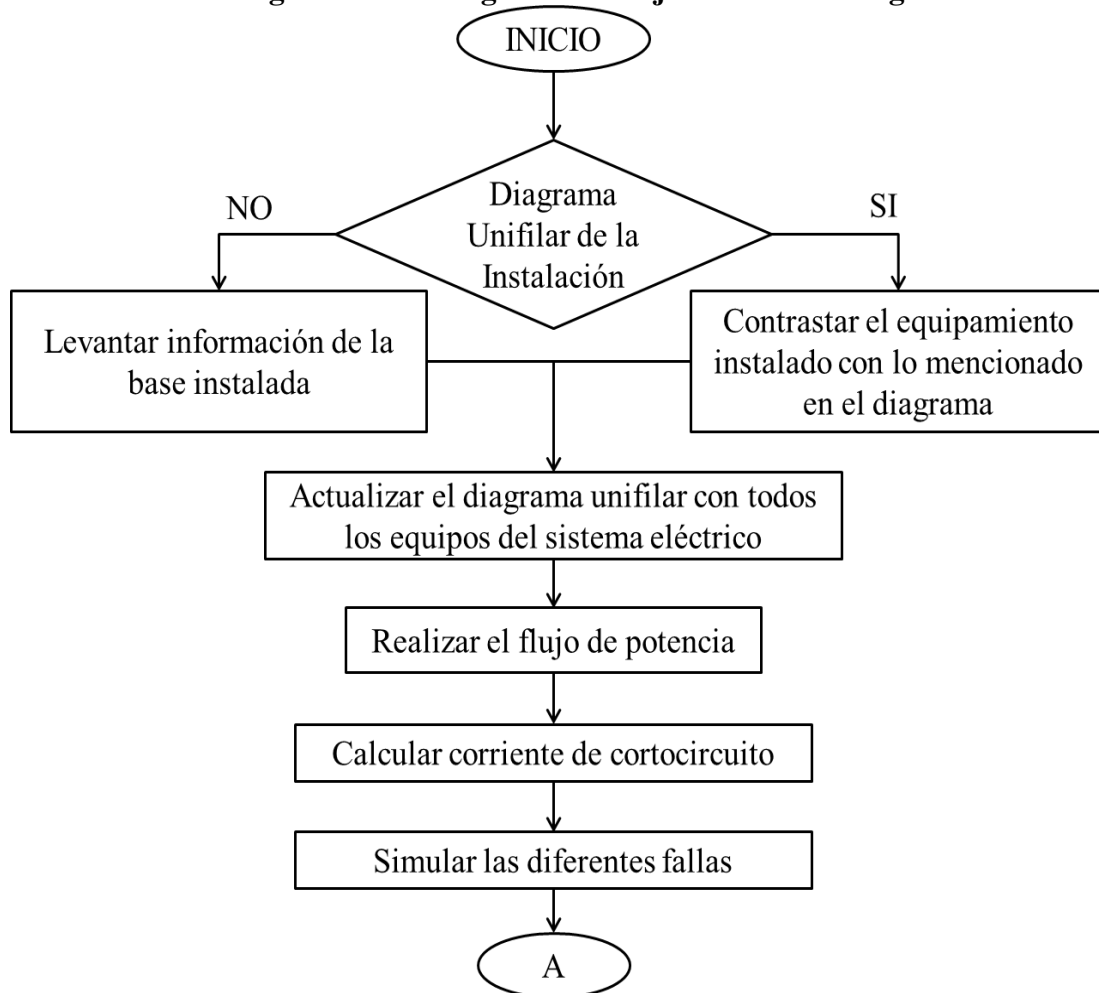
- También se deberá dar el ajuste de la corriente y tensión nominal en valores secundarios del transformador de corriente y transformador de tensión.
 - Dial: Se ajusta el dial de la curva seleccionada. El rango de este ajuste dependerá del tipo de curva seleccionado y del modelo del relé. Se debe tener especial cuidado cuando se ajuste el valor de arranque y el dial, se recomienda que primero se vea en el manual del relé cual es el rango y el valor del paso de ambos ajustes, ya que se puede caer en el error de seleccionar un ajuste en el software que no pueda ser implementado físicamente en el relé.
- Una vez ingresado todos los ajustes de sobrecorriente de fases y tierra, se crea las curvas de selectividad (corriente vs tiempo). En estas curvas en donde se van a ir adicionando los demás relés que se quieran coordinar, en ellas se mostrarán los valores de corriente de falla que mide el relé y el tiempo de actuación de cada uno.

e) Cálculo de los ajustes de los relés de protección.

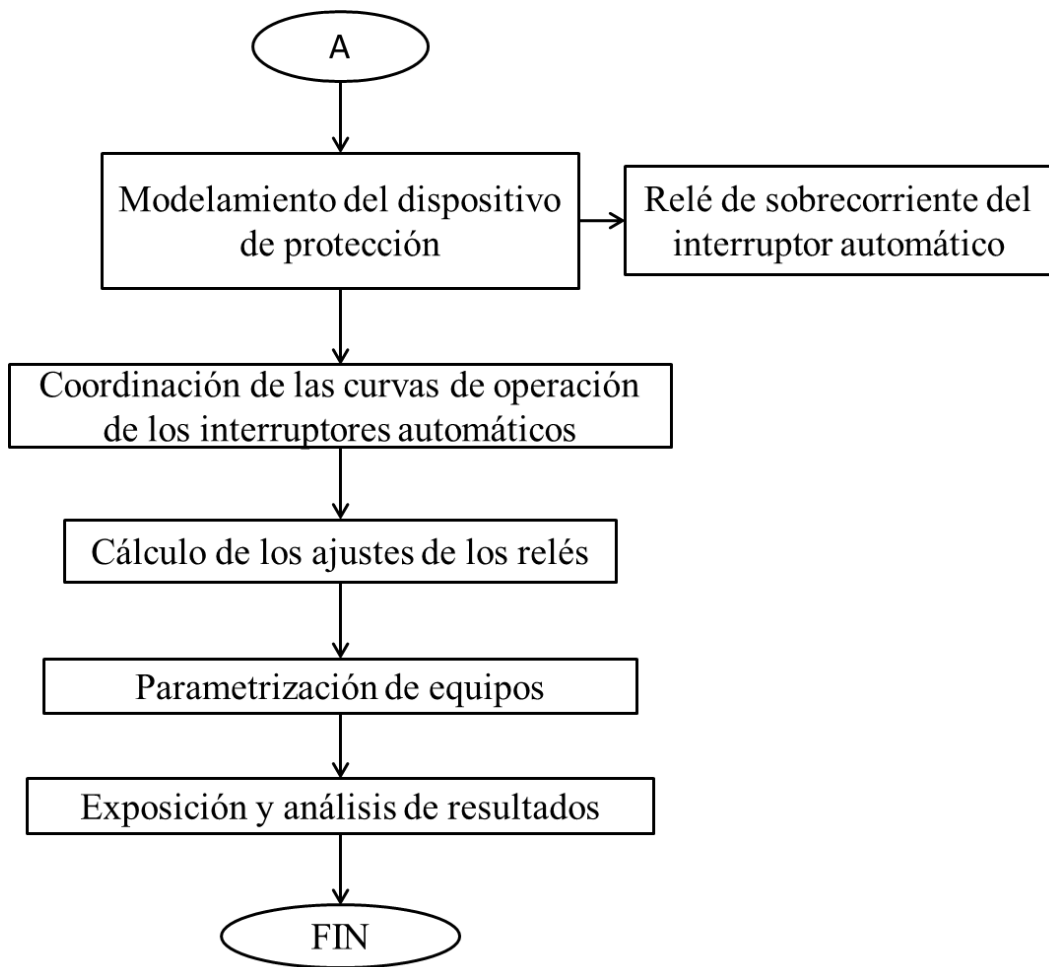
Con los resultados obtenidos en el análisis de cortocircuito y aplicando los criterios de ajuste de los sistemas de protección descritos en los capítulos anteriores, se determinan los ajustes de los dispositivos de protección. En el caso de las protecciones de sobrecorriente se deberán incluir gráficos de selectividad en donde se indiquen la curva de operación, el nivel de corriente

de cortocircuito y el tiempo de operación de los dispositivos de protección; los gráficos se elaboran con el software DIGSILENT Power Factory. Todos los ajustes de un dispositivo se deberán presentar en planillas de ajuste, si se tratara de un relé existente, es decir que se encuentra en servicio, se deberá presentar una columna de ajuste actuales y una de ajustes propuestos, si es que requiere ser modificado.

Figura N° 37. Diagrama de flujo de la metodología.



Fuente: Propia.



Fuente: Propia.

VI. RESULTADOS.

Los resultados del caso aplicado son del proyecto “Ampliación de demanda” el que consiste en la instalación de un nuevo transformador de Potencia - TRS2 (1000kVA) en la Subestación eléctrica general - SEG y en la selección e instalación de todo su equipamiento.

El estudio realizado de coordinación de las protecciones verificara la correcta coordinación entre los dispositivos de protección que forma parte del nuevo proyecto “Ampliación de demanda” con los dispositivos de protección existentes en 22.9kV, 0.46kV y 0.40kV.

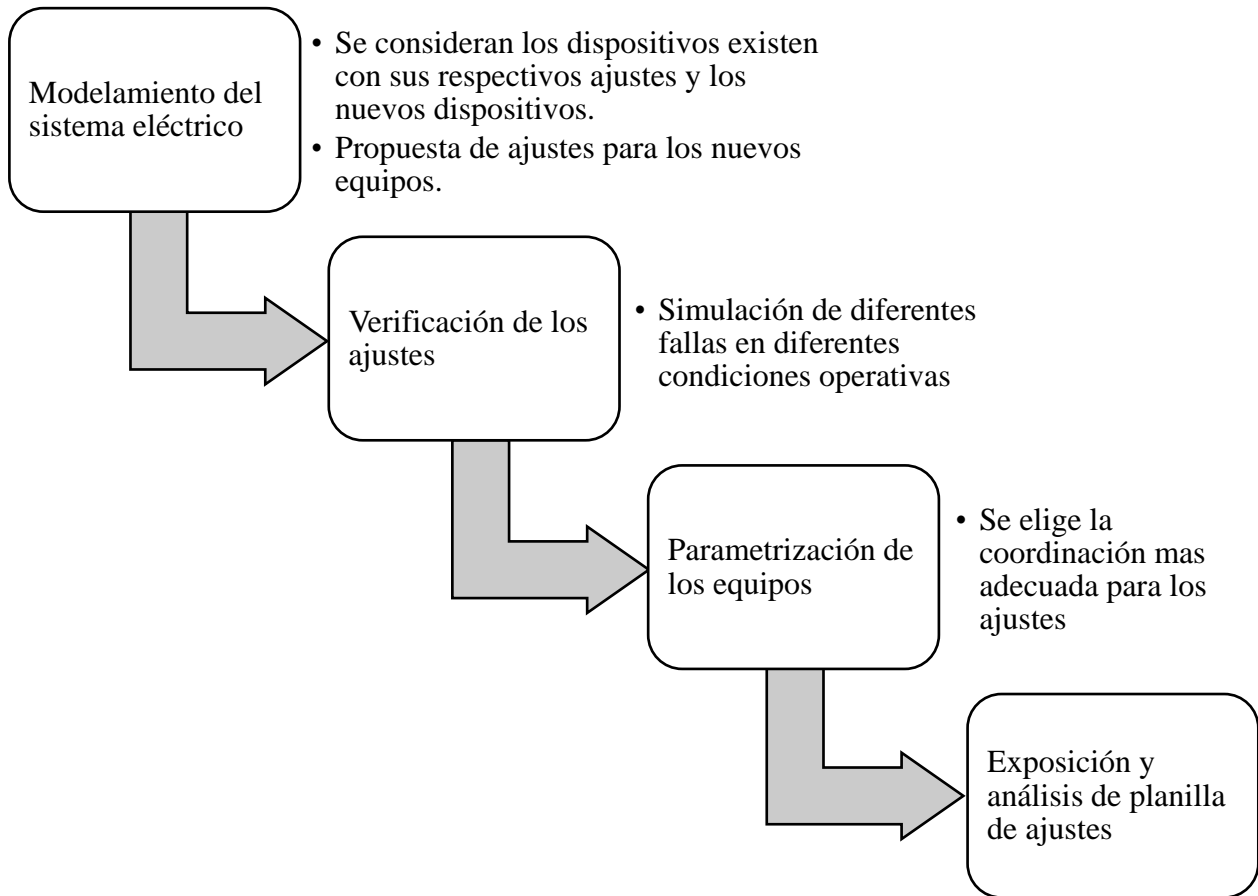
6.1. Objetivo.

- Coordinarlas Protecciones en 0.4kV de la instalación eléctrica Industrial considerando el incremento de la demanda en la Ampliación y su conexión a la Nueva SEG 60/22.9kV en 22.9kV.

6.2. Metodología del estudio.

Se realizó la selección de los dispositivos de protección en operación para la detección de fallas para lo cual se consideró los ajustes adaptados a todas las condiciones de operación del sistema eléctrico, se definieron los límites o umbrales de las curvas características de los dispositivos de protección involucrados, de tal manera que la operación se realice de forma coordinada y selectiva, en un orden específico y con el mínimo tiempo de operación, minimizando la interrupción del servicio y aislando la menor zona posible del sistema eléctrico a consecuencia de una falla (Fig. 6.1.).

Figura N° 38. Metodología del estudio.



Fuente: Propia.

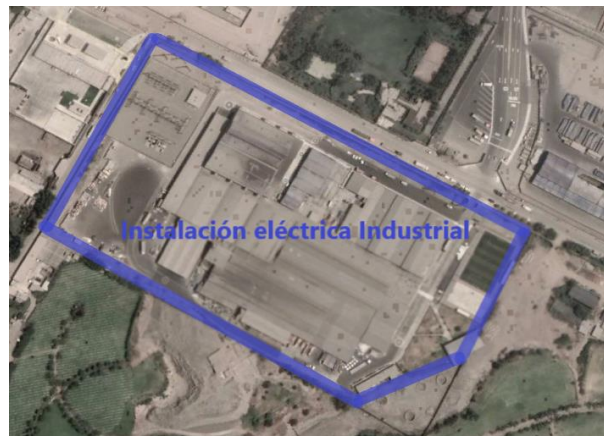
Descripción del proyecto.

Actualmente la instalación eléctrica industrial ubicada al Nor-Este de Lima (ver Fig. 6.2). tiene como punto de conexión al SEIN las redes de EDEGEL y EDELNOR. La instalación eléctrica industrial se conectará a la Subestación Moyopampa 60kV a través de las líneas de transmisión L-6011 y L-6020 y a la subestación Santa Rosa Antigua 60kV a través de las líneas de transmisión L-6434 y L-6435. La subestación SEG 60/22.9kV consta de dos transformadores de potencia de 12/15MVA

ONAN/ONAF. En la Barra de 22.9kV se conectan las siguientes cargas y subestaciones de la instalación eléctrica:

- SE 01.
- SE 02.
 - **SE 02 - Ampliación (Motivo del Proyecto).**
- Banco de Capacitores de 8MVAR.

Figura N°39. Ubicación de la Instalación Eléctrica Industrial.



Fuente: Google Earth.

6.3. Información empleada.

6.3.1. Información entregada por el cliente.

Se consideró como información base:

- El estudio de operatividad para la conexión al SEIN de la nueva subestación SEG 60/22.9 kV.
- El Estudio de Coordinación de las protecciones instalación eléctrica Planta 22.9kV - 2016
- Diagrama unifilar general del sistema eléctrico de la Planta en formato CAD.
- Diagrama unifilar de la SE 02 - Ampliación en formato CAD.

- Listado de Cargas que se conectaran al nuevo transformador de 1000kVA TRS2.

6.3.2. Descripción del equipamiento.

Subestación SE 02.

- **Equipamiento existente lado 22.9kV (Tabla 9).**

Tabla N° 9. Equipamiento existente lado 22.9kV.

Celda de llegada:	
Seccionador:	Tripolar de potencia en SF6. Marca Merlin Gerin. Un = 24kV In = 630A Icc = 20kA
Celda de salida TF.SED1 – Huachipa13:	
(01) Relé Multifunción:	Marca: MerlinGerin. Modelo: SEPAM S20.
Transformador de Corriente:	200/5 ^a
Seccionador:	Tripolar de potencia en SF6 Marca Schneider Electric Un=24Kv In=630 ^a Icc = 16kA
Transformador TRS1:	
Potencia (kVA):	2000 KVA
Tensión primaria (kV):	22.9
Tensión secundaria (kV):	0.46
Regulación:	+/- 2.5%
Tensión de cortocircuito:	5.5%
Grupo de conexión	Ynyn6

Fuente: Propia.

- **Equipamiento existente lado 0.46kV.**

Interruptor Principal:

QG: Un (01) Interruptor automático fijo, In 3200, SACE E3N 32.

Interruptores de Salidas:

Q1: Un (01) Interruptor automático fijo, In 2500, SACE E3N 25.

Q2: Un (01) Interruptor automático fijo, In 250, SACE Tmax.

Q3: Un (01) Interruptor automático fijo, In 250, SACE Tmax.

Q4: Un (01) Interruptor automático fijo, In 630, NSX 630N.

Q5: Un (01) Interruptor automático fijo, In 250, NSX 250F.

Q6: Un (01) Interruptor automático fijo, In 160, NSX 160F.

Q7: Un (01) Interruptor automático fijo, In 160, NSX 160F.

Q8: Un (01) Interruptor automático fijo, In 400, NSX 400N.

Q9: Un (01) Interruptor automático fijo, In 1250, NS 1250H.

- **Equipamiento Ampliación lado 22.9kV (Tabla 10).**

Tabla N° 10. Equipamiento ampliación lado 22.9kV.

Celda de salida TF.SED2 – AMPLIACIÓN:	
(01) Relé Multifunción:	Marca: MerlinGerin. Modelo: SEPAM S20.
Transformador de Corriente:	50-75/5A
Seccionador:	Tripolar de potencia en SF6 Marca Schneider Electric Un=24kV In=630A Icc = 16kA
Transformador SecoTRS2:	
Potencia (kVA):	1000 KVA
Tensión primaria (kV):	22.9
Tensión secundaria (kV):	0.40
Regulación:	+/- 2.5%
Tensión de cortocircuito:	6.1%
Grupo de conexión	Dyn5

Fuente: Propia.

- **Equipamiento ampliación lado 0.4kV.**

Los interruptores que se implementaran en el Tablero de Baja tensión TGBT 400V, han sido seleccionados de acuerdo con sus características eléctricas y a sus unidades de Regulación, esto garantiza una adecuada coordinación de la Protección en Baja Tensión – 0.40kV.

Lista de interruptores:

Interruptor Principal:

QG: Un (01) Interruptor automático, In 2000, SACE E2N.

Interruptor de Salidas:

Q1: Un (01) Interruptor automático, In 630, NSX 630H.

Q2: Un (01) Interruptor automático, In 630, NSX 630H.

Q3: Un (01) Interruptor automático, In 100, NSX 100H.

Q4: Un (01) Interruptor automático, In 100, NSX 100H.

Q5: Un (01) Interruptor automático, In 160, NSX 160H.

Q6: Un (01) Interruptor automático, In 160, NSX 160H.

Q7: Un (01) Interruptor automático, In 100, NSX 100H.

Q8: Un (01) Interruptor automático, In 100, NSX 100H.

Q9: Un (01) Interruptor automático, In 100, NSX 100H.

Q10: Un (01) Interruptor automático, In 100, NSX 100H.

Q11: Un (01) Interruptor automático, In 100, NSX 100H.

Q12: Un (01) Interruptor automático, In 160, NSX 160H.

Q13: Un (01) Interruptor automático, In 1250, NS 1250H.

6.3.3. Demanda proyectada del sistema eléctrico.

A continuación, se muestran en la siguiente tabla las Maquinas que se conectaran al Nuevo Transformador de Potencia Seco TRS2 de 1000kVA en la Subestación AMPLIACIÓN (Tabla 6.3.):

Tabla N° 11. Demanda proyectada del sistema eléctrico.

MAQUINA	POTENCIA (kW)
Impresora 10 colores	252
Impresora 08 colores	216
Recuperador Solvente para AM10	25.5
Recuperador Solvente para AM08	26
Chiller para AM10	50
Chiller para AM08	52
Chiller para Rec. Sol. 1-2	21
Refiladora Novagraf	30
Montadora Cliches 1	1
Montadora Cliches 2	1
Lavadora Anilox	4
Compresor Aire Comprimido	45
Potencia Total	723.5

Fuente: Propia.

6.4. Estudio de flujo de potencia.

Se analizó el comportamiento del sistema eléctrico en condiciones normales de operación, con la finalidad de evaluar los niveles de tensión en barras, flujos de potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión y transformadores de potencia para verificar la capacidad de transmisión de los mismos.

Operación normal:

Para el análisis en estado estacionario se han efectuado simulaciones de flujo de carga considerando el sistema eléctrico de la Industria incluyendo la Ampliación.

Criterio de evaluación:

Para evaluar los resultados de los flujos de potencia en operación normal y en contingencia se ha considerado como criterio lo establecido en la NTCSE:

Operación normal:

- Niveles de tensiones admisibles en barra.
 - Operación normal: $\pm 5\% V_n$
- Cargas en líneas y transformadores.
 - Líneas de transmisión: 100% de su potencia nominal.
 - Transformadores de potencia: 100% de su potencia nominal.

Consideraciones:

Para las simulaciones de Flujo de Potencia se toma en cuenta las siguientes consideraciones:

- La distancia Tablero en Baja Tensión - TGBT 380V a las cargas se considerada de 75m.
- La conexión de un Banco de Condensadores Automático de 450kVAR en el lado de BT del Nuevo Transformador de 1000kVA para la corrección del factor de potencia. Este banco es de iguales características que el instalado en el lado de BT del Transformador de 2MVA.

6.4.1. Resultados del flujo de potencia.

Los resultados de flujo de potencia en líneas y transformadores se muestran en las siguientes tablas (ver tabla 12 y tabla 13.).

Tabla N° 12. Niveles de tensión en barras.

Barra o Nodo	Niveles de Tensión		
	Tensión Nominal kV	kV	p.u.
SGE - SE02	22.9	22.97	1.00
SE02 - INDUSTRIA 22.9	22.9	22.97	1.00
SE02 - TGBT 460	0.46	0.46	1.00
SE02 - TGBT 400	0.40	0.39	0.98

Fuente: Propia.

Tabla N° 13. Flujo de Potencia a través de las líneas de distribución y transformadores.

Líneas y Transformadores	Niveles de Tensión	Máxima Demanda			Cargabilidad
	kV	MW	MVAR	MVA	%
Cable SEG - SE02	22.9	1.390	0.198	1.405	9.424
Cable SE02 - Nuevo trafo TRS2 1000kVA	22.9	-0.738	-0.175	0.758	6.640
Cable Nuevo trafo TRS2 1000kVA - TGBT 400V	0.4	0.738	0.140	0.751	50.722
TGBT 460V - 2MVA	22.9/0.46	0.653	0.033	0.653	32.581
TGBT 400V - 1MVA (Ampliación)	22.9/0.40	0.738	0.175	0.758	75.588

Fuente: Propia.

6.5. Estudio de cortocircuito.

Verificar la capacidad de ruptura de los interruptores de potencia, la saturación de los transformadores de corriente y el poder de corte de los interruptores de la Ampliación.

Para el estudio de cortocircuito se ha seguido el siguiente procedimiento:

- Para obtener las corrientes de cortocircuito en operación normal se han simulado fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas en las principales barras del

sistema en estudio teniendo como base la Operación Normal del Sistema Eléctrico.

- Las corrientes de cortocircuito se han calculado de acuerdo con el método IEC 60909 considerando las máximas corrientes en las barras del sistema analizado.

6.5.1. Resultados del cortocircuito.

Los resultados de los cálculos de las corrientes de cortocircuito se presentan en el Anexo 3, donde se muestran en cada barra:

- Potencia de cortocircuito inicial S_k'' (en MVA).
- Corriente de cortocircuito inicial I_k'' (en kA).

A modo de resumen se presenta los siguientes cuadros donde se muestra la corriente de cortocircuito en barras:

Tabla N° 14. Cortocircuito trifásico en barras.

Barra o Nodo	Cortocircuito Trifásico			
	Tensión Nominal	S_k'' MVA	I_k'' kA	I_p kA
SEG - SE02	22.9	339.7	8.57	21.4
SE02 - INDUSTRIA 22.9	22.9	331.1	8.35	20.2
SE02 - TGBT 460V	0.46	35.17	44.14	123
SE02 - TGBT 400V	0.40	12.91	18.63	44.4

Fuente: Propia.

Tabla N° 15. Cortocircuito bifásico en barras.

Barra o Nodo	Cortocircuito Bifásico									
	R = 0 ohm			R = 2.5 ohm			R = 5 ohm			
	Tension Nominal	Sk'' MVA	Ik'' kA	Ip kA	Sk'' MVA	Ik'' kA	Ip kA	Sk'' MVA	Ik'' kA	Ip kA
SEG - SE02	22.9	99	7.49	18.72	76.30	5.77	14.43	53.1	4	10.05
SE02 - INDUSTRIA 22.9	22.9	96.5	7.30	17.68	74.2	5.61	13.61	52.1	3.94	9.55
SE02 - TGBT 460V	0.46	10.2	38.26	106.22	0.05	0.2	0.54	0.03	0.10	0.27
SE02 - TGBT 400V	0.40	3.73	16.14	38.48	0.04	0.17	0.40	0.02	0.1	0.20

Fuente: Propia.

Tabla N° 16. Cortocircuito monofásico en barras.

Barra o Nodo	Cortocircuito Monofásico									
	R = 0 ohm			R = 2.5 ohm			R = 5 ohm			
	Tension Nominal	Sk'' MVA	Ik'' kA	Ip kA	Sk'' MVA	Ik'' kA	Ip kA	Sk'' MVA	Ik'' kA	Ip kA
SEG - SE02	22.9	93.4	7.07	17.67	54.71	4.14	10.35	33.5	2.5	6.33
SE02 - INDUSTRIA 22.9	22.9	89.3	6.75	16.37	52.9	4.00	9.69	32.8	2.48	6.02
SE02 - TGBT 460V	0.46	11.5	43.24	120.04	0.03	0.1	0.31	0.01	0.06	0.15
SE02 - TGBT 400V	0.40	4.36	18.89	45.04	0.02	0.10	0.23	0.01	0.1	0.12

Fuente: Propia.

6.5.2. Evaluación del equipamiento – Ampliación.

En los siguientes cuadros se evalúa y verifica la capacidad de Saturación de los Transformadores de Corriente, capacidad de ruptura de los interruptores y seccionadores en media tensión; según las capacidades del equipamiento.

Evaluación de saturación de los transformadores de corriente 22.9kV.

Los transformadores de corriente (TC) empleados en el sistema de protección 22.9kV de la Subestación SE02 no se verán afectados por problemas de saturación.

Tabla N° 17. Evaluación de saturación de los transformadores de corriente.

BAHÍA	SUBESTACIÓN	Un (kV)	CT	Clase	Icc (kA)	Icc (kA)
					Trifásica (Barra)	Monofásica (Barra)
Celda de Salida	SE02	22.9	50 - 75/5	5P20	8.35	6.75

Fuente: Propia.

Evaluación de la capacidad de ruptura de los interruptores en 22.9kv.

Los interruptores de potencia ubicados en el lado de 22.9kV, tienen una capacidad de ruptura superior a los máximos niveles de cortocircuito obtenidos en el presente estudio de cortocircuito, tanto para fallas trifásicas como monofásicas.

Tabla N° 18. Evaluación de la capacidad de ruptura de los interruptores.

BAHÍA	SUBESTACIÓN	Un (kV)	Inom (A)	Icc (kA)	Icc (kA) Trifásica (Barra)	Icc (kA) Monofásica (Barra)	RELACIÓN trifásica (Icc/Icc barra)	RELACIÓN monofásica (Icc/Icc barra)	CAPACIDAD DE RUPTURA
Celda de Salida	SE02	22.9	630	16	8.35	6.75	0.52	0.42	NO SUPERA

Fuente: Propia.

Evaluación del poder de corte de los interruptores lado de baja tensión.

A continuación, se presenta los siguientes cuadros de evaluación del poder de corte de los interruptores ubicados en el lado de baja tensión perteneciente a la Subestación de Ampliación, donde se puede observar la máxima corriente de cortocircuito trifásico calculada de acuerdo con la norma IEC 60909. En los siguientes cuadros se observa la Relación entre la Icc (corriente de cortocircuito trifásica) e Ics (poder de corte de los interruptores) donde se considera lo siguiente:

Relación:

- Valores entre 0.95 a 1: el interruptor se encuentra en el límite de operación.
- Valores menores de 0.95: los interruptores se encuentran dentro de su capacidad de operación.
- Valores mayores de 1: la capacidad de cortocircuito supera el poder de corte de los interruptores. Se recomienda el cambio del equipo.

Tabla N° 19. Evaluación del poder de corte de los interruptores lado de baja tensión.

SUBESTACIÓN AMPLIACIÓN								
UBICACIÓN	MARCA	Modelo	Un (kV)	Inom (A)	Ics (kA)	Icc (kV) Trifásica (Barra)	RELACIÓN Trifásica (Icc/Icc barra)	Capacidad de ruptura
QG: Interruptor General	ABB	SACE E2N	0.40	2000	65	18.63	0.29	NO SUPERA
Q1: Impresora 10 colores	Schneider Elect.	NSX 630H	0.40	630	65	18.63	0.29	NO SUPERA
Q2: Impresora 08 colores	Schneider Elect.	NSX 630H	0.40	630	65	18.63	0.29	NO SUPERA
Q3: Recuperador solvente AM10	Schneider Elect.	NSX 100H	0.40	100	65	18.63	0.29	NO SUPERA
Q4: Recuperador sovente AM08	Schneider Elect.	NSX 100H	0.40	100	65	18.63	0.29	NO SUPERA
Q5: Chiller AM10, mecalor	Schneider Elect.	NSX 160H	0.40	160	65	18.63	0.29	NO SUPERA
Q6: Chiller AM08, mecalor	Schneider Elect.	NSX 160H	0.40	160	65	18.63	0.29	NO SUPERA
Q7: Chiller Rec. SOL.1-2, mecalor	Schneider Elect.	NSX 100H	0.40	100	65	18.63	0.29	NO SUPERA
Q8: Refiladora novograf 1, Novograf	Schneider Elect.	NSX 100H	0.40	100	65	18.63	0.29	NO SUPERA
Q9: Montadora cliché 1, BIEFFEBI	Schneider Elect.	NSX 100H	0.40	40	65	18.63	0.29	NO SUPERA
Q10: Montadora clichés 2, BIEFFEBI	Schneider Elect.	NSX 100H	0.40	40	65	18.63	0.29	NO SUPERA
Q11: Lavadora anilox flexo wash	Schneider Elect.	NSX 100H	0.40	40	65	18.63	0.29	NO SUPERA
Q12: Compresor aire comprimido GA45VSD	Schneider Elect.	NSX 160H	0.40	160	65	18.63	0.29	NO SUPERA
Q13: Banco de Condensadores Automaticos 450kVAR	Schneider Elect.	NSX 250H	0.40	1250	65	18.63	0.29	NO SUPERA

Fuente: Propia.

6.6. Estudio de coordinación de las protecciones.

El objetivo principal de la coordinación de protecciones es proporcionar, en forma rápida, el aislamiento de un área de falla en el sistema y, de este modo, poder mantener en funcionamiento la mayor parte del sistema eléctrico restante. Dentro de este contexto existen cinco requerimientos básicos para la aplicación del relé de protección:

- **Fiabilidad.** - Seguridad de que la protección se llevará a cabo correctamente, tiene dos componentes: confianza y seguridad.
- **Selectividad.** - Continuidad máxima del servicio con mínima desconexión del sistema.
- **Rapidez de operación.** - Duración mínima de una falla, así como un menor daño en los equipos del sistema.

- **Simplicidad.** - Menor equipo de protección y circuitos asociados para lograr los objetivos de protección.
- **Economía.** - Mayor protección a menor costo total.

Norma técnica:

El presente estudio ha sido desarrollado en base a las siguientes normas:

- IEEE Std. 242-2001™ Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems.
- IEC 60947-2:2003 Low-Voltage Switchgear and Control gear: Circuit Breakers.

6.6.1. Criterios de ajuste de protecciones.

A continuación, se presentan los criterios utilizados para el ajuste de las protecciones de la Ampliación:

- a) **Criterios para el ajuste de la protección de sobrecorriente de fases (50/51).**

La protección de sobrecorriente mide la corriente que circula por el circuito protegido y emite su disparo al interruptor asociado cuando la corriente medida supera el umbral de arranque (corriente de arranque) ajustado y una vez agotado su tiempo de ajuste.

La corriente de arranque de la protección sobrecorriente de fases se ajusta como mínimo al 120% de la corriente nominal del transformador de corriente, la corriente nominal del transformador de potencia o la máxima corriente de carga, la curva de

operación y el dial de tiempo se seleccionan para coordinar con las protecciones adyacentes.

Para la determinación de los tiempos de actuación se evaluará la coordinación entre relés de protección teniendo en cuenta que se garantice un tiempo de coordinación mínimo de 100 milisegundos.

b) Criterios para el ajuste de la protección de sobrecorriente de tierra (50N/51N).

La corriente de arranque de la protección sobrecorriente de tierra debe ser como mínimo el 10% de la corriente nominal del transformador de corriente.

Para la determinación de los tiempos de actuación se evaluará la coordinación entre relés de protección teniendo en cuenta que se garantice un tiempo de coordinación mínimo de 100 milisegundos.

c) Criterios para el ajuste de la protección de los Circuit Breakers tipo Sace E3N -E2N (PR122/P) LSIG.

Se cuenta con tres umbrales para la coordinación de fases, la función de protección “L” (Protección contra sobrecarga), actúa en caso de sobrecarga con intervención retardada a tiempo largo inverso ($t=k/I^2$), de acuerdo con la norma IEC 60947-2. La función de protección “S” (Protección contra cortocircuito selectivo), en la cual se elige el tipo de curva ($t=k$ o $t=k/I^2$). Y la función de protección “I” (Protección contra cortocircuito instantáneo), la cual actúa de forma instantánea ante un cortocircuito.

El pickup de la función “L” es regulable y se ajusta aproximadamente a 1.2 veces la corriente nominal de la carga. En caso de estar asociado a un transformador, el pickup se ajusta aproximadamente a 1.5 veces la corriente nominal del transformador.

Para la coordinación de tierra, se cuenta con la función de protección “G”, en la cual se elige el tipo de curva ($t=k$ o $t=k/I^2$). Se ajustan como mínimo al 10-20% de la corriente nominal del interruptor.

d) Criterio para el ajuste de sobrecorriente de los Circuit Breakers tipo Compact NSX - Schneider Electric y Merlin Gerin

Los interruptores Compact NSX están equipadas con dos tipos de unidad de control: electromagnética TM-D y unidades de control electrónica Micrologic2. El tipo de protección y coordinación de estas se describe a continuación:

TM-D: unidad de control termomagnética que se montan en interruptores automáticos Compact NSX de calibre 100A, 160A y 250A. Cuenta con dos reguladores de ajuste del umbral de protección; ante sobrecarga térmica “Ir” de 4 posiciones de regulación y protección contra cortocircuito “Im” (para TMD inferior a 200A el umbral de disparo es fija, para TM-D 200/250 el umbral de disparo es por medio de 6 posiciones de regulación).

Micrologic 2.3: unidad de control electrónica de protección básica, se montan en todos los interruptores automáticos Compact NSX. Cuenta con tres reguladores de ajuste del umbral de protección cada una con 9 posiciones de regulación; protección por sobrecarga térmica de tiempo largo (regulador de pre-ajuste del umbral “I0” y

regulador de ajuste fino del umbral “Ir”) y protección contra cortocircuito de tiempo cortó “Isd”.

6.6.2. Cálculos justificativos.

Ampliación – 22.9kV.

Tabla N° 20. Datos del transformador de potencia.

Datos del transformador de Potencia.	
Potencia Nominal	:1000 kVA
Tensión Nominal Primaria	: 22.9 kV +/- 2.5% - Delta
Tensión Nominal Secundaria	: 400/231 V - Estrella
Impedancia	: 6.10 A 7.42%
Grupo de conexión	: Dyn5
Datos de los Transformadores de Corriente.	
TC de Fase AT	: 50-75 / 5 A
Datos del Relé de Protección Diferencial de Transformador.	
Marca y modelo	: Schneider Electric – Sepam S20

Fuente: Propia.

SEG – 22.9kV / Salida Ampliación.

Ajustes de protección de sobrecorriente de fases (ver tabla 21).

Tabla N° 21. Ajustes propuestos de sobrecorriente de Fase – SEG 60/22.9kV.

SEG 22.9kV								
Protección			Ajuste Umbral 1			Ajuste Umbral 2		
Ubicación	Relé	TC	I0>	T0>	Curva 1	I0>>	T0>>	Curva 2
Salida 22.9 SEG/SE02	ABB REF630	500/1	155	0.3	ANSI VI	-	-	-

Fuente: Propia.

Ajustes de protecciones de sobrecorriente de tierra (ver tabla 22).

Tabla N° 22. Ajustes propuestos de sobrecorriente de Tierra – SEG 60/22.9kV.

SEG 22.9kV								
Protección			Ajuste Umbral 1			Ajuste Umbral 2		
Ubicación	Relé	TC	I0>	T0>	Curva 1	I0>>	T0>>	Curva 2
Salida 22.9 SEG/SE02	ABB REF630	500/1	30	0.4	DT	255.03	DT	-

Fuente: Propia.

S.E. AMPLIACIÓN.

Ajustes de protección de sobrecorriente de fases (ver tabla 23).

Tabla N° 23. Ajustes propuestos de sobrecorriente de Fase – SEG 60/22.9kV.

SEG 22.9kV								
Protección			Ajuste Umbral 1			Ajuste Umbral 2		
Ubicación	Relé	TC	I0>	T0>	Curva 1	I0>>	T0>>	Curva 2
Ampliación TRS2	Schneider SEPAM S20	75/5	50	0.34	IEC IE	1000	0.1	-

Fuente: Propia.

Ajustes de protecciones de sobrecorriente de tierra (ver tabla 24)

Tabla N° 24. Ajustes propuestos de sobrecorriente de Tierra –SEG 60/22.9kV.

SEG 22.9kV								
Protección			Ajuste Umbral 1			Ajuste Umbral 2		
Ubicación	Relé	TC	I0>	T0>	Curva 1	I0>>	T0>>	Curva 2
Ampliación TRS2	Schneider SEPAM S20	75/5	30	0.25	DT	180	0.1	DT

Fuente: Propia.

Ajustes – lado 0.46kv.

Tabla N° 25. Ajustes de protección de los interruptores.

S.E. AMPLIACIÓN														
ITEM	DESCRIPCIÓN	MODELO	AJUSTES											
			In	L (sec)	L (prim)	Dial (L)	S (sec)	S (prim)	Dial (S)	I (sec)	I (prim)	G (sec)	Dial (t4)	G (prim)
QG	Interruptor General	SACE E2N	2000	0.9	1800	12	2.9	5800	0.3 (i^2t on)	14	28000	0.2	0.3 (i^2t on)	400
			In	Io (sec)	Io (prim)	Ir (sec)	Ir (prim)	Dial (tr)	Isd (sec)	Isd (prim)	Im (sec)	Im (prim)		
C-1	Impresora 10 colores	NSX630H	630	1	630	0.9	567	-	8	4536	-	-	-	-
C-2	Impresora 08 colores	NSX630H	630	1	630	0.9	567	-	8	4536	-	-	-	-
C-3	Recuperador solvente AM10	NSX100H	100	-	-	0.8	80	-	-	-	8	800	-	-
C-4	Recuperador sovente AM08	NSX100H	100	-	-	0.8	80	-	-	-	8	800	-	-
C-5	Chiller AM10, mecalor	NSX160H	160	-	-	0.8	128	-	-	-	7.8	1250	-	-
C-6	Chiller AM08, mecalor	NSX160H	160	-	-	0.8	128	-	-	-	7.8	1250	-	-
C-7	Chiller Rec. SOL.1-2, mecalor	NSX100H	100	-	-	0.7	70	-	-	-	8	800	-	-
C-8	Refiladora novograf 1, Novograf	NSX100H	100	-	-	0.7	70	-	-	-	8	800	-	-
C-9	Montadora cliché 1, BIEFFEBI	NSX100H	40	-	-	0.7	28	-	-	-	12.5	500	-	-
C-10	Montadora clichés 2, BIEFFEBI	NSX100H	40	-	-	0.7	28	-	-	-	12.5	500	-	-
C-11	Lavadora anilox flexo wash	NSX100H	40	-	-	0.7	28	-	-	-	12.5	500	-	-
C-12	Compresor aire comprimido GA45VSD	NSX160H	160	-	-	0.7	112	-	-	-	7.8	1250	-	-
C-13	Banco de Condensadores Automaticos 450kVAR	NSX250H	1250	-	-	0.6	750	2	8	6000	-	-	-	-

Fuente: Propia

- I_o : corresponde al valor de corriente, si el interruptor es de 400A, en el dial hay 9 puntos de selección Intensidad nominal (I_n) desde 160 a 400A (160 – 180 – 200 – 230 – 250 – 280 – 320 – 360 – 400).
- Intensidad de regulación de sobrecarga ajustable (I_r):
 I_r (en A eff.) está en función de I_n . I_r caracteriza la protección contra las sobrecargas, corresponde al ajuste fino en corriente, dial con 9 puntos de selección fino de 0,9 a 1, para cada valor de I_o (0,9 – 0,93 – 0,94 – 0,95 – 0,96 – 0,97 – 0,98 – 1).

I_d está dada por un tiempo convencional de disparo. Para una intensidad superior a I_d , el disparo por defecto térmico se hará según la curva a tiempo inverso. I_r el nombre de Protección Largo Retardo (PLR)

- Intensidad de regulación de disparo corto retardo (I_{sd}):
 I_{sd} (en kA eff.) está en función de I_r . I_{sd} caracteriza la protección contra los cortocircuitos, corresponde al umbral de disparo magnético y viene de 1,5 a 10 veces I_r son 9 puntos de selección.

I_{sd} recibe el nombre de Protección Corto Retardo o (PCR).

Se muestra las curvas de protección por sobrecorriente de fase y tierra propuesta para los diferentes equipos de protección.

6.7. Curvas de operación.

Las siguientes curvas de operación de sobrecorriente de fase s y fallas son de la ampliación de demanda.

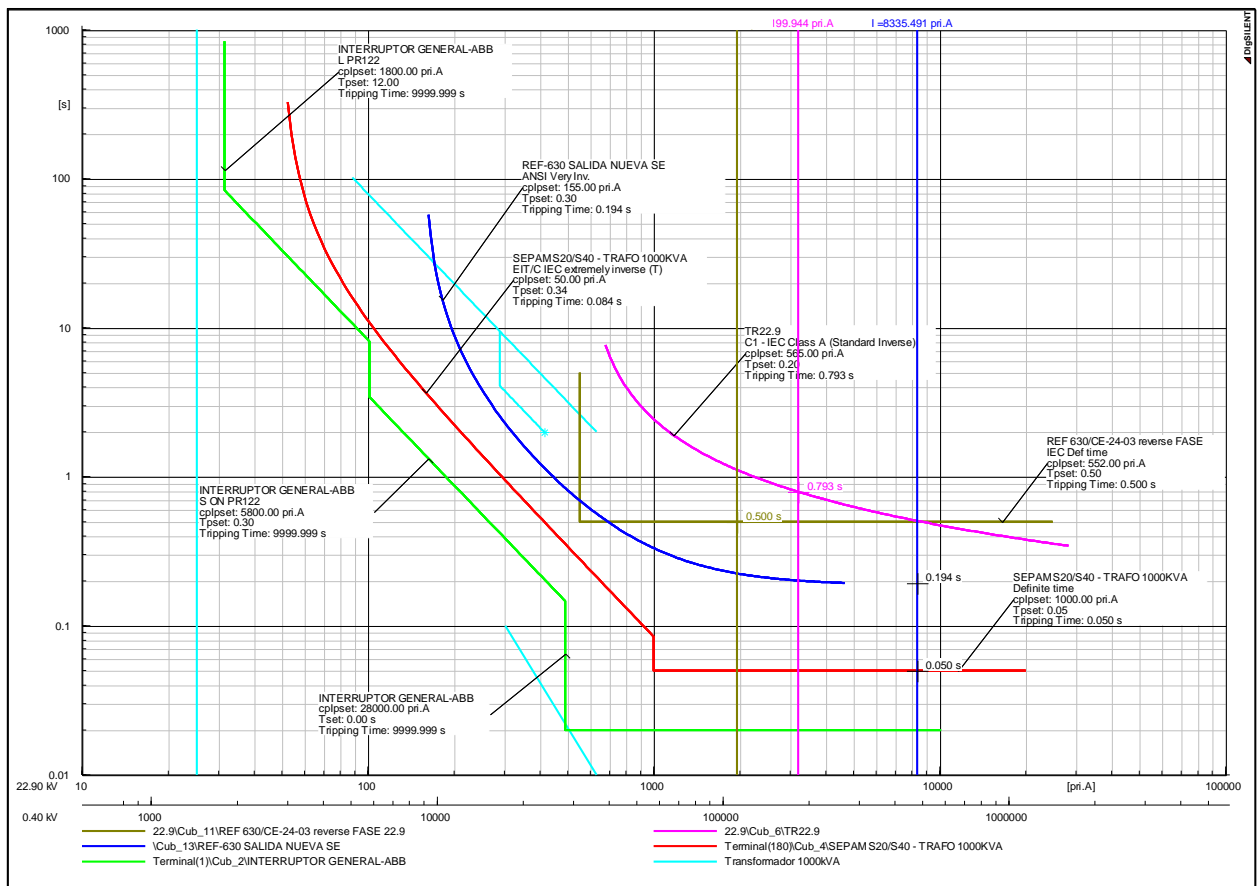


Figura N°40 – Curva de operación sobrecorriente de fases – Falla trifásica en el lado 22.9kV Bushing del transformador Ampliación.

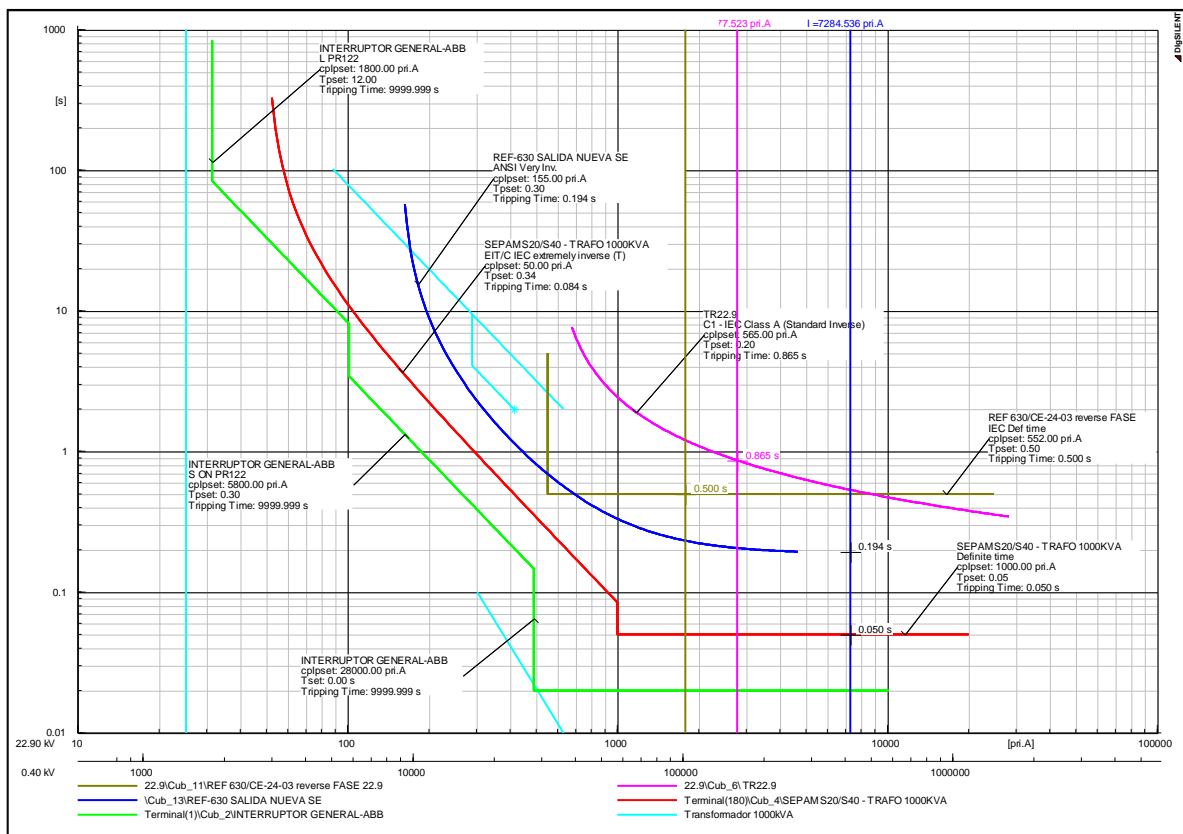


Figura N° 41 – Curva de operación sobrecorriente de fases – Falla bifásica en el lado 22.9kV Bushing del transformador Ampliación.

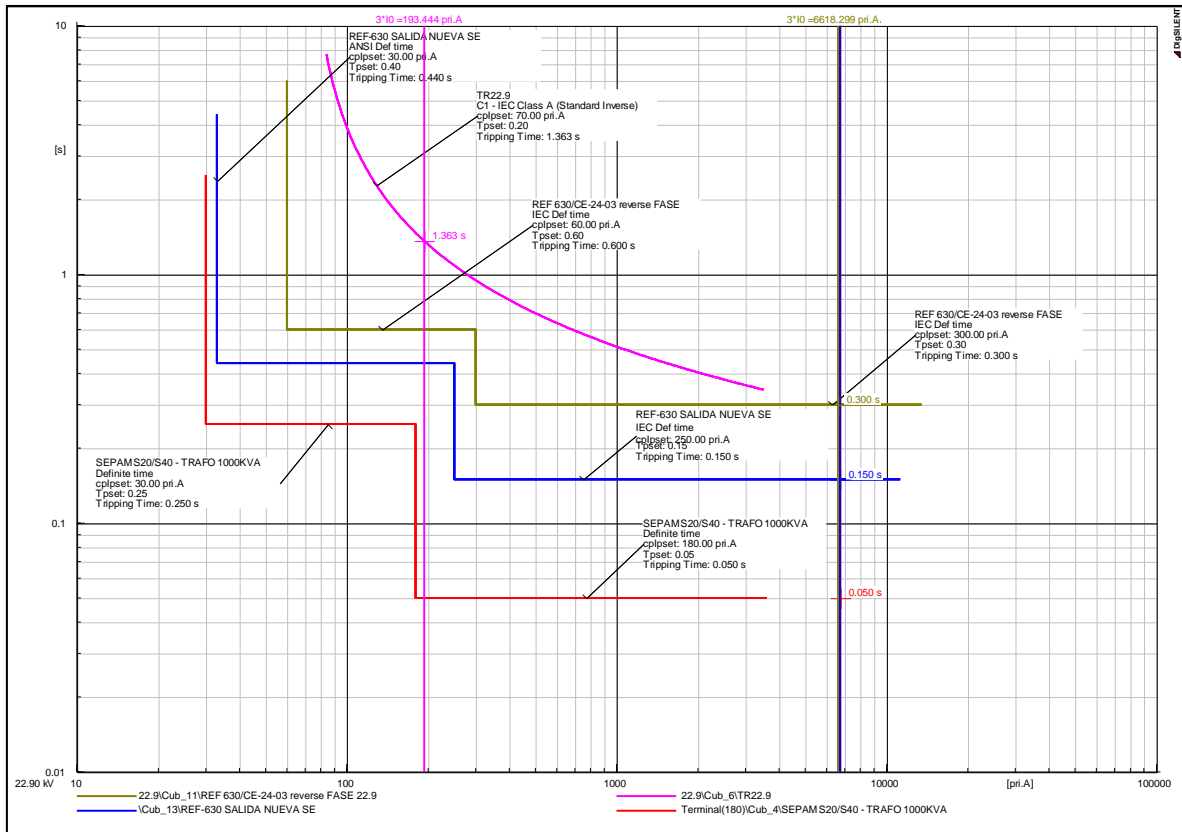


Figura N° 42 – Curva de operación sobrecorriente de fases – Falla monofásica en el lado 22.9kV Bushing del transformador Ampliación.

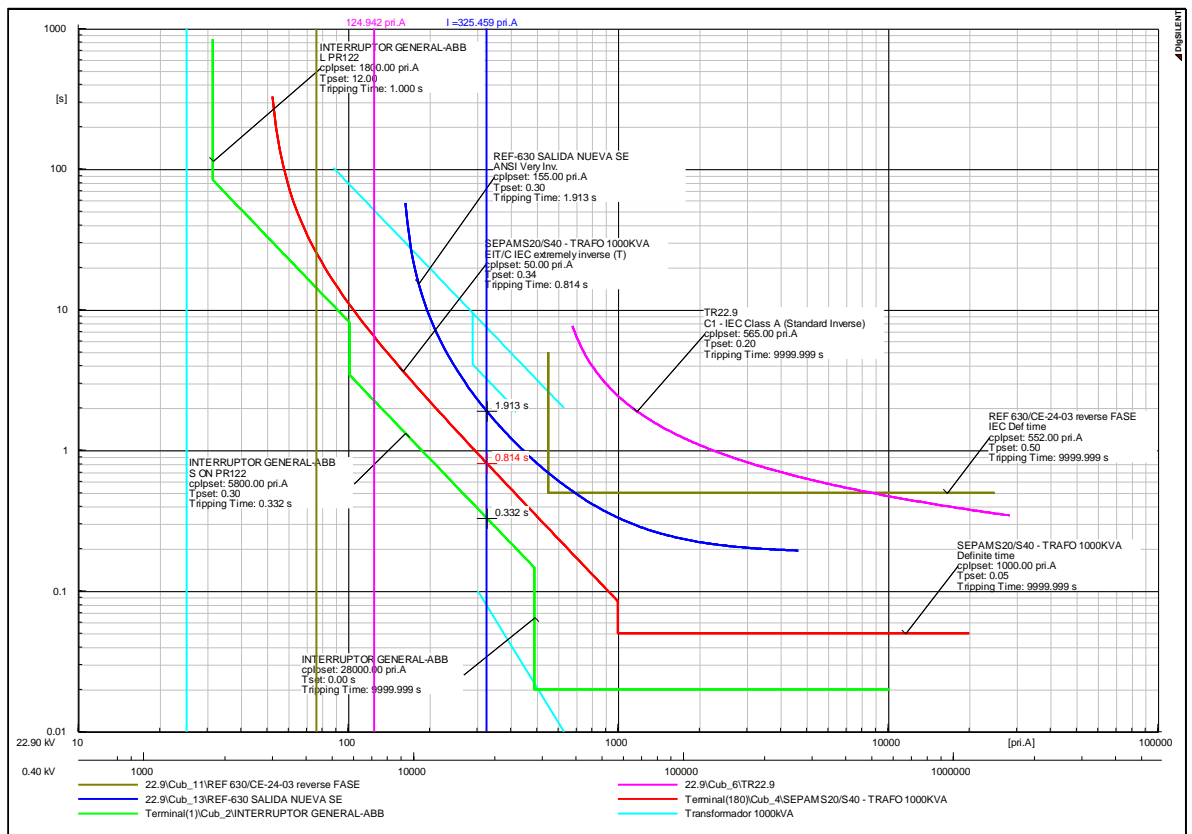


Figura N° 43 – Curva de operación sobrecorriente de fases – Falla trifásica en el lado de Baja Tensión Barra 0.40kV Ampliación.

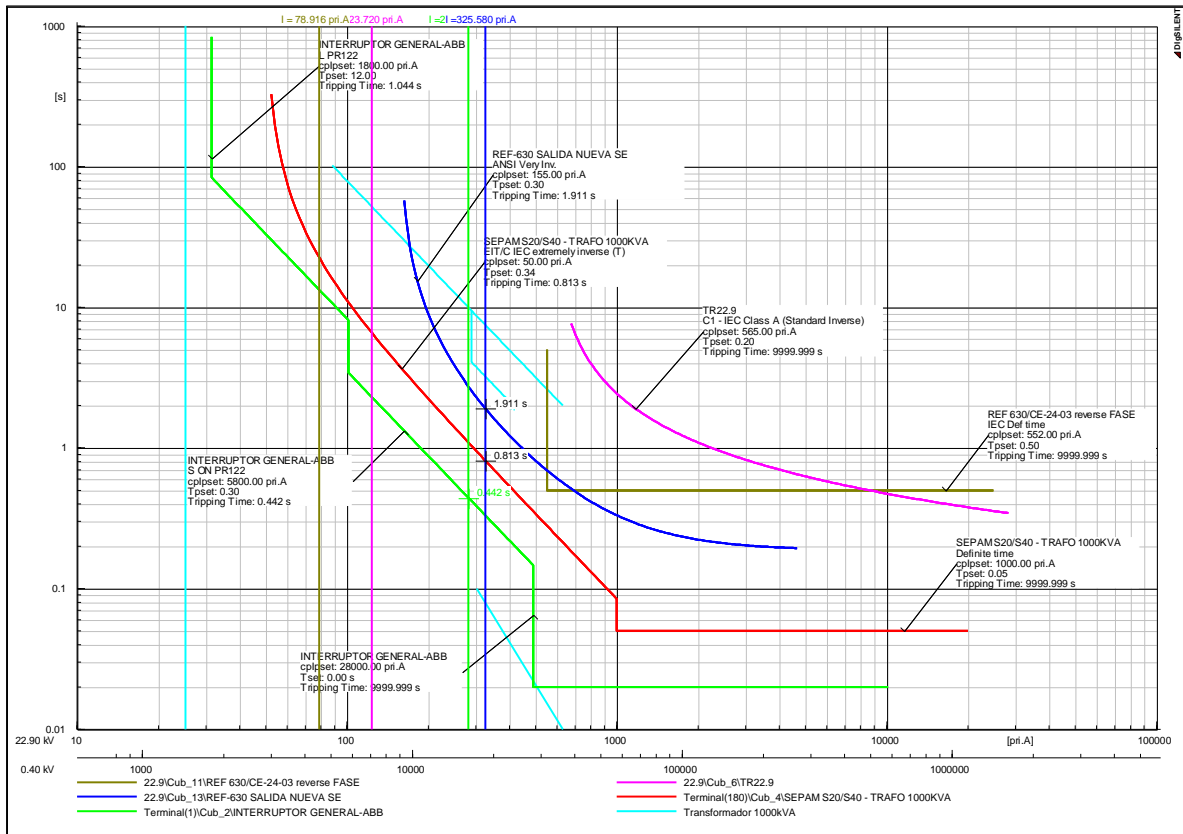


Figura N° 44 – Curva de operación sobrecorriente de fases – Falla bifásica en el lado de Baja Tensión Barra 0.40kV Ampliación.

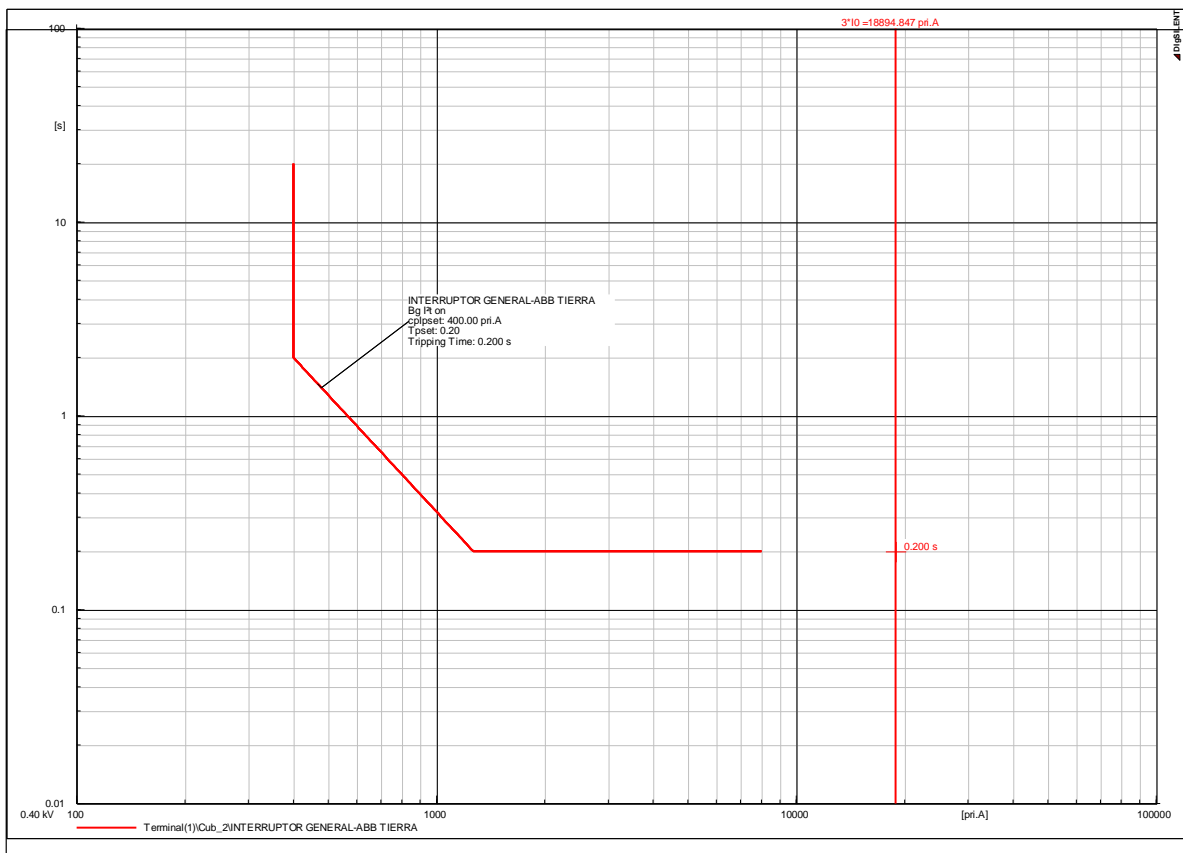


Figura N° 45– Curva de operación sobrecorriente de fases – Falla monofásica en el lado de Baja Tensión Barra 0.40kV Ampliación.

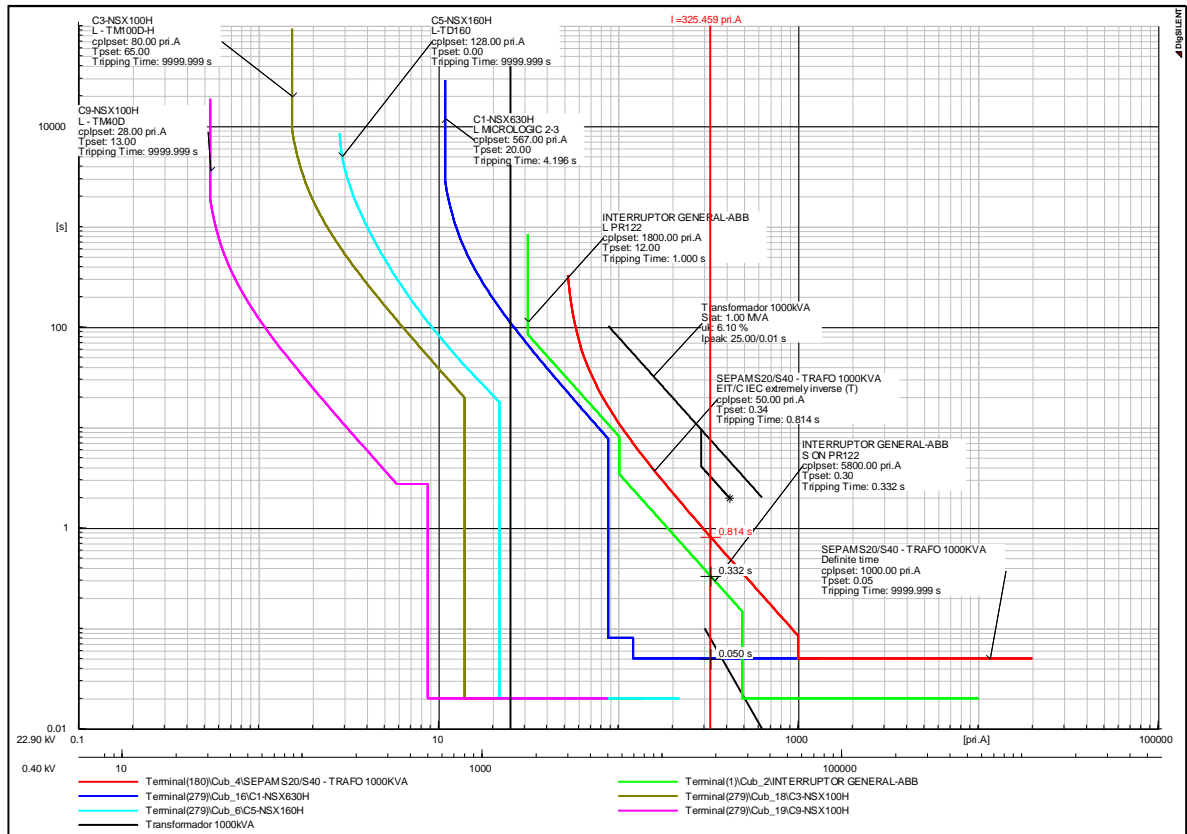


Figura N° 46 – Curva de operación sobrecorriente de fases – Falla trifásica salida hacia C-1 (Carga N°1) en 0.40kV - Ampliación.

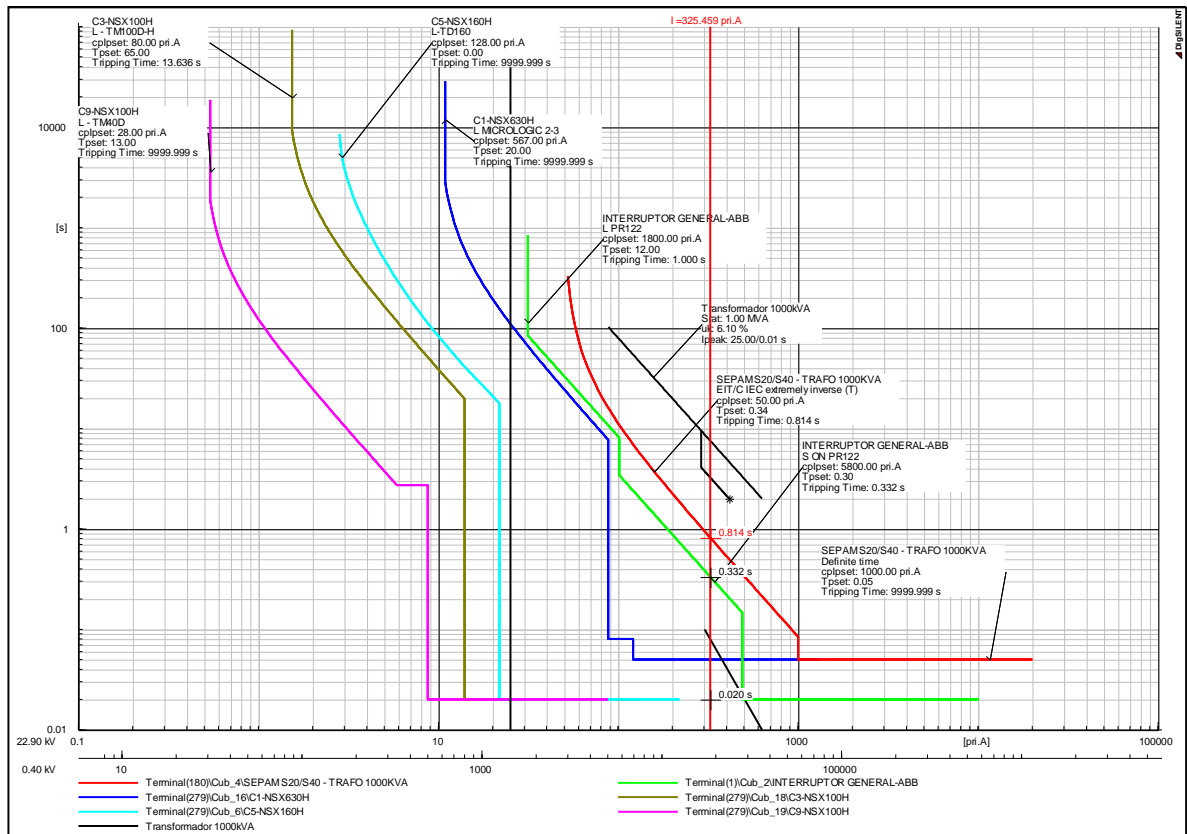


Figura N° 47– Curva de operación sobrecorriente de fases – Falla trifásica salida hacia C-3 (Carga N°3) en 0.40kV - Ampliación.

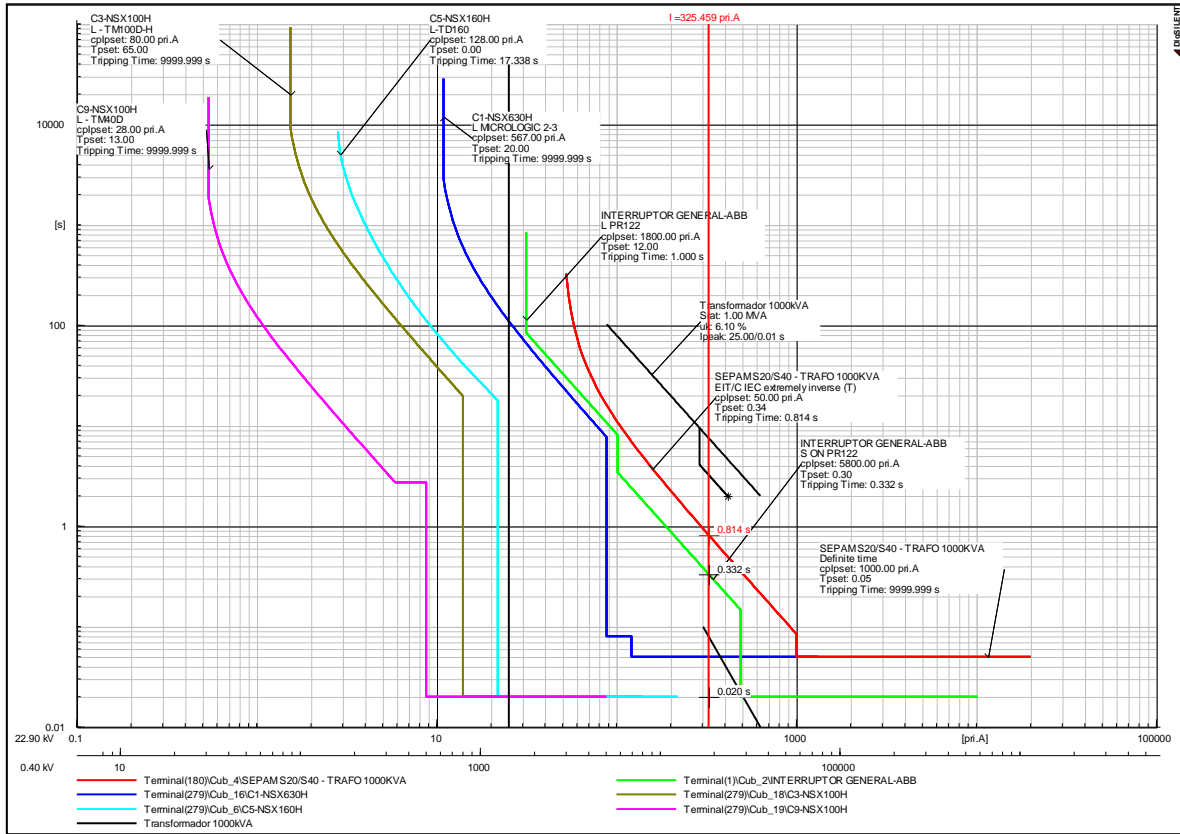


Figura N° 48 – Curva de operación sobrecorriente de fases – Falla trifásica salida hacia C-5 (Carga N°5) en 0.40kV - Ampliación.

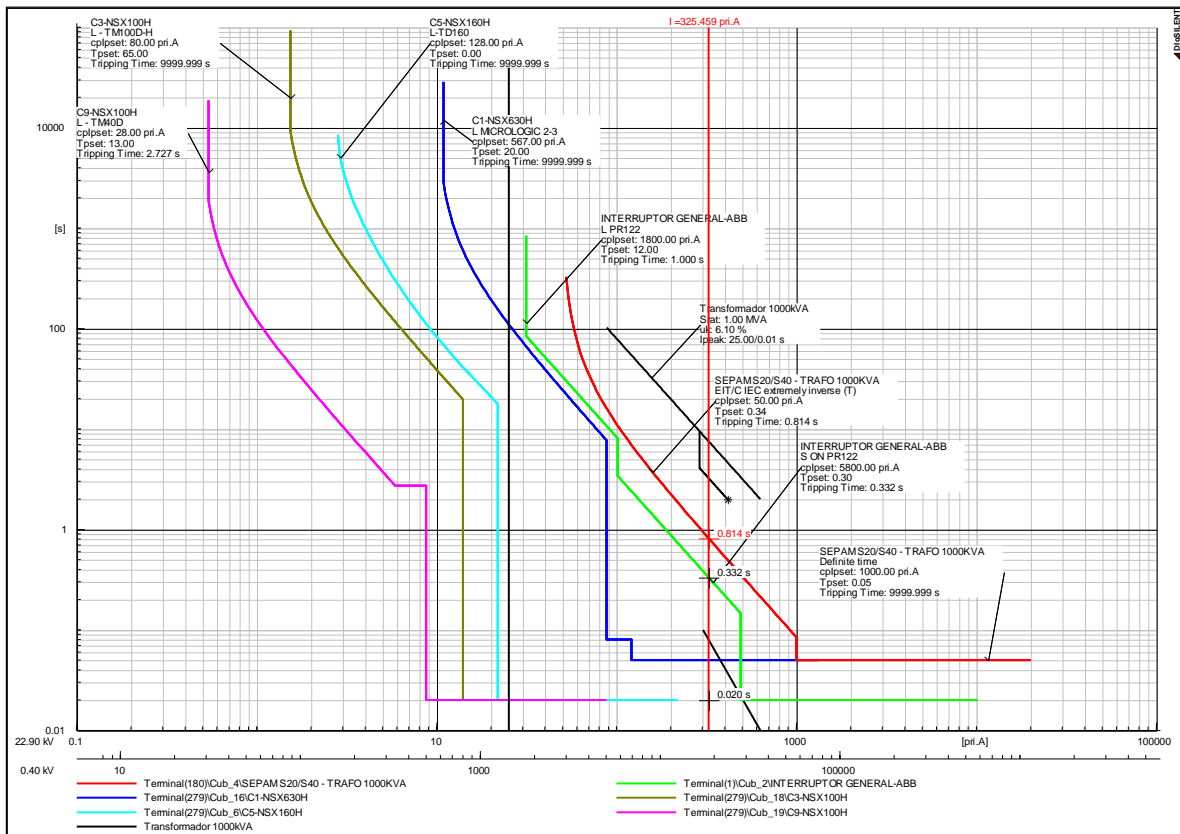


Figura N° 49 – Curva de operación sobrecorriente de fases – Falla trifásica salida hacia C-9 (Carga N°9) en 0.40kV - Ampliación.

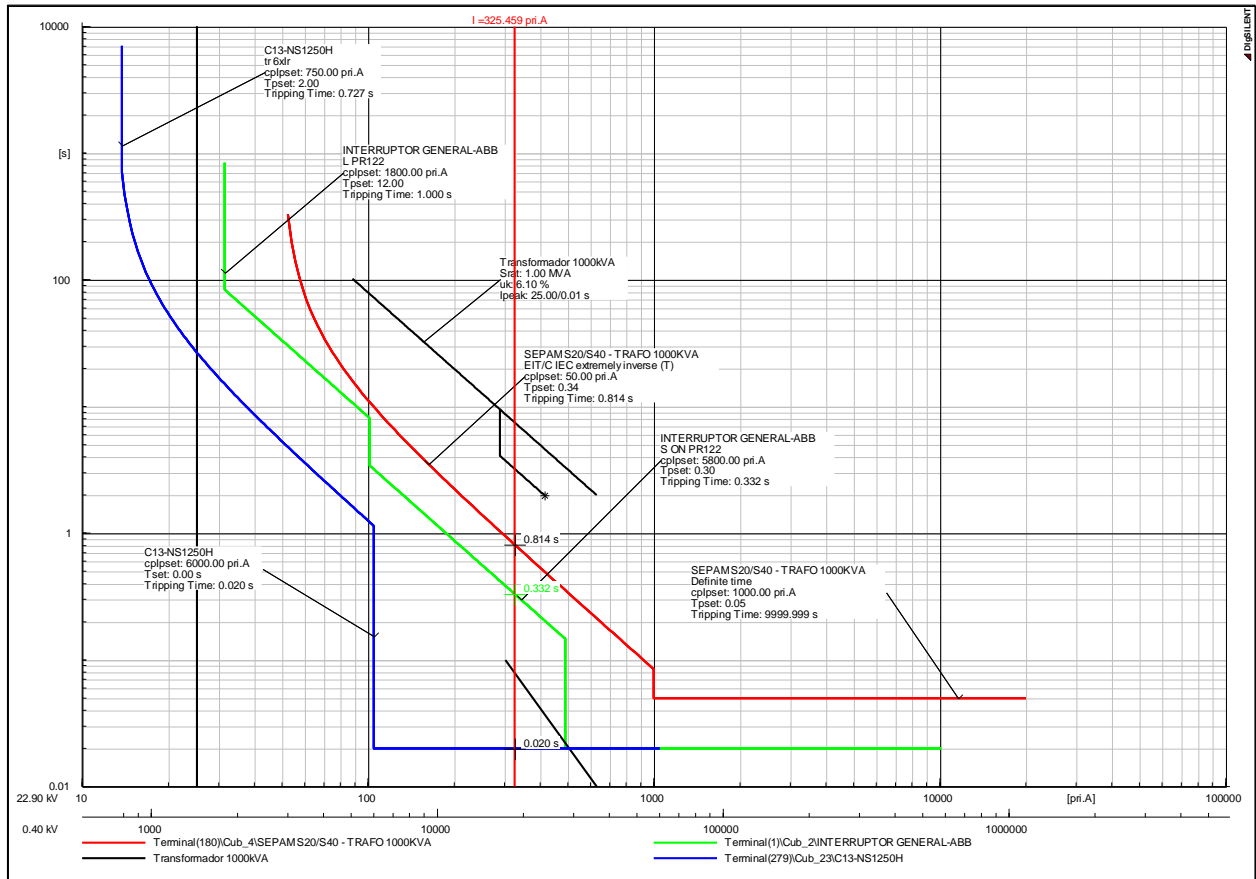


Figura N° 50 – Curva de operación sobrecorriente de fases – Falla trifásica salida hacia C-13 (Carga N°13) en 0.40kV - Ampliación.

VII. CONCLUSIONES.

1. Coordinamos las curvas de disparo de los interruptores automáticos de la SE Ampliación en 0.4 kV aplicando el software DIgSILENT Power Factory en baja tensión, considerando las características de funcionamiento de los interruptores automáticos de los fabricantes ABB y Schneider.
2. Determinamos las características principales de un sistema eléctrico las cuales encontramos en nuestro caso práctico:

Tabla N° 26. Características del sistema eléctrico.

Características	Definición
Baja Tensión	$U \leq 1\text{kV}$, siendo U la tensión nominal $U = 400\text{ V}$
Frecuencia	60 Hz
Caída de tensión	$\leq 5\%$
Tamaño de instalación	Grande > 4 niveles
Tipo de instalación	Bus ramificado

Fuente: Propia

3. Desarrollamos los estudios eléctricos para la coordinación de protecciones:

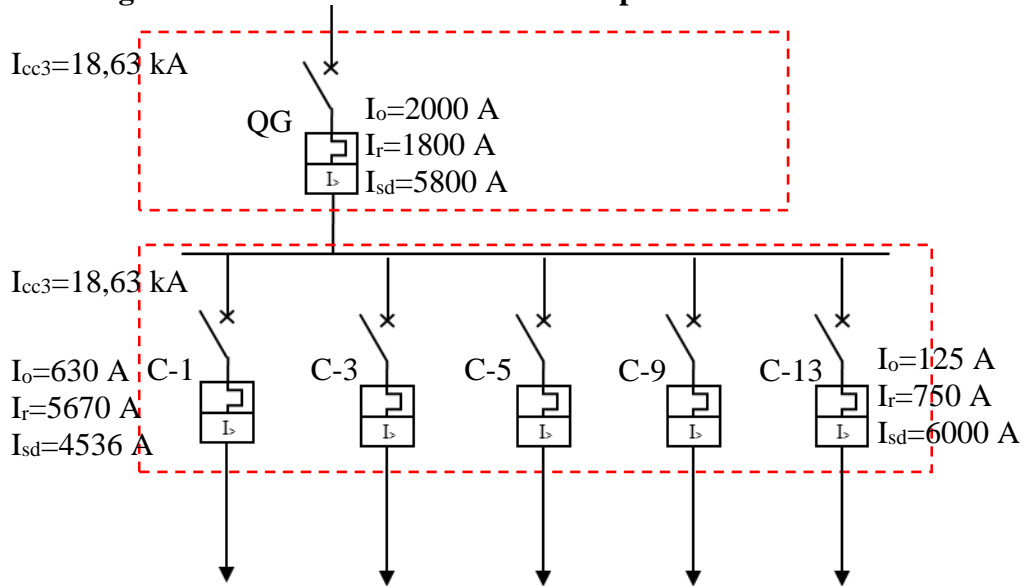
Flujo de potencia.

- Evaluamos los niveles de tensión en barras, flujos de potencia activa y reactiva.
- Analizamos en estado estacionario de nuestro sistema eléctrico de la instalación eléctrica Industrial.
- Analizamos los resultados de flujo de carga en operación normal.

Estudio de cortocircuito.

- Verificamos la capacidad de ruptura de los interruptores de potencia, saturación de los transformadores de corriente y el poder de corte de los interruptores de la Ampliación.

Figura N° 51. Corrientes de los interruptores automáticos.



Fuente: Propia

4. Aplicamos el criterio de selectividad por sobrecorriente y tiempo ajustando los umbrales de actuación (pickup de corriente y dial de tiempo) de los dispositivos de protección a través de los criterios de ajuste de los interruptores automáticos del proyecto de Ampliación.
5. Utilizamos el software DIGSILENT Power Factory para el desarrollo integral práctico:
 - Modelamiento de la red de la instalación eléctrica industrial y la ampliación del sistema y esquematización del diagrama unifilar de la instalación eléctrica industrial.
 - Desarrollo de Flujo de potencia y estudio de cortocircuito.
 - Determinación de las curvas de protección de los interruptores automáticos.
 - Desarrollo del criterio de selectividad a través de las curvas de disparo de los interruptores automáticos.

VIII. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Para la discusión de resultados nos enfocaremos en dos problemáticas planteadas con respecto a la coordinación y selectividad las cuales están directamente vinculadas con los objetivos e hipótesis. El objetivo principal planteado es la coordinación de la curva de disparo de los interruptores automáticos en baja tensión, a continuación, describimos las características de los equipos y coordinación presentados en este caso por ABB y Schneider.

- EQUIPAMIENTO EXISTENTE LADO 0.40KV TGBT 400V.

Interruptor Principal.

QG: Un (01) Interruptor automático, In 2000, SACE E2N-PR122.

En el siguiente cuadro se muestra las características del interruptor automático SACE E2N:

Tabla N° 27. Características de los interruptores automáticos SACE.

Interruptores automáticos			E1		E2	
			E1B	E1N	E2B	E2N
Polos	[Nr.]	3 - 4		3 - 4		
Capacidad de corriente del neutro de los interr. Autom. 4p	[% Iu]	100		100		
Tamaño (40 °C)	[A]	800-1000-1250-1600	800-1000-1250-1600	1600-2000	1000-1250-1600-2000	
Ue	[V~]	690	690	690	690	
Icu (220...415V)	[kA]	42	50	42	66	
Ics (220...415V)	[kA]	42	50	42	65	
Icw (1s)	[kA]	42	50	42	55	
	(3s)	[kA]	36	36	42	42

Fuente: ABB

Figura N° 52. Interruptores automáticos SACE E2N.



Fuente: ABB

El relé PR122 ofrece las siguientes funciones de protección:

- Sobrecarga (L);
- Cortocircuito selectivo (S);
- Cortocircuito instantáneo (I);
- Defecto a tierra (G) (2);
- Desequilibrio de fase (U);
- Autoprotección contra sobretensión (OT);
- Memoria térmica para las funciones L y S;
- Selectividad de zona para las funciones S y G;
- Corriente diferencial (Rc) con toroidal externo;
- Función de protección (G ext.) con toroidal puesto en el centro estrella del transformador.

Figura N° 53. Vista frontal del relé PR122.



Fuente: ABB

En nuestro análisis aplicamos el criterio de ajuste en las protecciones “L”, “S” e “I”, los umbrales y tiempo de actuación de muestran en la siguiente tabla:

Tabla N° 28. Umbrales de actuación del relé PR122.

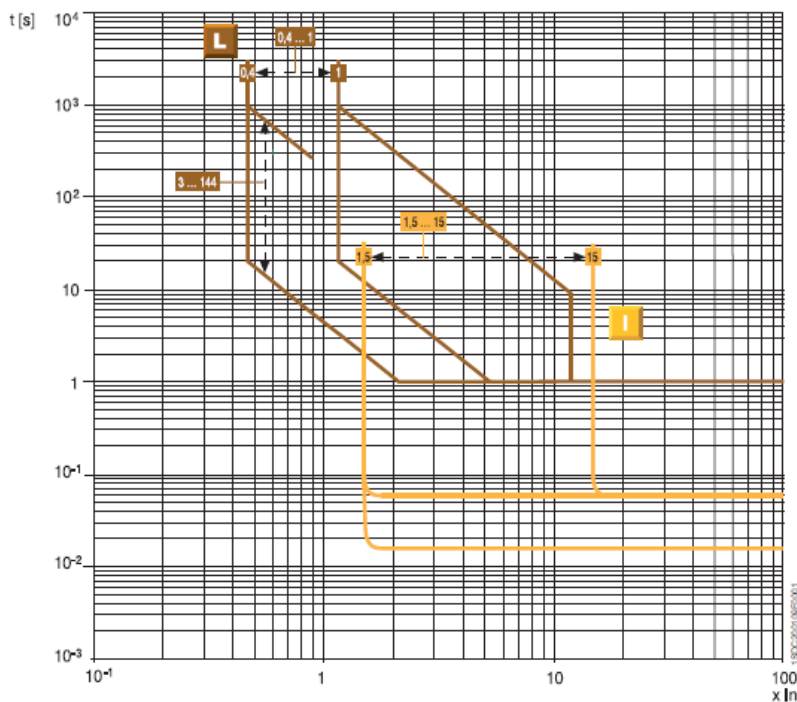
	Umbral de actuación	Tiempo de actuación
L	Disparo entre 1,1 y 1,25 x I1	± 20%
S	± 10%	± 20%
I	± 15%	≤ 60ms
G	± 15%	± 20%
Otras		± 20%

Fuente: ABB

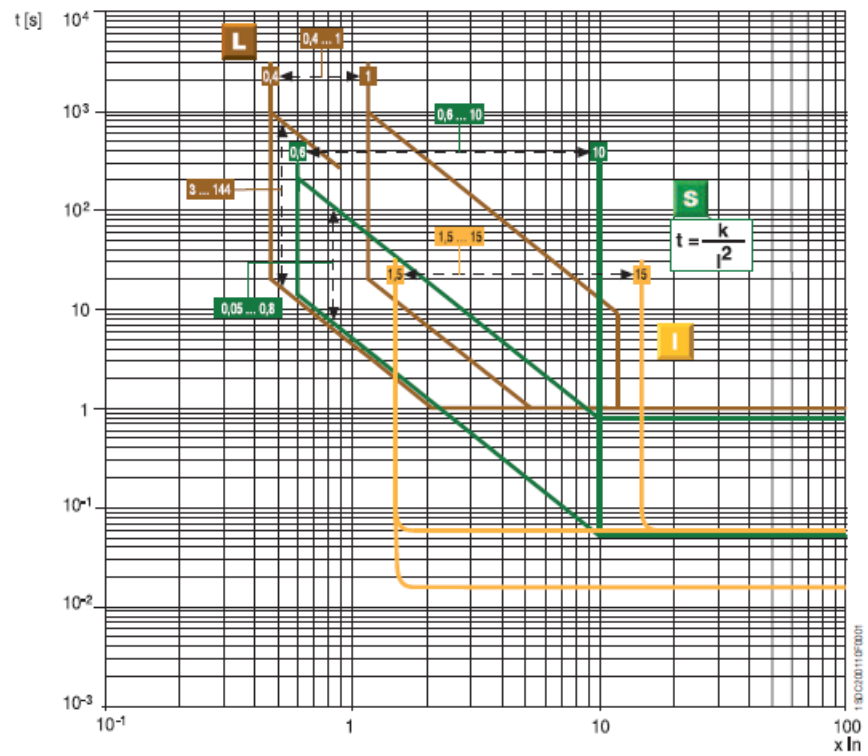
Las curvas de actuación se presentan a continuación:

Figura N° 54. Curvas de actuación del relé PR122.

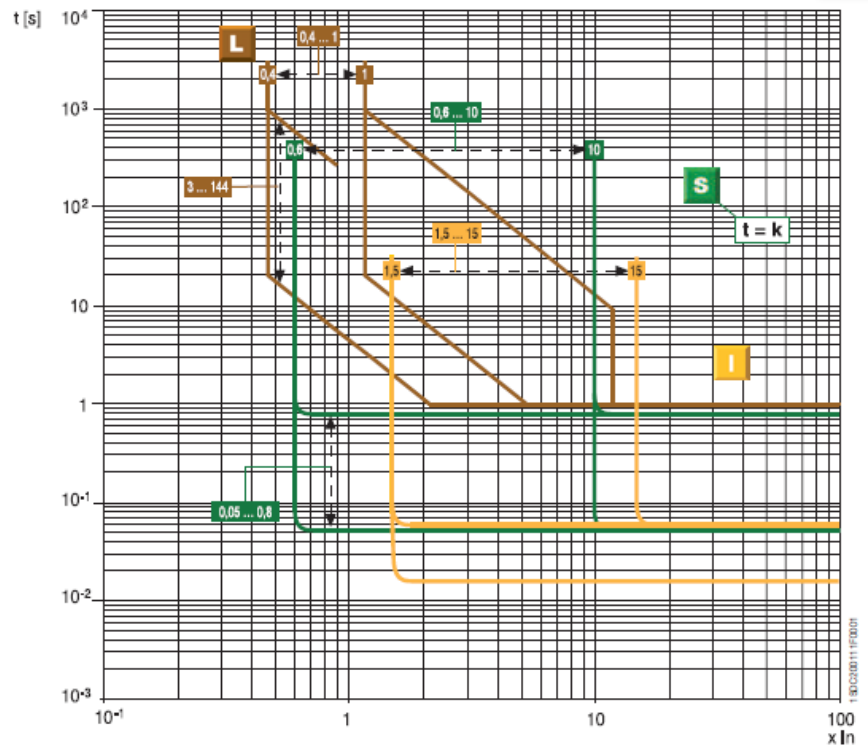
Funciones L-I.



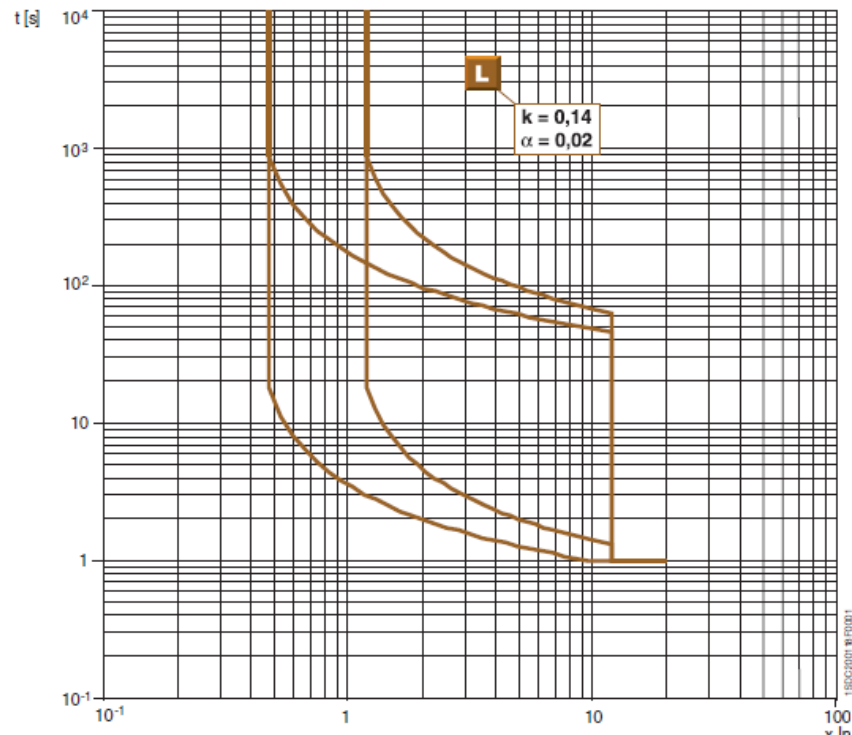
Funciones L-S-I.



Funciones L-S-I.



Funciones L.



Fuente: ABB

- EQUIPAMIENTO EXISTENTE LADO 0.40KV TGBT 400V.

Interruptor de Salida.

Q1: Un (01) Interruptor automático, In 630, NSX 630H.

Q2: Un (01) Interruptor automático, In 630, NSX 630H.

Q3: Un (01) Interruptor automático, In 100, NSX 100H.

Q4: Un (01) Interruptor automático, In 100, NSX 100H.

Q5: Un (01) Interruptor automático, In 160, NSX 160H.

Q6: Un (01) Interruptor automático, In 160, NSX 160H.

Q7: Un (01) Interruptor automático, In 100, NSX 100H.

Q8: Un (01) Interruptor automático, In 100, NSX 100H.

Q9: Un (01) Interruptor automático, In 100, NSX 100H.

Q10: Un (01) Interruptor automático, In 100, NSX 100H.

Q11: Un (01) Interruptor automático, In 100, NSX 100H.

Q12: Un (01) Interruptor automático, In 160, NSX 160H.

Q13: Un (01) Interruptor automático, In 1250, NS 1250H.

Figura N° 55. Interruptores NSX y NS.



Fuente: Schneider.

En el siguiente cuadro se muestra las características comunes de los interruptores automáticos marca Schneider.

Tabla N° 29. Características comunes de interruptores Schneider.

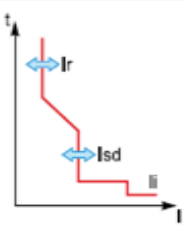
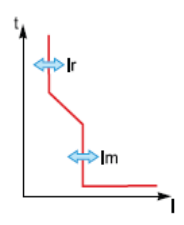
Common characteristics				
Rated voltages	Insulation voltage (V)	Ui		800
	Insulation voltage for ELCB	Ui		500
	Impulse withstand voltage (kV)	Uimp		8
	Operation voltage (V)	Ue	AC 50/60 Hz	690
	Operation voltage for ELCB	Ue	AC 50/60 Hz	440
Suitability for isolation			IEC/EN 60947-2	yes
Utilisation category				A
Pollution degree			IEC 60664-1	3

Fuente: Schneider.

El modelo Compact NSX cuenta con las unidades de control TM-D y Micrologic. La unidad de control termomagnética TMD-D es para la protección de sistemas de distribución alimentados por transformadores, la cual presenta las siguientes protecciones:

Tabla N° 30. Características de los relés TMD y Micrologic.

Unidades de control termomagnéticas		TM16D a 250D												TM16G a 63G					
Especificaciones (A)	In a 40°C	16	25	32	40	50	63	80	100	125	160	200	250	16	25	40	63		
Interruptor automático	Compact NSX100	●	●	●	●	●	●	●	●	-	-	-	-	●	●	●	●		
	Compact NSX160	-	-	●	●	●	●	●	●	●	●	-	-	-	●	●	●		
	Compact NSX250	-	-	-	-	-	●	●	●	●	●	●	●	-	-	●	●		
Protección térmica																			
Rearme (A) control entre 1,05 y 1,20 Ir	Ir = In x ...	regulable en amps. desde 0,7 hasta 1 x In																	
Temporización (s)	tr	no regulable												no regulable					
	tr a 1,5 x In	120 a 400												120 a 400					
	tr a 6 x Ir	15												-					
Protección magnética																			
Rearme (A) control entre 1,05 y 1,20 Ir	Im	fijo										regulable		fijo					
	Compact NSX100	190	300	400	500	500	500	640	800					63	80	80	125		
	Compact NSX160/250	190	300	400	500	500	500	640	800	1250	1250	5 a 10 x In		63	80	80	125		
Temporización (s)	tm	fijo																	
Protección neutra																			
Neutro sin protección	4P 3D	sin protección												sin versión 4P3D					
Neutro pleno protegido	4P 3D	1 x Ir												1 x Ir					
Micrologic 2																			
Especificaciones (A)	In a 40°C	40	100	160	250	400	630												
Interruptor automático	Compact NSX100	●	●	-	-	-	-												
	Compact NSX160	●	●	●	-	-	-												
	Compact NSX250	●	●	●	●	-	-												
	Compact NSX400	-	-	-	●	●	-												
	Compact NSX630	-	-	-	●	●	●												
L Largo retardo																			
Umbral de disparo (A)	Io	el valor depende del calibre de la unidad de control (In) en el regulador																	
Disparo entre 1,05 y 1,20 Ir	In = 40A	Io =	18	18	20	23	25	28	32	36	40								
	In = 100A	Io =	40	45	50	55	63	70	80	90	100								
	In = 160A	Io =	63	70	80	90	100	110	125	150	160								
	In = 250A (NSX250)	Io =	100	110	125	140	160	175	200	225	250								
	In = 250A (NSX400)	Io =	70	100	125	140	160	175	200	225	250								
	In = 400A	Io =	160	180	200	230	250	280	320	360	400								
	In = 630A	Io =	250	280	320	350	400	450	500	570	630								
	Ir = Io x ...	9 regulaciones finas de 0,9 a 1 (0,9 - 0,92 - 0,93 - 0,95 - 0,96 - 0,97 - 0,98 - 1) para cada valor de Io																	
Temporización (s) precisión de 0 a 20%	tr	no regulable																	
		1,5 x In	400																
		6 x Ir	16																
		7,2x Ir	11																
Memoria térmica		20 minutos antes y después del control																	
S0 Protección de corto retardo con temporización fija																			
Umbral de disparo (A) precisión ±10%	Isd = Ir x ...	1,5	2	3	4	5	6	7	8	10									
Temporización (s)	tsd	no regulable																	
	Tiempo máximo de sobreintensidad	20																	
	Duración total de corte	80																	
I Protección instantánea																			
Umbral de disparo (A) precisión ±15%	li no regulable	600 1500 2400 3000 4800 6900																	
	Tiempo máximo de sobreintensidad	10 ms																	
	Duración total de corte	50 ms para I > 1,5 li																	



Fuente: Schneider

- Protección térmica (I_r)

Protección térmica contra las sobrecargas basada en una platina bimetálica que proporciona una curva de tiempo inversa I^2t , correspondiente a un límite de aumento de la temperatura. Superado este límite, la deformación de la platina dispara el mecanismo de funcionamiento del interruptor automático.

Esta protección funciona de acuerdo con:

- I_r : que se puede ajustar en amp. de 0,7 a 1 veces el calibre de la unidad de control (de 16 A a 250 A), correspondiente a las regulaciones de 11 a 250 A para el rango de unidades de control.
- U_n : retardo no regulable, definido para garantizar la protección de los cables.

- Protección magnética (I_m)

Protección contra los cortocircuitos con una I_m de activación fija o regulable con disparo instantáneo si se supera el límite.

- TM-D: activación fija, I_m , para calibres de 16 a 160 A y regulable de 5 a 10 X I_n para calibres de 200 y 250 A.
- Activación fija para calibres de 16 a 630 A.

- Protección contra los defectos de aislación

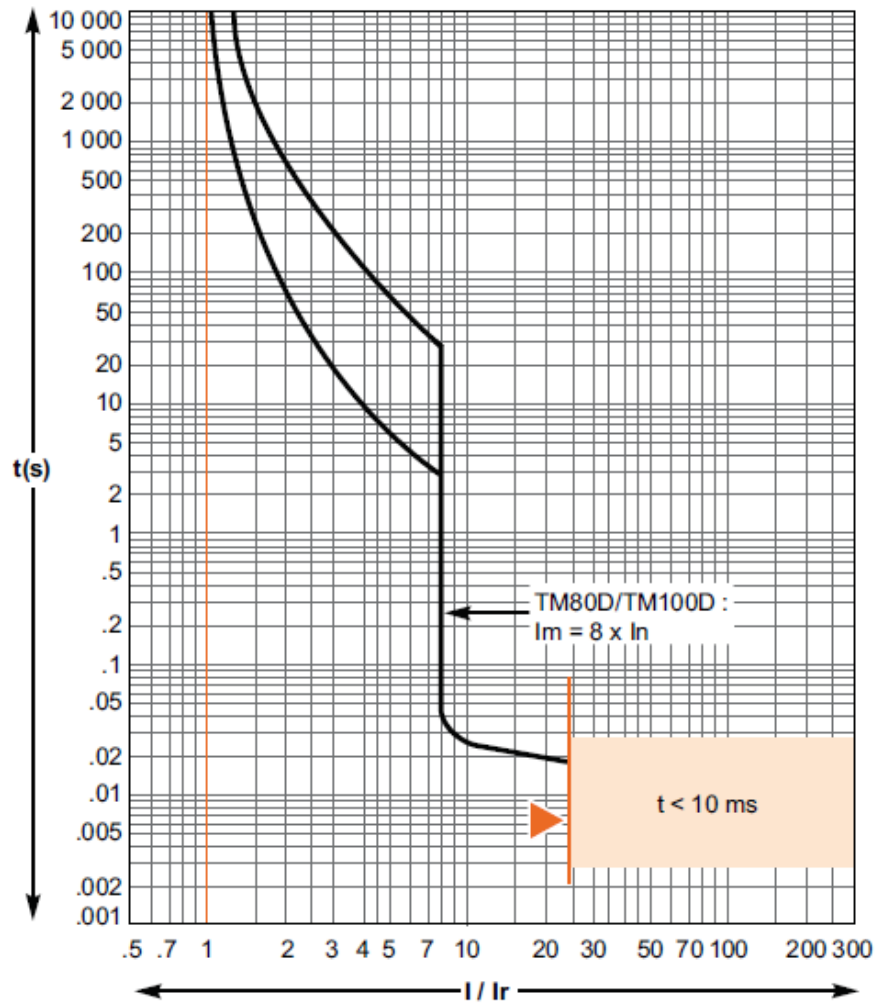
Son posibles dos soluciones añadiendo:

- Un bloque Vigi que actúa directamente en la unidad de control del interruptor automático
- Un relé Vigirex conectado a una bobina de tensión MN o MX.

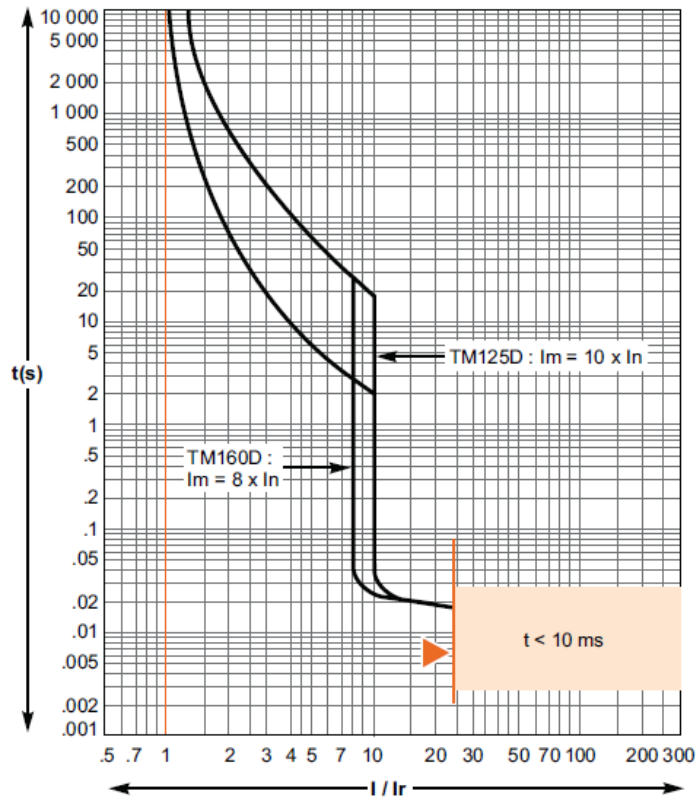
Presenta las siguientes curvas de disparo:

Figura N° 56. Curvas de actuación de los relés TMD.

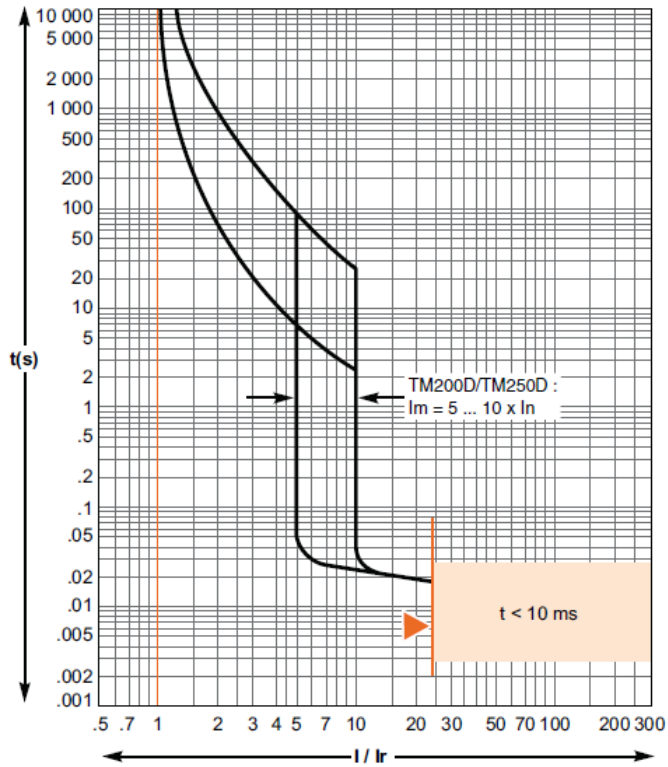
TM80D/TM100D.



TM125D/TM160D.



TM200D/TM250D.



Fuente: Schneider

- Las características de coordinación de protecciones de los equipos ABB y Schneider mencionan diferentes tipos de selectividades en sus cuadernos técnicos, las selectividades mencionadas en un 80% del total solo cumplen para una solución propietaria del fabricante donde todos los dispositivos de protección deben pertenecer solo a una marca. Este cuestionamiento no solo se observa en las marcas mencionadas sino a todas los fabricantes de Interruptores automáticos como Siemens, Eaton, Legrand, etc.
- El modelamiento de los relés en el DigSILENT es un trabajo a detalle y especializado porque no solo se debe conocer las normas internacionales sino las características de comportamiento de los interruptores, adicionalmente se tiene que tener en cuenta que se puede utilizar otros Software especializados de modelamiento como el ETAP. Cabe resaltar que los fabricantes también ofrecen software de diseño y análisis de instalaciones en baja tensión como el DOCwin de ABB y Ecodial de Schneider, entre otros; donde se observa que las características de manejo del software son propietarias de los fabricantes.
- Los resultados del análisis de las curvas de operación con el software DigSILENT muestran la coordinación de los interruptores de las marcas ABB y Schneider los cuales se desarrollaron aplicando las curvas de disparo en una sola plantilla, de no haber sido el caso del uso del software, la coordinación de las curvas en mención no se habrían aplicado en una sola plantilla pues las curvas son propietarias de los fabricantes las cuales se muestran en sus programas de diseño y configuración de cada marca, en el caso de ABB tiene el software DOCwin y de la marca Schneider tiene el software Ecodial.

- Los resultados del flujo de potencia en el software DigSILENT en operación normal y en contingencia tienen las siguientes características:

- Niveles de tensiones admisibles en barra.

Operación normal: $\pm 5\% V_n$

Resultados.

- El Nivel de Tensión 22.9kV y las tensiones en barras de la Ampliación de la Subestación Ampliación que comprende el proyecto se encuentran en 1.00 p.u.
- El Nivel de Tensión 0.4kV y las tensiones en barras de la Ampliación de la Subestación Ampliación que comprende el proyecto se encuentran en 0.98pu.
- Cargas en líneas y transformadores.
 - Líneas de transmisión: 100% de su potencia nominal.
 - Transformadores de potencia: 100% de su potencia nominal.
 - No se observan sobrecargas en las líneas de distribución que alimentan a la SE Ampliación. La cargabilidad de los conductores es la siguiente: Cable subestación SEG– SE 01 (9.4%), Cable SE 01 - Nuevo Trafo 1000KVA (6.6%), Cable Nuevo Trafo TRS2 1000KVA - Tablero TGBT (50.7%).
 - No se observan sobrecargas en los transformadores. La cargabilidad de los

transformadores son las siguientes: TRS1 - 2MVA (32.6%), TRS2 - 1MVA (Ampliación) (75.6%).

- Los resultados del estudio de cortocircuito en el software DigSILENT se obtienen simulando las fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas en las principales barras.
 - Las corrientes de cortocircuito se calculan de acuerdo con el método IEC 60909
 - En 22.9kV la máxima corriente de cortocircuito Trifásico y Monofásico son de 8.57kA y 7.07kA respectivamente, y en 0.40kV las máximas corrientes de cortocircuito Trifásico y Monofásico son de 18.63kA y 18.89kA respectivamente.
- Los ajustes de los umbrales aplicados en el software DigSILENT se tienen que relacionar de forma coherente con las propiedades de ajustes de los dispositivos en físico y su marca.
- En el ajuste del pickup y el dial solo se aplicaron y comprobaron selectividad amperimétrica – cronométrica ajustando la curva de disparo de todos los dispositivos involucrados en un nivel teniendo como resultados **SELECTIVIDAD TOTAL**.
- Los resultados de evaluación de la capacidad de ruptura se designan de acuerdo con la relación entre la corriente de cortocircuito trifásica y el poder de corte de los interruptores
 - Valores entre 0.95 a 1: el interruptor automático se encuentra en el límite de operación.

- Valores menores de 0.95: los interruptores automáticos se encuentran dentro de su capacidad de operación.
 - Valores mayores de 1: la capacidad de cortocircuito supera el poder de corte de los interruptores automáticos. Se recomienda el cambio del equipo.
- En la Ampliación se observa que los interruptores seleccionados para las cargas tienen una capacidad de corte mayor comparada con la máxima corriente de cortocircuito.

IX. RECOMENDACIONES Y FUTURO PROYECTO

Se recomienda tener en consideración las siguientes variables para entender el campo completo de aplicación de la tesis desarrollada y también para futuros proyectos:

Instalación Eléctrica:

- BT
- MT
- AT

Proyecto:

- Nueva instalación
- Ampliación de la instalación

Interruptores Automáticos:

- MCB
- MCCB
- ACB

Fabricante:

- ABB
- SCHNEIDER
- SIEMENS
- LEGRAND
- Otros

Selectividad de acuerdo con el estado de la técnica:

- Cronométrica
- Amperimétrica
- Energética
- Lógica

Selectividad de acuerdo con la normativa:

- TOTAL
- PARCIAL

Software aplicado:

- DigSILENT
- ETAP
- Otros

Los futuros proyectos están relacionados en comprobar las siguientes hipótesis de tipo correlacional estadísticas:

- La aplicación de selectividad cronométrica y amperimétrica dará como resultado selectividad total en coordinación de interruptores automáticos.
- La aplicación de selectividad total en coordinaciones de interruptores automáticos dará como resultado coordinación selectiva.

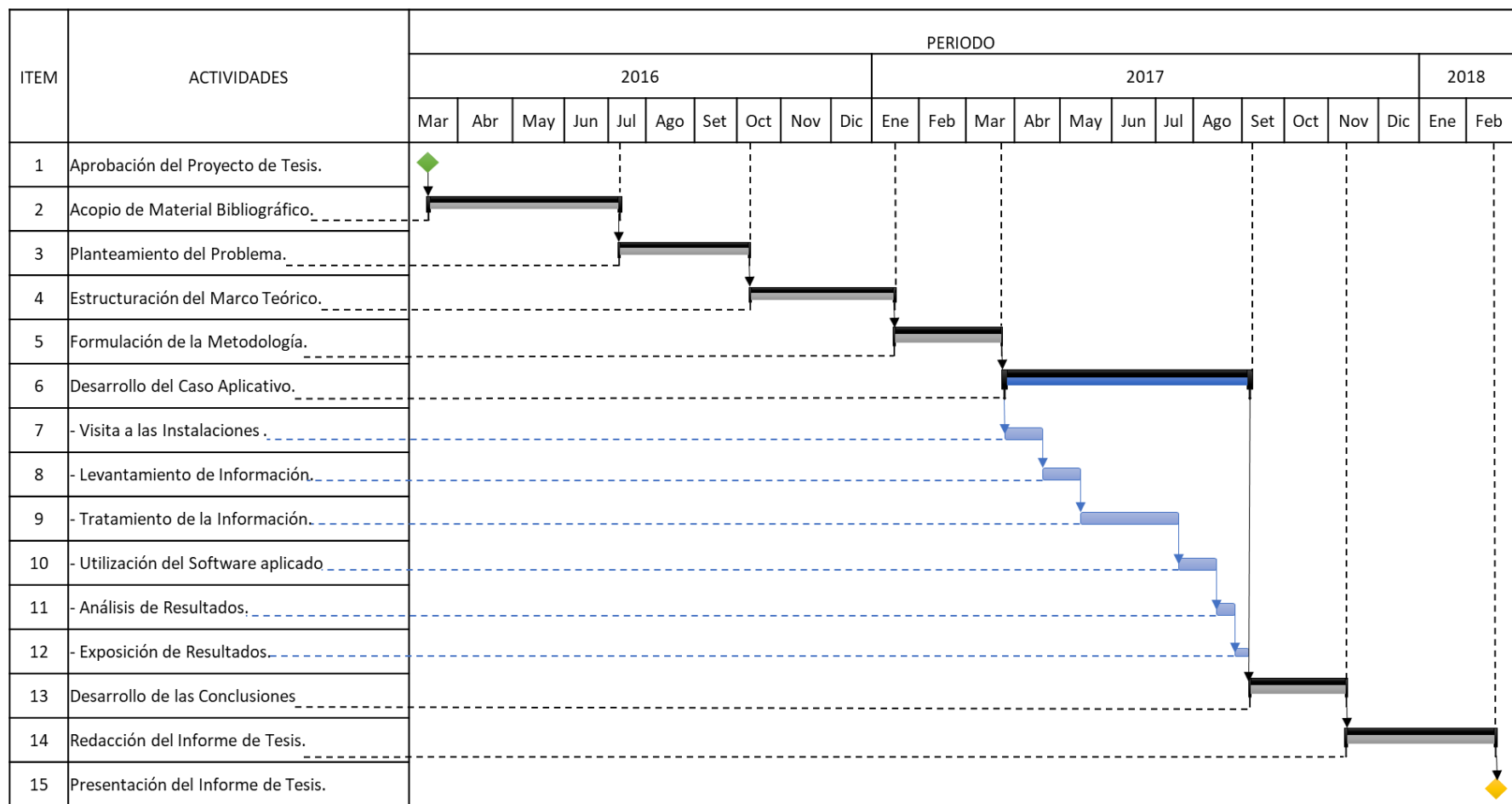
X. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] “Selectividad en baja tensión con interruptores automáticos ABB”, Cuaderno de aplicaciones técnicas, ABB, Italia, 2008.
- [2] “Aparatos de protección y maniobra”, Manual Técnico de Instalaciones Eléctricas, 2º edición, ABB, Italia, 2007.
- [3] A. Ramos, N. Buelvas Berrocal, “Metodología para el Cálculo de las Corrientes de Cortocircuito”, monografía de fin de grado, Colombia, 2011.
- [4] “Standard Electrical Power System Device Function Numbers”, ANSI/IEEE Std. C 37.2, 1979.
- [5] “Recommended Practice for Electric Power System in Commercial Building”, ANSI/IEEE Std. 241, 1997.
- [6] “Recommended Practice for industrial and Commercial Power System Analysis”, ANSI/IEEE Std. 339, 1990.
- [7] ANSI/NFPA 70, NEC. National Electrical Code, 1993.
- [8] C. Camacho, H. Quintero, “Coordinación de Protecciones en un Sistema de Distribución. Instituto Politécnico Nacional”, tesis de fin de grado, México.2013.
- [9] “Código Nacional de Electricidad – Utilización. Perú”, Ministerio de Energía y Minas - Dirección General de Electricidad, Perú, 2006.
- [10] “Símbolos gráficos en electricidad”, Ministerio de Energía y Minas - Dirección General de Electricidad, Perú, 2002.
- [11] “Código Nacional de Electricidad – Suministro”, Ministerio de Energía y Minas - Dirección General de Electricidad, Perú,2011.

- [12] “INFORME TECNICO: IT-EE 01(09/10) - Selectividad con interruptores automáticos en redes B.T”, EATON.
- [13] E. Harper Gilberto, “Manual de Diseño de Instalaciones Eléctricas Industriales”, 6° edición, México, 2000.
- [14] E. Harper Gilberto, “Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales”, 2° edición, México, 2003.
- [15] G. Hernández, R. Reyes, S. García, “Coordinación de Protecciones para un Sistema Eléctrico Industrial. Instituto Politécnico Nacional”, tesis de fin de grado, México, 2009.
- [16] “Recommended Practice for Protection of Coordination of Industrial and Commercial Power System”, IEEE Std. 242, 2001.
- [17] “The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms, Seventh Edition”, IEEE 100, 1995.
- [18] “Low-voltage switchgear and controlgear - Part 2: Circuit-breakers”, 12° edición, IEC 60947-2, Suiza, 2009.
- [19] “Dispositivo de Corte y Protección”, Guía de Potencia libro 05, Legrand, España, 2011.
- [20] C. Gago Arenas, “Supervisión de las Instalaciones de Distribución Eléctrica por Seguridad Pública”, OSINERGMIN -Gerencia de Fiscalización Eléctrica Unidad de Distribución y Alumbrado Público, Perú, 2013.
- [21] R. Pino Gatuzzo, “Metodología a la investigación”, 1° edición, Perú, (2007).
- [22] R. Hernández Sampieri, “Metodología a la investigación”, 2° edición, México, 1998.

- [23] “Guía de Instalaciones Eléctricas - Según normas internacionales IEC”, 2º edición, Schneider Electric España, España, 2008.
- [24] “SENTRON, Miniature Circuit Breakers, Technology primer”. SIEMENS, Alemania, 2014.
- [25] “Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia”, 2º edición, W. Jr. Stevenson, México, México, 1996.
- [26] “Guía para citar y referenciar. IEEE Style”, Biblioteca de la Universidad Pública de Navarra, España, 2016.
- [27] “SACE Emax. Interruptores automáticos abiertos de baja tensión”, Catálogo técnico, ABB, Italia, 2013.
- [28] “Compact NSX. Moulded-case circuit breakers and switch-disconnectors. Measurement and communication from 100 to 630 A – up to 690V”, Catálogo de baja tension, Schneider, United Kingdom, 2015.
- [29] “Descripción general de las unidades de control para Compact NSX”, Ficha técnica, Schneider.

ANEXO 1: CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES.



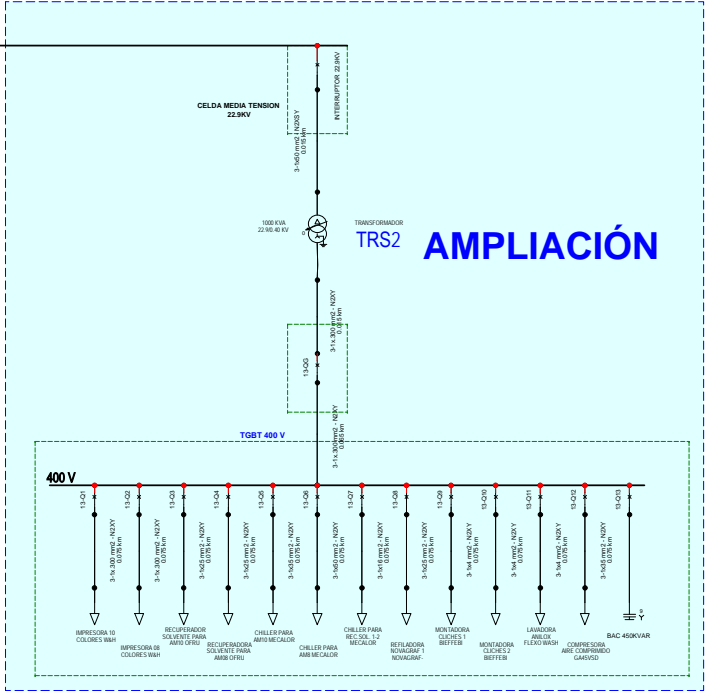
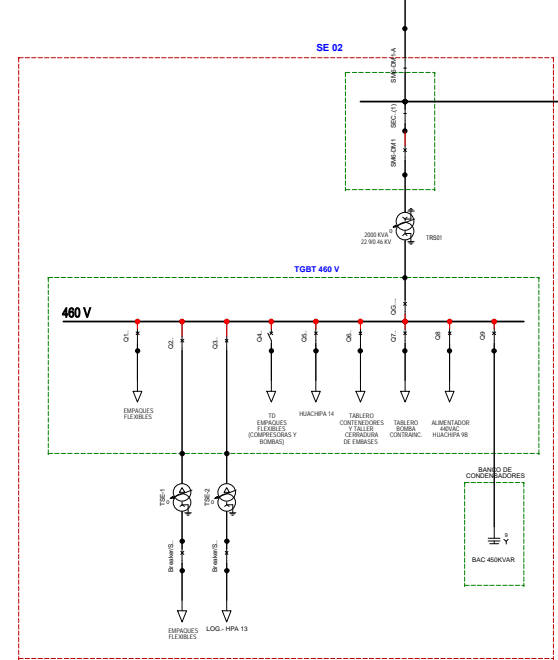
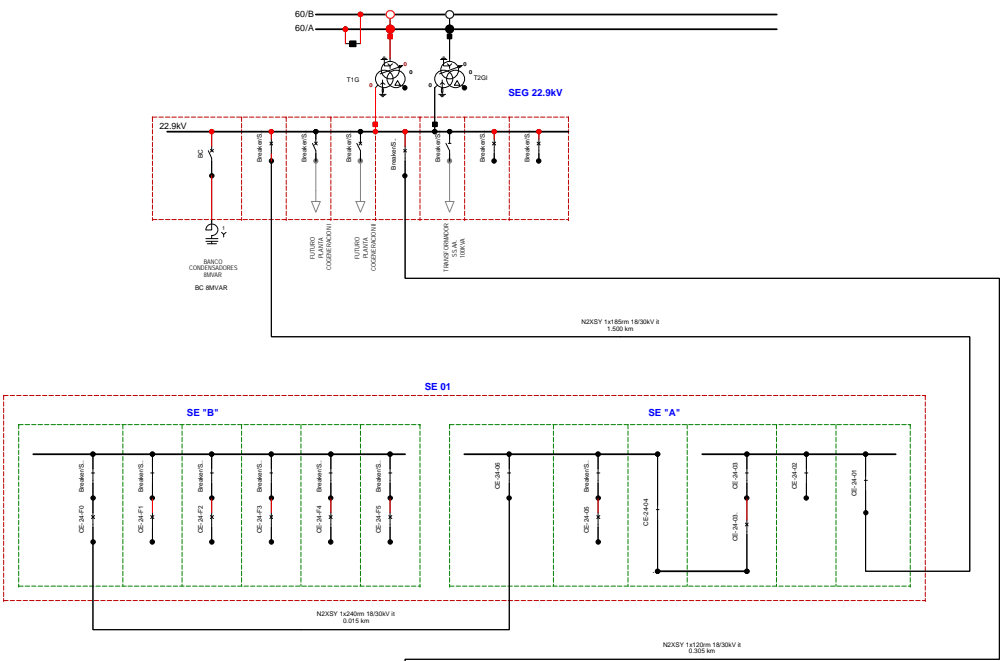
◆	Hito Inicial
◆	Hito Final
▬	Desarrollo Principal Integral
▬	Desarrollo Principal Segmentado
▬	Desarrollo Secundario Integral

ANEXO 2: MATRIZ DE CONSISTENCIA.

COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN EN BAJA TENSIÓN POR SELECTIVIDAD ASISTIDA

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	OBJETIVO	VARIABLES	TÉCNICAS E INSTRUMENTOS	METODOLOGÍA										
<p>PROBLEMA GENERAL PG. ¿Por qué coordinar los interruptores automáticos en baja tensión por selectividad asistida aplicando las características de disparo para una ampliación de demanda en una instalación eléctrica industrial?</p> <p>PROBLEMAS ESPECÍFICOS PE1. ¿Qué características tiene el sistema eléctrico y los interruptores automáticos de baja tensión en la coordinación de protecciones? PE2. ¿Qué estudios eléctricos se consideran en la coordinación de interruptores automáticos en baja tensión para la ampliación de demanda en una instalación eléctrica industrial? PE3. ¿Por qué aplicar el criterio de selectividad a las características de disparo en la coordinación de interruptores automáticos para la ampliación de demanda en una instalación eléctrica industrial? PE4. ¿Por qué asistir con el software especializado DigSILENT Power Factory la coordinación de interruptores automáticos para la ampliación de demanda en una instalación eléctrica industrial?</p>	<p>OBJETIVO GENERAL OG. Coordinar los interruptores automáticos en baja tensión por selectividad asistida aplicando las características de disparo en una ampliación de demanda en una instalación eléctrica industrial.</p> <p>OBJETIVOS ESPECÍFICOS OE1. Determinar las características de un sistema eléctrico y de los interruptores automáticos de baja tensión para la coordinación de protecciones. OE2. Conocer los estudios eléctricos considerados en la coordinación de interruptores automáticos en baja tensión para la ampliación de demanda en una instalación eléctrica industrial. OE3. Aplicar el criterio de selectividad a las características de disparo en la coordinación de interruptores automáticos para la ampliación de demanda en una instalación eléctrica industrial. OE4. Asistir por computadora con el software especializado DigSILENT Power Factory la coordinación de interruptores automáticos para la ampliación de demanda en una instalación eléctrica industrial.</p>	<p>VARIABLE INDEPENDIENTE X.- Coordinación de protecciones automáticas.</p> <p>VARIABLES DEPENDIENTES Y1.- Sistema eléctrico de baja tensión. (Nivel de tensión). Y2.- Condición de operación. (Sobrecorriente) Y3.- Criterio de selectividad. (Ajuste de umbral). Y4.- Software DigSILENT Power Factory.</p>	<p>TÉCNICA a. Correlacional. Desarrollo del diseño de la coordinación de protección conociendo las características del sistema de eléctrico, del criterio de selectividad y el software aplicado X – (Y1, Y2, Y3, Y4)</p> <p>INSTRUMENTOS a) Cálculos. - Flujo de potencia. - Corriente de cortocircuito (IEC 60909).</p> <table border="1" style="margin: 10px auto; border-collapse: collapse;"> <tr> <td rowspan="2" style="text-align: center; vertical-align: middle;">Tipo de cortocircuito</td> <td colspan="2" style="text-align: center;">I''_k</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Situación general</td> <td style="text-align: center;">Defecto remotos</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">Bifásico</td> <td style="text-align: center;">$\frac{c U_n}{Z_1 + Z_2}$</td> <td style="text-align: center;">$\frac{c U_n}{2Z_1}$</td> </tr> </table> <p>b) Software especializado. - Se aplicará el software <i>DigSILENT Power Factory</i> el cual proporciona un paquete de diseño y cálculo completo para sistemas eléctricos. c) Catálogo de fabricantes. - Especificaciones técnicas.</p>	Tipo de cortocircuito	I''_k		Situación general	Defecto remotos	Bifásico	$\frac{c U_n}{Z_1 + Z_2}$	$\frac{c U_n}{2Z_1}$	<table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 50%; border-right: 1px solid black; padding-right: 5px;"> <p>TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN</p> <p>TIPO a. Transversal. Se analizará datos (concepto y variables) a escala numérica a través de una definición operacional.</p> <p>DISEÑO a. No experimental.</p> <div style="text-align: center;">  <pre> graph TD A[LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN] --> B[MODELAMIENTO DEL SISTEMA] B --> C[CALCULO JUSTIFICATIVO] C --> D[EXPOSICIÓN DE RESULTADOS] </pre> </div> </td> <td style="width: 50%; padding-left: 5px;"> <p>POBLACIÓN Y MUESTRA</p> <p>POBLACIÓN N - Sistemas eléctricos en baja tensión. 380 / 220 V 400 / 220 V</p> <p>MUESTRA - Instalaciones eléctricas industriales, proyecto “Ampliación de demanda” instalación de un nuevo transformador de Potencia (1000kVA) en la S.E. Ampliación y selección e instalación de todo su equipamiento de protección.</p> </td> </tr> </table>	<p>TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN</p> <p>TIPO a. Transversal. Se analizará datos (concepto y variables) a escala numérica a través de una definición operacional.</p> <p>DISEÑO a. No experimental.</p> <div style="text-align: center;">  <pre> graph TD A[LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN] --> B[MODELAMIENTO DEL SISTEMA] B --> C[CALCULO JUSTIFICATIVO] C --> D[EXPOSICIÓN DE RESULTADOS] </pre> </div>	<p>POBLACIÓN Y MUESTRA</p> <p>POBLACIÓN N - Sistemas eléctricos en baja tensión. 380 / 220 V 400 / 220 V</p> <p>MUESTRA - Instalaciones eléctricas industriales, proyecto “Ampliación de demanda” instalación de un nuevo transformador de Potencia (1000kVA) en la S.E. Ampliación y selección e instalación de todo su equipamiento de protección.</p>
Tipo de cortocircuito	I''_k													
	Situación general	Defecto remotos												
Bifásico	$\frac{c U_n}{Z_1 + Z_2}$	$\frac{c U_n}{2Z_1}$												
<p>TIPO Y DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN</p> <p>TIPO a. Transversal. Se analizará datos (concepto y variables) a escala numérica a través de una definición operacional.</p> <p>DISEÑO a. No experimental.</p> <div style="text-align: center;">  <pre> graph TD A[LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN] --> B[MODELAMIENTO DEL SISTEMA] B --> C[CALCULO JUSTIFICATIVO] C --> D[EXPOSICIÓN DE RESULTADOS] </pre> </div>	<p>POBLACIÓN Y MUESTRA</p> <p>POBLACIÓN N - Sistemas eléctricos en baja tensión. 380 / 220 V 400 / 220 V</p> <p>MUESTRA - Instalaciones eléctricas industriales, proyecto “Ampliación de demanda” instalación de un nuevo transformador de Potencia (1000kVA) en la S.E. Ampliación y selección e instalación de todo su equipamiento de protección.</p>													

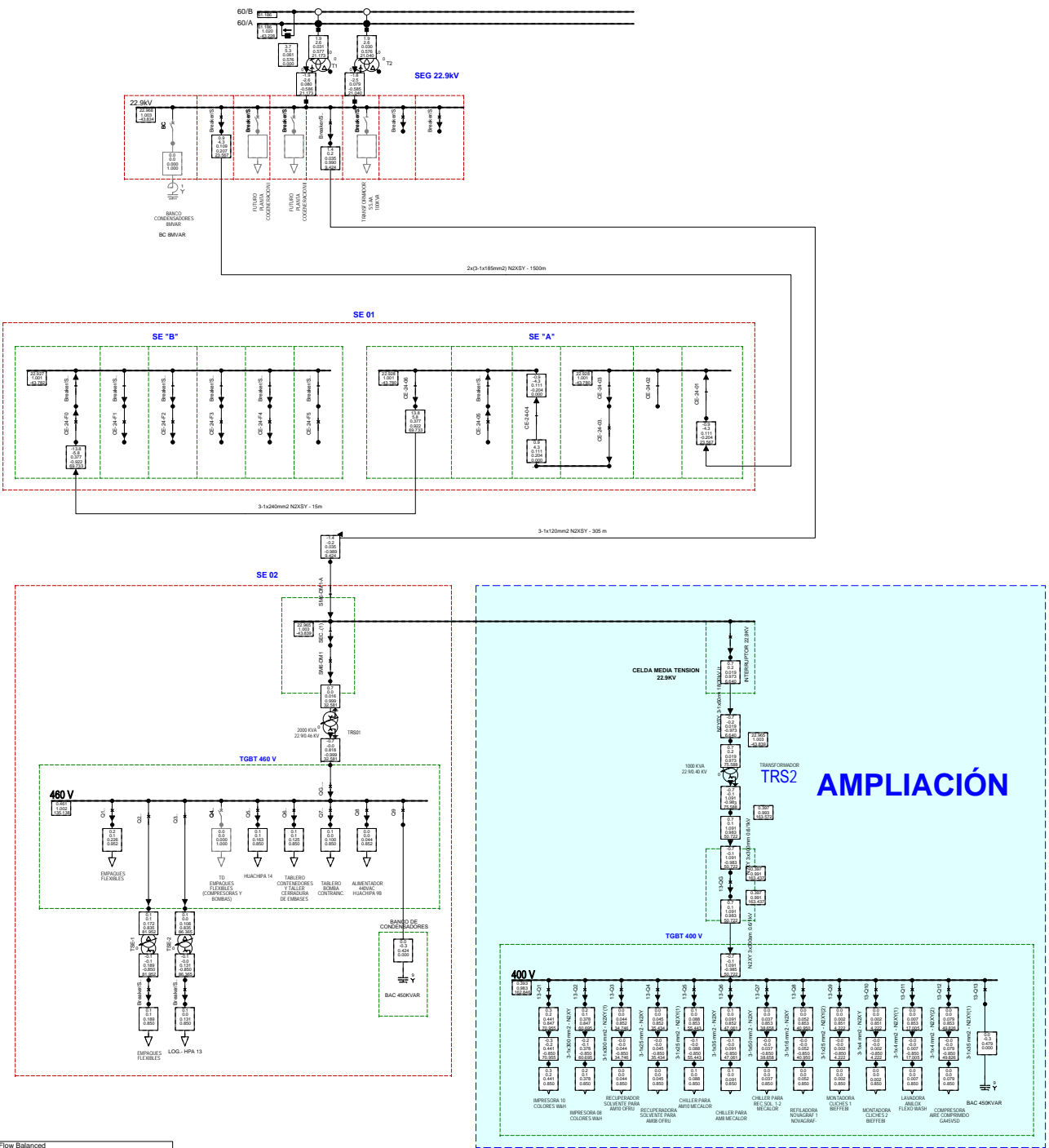
ANEXO 3: DIAGRAMA UNIFILAR.



AMPLIACIÓN

PowerFactory 15.1.7	AMPLIACION	Project:
	ESTUDIO DE COORD. DE LAS PROTECCIONES DIAGRAMA UNIFILAR	Graphic: AMPLIACION
		Annex:

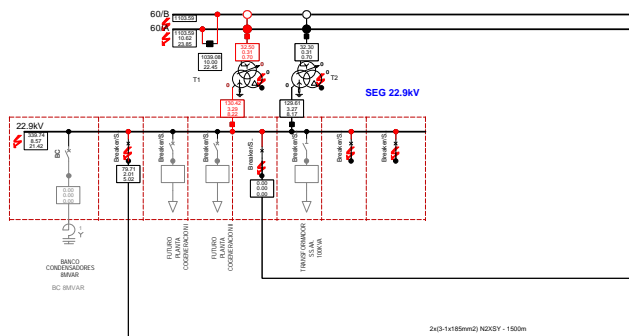
ANEXO 4: RESULTADO DE FLUJO DE POTENCIA.



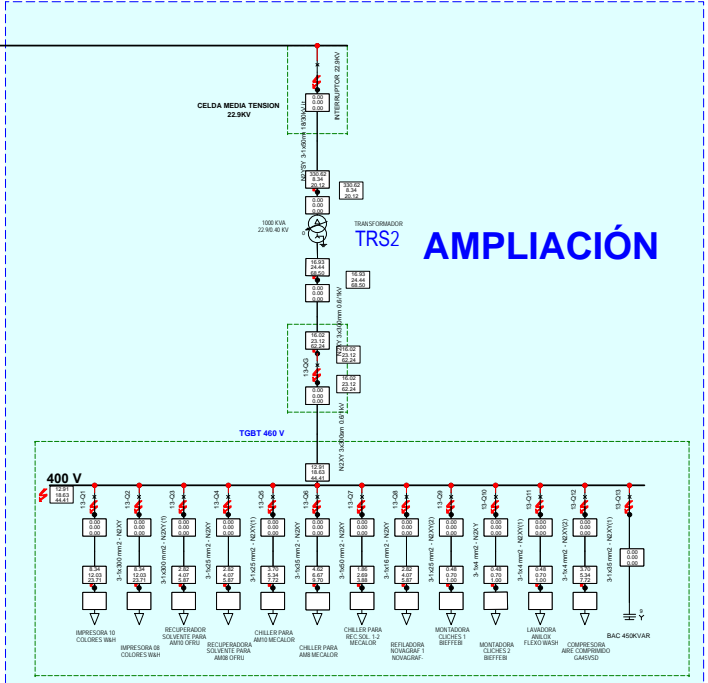
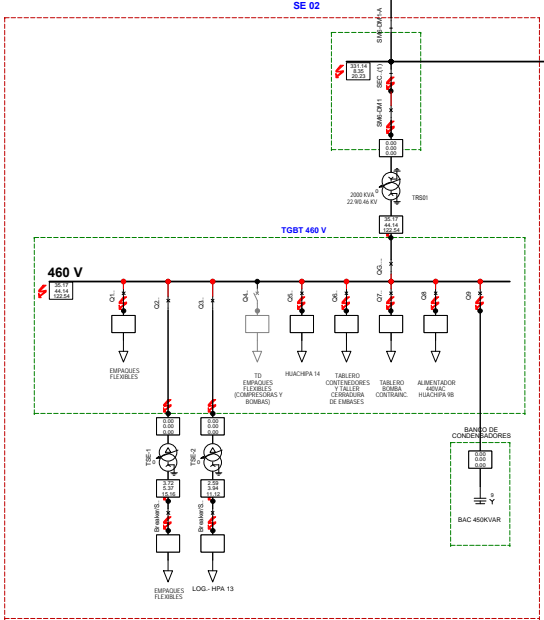
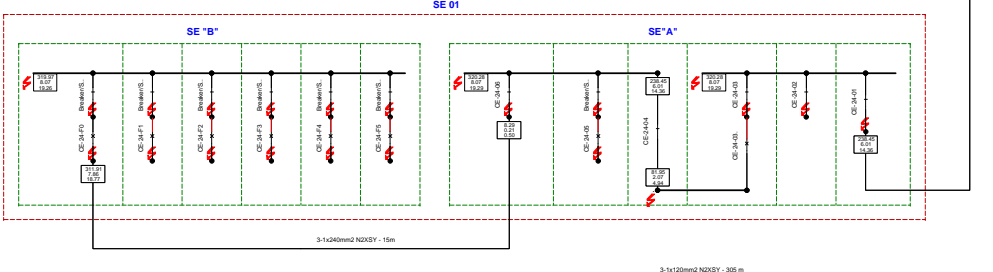
Load Flow Balanced	Branches
Nodes	Active Power [MW]
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Current, Magnitude [kA]
Voltage, Angle [deg]	Power Factor [%]
	Loading [%]

PowerFactory 15.1.7	AMPLIACION ESTUDIO DE COORD. DE LAS PROTECCIONES FLUJO DE POTENCIA	Project: Graphic: AMPLIACION Annex:
---------------------	--	---

ANEXO 5: RESULTADO DE CORTOCIRCUITO.



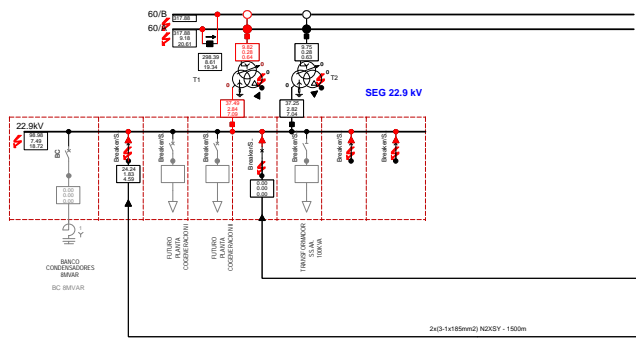
2x3-1x185mm² NDXY - 150m



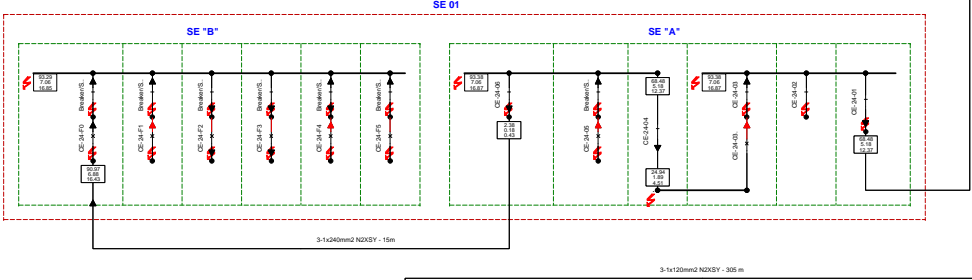
AMPLIACIÓN

Max. 3-Phase Short-Circuit IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
Initial Short-Circuit Power [MVA]	Initial Short-Circuit Power [MVA]
Initial Short-Circuit Current [kA]	Initial Short-Circuit Current [kA]
Peak Short-Circuit Current [kA]	Peak Short-Circuit Current [kA]

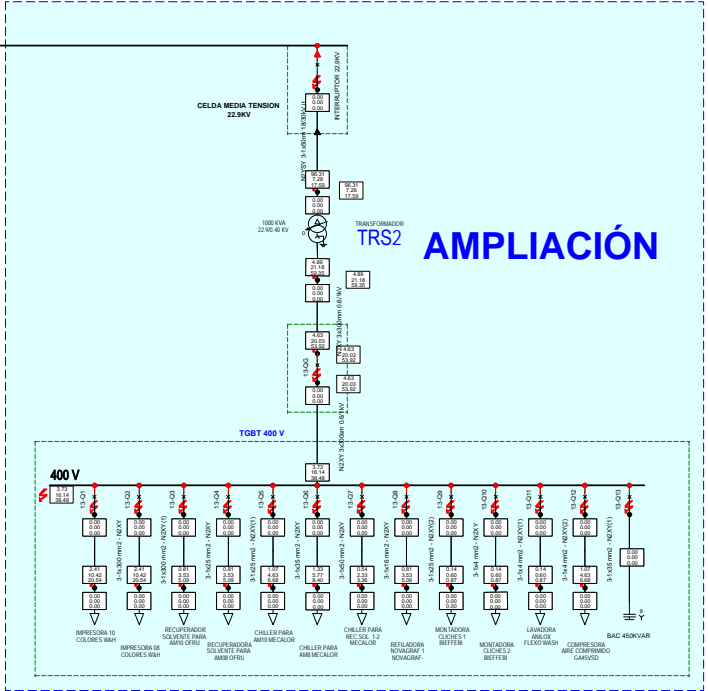
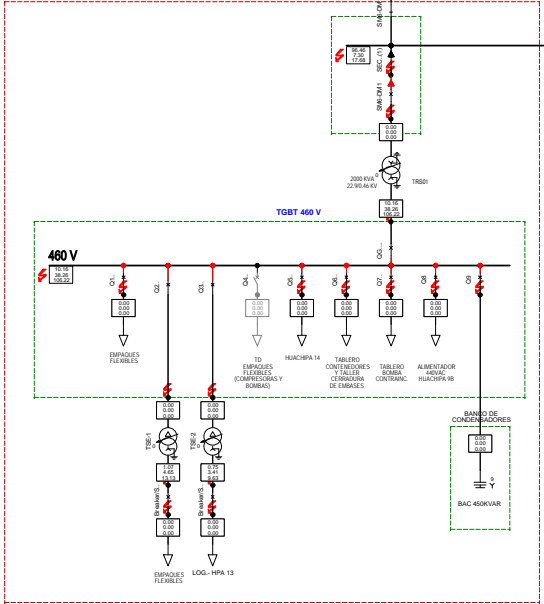
PowerFactory 15.1.7	AMPLIACION	Project:
	ESTUDIO DE COORD. DE LAS PROTECCIONES CORTOCIRCUITO	Graphic: AMPLIACION
		Annex:



2x3-1x185mm² N2XSY - 150m



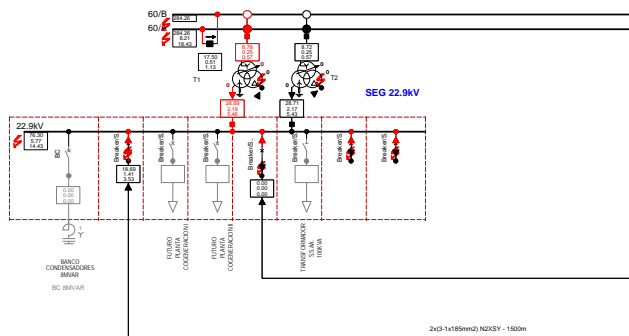
SE 02



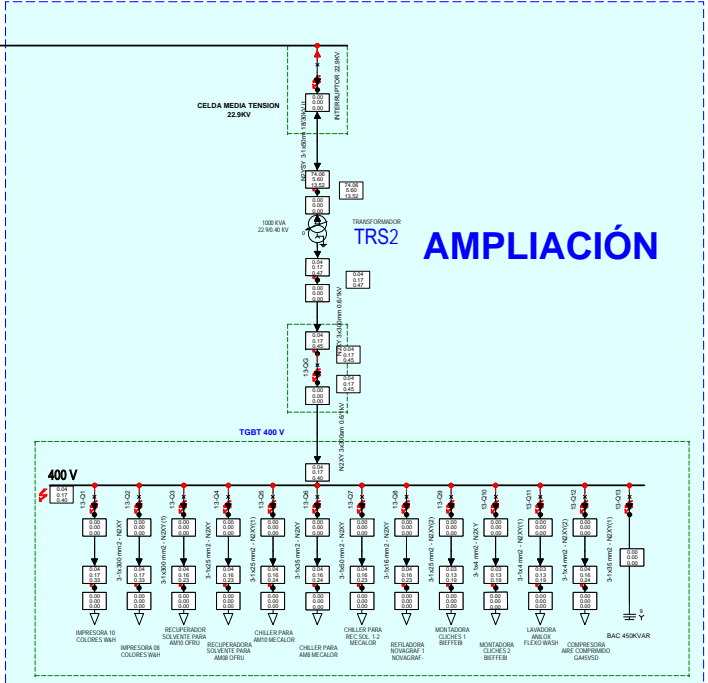
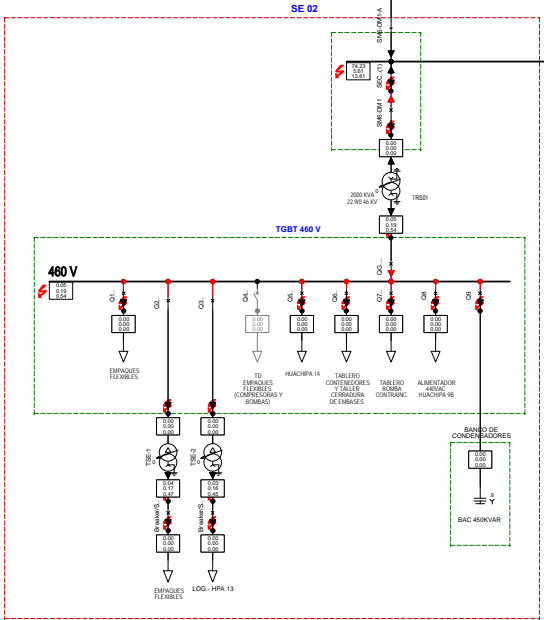
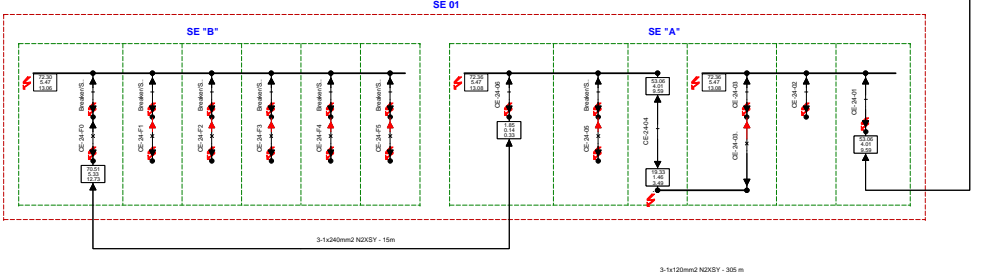
AMPLIACIÓN

Max. 2-Phase Short-Circuit IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
Initial Short-Circuit Power B [MVA]	Initial Short-Circuit Power B
Initial Short-Circuit Current B [kA]	Initial Short-Circuit Current
Peak Short-Circuit Current B [kA]	Peak Short-Circuit Current B

AMPLIACION		Project:
ESTUDIO DE COORD. DE LAS PROTECCIONES CORTOCIRCUITO BIFASICO R _{th} =0 Ohm		Graphic: AMPLIACION
PowerFactory 15.1.7		Annex:

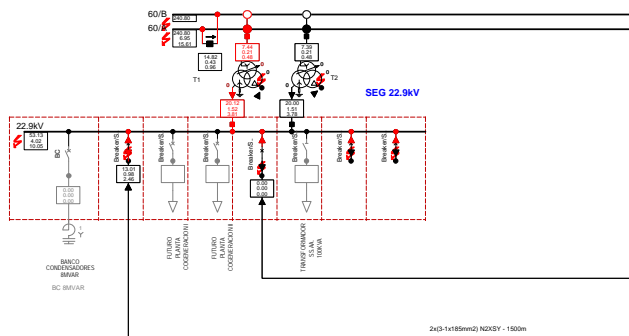


2x3-1x185mm² NDXSY - 150m

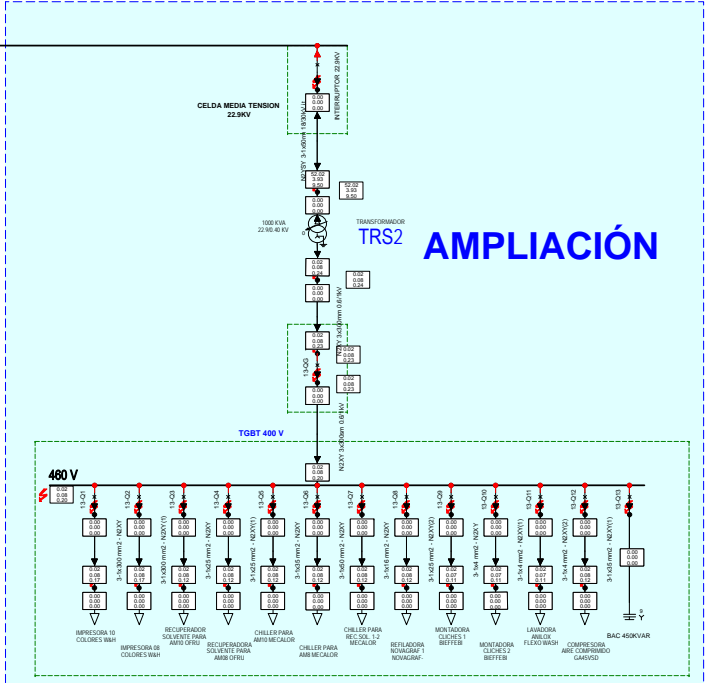
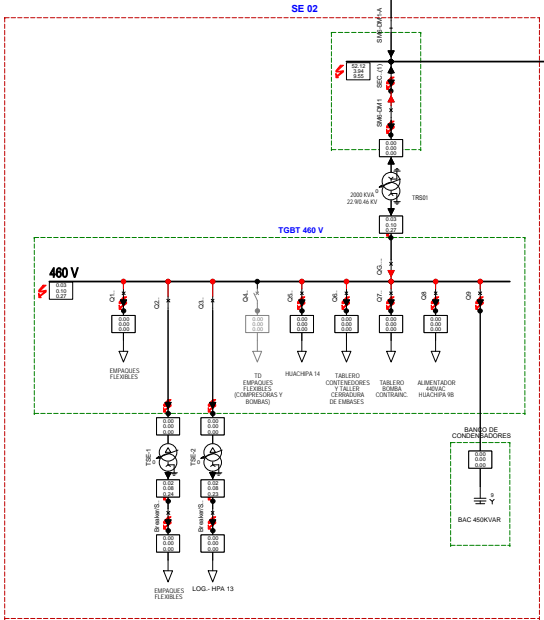
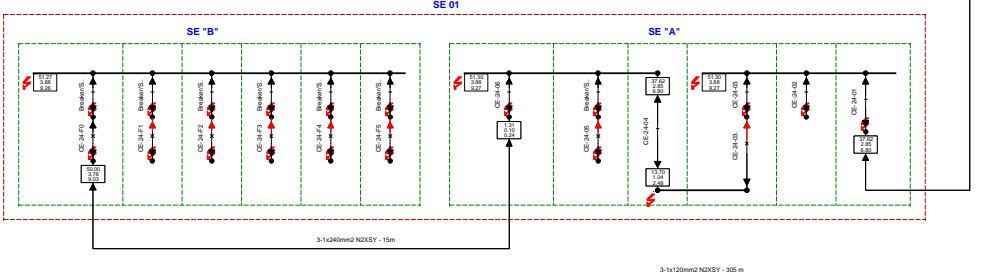


Max. 2-Phase Short-Circuit IEC 60909	
Short-Circuit Nodes	Branches
Initial Short-Circuit Power B [MVA]	Initial Short-Circuit Power B
Initial Short-Circuit Current B [kA]	Initial Short-Circuit Current
Peak Short-Circuit Current B [kA]	Peak Short-Circuit Current B

PowerFactory 15.1.7	AMPLIACION ESTUDIO DE COORD. DE LAS PROTECCIONES CORTOCIRCUITO BIFASICO Rit=2.5 Ohm	Project: Graphic: AMPLIACION Annex:
---------------------	---	---



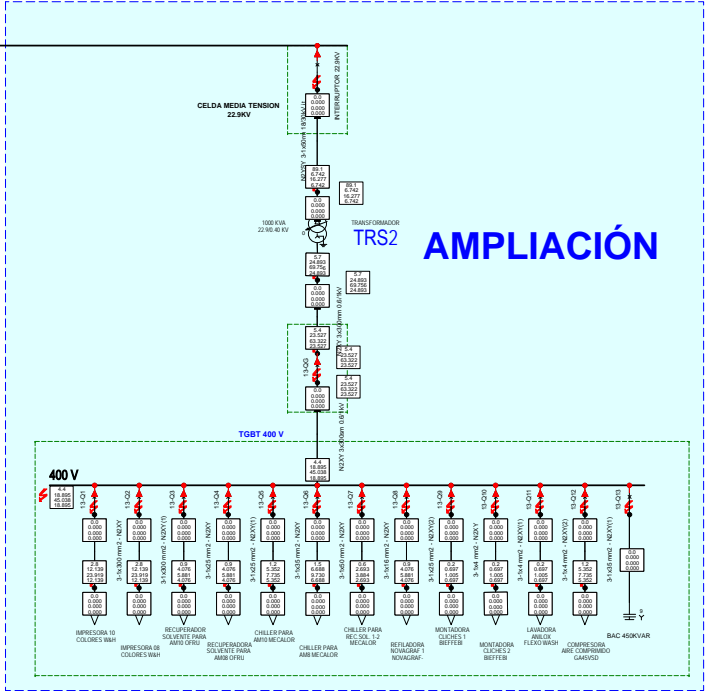
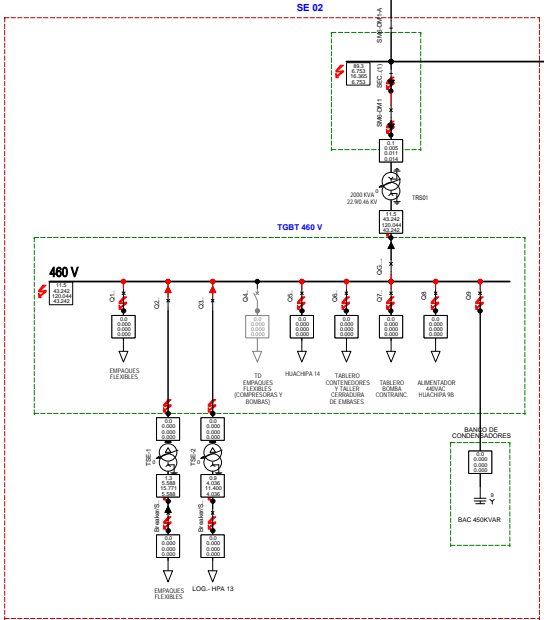
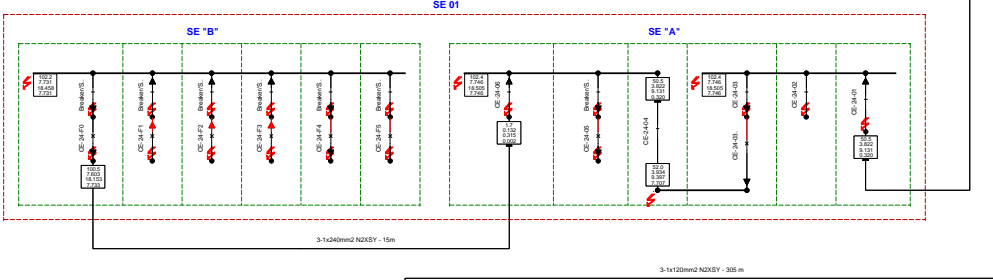
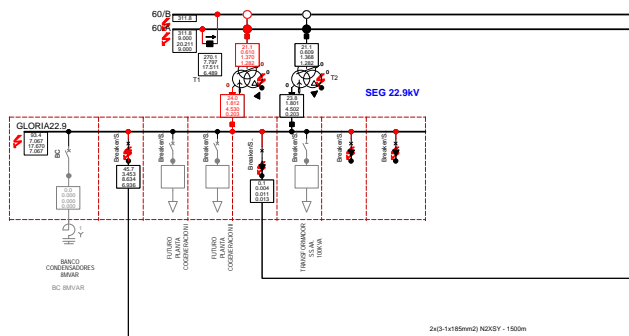
2x3-1x185mm² NDXSY - 150m



AMPLIACIÓN

Max. 2-Phase Short-Circuit IEC 60909	
Short Circuit Nodes	Branches
Initial Short-Circuit Power B [MVA]	Initial Short-Circuit Power B
Initial Short-Circuit Current B [kA]	Initial Short-Circuit Current
Peak Short-Circuit Current B [kA]	Peak Short-Circuit Current B

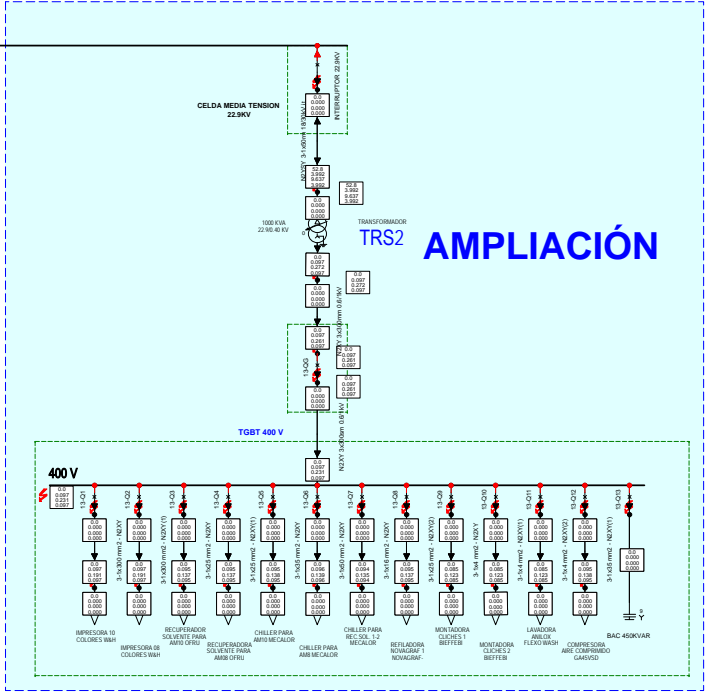
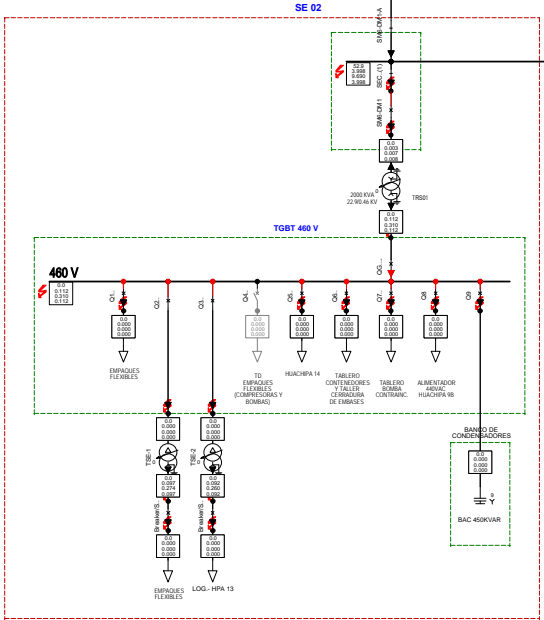
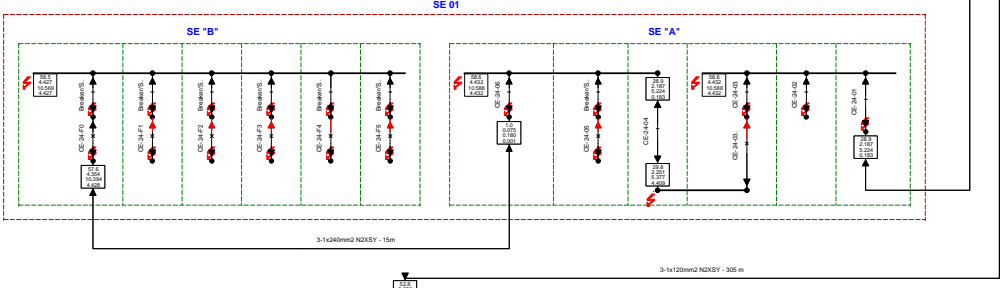
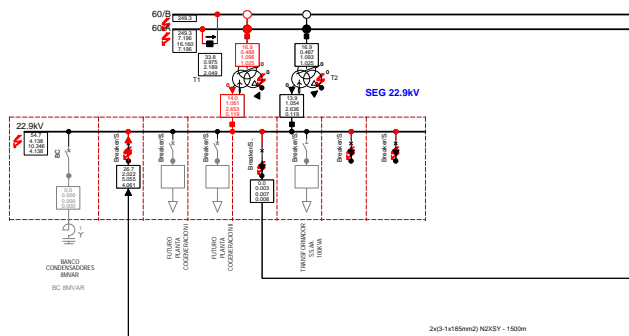
AMPLIACION		Project:
ESTUDIO DE COORD. DE LAS PROTECCIONES CORTOCIRCUITO BIFASICO Rn=5 Ohm		Graphic: AMPLIACION
PowerFactory 15.1.7		Annex:



AMPLIACIÓN

Max. Single Phase to Ground IEC 60909	
Short-Circuit Nodes	Branches
Initial Short-Circuit Power A [MVA]	Initial Short-Circuit Power A
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Initial Short-Circuit Current
Peak Short-Circuit Current A [kA]	Peak Short-Circuit Current A
570 [kA]	570 [kA]

AMPLIACION		Project:
ESTUDIO DE COORD. DE LAS PROTECCIONES CORTOCIRCUITO MONOFASICO Rf=0 Ohm		Graphic: AMPLIACION
PowerFactory 15.1.7		Annex:



Max. Single Phase to Ground IEC 60909	
Short-Circuit Nodes	Branches
Initial Short-Circuit Power A [MVA]	Initial Short-Circuit Power A
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Initial Short-Circuit Current
Peak Short-Circuit Current A [kA]	Peak Short-Circuit Current A
570 [kA]	570 [kA]

AMPLIACION		Project:
ESTUDIO DE COORD. DE LAS PROTECCIONES CORTOCIRCUITO MONOFASICO Rf=2.5 Ohm		Graphic: AMPLIACION
PowerFactory 15.1.7		Annex:

ANEXO 6: LISTA DE INTERRUPTORES EN BAJA TENSIÓN.

SERVICIO DE DISEÑO DE AMPLIACIÓN DE CARGAS
MEDICIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DE PLANTA

ESTIMACIÓN DE CARGAS EN CORRIENTE ALTERNA

Item	Descripción	Potencia Instalada (kW)	Factor de Demanda (F.D.)	Máxima Demanda (kW)	Corriente Nominal Calculada (A)	Corriente de Diseño (A)	Capacidad Seleccionada de Interruptor (A)	N° de Fases	Modelo de Interruptor	Poder de Corte (kA)	UNIDAD DE DISPARO
1.1	CARGAS DE NUEVO TABLERO										
TABLERO TG-CNE, 380-220 VAC, 3Ø (CARGAS ESENCIALES)											
1.0	ALIMENTADOR GENERAL	1,174		1,174	2097.59	2621.98	2000	3	SACE E2N	65	SACE PR 122/P LSI G
1.1	IMPRESORA 10 COLORES	252.00	1.00	252	450.44	563.05	600	3	NSX630H	65	Micrologic 2.3
1.2	IMPRESORA 8 COLORES	216.00	1.00	216	386.09	482.61	500	3	NSX630H	65	Micrologic 2.3
1.3	RECUPERADOR SOLVENTES AM10	25.50	1.00	26	45.58	56.98	60	3	NSX100H	65	TM100D
1.4	RECUPERADOR SOLVENTES AM8	26.00	1.00	26	46.47	58.09	60	3	NSX100H	65	TM100D
1.5	CHILLER AM10, MECALOR	50.00	1.00	50	89.37	111.72	125	3	NSX160H	65	TM160D
1.6	CHILLER AM8, MECALOR	52.00	1.00	52	92.95	116.19	125	3	NSX160H	65	TM160D
1.7	CHILLER REC. SOL. 1-2, MECALOR	21.00	1.00	21	37.54	46.92	60	3	NSX100H	65	TM100D
1.8	REFILADORA NOVOGRAF1, NOVOGRAF	30.00	1.00	30	53.62	67.03	75	3	NSX100H	65	TM100D
1.9	MONTADORA CLICHES 1, BIEFFEBI	1.00	1.00	1	1.79	2.23	15	3	NSX100H	65	TM40D
1.10	MONTADORA CLICHES 2, BIEFFEBI	1.00	1.00	1	1.79	2.23	15	3	NSX100H	65	TM40D
1.11	LAVADORA ANILOX FLEXO WASH	4.00	1.00	4	7.15	8.94	15	3	NSX100H	65	TM40D
1.12	COMPRESOR AIRE COMPRIMIDO GA45VSD	45.00	1.00	45	80.44	100.54	125	3	NSX160H	65	TM160D
1.13	BANCO DE CONDENSADORES AUTOMATICO 450KVAR	450.00	1.00	450	649.52	811.90	1250	3	NS1250H	65	Micrologic 2.0

NOTA:

1 Se confirma que todas las cargas son trifásicos

2 Se está considerando un factor de demanda de de 100% , es decir en permanente funcionamiento

3 Se está considerando un factor de potencia (CosØ), de 0.85