



UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPARTAMENTO INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ESTUDIO DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS

LÍNEA 1 PLANTA MDF

AUTORES: CHRISTIAN MANUEL ACEVEDO ESTUARDO

JOSÉ MANUEL FERNÁNDEZ ZAPATA

SEMINARIO PARA OPTAR AL TÍTULO DE

INGENIERO DE EJECUCIÓN EN ELECTRICIDAD

CONCEPCIÓN – CHILE

2015



UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPARTAMENTO INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ESTUDIO DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS

LÍNEA 1 PLANTA MDF

AUTORES: CHRISTIAN MANUEL ACEVEDO ESTUARDO

JOSÉ MANUEL FERNÁNDEZ ZAPATA

DOCENTE PATROCINANTE: SR. JUAN CARLOS DELGADO NAVARRO

DOCENTES ADJUNTOS : SR. LUIS MUÑOZ SAEZ

: SR. FABRICIO SALGADO DÍAZ

AGRADECIMIENTOS

Agradecer a Dios por la hermosa vida que me ha brindado y la sabiduría que me ha entregado en este camino de estudio y aprendizaje.

A mi esposa Erika, por su incondicional amor y paciencia, pues ha sido el pilar fundamental en esta etapa de mi vida. A mis hijos, que con sus sonrisas mermaban mis momentos de nostalgia.

A mis padres y hermanos, por sus palabras de aliento y esperanza, especialmente a mi hermana Jeannette, quien fue la mentora en esta nueva etapa académica de mi vida.

Al señor Juan Carlos Delgado, profesor guía de nuestra tesis, por su valioso aporte académico y humano en este seminario.

Christian Acevedo Estuardo

AGRADECIMIENTOS

Agradecer a Dios por la vida y salud que me ha dado para poder enfrentar con sabiduría estos tres años de estudio. Y así, dar un feliz término a esta etapa académica y comenzar un nuevo desarrollo profesional y laboral.

Gracias a mi esposa e hijos quienes confiaron en mí, brindando su apoyo en momentos difíciles de la vida.

Agradecer a mi madre, quien me dio la vida, a mis hermanos, quienes siempre estuvieron preocupados por mi bienestar personal y académico.

Al señor Juan Carlos Delgado Navarro, profesor guía, quien nos guio en el proceso final de este seminario.

José Manuel Fernández Zapata

INDICE

INTRODUCCIÓN	6
CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN DEL PROCESO MDF PLANTA MASISA CABRERO	8
1.1 INTRODUCCIÓN.....	8
1.2 MASISA CABRERO - TABLEROS MDF	8
1.3 ÁREA PREPARACIÓN MADERAS	9
1.4 PROCESO DE FABRICACIÓN MDF	13
1.5 SILOS DE ALMACENAMIENTO DE LAS FIBRAS	17
1.6 LÍNEA DE FORMACIÓN LÍNEA I.....	17
1.7 SALIDA DE PRENSA	18
1.8 LÍNEA DE TERMINACIÓN LIJADO Y FORMATEADO	19
CAPÍTULO 2: DESCRIPCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA.....	22
2.1 INTRODUCCIÓN.....	22
2.2 DIAGRAMA UNILINEAL DE EQUIPOS.....	22
2.3 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL.....	22
2.4 ALIMENTADOR LÍNEA 1 MDF.....	24
2.5 DESCRIPCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN DE LÍNEA 1.....	26
2.6 AJUSTES ACTUALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO	28
2.7 DIAGRAMA UNILINEAL DEFINITIVO	35
CAPÍTULO 3: CÁLCULO DE PARÁMETROS Y CORTOCIRCUITO	37
3.1 FUNDAMENTOS.....	37
3.2 CÁLCULO DE PARÁMETROS EN POR UNIDAD.....	37
3.3 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO	45
CAPÍTULO 4: ESTUDIO COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	56
4.1 FUNDAMENTOS.....	56
4.2 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN LAS BARRAS.....	56
CAPÍTULO 5: COMENTARIOS Y CONCLUSIONES.....	87
ANEXO 1	88
DIAGRAMA UNILINEAL SIMPLIFICADO	88
ANEXO 2	90
DIAGRAMA UNILINEAL DEFINITIVO.....	90
ANEXO 3	92

TABLA DE CONDUCTORES DE COBRE Y ALUMINIO	92
ANEXO 4	96
DIAGRAMA UNILINEAL COMPLETO	96

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo, contempla realizar un estudio de coordinación de protecciones eléctricas en los equipamientos de una línea de alimentación de media tensión, específicamente Línea 1 de la planta Masisa Cabrero.

Forma parte de este estudio, recabar información de terreno, a objeto de analizar y contrastar la coordinación ante una falla, sea ésta una falla de carácter principal o de respaldo.

Para los propósitos del estudio, se determinan los parámetros eléctricos del sistema, los componentes del sistema de protecciones y se cuantifican los tiempos de respuesta del sistema eléctrico.

Una herramienta de apoyo en este proceso de análisis, es un software utilizado en sistemas de protecciones eléctricas, denominado ETAP. Esta aplicación permite evaluar la selectividad de protecciones, determinando tiempos de operación y secuencia de operación de la protección frente a una falla.

Finalmente, el estudio permite evaluar el estado actual del sistema de protecciones eléctricas de la red en estudio y de ser necesario, proponer mejoras.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

MDF PLANTA MASISA CABRERO

CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN DEL PROCESO MDF PLANTA MASISA CABRERO

1.1 INTRODUCCIÓN

El presente documento, es una descripción de un proceso productivo de MASISA MDF CABRERO, líder en procesos de fabricación de tableros MDF, por medio de prensa continua.

La descripción del proceso se inicia en el área de preparación de maderas, que contempla la recepción de la materia prima en forma de trozos y astillas, destacando características de la madera, sus propiedades y efectos sobre el tablero resultante.

Posteriormente, se describe en forma separada y en detalle, cada área del proceso de fabricación, para terminar con el proceso de formateo y embalaje.

Finalmente, se describen las especificaciones de calidad del producto, embalaje, recetas de fabricación para las etapas de formación y prensado, y un cuadro de defectos y sus causas.

1.2 MASISA CABRERO - TABLEROS MDF

La planta MASISA MDF-CABRERO, produce tableros de fibras de densidad media MDF (Médium Density Fiberboard), los cuales son fabricados dentro de un proceso seco, (contenido de humedad inferior al 30%), durante el formado.

La planta comenzó sus actividades de producción el año 1989, lo que actualmente es la línea 1, y el año 2005, se pone en servicio la nueva línea, incorporando mayor tecnología al proceso de producción.

Los tableros MDF, son fabricados a partir de fibras de material de lignocelulosas unidas por una resina termo fraguante, aplicando presión y temperatura.

Los tableros son fabricados en un rango de espesores que van desde los 2,7 mm hasta los 30 mm, para tres tipos de productos, diferenciados por sus densidades, esto es, MDF ultraliviano, liviano y delgado, los que van desde 510 hasta los 800 kg/m³ respectivamente.

El tablero MDF tiene una composición homogénea, lo que lo hace especialmente recomendable para la fabricación de molduras, muebles y elementos no estructurales. Los cuales no deben estar expuestos a espacios y/o ambientes húmedos.

El tipo de madera utilizada en el proceso de fabricación de tableros MDF es de Pino Radiata, abasteciéndose principalmente de trozos, los que son descortezados y posteriormente transformados en astillas para luego almacenarlas en pilas. Estas pilas de almacenamiento son las encargadas de alimentar las líneas de producción.

Para lograr formar el tablero se necesitan fibras de madera, las que son generadas por un proceso de desfibrado. Dentro de esta etapa, las astillas deben ser ablandadas con vapor a alta temperatura, logrando que la separación de las fibras sea con menor trabajo y tenga una calidad óptima para formar el tablero.

Una vez obtenidas las fibras, se les aplica cera o emulsión, que tiene como objetivo disminuir la absorción de humedad del ambiente. Luego, se les agrega adhesivo urea formaldehído para generar la unión entre las fibras.

Posteriormente, las fibras son distribuidas de forma homogénea, formando un colchón, el cual pasa por un pre prensado en frío, que elimina el aire y disminuye su espesor, esta etapa es fundamental, puesto que define la densidad y la compactación del tablero, todo esto para su posterior prensado en caliente, luego enfriamiento, lijado y dimensionado.

1.3 ÁREA PREPARACIÓN MADERAS

1.3.1 MATERIA PRIMA

La materia prima utilizada para la fabricación de MDF es proveniente de plantaciones de pino radiata. Conocido comúnmente como pino insigne o pino monterrey. Es originario de la costa occidental de los Estados Unidos de Norteamérica, concretamente de California. Fue introducido en nuestro país a fines del siglo XIX, logrando adaptarse satisfactoriamente al clima y suelo de Chile, inclusive logrando crecimientos superiores, y en menor tiempo a los de su región de origen (ver figura 1.1)



Figura 1.1: Plantación de pino radiata

El pino radiata posee elementos conocidos como fibras, que son células de más o menos 2 a 3 mm de largo y un diámetro de aproximadamente 35 μm , según se muestra en la figura 1.2

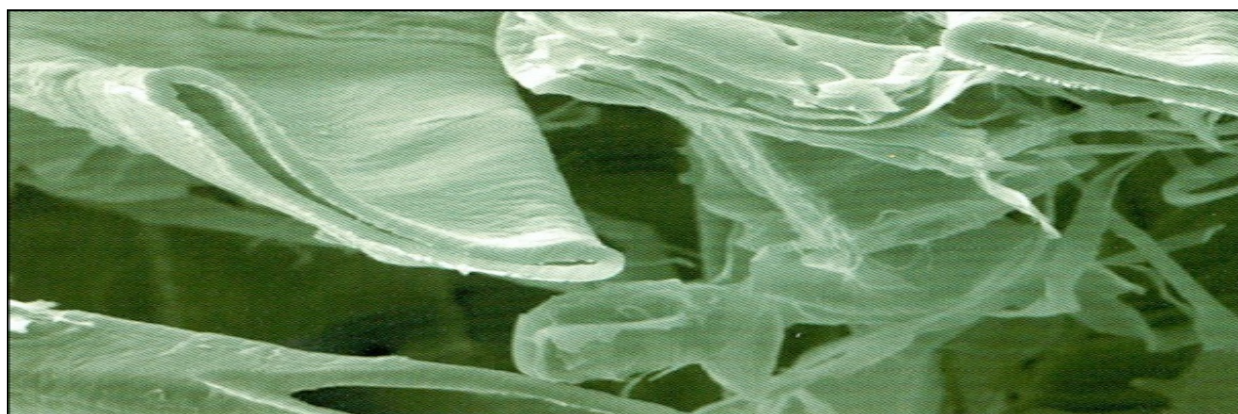


Figura 1.2: Fibras de la madera

Estos elementos tienen la misión de sostener el árbol y conducir la savia. Están constituidos por un 73 % de derivados de azúcares; celulosa (50 %) y las hemicelulosas (23 %); que son largas cadenas estructuradas a partir de diferentes moléculas conocidas como monosacáridos. En el caso de la celulosa, los monosacáridos es la glucosa, y en el de las hemicelulosas son varios: arabinosa, glucosa, galactosa, xilosa, etc.

Es así, que en la Tabla 1.1 se describe la composición de la madera asociada al pino radiata.

Tabla 1.1: Resumen composición química de la madera

Componente químico	Porcentaje en peso total	
Celulosa	50%	del peso
Lignina	23-33%	del peso
Hemicelulosas	15-30%	del peso
Extraíbles: tanino, colorantes, etc.	5-30%	del peso
Minerales productores de ceniza	0.1-3%	del peso

1.3.2 MATERIA PRIMA ABASTECIDA EN FORMA DE ASTILLA

Al llegar la materia prima en forma de chips, trasladadas en camiones contenedores desde las plantas anexas a MASISA MDF, estos son descargados en una plataforma especial, que vuelca el camión de manera vertical, hasta descargarlo completamente a un chute, éste cuenta con una correa transportadora que lleva la materia prima a dos silos de almacenamiento, el primero es para el chips verde y el segundo para chip seco.

MASISA Cabrero, se provee de materia prima proveniente de Aserraderos EWD Planta Maderas. Produciendo astillas a partir de la primera transformación mecánica de la madera.

Las astillas son obtenidas de un proceso de canteado o de los propios lampazos, los cuales son convertidos en astillas mediante un proceso de astillado.

El diámetro de los trozos que ingresa al chipeador, va desde los 18 cm, hasta más de 32 cm, siendo su principal insumo entre los 22 y 28 cm.

1.3.3 MATERIA PRIMA EN FORMA DE ROLLIZOS

Los trozos son almacenados en una cancha de acopio (ver figura 1.3), la cual tiene una capacidad de alrededor 10.000 metros ruma. La cancha posee un sistema de aspersion, que moja los trozos para evitar que se manchen.

Los diámetros de los rollizos van desde los 18 a 32 cm. Los cuáles serán transformados en astillas.



Figura 1.3: Cancha de acopio

1.3.4 DESCORTEZADO

El descortezado de los trozos se realiza con descortezadoras mecánicas, para salvaguardar los equipos de un desgaste excesivo, especialmente el astillador. A su vez, eliminar piedras, objetos metálicos y otros elementos extraños que podrían depositarse en la corteza.

Este proceso es necesario dentro de la fabricación de MDF, debido a que la corteza influye en la calidad del tablero, principalmente en la calidad superficial. Los trozos son trasladados por un cargador frontal, desde la cancha de acopio hasta la mesa de alimentación.

Posteriormente, el trozo es descortezado y picado, transformándolo en chips de madera. Luego es almacenado en los silos de chips verde y seco, de acuerdo, al tipo de materia.

La corteza se almacena en silos especiales, la cual posteriormente se utiliza como combustible para la caldera de biomasa.

La madera se descorteza mediante una serie de golpes mecánicos de los trozos entre sí, y contra aristas metálicas situadas al interior del descortezador, según se presenta en figura 1.4



Figura 1.4: Vista interior del descortezador

Los trozos descortezados son llevados por medio de cintas transportadoras al astillador, para ser transformadas en astillas.

1.3.5 ASTILLADO

Las astillas o chip de madera, están constituidos por pequeños trozos de madera, originados en su trituración y/o desmenuzamiento. Con una medida variable entre 5 y 50 mm, obtenidos por el astillado direccionado de forma paralelo a la orientación de las fibras.

La calidad del chip de madera depende de la materia prima y de la tecnología utilizada en su producción. En este proceso, los rollizos descortezados son convertidos en astillas por medio de un astillador de cilindro, con cuchillos segmentados, también llamado Chipeador, como se muestra en la figura 1.5.



Figura 1.5: Vista de trozo ingresando al Chipeador

1.4 PROCESO DE FABRICACIÓN MDF

La figura 1.6, muestra un isométrico del proceso de fabricación del tablero MDF, que es una placa de material de fibra de madera, que se fabrica uniendo las fibras con pegamento de resina sintética termo fijado. También pueden agregarse otros agentes, antes o después de la manufactura del tablero, para lograr características particulares de éste, tales como resistencia al agua y al fuego.

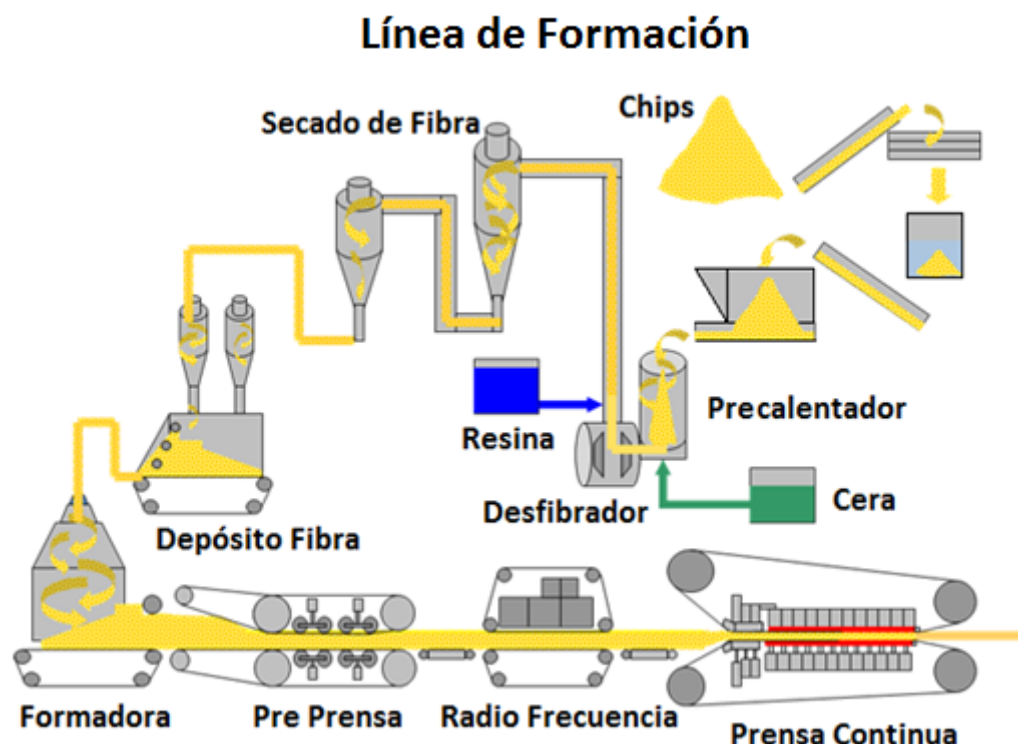


Figura 1.6: Descripción del proceso de fabricación del tablero MDF

Con referencia al diagrama esquemático del proceso de fabricación del tablero MDF de la figura 1.6., a continuación se realiza una breve descripción del proceso de fabricación.

1.4.1 ÁREA DE DESFIBRADO LÍNEA 1

Una vez que las astillas son almacenadas en los silos, están listas para entrar al siguiente proceso que corresponde a la estación de lavado.

Posteriormente, las astillas viajan desde los silos en un transportador de correa a unos harneros donde se clasifican según su tamaño, siendo utilizado el tamaño medio.

1.4.2 ESTACIÓN DE LAVADO LÍNEA 1

El objetivo principal de la estación de lavado es eliminar todo tipo de impurezas que puedan influir en la calidad del tablero y homogenizar la dimensión de la astilla.

Una vez separado los distintos tamaños de chips, se envían a una cuba donde se lavan dichas y se realiza la separación y eliminación de partículas, tales como: arena, piedras, metales y otros, que pueden afectar las diferentes etapas de calidad del proceso, reduciendo el desgaste de las herramientas de corte al elaborar el producto.

Una vez limpias las astillas, son enviadas al desfibrador termo mecánico, mediante una bomba centrífuga, antes de desfibrar los chips se le retira el agua.

Antes de llevar a cabo el desfibrado, las astillas son precalentadas y sometidas a un tratamiento con vapor de agua saturado dentro del digestor o pre calentador, a presión de 8 a 10 bar durante 3 a 5 min.

1.4.3 DESFIBRADO LÍNEA 1

Las astillas húmedas y calientes se hacen pasar bajo presión al interior de dos discos desfibradores que giran en sentido opuesto y de cuya separación depende el grosor de la fibra.

Las astillas son inyectadas por la parte interior, y por la acción de la fuerza centrífuga tienden a salir al exterior, pasando antes por los discos desfibradores (ver figura 1.7), transformándose en fibra. Dicha fibra es retirada del desfibrador por un tornillo, e introducida a presión (8 bar), a un ducto donde se agrega adhesivo (cola) y resina. Esta cola se prepara en un área denominada “cocina de cola”, cuya elevada temperatura es fundamental para poder mezclarla con la fibra.

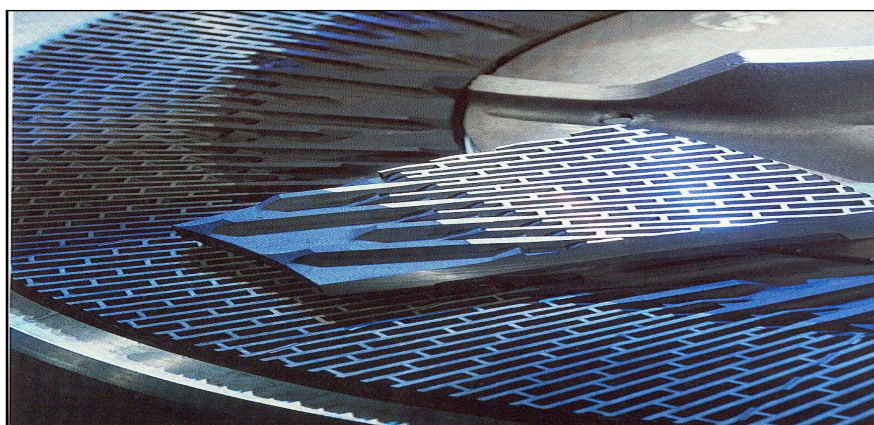


Figura 1.7: Vista de los discos de un desfibrador

1.4.4 SECADO DE LA FIBRA LÍNEA 1

Durante el proceso de desfibrado, las fibras traen un alto contenido de humedad, por ello es necesario el proceso de secado. Así, la fibra es descargada por medio de una válvula, saliendo a alta velocidad, hacia el ducto de soplado y sigue su camino hasta el ducto de secado. En tal sentido, la figura 1.8, se representa el isométrico de un proceso de secado de fibra.

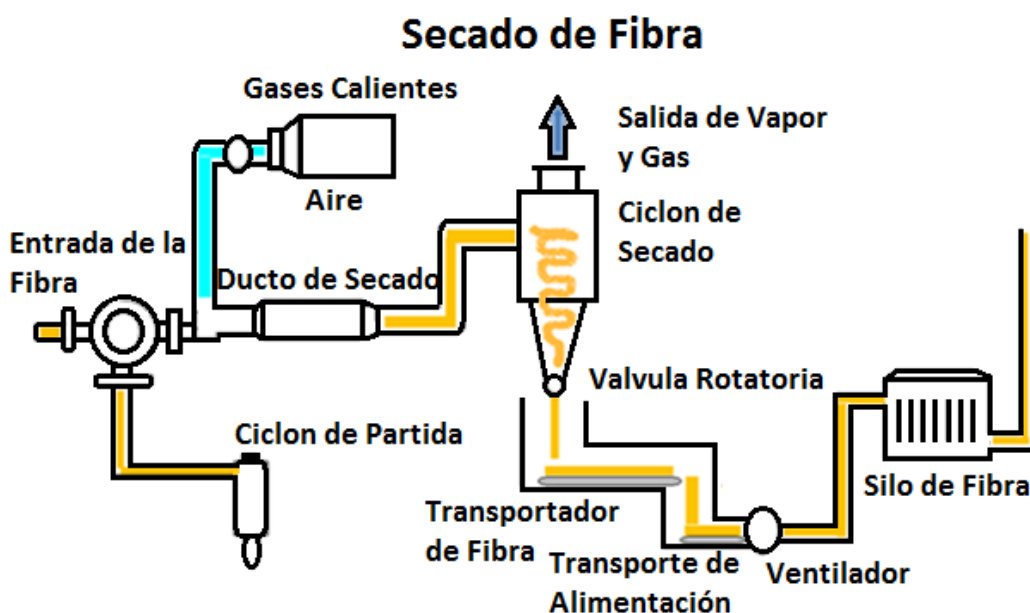


Figura 1.8: Descripción del proceso de secado de fibra

1.4.5 GASES CALIENTES

Los gases calientes son producidos por una caldera de combustión (planta térmica), a su vez, esta caldera genera vapor mediante un generador que trabaja con los gases calientes sobrantes, los cuales son inyectados en un generador de vapor, este vapor calienta un aceite térmico, siendo menos peligroso que los gases calientes, para realizar el calentamiento del aceite, el cual se ocupa en la prensa caliente.

El secado de la fibra se produce por la acción de estos gases a alta temperatura (aproximadamente 150°C), los cuales provienen de la planta térmica de la línea 1.

1.4.6 CICLÓN DE PARTIDA

En el ciclón de partida es depositada la fibra que no se encuentra óptima para entrar al proceso de secado. Esta fibra puede ser rechazada por su tamaño y/o contenido de humedad.

1.4.7 DUCTO DE SECADO

Aquí comienza la etapa de secado de la fibra, la humedad de la fibra a la entrada del ducto supera el 100%, como contenido de humedad base seca.

La fibra es inyectada en este ducto de transporte y secado, el cual contiene gases calientes, impulsados por un ventilador, luego se envía a la estación de secado o secadora de fibra (ciclón),

donde se extrae la humedad. Aquí decanta la fibra por gravedad, cayendo en una banda transportadora, y pasando a las cubas de pulpa para ser almacenada.

1.4.8 CICLÓN DE SECADO

En el ciclón de secado, la fibra seca es separada del vapor y gases. La fibra cae por su peso y el vapor sale hacia el ambiente, todo este proceso se debe a la fuerza centrífuga que se origina a la entrada de éste.

La fibra a la salida del ciclón de secado, sale con un contenido de humedad de alrededor de un 6% en base seca.

1.5 SILOS DE ALMACENAMIENTO DE LAS FIBRAS

Es importante mencionar que el almacenamiento de las fibras en estos silos, garantiza un flujo continuo hacia la formadora del colchón o MANTO.

Posteriormente, la pulpa se transporta sobre una cinta que permite eliminar el exceso de agua por filtración, de tal modo, que a la salida de la formadora, la concentración de agua es de un 1% aproximadamente.

1.6 LÍNEA DE FORMACIÓN LÍNEA I

Este es el lugar donde la fibra es distribuida de forma homogénea y compacta, formando el Manto.

Las fibras de madera seca y encolada, forman un manto continuo y homogéneo, esto se realiza en una formadora mecánica, la cual por medio de una cama de rodillos esparce la fibra por una cinta continua a velocidad uniforme, tal como se muestra en la figura 1.9.

Luego, este manto pasa por un proceso de pre prensado en frío para reducir su volumen, se extrae el aire para dar mayor consistencia, quedando lista para entrar a la prensa. En esta etapa del proceso, se produce la consolidación del manto aplicando presión y temperatura por un periodo de tiempo especificado para cada producto. Bajo estas variables, se produce la reacción química del adhesivo incorporado en las fibras, logrando así las características físico mecánicas del tablero.

Al salir de la prensa, el tablero ya consolidado se corta a un largo variable entre 3600 y/o 6200 mm, el cual se determina según los requerimientos del tablero final.

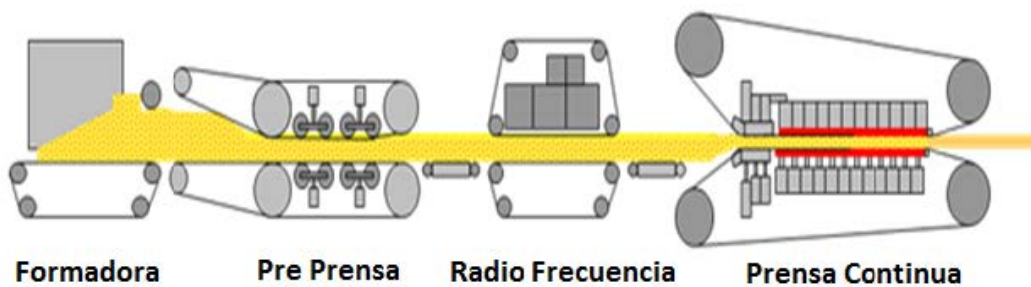


Figura 1.9: Línea de formación

A la salida de la prensa, se realiza el muestreo del producto para determinar sus propiedades físico mecánicas, control técnico, controles operacionales de espesor, soplado y peso de cada tablero.

1.7 SALIDA DE PRENSA

Posteriormente el tablero pasa por unas ruedas enfriadoras, dando inicio al enfriamiento natural, logrando estabilidad dimensional de los paneles.

Una vez que los paneles salen de las ruedas enfriadoras, se forman paquetes de hasta tres metros de altura, los cuales son almacenados en las bodegas de reposo, donde se mantienen por un periodo determinado de tiempo, para consolidar el proceso de estabilización dimensional, todo esto a temperatura ambiente (ver figura 1.10).

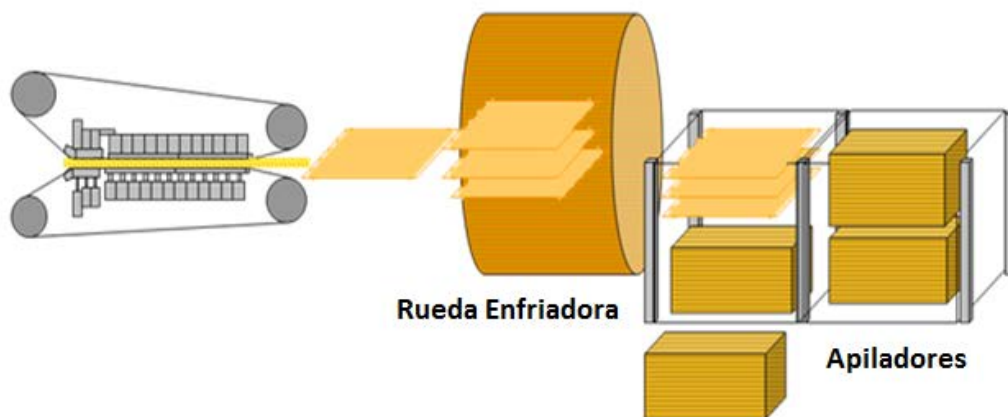


Figura 1.10: Enfriamiento y apilado de paneles

1.8 LÍNEA DE TERMINACIÓN LIJADO Y FORMATEADO

En el área de terminación se realizan dos procesos. En primer lugar, se realiza el proceso de lijado, éste consiste en eliminar de la superficie del tablero, residuos e impurezas de fabricación, entregando una superficie calibrada de cada tablero. Esto se realiza mediante bandas con diferentes tipos de grano de lija, puestas de forma secuencial en los diferentes cabezales de lijado (ver figura 1.11).

Estas lijadoras tienen un silo extractor de polvo, para evitar una posible inflamación en los cabezales por acumulación de polvo y rose del tablero con la lija. Ya que, hay temperaturas elevadas en su condición de trabajo normal, luego, estos silos de extracción, trasladan el polvo de MDF a la caldera, donde es utilizado como combustible.

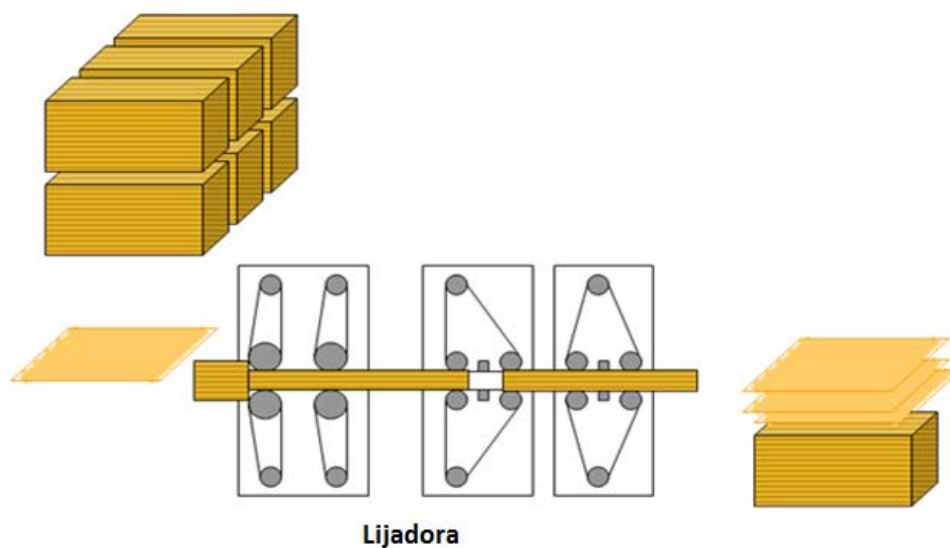


Figura 1.11: Línea de terminación

1.8.1 FORMATEADORA Y EMBALAJE

Después del proceso de lijado, los paneles son dimensionados según el formato solicitado por el cliente, según se presenta en la figura 1.12.

La formateadora trabaja mediante un software programable, que da la orden y esquema de corte, de acuerdo, a las instrucciones del operador, logrando un mejor aprovechamiento del tablero.

Las sierras son de alta velocidad, para evitar daños en los perfiles del tablero. Además, el equipo cuenta con sistemas de extracción de polvo.

Formateo y Empaque

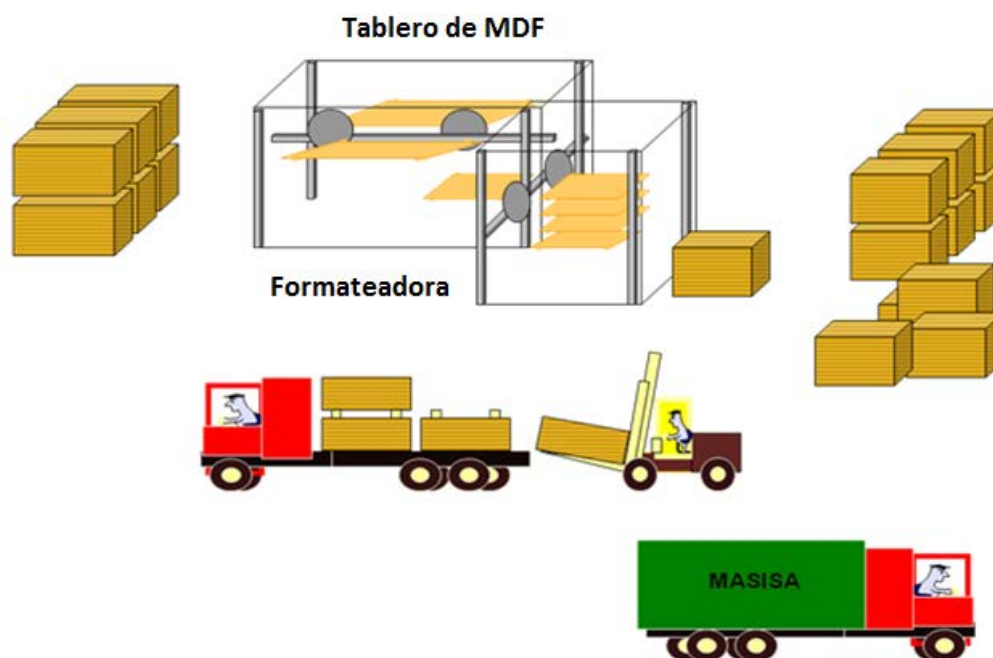


Figura 1.12: Formateadora y embalaje del proceso

Finalmente el producto es embalado y trasladado a las bodegas de almacenamiento, para posteriormente ser distribuidos a los puertos de la zona o a grandes cadenas comerciales. Así también, se satisface la demanda de los mercados internacionales.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA

CAPÍTULO 2: DESCRIPCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA

2.1 INTRODUCCIÓN

Masisa S.A., líder multinacional en la fabricación de tableros MDF, ha decidido ampliar su línea de producción, con el fin de satisfacer la demanda interna del país y la creciente demanda de los mercados internacionales. Para ello, ha decidido construir una nueva planta en la ciudad de Cabrero, octava región.

La nueva planta, Masisa Cabrero, requiere una demanda energética que será suministrada desde el sistema interconectado central (SIC), este nuevo alimentador se denomina línea principal.

Debido a la naturaleza de la zona eléctrica, la línea principal, se alimenta desde el nodo Charrúa (Cabrero), en 66 kV, la línea será administrada por FRONTEL, del grupo SAESA.

2.2 DIAGRAMA UNILINEAL DE EQUIPOS

En el Anexo N°1, se muestra el diagrama unilineal simplificado de equipos del sistema eléctrico en estudio.

2.3 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL

Conforme a los requerimientos de energía y análisis de carga de la nueva planta, se instaló un transformador de 25/30 MVA, OA/FA, 66/13,2 kV, trifásica, 50 Hz y conexión Dyn11.

La subestación cuenta con dos interruptores, el primero aguas arriba, denominado 52 BT1 (interruptor del transformador en 66 kV), el segundo aguas abajo, denominado 52 CT1 (interruptor del transformador en 15 kV).

La subestación cuenta con transformadores de potencial (TT/TP) en el primario, lado AT, 66 kV.

Ver figura 2.1

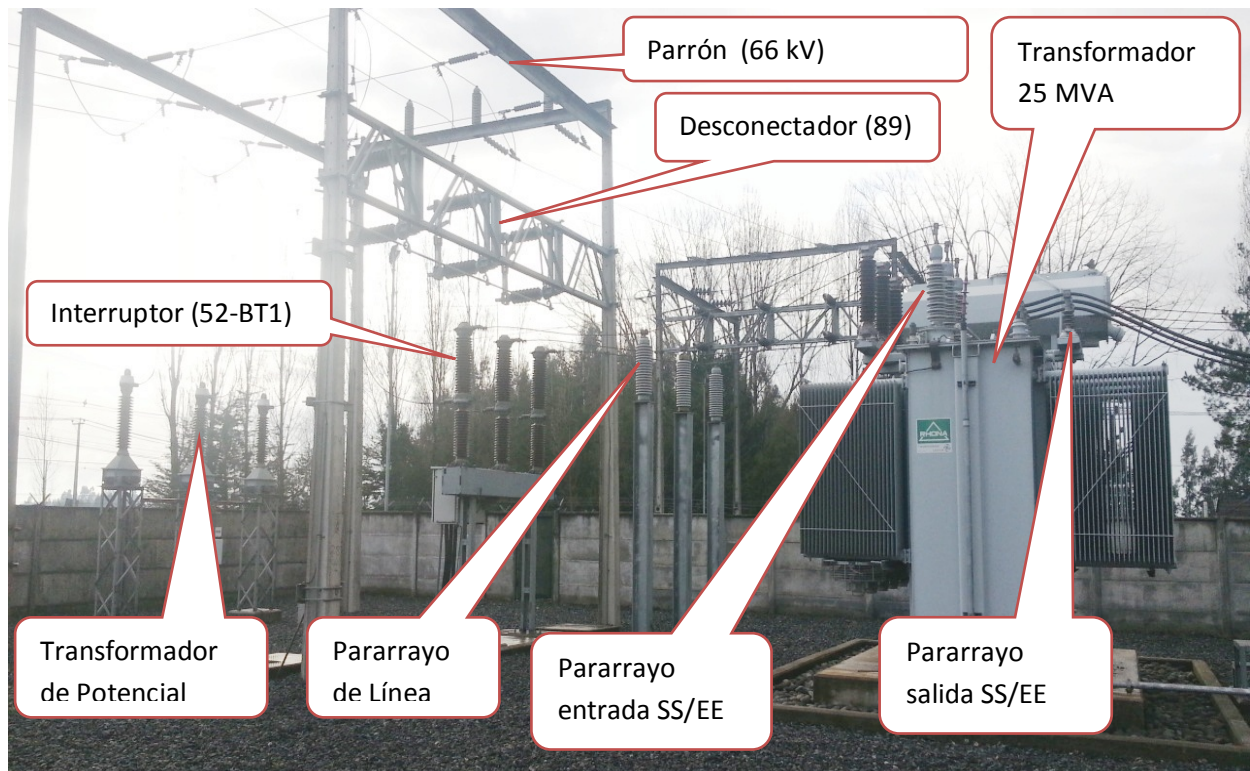


Figura 2.1: Subestación 25 MVA, primario en 66 kV.

El transformador cuenta en el secundario con transformadores de corriente, su respectivo interruptor 52, desconectores de línea 89 y el parrón de alta tensión respectivamente. Ver figura 2.2.

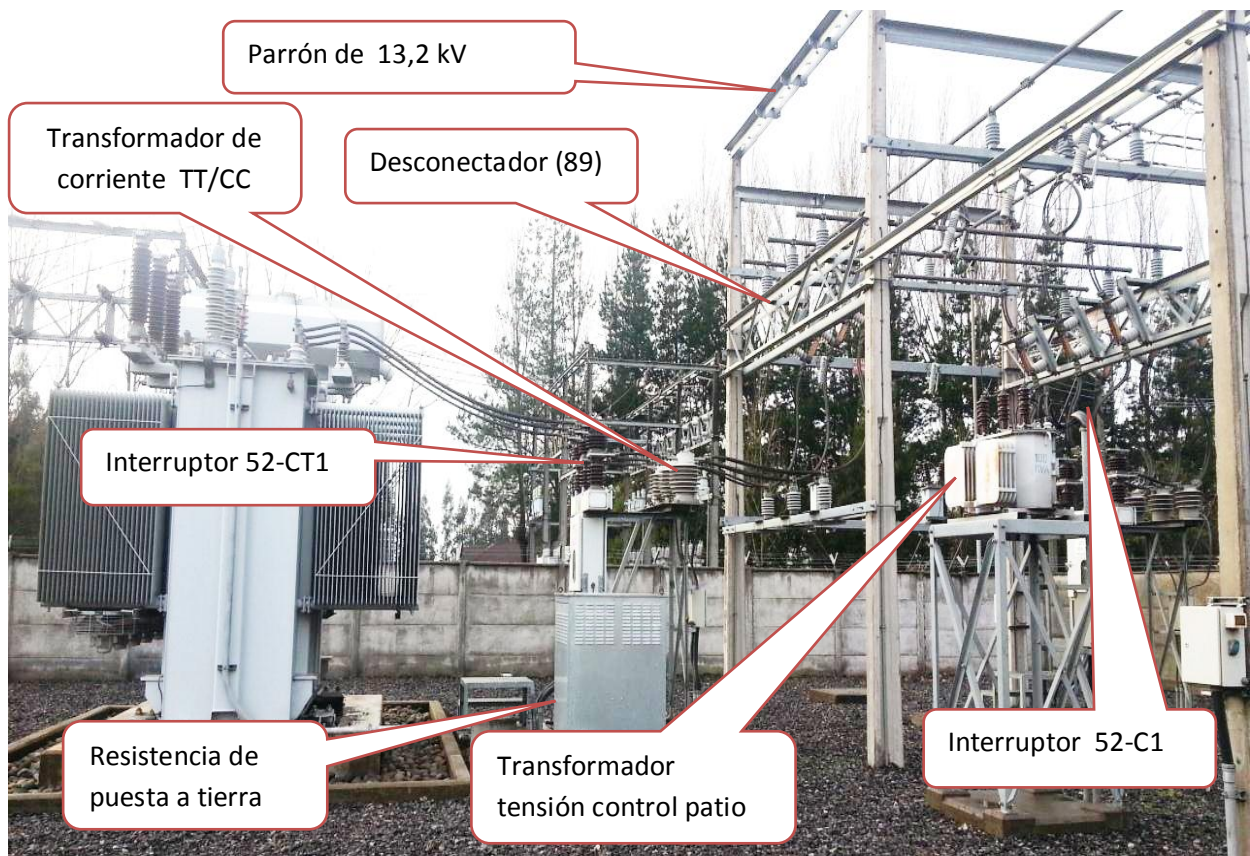


Figura 2. 2: Transformador 25 MVA, secundario en 13,2 kV.

2.4 ALIMENTADOR LÍNEA 1 MDF

Alimentador LÍNEA 1, es la denominación que se da al alimentador línea 1 MDF, el cual nace de la barra principal de la subestación 25/30 MVA, en 13,2 kV

El tendido de la línea es aéreo, soportado en postes de hormigón de 13,5m, línea de aluminio aislado, dos conductores por fase y sección de 500 MCM, según se presenta en la figura 2.3.

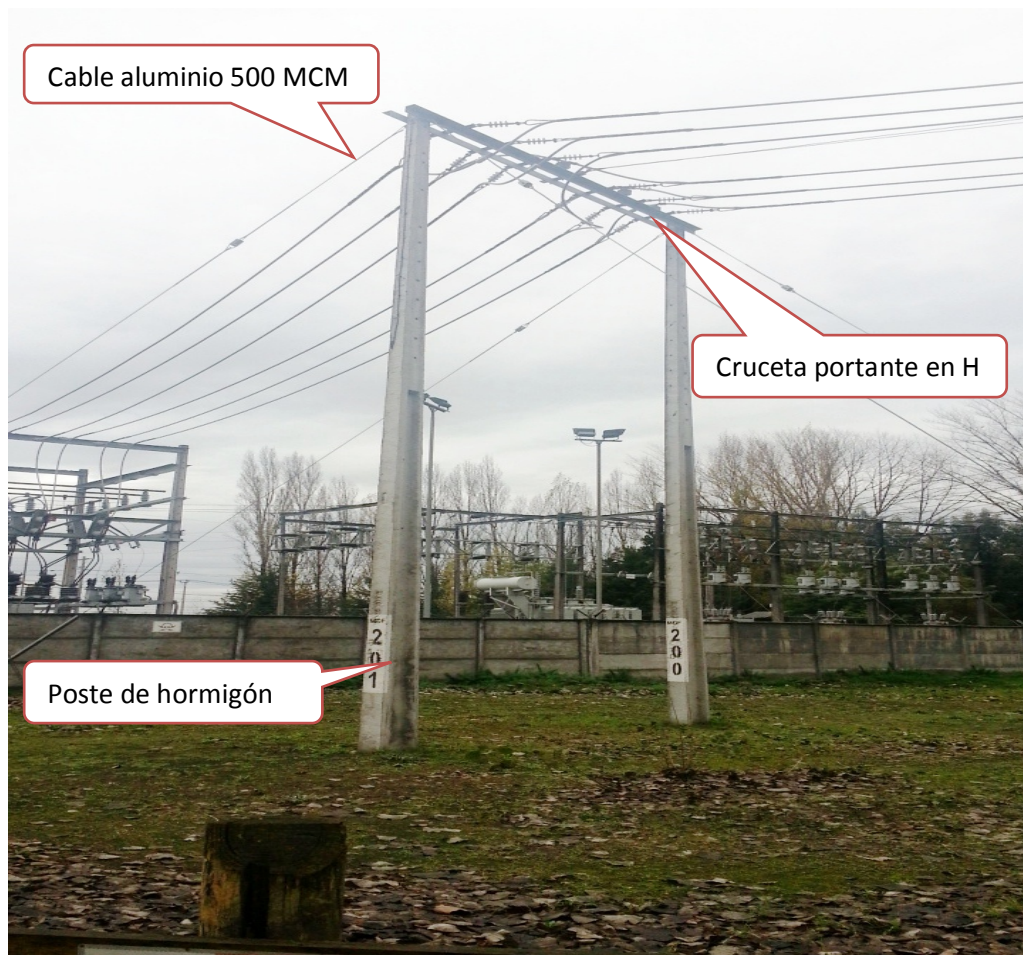


Figura 2.3: Línea aérea 500 MCM.

La longitud de la línea aérea es de 400 m, emplazada por el borde de un canal de aguas lluvias, ingresa a la planta por un camino lateral a ésta.

La línea está protegida por dos interruptores, el primero denominado 52 C1. Es decir, interruptor principal de poder, conectado a una tensión de 13,2 kV. El segundo interruptor, denominado 52 también conectado a 13,2 kV.

El alimentador LÍNEA 1, llega en forma aérea a los fusibles de cuchilla y se conecta a este, a través, de una mufa de terminación exterior. Aguas abajo de los fusibles de cuchilla, se conecta el cable monopolar tipo XAT, 15 kV. Ingresa a la sala eléctrica número 1 en forma subterránea, a través, de una cámara de paso. Desde esta cámara y mediante conduit galvanizado, ingresa a la sala eléctrica N°1.

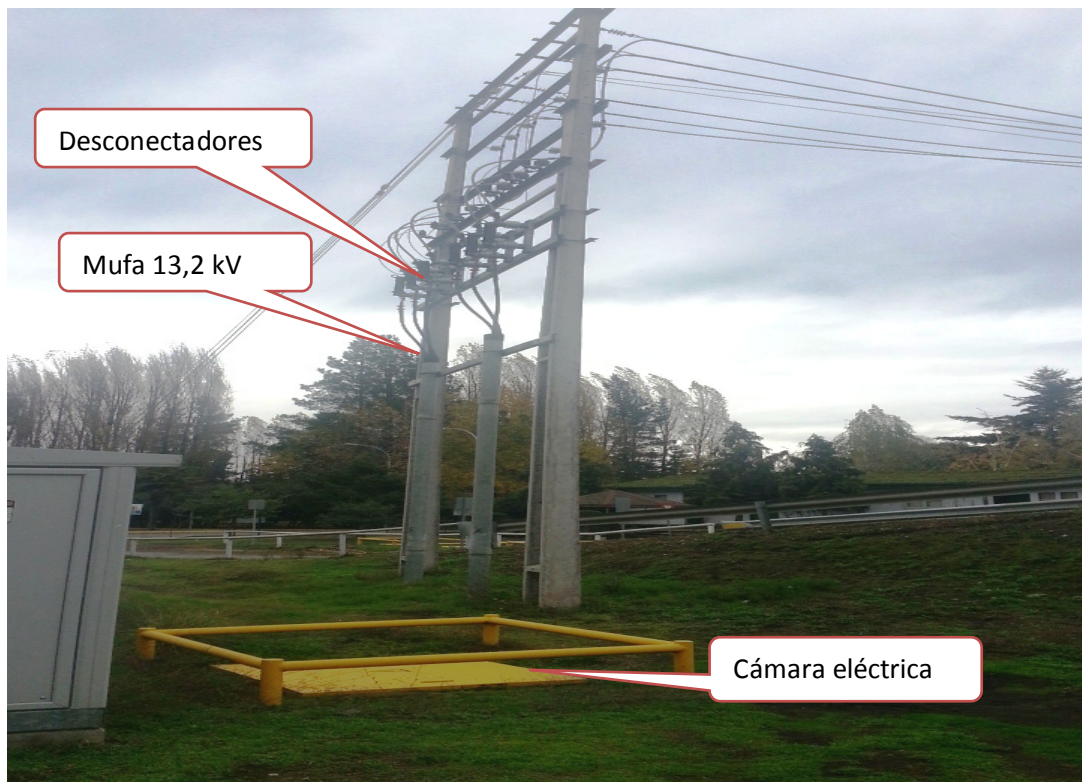


Figura 2.4: Acometida a sala eléctrica y desconectadores.

Además, la línea cuenta con dos desconectadores de línea (89), según se presenta en la figura 2.4.

2.5 DESCRIPCIÓN DE LA RED ELÉCTRICA DE MEDIA TENSIÓN DE LÍNEA 1

En referencia al diagrama unilineal simplificado incluida Anexo 1, se realiza un levantamiento de la instalación eléctrica con énfasis en los componentes del sistema de protecciones. Es así, que en el Anexo 2 se presenta el diagrama unilineal completo de la red eléctrica en estudio.

Es así, que el alimentador LÍNEA 1, energiza una barra de cobre emplazada en la sala eléctrica N° 1, con un nivel de tensión de 13,2 kV, cuya capacidad de corriente es de 2500 Amperes y una capacidad de cortocircuito de 20 KA.

Desde esta barra principal se energizan dos subalimentadores, designados como K05 y K09, cuyas características se describen a continuación.

2.5.1 SUB ALIMENTADOR K05

El alimentador K05, nace de la barra emplazada en la sala eléctrica N° 1. Su designación es HVR1 – HVR2 – F.

Este alimentador es subterráneo, con conductor del tipo XAT 15 kV- 133% NA, dos conductores por fase, sección de 500 MCM. La longitud de la línea es de 170 m.

Además, cuenta con dos interruptores en la línea, (52). El primero emplazado en la barra de origen (sala eléctrica 1), y el segundo emplazado en la barra de la sala eléctrica 2.

Este alimentador energiza una barra en la sala eléctrica N° 2. El nivel de tensión es de 13,2 kV, trifásica, 50 Hz. Aguas arriba de la barra, pero en la misma sala eléctrica, hay un interruptor 52 con una capacidad de 1200 A.

Las cargas asociadas a la barra son cuatro transformadores (S/E- TT5, S/E- TT6, S/E- TT7, S/E- TT 8), nivel de tensión 13,2/ 0,40 kV; 2,5 MVA.

Cada transformador, posee un interruptor 52 en el lado de 13,2 kV. A su vez, poseen una lógica de relés. A objeto, de realizar una coordinación de protecciones. Este ítem será abordado más adelante.

2.5.2 SUB ALIMENTADOR K09

El alimentador K09, nace de la barra emplazada en la sala eléctrica N° 1, su designación es HVR1 – MC - HV1.

Este alimentador es subterráneo, con conductor del tipo XAT 15 kV- 133% N.A., dos conductores por fase, sección de 500 MCM y una longitud de 95 m.

Además, cuenta con dos interruptores en la línea, (52). El primero emplazado en la barra de origen (sala eléctrica 1) y el segundo emplazado en la barra de la sala eléctrica N°3.

Este alimentador energiza una barra en la sala eléctrica N°3. El nivel de tensión es de 13,2 kV, trifásica, 50 Hz. Aguas arriba de la barra, pero en la misma sala eléctrica, hay un interruptor 52 con una capacidad de 1250 A.

En tal sentido, destaca que en la sala eléctrica N°3, se ubican los motores de media tensión del área del desfibrador, y cuyos datos se resumen en la Tabla 2.1

Tabla 2.1: Equipos de media tensión desde sala eléctrica N°3.

DESCRIPCIÓN	POTENCIA	TAG
Desfibrador N°1	6500 kW	C035-M1
Desfibrador N°2	6500 kW	C235-M1
Ventilador N°1	1900 kW	E010-M1
Ventilador N°2	1050 kW	Z080-M1
Banco condensadores	2000 kVAr	1

2.6 AJUSTES ACTUALES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Con referencia al diagrama unilineal del Anexo 2, se realiza un levantamiento de los ajustes de las protecciones en cada uno de los relés que forman parte del presente estudio. En tal sentido, cabe destacar que en el presente seminario se contempla evaluar la coordinación de protecciones desde la cabecera (52C1) hasta las protecciones principales de las salas eléctricas 1, 2 y 3.

2.6.1 PROTECCIÓN DE CABECERA 52CT1

Realizado el levantamiento de los ajustes asociados a la protección del interruptor principal o de cabecera 52CT1, ubicado aguas abajo de la barra principal de 13,2 kV, se establece la presencia de un relé SEL modelo 351S, cuyas características más relevantes se presentan en la Tabla 2.2.

Incluyendo los ajustes de sobrecorriente de fase y neutro.

Tabla 2.2: Ajustes del relé SEL 351S-52CT1.

ITEM	DESCRIPCIÓN
TIPO RELÉ	SEL 351S
T/C	1600/5 A
UNIDAD 51	MÍNIMO OPERACIÓN: 1300A @13,2 kV
	CURVA:161
	LEVER: 0,65
	FACTOR TIEMPO: 0,2
UNIDAD 50	MÍNIMO OPERACIÓN: 5000 A @13,2 kV
	RETARDO: 0,02SEG.

2.6.2 PROTECCIÓN PRINCIPAL SALA ELÉCTRICA N°1, INTERRUPTOR 52

Realizado el levantamiento de los ajustes asociados al interruptor 52, ubicado aguas abajo del interruptor 52CT1, se establece la presencia de un relé REF modelo 543, cuyas características más relevantes se presentan en la Tabla 2.3, incluyendo los ajustes de sobrecorriente de fase y neutro.

Tabla 2.3: Ajustes del relé REF543-52.

ITEM	DESCRIPCIÓN
TIPO RELÉ	REF543
T/C	1500/5 A
UNIDAD 51	MÍNIMO OPERACIÓN: 2200A @13,2 kV
	CURVA:NORMAL INVERSA
	LEVER: 0,5
	FACTOR TIEMPO: 0,5
UNIDAD 50	MÍNIMO OPERACIÓN: 11800 A @13,2 kV
	RETARDO: 0,05SEG.

2.6.3 PROTECCIÓN SALA ELÉCTRICA N°1, K05, AGUAS ABAJO BARRA PRINCIPAL

Realizado el levantamiento de los ajustes asociados a la protección o interruptor 52C, ubicado aguas abajo de la barra, en la sala eléctrica N°1, (K05). Alimentador N°1, que va hacia la sala eléctrica N° 2, se establece la presencia de un relé REF modelo 541, cuyas características más relevantes se presentan en la Tabla 2.4, incluyendo los ajustes de sobrecorriente de fase y neutro.

Tabla 2.4: Ajustes del relé REF541-52-K05.

ITEM	DESCRIPCIÓN
TIPO RELÉ	REF541
T/C	800/5 A
UNIDAD 51	MÍNIMO OPERACIÓN: 1037,5A @13,2 kV
	CURVA:NORMAL INVERSA
	LEVER: 0,5
	FACTOR TIEMPO: 0,4
UNIDAD 50	MÍNIMO OPERACIÓN: 5500 A @13,2 kV
	RETARDO: 0,05SEG.

2.6.4 PROTECCIÓN SALA ELÉCTRICA N°1, K09, AGUAS ABAJO BARRA PRINCIPAL

Realizado el levantamiento de los ajustes asociados a la protección o interruptor 52C, ubicado aguas abajo de la barra, en la sala eléctrica N°1, (K09). Alimentador N° 2, que va hacia la sala eléctrica número 3. Se establece la presencia de un relé REF modelo 541, cuyas características más relevantes se presentan en la Tabla 2.5, incluyendo los ajustes de sobrecorriente de fase y neutro.

Tabla 2.5: Ajustes del relé REF541-52-K09.

ITEM	DESCRIPCIÓN
TIPO RELÉ	REF541
T/C	1250/5 A
UNIDAD 51	MÍNIMO OPERACIÓN: 1250A @13,2 kV
	CURVA:NORMAL INVERSA
	LEVER: 0,5
	FACTOR TIEMPO: 0,3
UNIDAD 50	MÍNIMO OPERACIÓN: 2500 A @13,2 kV
	RETARDO: 0,05SEG.

2.6.5 PROTECCIÓN PRINCIPAL SALA ELÉCTRICA N°2

Realizado el levantamiento de los ajustes asociados a la protección o interruptor principal 52C, ubicado en la sala eléctrica N°2, se establece la presencia de un relé REF modelo 541, cuyas características más relevantes se presentan en la Tabla 2.6, incluyendo los ajustes de sobrecorriente de fase y neutro.

Tabla 2.6: Ajustes del relé REF541-52.

ITEM	DESCRIPCIÓN
TIPO RELÉ	REF541
T/C	600/5 A
UNIDAD 51	MÍNIMO OPERACIÓN: 660A @13,2 kV
	CURVA:NORMAL INVERSA
	LEVER: 0,5
	FACTOR TIEMPO: 0,25
UNIDAD 50	MÍNIMO OPERACIÓN: 3360 A @13,2 kV
	RETARDO: 0,05SEG.

2.6.6 PROTECCIÓN SALA ELÉCTRICA N°2-S/E-TT5

Realizado el levantamiento de los ajustes asociados a la protección del interruptor 52C, (K01), ubicado en la sala eléctrica N°2, que supervisa la S/E-TT5, se establece la presencia de un relé REF modelo 541, cuyas características más relevantes se presentan en la Tabla 2.7, incluyendo los ajustes de sobrecorriente de fase y neutro.

Tabla 2.7: Ajustes del relé REF541-52.

ITEM	DESCRIPCIÓN
TIPO RELÉ	REF541
T/C	200/5 A
UNIDAD 51	MÍNIMO OPERACIÓN: 522,9A @13,2 kV
	CURVA:NORMAL INVERSA
	LEVER: 0,5
	FACTOR TIEMPO: 0,3
UNIDAD 50	MÍNIMO OPERACIÓN: 2770 A @13,2 kV
	RETARDO: 0,05SEG.

2.6.7 PROTECCIÓN SALA ELÉCTRICA N°2- S/E-TT6

Realizado el levantamiento de los ajustes asociados a la protección del interruptor 52C, (K02), ubicado en la sala eléctrica N°2, que supervisa la S/E-TT6, se establece la presencia de un relé REF modelo 541, cuyas características más relevantes se presentan en la Tabla 2.8, incluyendo los ajustes de sobrecorriente de fase y neutro.

Tabla 2.8: Ajustes del relé REF541-52.

ITEM	DESCRIPCIÓN
TIPO RELÉ	REF541
T/C	200/5 A
UNIDAD 51	MÍNIMO OPERACIÓN: 522,9A @13,2 kV
	CURVA:NORMAL INVERSA
	LEVER: 0,5
	FACTOR TIEMPO: 0,3
UNIDAD 50	MÍNIMO OPERACIÓN: 2772 A @13,2 kV
	RETARDO: 0,05SEG.

2.6.8 PROTECCIÓN SALA ELÉCTRICA N°2-S/E-TT7

Realizado el levantamiento de los ajustes asociados a la protección del interruptor 52C, (K03), ubicado en la sala eléctrica N°2, que supervisa la S/E-TT7, se establece la presencia de un relé REF modelo 541, cuyas características más relevantes se presentan en la Tabla 2.9, incluyendo los ajustes de sobrecorriente de fase y neutro.

Tabla 2.9: Ajustes del relé REF541-52.

ITEM	DESCRIPCIÓN
TIPO RELÉ	REF541
T/C	200/5 A
UNIDAD 51	MÍNIMO OPERACIÓN: 522,9A @13,2 kV
	CURVA:NORMAL INVERSA
	LEVER: 0,5
	FACTOR TIEMPO: 0,3
UNIDAD 50	MÍNIMO OPERACIÓN: 2772 A @13,2 kV
	RETARDO: 0,05SEG.

2.6.9 PROTECCIÓN SALA ELÉCTRICA N°2- S/E-TT8

Realizado el levantamiento de los ajustes asociados a la protección del interruptor 52C, (K04), ubicado en la sala eléctrica N°2, que supervisa la S/E-TT8, se establece la presencia de un relé REF modelo 541, cuyas características más relevantes se presentan en la Tabla 2.10, incluyendo los ajustes de sobrecorriente de fase y neutro.

Tabla 2.10: Ajustes del relé REF541-52.

ITEM	DESCRIPCIÓN
TIPO RELÉ	REF541
T/C	200/5 A
UNIDAD 51	MÍNIMO OPERACIÓN: 522,9A @13,2 kV
	CURVA:NORMAL INVERSA
	LEVER: 0,5
	FACTOR TIEMPO: 0,3
UNIDAD 50	MÍNIMO OPERACIÓN: 2772 A @13,2 kV
	RETARDO: 0,05SEG.

2.6.10 PROTECCIÓN PRINCIPAL SALA ELÉCTRICA N°3

Realizado el levantamiento de los ajustes asociados a la protección o interruptor principal 52C, ubicado en la sala eléctrica N°3, se establece la presencia de un relé REF modelo 541, cuyas características más relevantes se presentan en la Tabla 2.11, incluyendo los ajustes de sobrecorriente de fase y neutro.

Tabla 2.11: Ajustes del relé SPAJ141C-52.

ITEM	DESCRIPCIÓN
TIPO RELÉ	SPAJ141C
T/C	1250/5 A
UNIDAD 51	MÍNIMO OPERACIÓN: 1250A @13,2 kV
	CURVA:NORMAL INVERSA
	LEVER: 0,2
	FACTOR TIEMPO:
UNIDAD 50	MÍNIMO OPERACIÓN: 3360 A @13,2 kV
	RETARDO: 0,05SEG.

2.6.11 PROTECCIÓN SALA ELÉCTRICA N°3, C035-M1

Realizado el levantamiento de los ajustes asociados a la protección o interruptor 52C, ubicado en la sala eléctrica N°3, motor C035-M1, se establece la presencia de un relé SPAM modelo 150C, cuyas características más relevantes se presentan en la Tabla 2.12, incluyendo los ajustes del relé.

Tabla 2.12: Ajustes del relé SPAM-150C/C035-M1.

ITEM	DESCRIPCIÓN
TIPO RELÉ	SPAM-150C
T/C	400/5 A
FUNCIÓN RELÉ	50,51,51N,49M,48,14,46,37
UNIDAD 51	Is/In: 4,7
	TIEMPO: 10 SEG
UNIDAD 50	IO/IN: 0,8
	TIEMPO: 9 SEG.
UNIDAD 49	In: 3,6
	TIEMPO: 0,04 SEG

2.6.12 PROTECCIÓN SALA ELÉCTRICA N°3, C035-M1

Realizado el levantamiento de los ajustes asociados a la protección o interruptor 52C, ubicado en la sala eléctrica N°3, motor C235-M1, se establece la presencia de un relé SPAM modelo 150C, cuyas características más relevantes se presentan en la Tabla 2.13, incluyendo los ajustes del relé.

Tabla 2.13: Ajustes del relé SPAM-150C/C235-M1.

ITEM	DESCRIPCIÓN
TIPO RELÉ	SPAM-150C
T/C	400/5 A
FUNCION RELÉ	50,51,51N,49M,48,14,46,37
UNIDAD 51	Is/In: 4,75
	TIEMPO: 10 SEG
UNIDAD 50	I0/IN: 0,8
	TIEMPO: 9 SEG.
UNIDAD 49	In: 3,6
	TIEMPO: 0,04 SEG

2.6.13 PROTECCIÓN SALA ELÉCTRICA N°3, E010-M1

Realizado el levantamiento de los ajustes asociados a la protección o interruptor 52C, ubicado en la sala eléctrica N°3, motor E010-M1, se establece la presencia de un relé SPAM modelo 150C, cuyas características más relevantes se presentan en la Tabla 2.14, incluyendo los ajustes del relé.

Tabla 2.14: Ajustes del relé SPAM-150C/E010-M1.

ITEM	DESCRIPCIÓN
TIPO RELÉ	SPAM-150C
T/C	75/5 A
FUNCION RELÉ	50,51,51N,49M,48,14,46,37
UNIDAD 51	Is/In: 3,5
	TIEMPO: 63 SEG
UNIDAD 50	I0/IN: 0,71
	TIEMPO: 49,5 SEG.
UNIDAD 49	In: 6
	TIEMPO: 0,04 SEG

2.6.14 PROTECCIÓN SALA ELÉCTRICA N°3, Z080-M1

Realizado el levantamiento de los ajustes asociados a la protección o interruptor 52C, ubicado en la sala eléctrica N°3, motor Z080-M1, se establece la presencia de un relé SPAM modelo 150C, cuyas características más relevantes se presentan en la Tabla 2.15, incluyendo los ajustes del relé.

Tabla 2.15: Ajustes del relé SPAM-150C/Z080-M1.

ITEM	DESCRIPCIÓN
TIPO RELÉ	SPAM-150C
T/C	75/5 A
FUNCION RELÉ	50,51,51N,49M,48,14,46,37
UNIDAD 51	Is/In: 3,5
	TIEMPO: 78,5 SEG
UNIDAD 50	I0/IN: 0,78
	TIEMPO: 85 SEG.
UNIDAD 49	In: 5,26
	TIEMPO: 0,04 SEG

2.7 DIAGRAMA UNILINEAL DEFINITIVO

En el Anexo N°2, se muestra el diagrama unilineal definitivo del sistema de potencia en estudio. Es así, como se presenta el empalme desde una barra de 13,2 kV, asociados en cascada sus protecciones eléctricas que acometen a la sala eléctrica N°1. Del mismo modo, desde dicha sala eléctrica, nacen los dos sub alimentadores en 13,2 kV que energizan las salas eléctricas 2 y 3. Destacan los diferentes interruptores (52), y los relés asociados a la lógica de coordinación de protecciones.

CAPÍTULO 3

CÁLCULO DE PARÁMETROS Y CORTOCIRCUITO

CAPÍTULO 3: CÁLCULO DE PARÁMETROS Y CORTOCIRCUITO

3.1 FUNDAMENTOS

Para realizar el cálculo de cortocircuito, es necesario modelar el sistema eléctrico en estudio en un diagrama eléctrico, cuya representación gráfica sea sencilla y comprensible. Este modelo eléctrico representa todos los componentes que forman parte del sistema eléctrico de potencia, tales como: transformadores, barras, alimentador principal, sub-alimentadores y cargas. La representación matemática para el estudio es en por unidad.

3.2 CÁLCULO DE PARÁMETROS EN POR UNIDAD

Para realizar el cálculo de parámetros en por unidad del sistema en estudio, se considera asumir una potencia base de 10 MVA y un voltaje base de 13,2 kV. En tal sentido, con referencia al diagrama unilineal del anexo N°1, a continuación se realiza el cálculo en pu de cada componente.

3.2.1 CÁLCULO DE PARÁMETROS DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL

Recopilando los datos del transformador, estos se muestran en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1 Datos del transformador T1.

DESCRIPCIÓN	POTENCIA MVA	TENSIÓN kV (primario)	TENSIÓN kV (secundario)	ZT (%)
TRANSFORMADOR T1	25	66	13,2	5.8%

De la Tabla 3.1, se desprende que la impedancia en base propia del transformador es $j0,058 pu$.

Luego, la relación X/R del transformador es:

$$\left(\frac{X}{R}\right) = 26$$

Luego:

$$R = \sqrt{1 + (X/R)^2}$$

Entonces:

$$R = \frac{Z}{\sqrt{1 + (X/R)^2}} = \frac{0,058}{\sqrt{1 + (26)^2}} = 0,002229 pu$$

Por otro lado:

$$X = R * (X/R) = 0,0022291 * (26) = 0,05795 pu$$

Entonces:

$$Z_T = 0,002229 + j0,05795 \text{ pu}$$

Dado que la potencia base es 10 MVA, al realizar un cambio de base, la impedancia del transformador queda definida por:

$$Z_{TRAFO} = (0,002229 + j0,05795) \times \left[\frac{10 \text{ MVA}}{25 \text{ MVA}} \right] = 0,0008916 + j0,02318 \text{ (pu)}$$

3.2.2 CÁLCULO DE PARÁMETROS DE LÍNEA AÉREA L1

En referencia al cálculo de los alimentadores de la red eléctrica, se inicia el cálculo con el alimentador principal (línea 1), de 13,2 kV. La línea aérea es de aluminio, dos conductores por fase, de 500MCM, según se presenta en la figura 3.0.

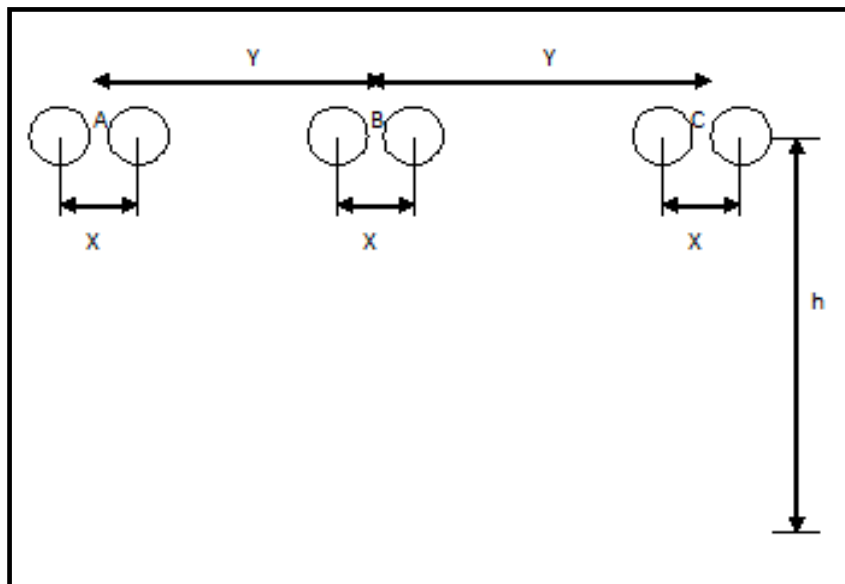


Figura 3.0: Línea aérea alimentador principal.

Con referencia a la figura 3.0, en la Tabla 3.2 se presentan las distancias asociadas a la topología de la línea.

Tabla 3.2 Distancias de la línea aérea 13,2 kV.

DESIGNACIÓN	x	y	h
DISTANCIAS	0,60mt	1,92mt	13mt

Por otro lado, de la información del fabricante, los parámetros más relevantes de L1, se presentan en la Tabla 3.2

Tabla 3.3 Parámetros línea aérea eléctrica 13,2 kV.

DESIGNACIÓN	V Línea	LARGO (L)	R (OHM/KM)	RMG	D.Ext.
LÍNEA 1	13,2 kV	0,40 KM	0,1585	0,0078M	20,6 mm

Al considerar dos conductores por fase, la resistencia en ohm está definida por:

$$RT = r \left(\frac{\Omega}{KM} \right) * \frac{1}{2} * L = 0,1585 * \frac{1}{2} * 0,40KM = 0,0317(\Omega)$$

Luego, el cálculo de diámetro medio geométrico, está definido por la siguiente ecuación:

$$DMG = \sqrt[3]{DMG_{AB} * DMAG_{BC} * DMG_{CA}}$$

Dónde:

$$DMG_{AB} = \sqrt[4]{D_{13} * D_{14} * D_{23} * D_{24}} = \sqrt[4]{1,92 * 2,52 * 1,32 * 1,92} = 1,8713 m$$

$$DMG_{BC} = \sqrt[4]{D_{35} * D_{36} * D_{45} * D_{46}}$$

$$= \sqrt[4]{1,92 * 2,52 * 1,32 * 1,92} = 1,8713 m$$

$$DMG_{CA} = \sqrt[4]{D_{15} * D_{16} * D_{25} * D_{26}} = \sqrt[4]{3,84 * 4,44 * 3,24 * 3,84} = 3,8163 m$$

Luego:

$$DMGT = \sqrt[3]{DMG_{AB} * DMAG_{23} * DMG_{CA}} = \sqrt[3]{(1,8713)^2 * 3,8163} = 2,3731m$$

Por otro lado, el radio medio geométrico equivalente viene dado por:

$$RMG = \sqrt[4]{RMG^2 * d^2} = \sqrt{RMG * d} = \sqrt{0,0078 * 0,6} = 0,0684 Mts.$$

Luego, la reactancia de la línea queda definida por:

$$XL = 2\pi * 50 * 2 * 10^{-4} * Ln \left(\frac{DMG}{RMG} \right) * L$$

$$XL = 2\pi * 50 * 2 * 10^{-4} * Ln \left(\frac{2,3731}{0,068414} \right) * 0,40 = j0,0891(\Omega)$$

Entonces, la impedancia de línea queda definida por la siguiente ecuación:

$$ZL = 0,0317 + j0,0891$$

$$ZL = 0,0945 \angle 70,42^\circ (\Omega)$$

Como la tensión de línea es 13,2 kV, la impedancia base resulta ser 17,424 Ω . Por lo tanto, la impedancia por unidad está dada por:

$$ZL = \frac{0,0317 + j0,0891}{17,424} = 0,0018 + j0,0051(pu) = 0,0054 \angle 70,4^\circ(pu)$$

3.2.3 CÁLCULO DE IMPEDANCIA LÍNEA N°2, SUB ALIMENTADOR N°1

En referencia al cálculo de resistencia del conductor de cobre, sección 500MCM, para sub alimentador L1, su resistencia queda expresada por la siguiente ecuación:

$$R = \frac{\rho * L}{S_{cond.}} (\Omega)$$

$$R = \frac{0,018 * 170mt}{253mm^2} = 0,01209(\Omega)$$

Dado que este alimentador presenta dos conductores por fase, la resistencia total es la mitad del valor de una línea.

$$R = \frac{0,01209(\Omega)}{2} = 0,00604(\Omega)$$

Por otro lado, la reactancia inductiva del conductor de cobre en ductos no metálicos para un cable XAT-133% NA, 15kV, de tabla, resulta ser: 0,126 ohm/km.

Mediante el cálculo de radio medio geométrico (RMG), se obtendrá el valor total de la reactancia para dos conductores en paralelo.

Diámetro externo del conductor (d): 37,4 mm

Radio medio geométrico del conductor: 7,92 mm

Entonces:

K= constante

$$X = k \times \log \frac{d}{RMG_H} \quad 0,126 = k \log \frac{39,54(mm)}{7,92(mm)}$$

$$k = \frac{0,126}{\log \frac{39,54 (mm)}{7,92 (mm)}} = 0,180$$

Luego el radio medio geométrico del conductor, esta expresado por:

RMG_H: Radio medio geométrico de la hebra

D: Distancia entre conductores

Entonces:

$$RMG = \sqrt{RMG_H \cdot D}$$

$$RMG = \sqrt{7,92(mm) \cdot 39,54(mm)} = 17,7(mm)$$

$$X = 0,180 \log \frac{39,54(mm)}{17,7(mm)} = 0,0628 \left(\frac{\Omega}{km} \right)$$

Como el largo del conductor es 170 m, entonces, la reactancia del conductor es:

$$X_L = 0,0628 \left(\frac{\Omega}{km} \right) \times 0,17(km) = 0,01067 (\Omega)$$

Aplicando la ley de la aproximación, resulta ser $X_L = 0,107(\Omega)$

Como la tensión de línea es 13,2 kV, la impedancia base resulta ser 17,424 Ω . Por lo tanto, la impedancia por unidad está dada por:

$$Z_{ALO} = \frac{0,00604 + j0,0107}{17,424} = 0,0003 + j0,0006 (pu) = 0,0006 \angle 63,4^\circ (pu)$$

3.2.4 CÁLCULO DE IMPEDANCIA LÍNEA N°4- S/E-TT5

En referencia al cálculo de resistencia del conductor de cobre, sección 2/0 AWG, queda expresada por la siguiente ecuación:

$$R = \frac{\rho * L}{S_{cond.}} (\Omega)$$

$$R = \frac{0,018 * 25mt}{67,4 mm^2} = 0,0066 (\Omega)$$

Por otro lado, la reactancia inductiva del conductor de cobre en ductos no metálicos para cable XAT-133% NA 15kV, de tabla, resulta ser: 0,154 ohm/km.

Entonces:

$$X_L = j0,000154 \frac{\Omega}{m} \times 25 m = 0,0038 (\Omega)$$

Luego, la impedancia en ohm, es:

$$Z_L = 0,0066 + j0,0038 (\Omega)$$

$$ZL = 0,0077 \angle 29,9^\circ \Omega$$

Como la tensión de línea es 13,2 kV, la impedancia base resulta ser 17,424 (Ω). Por lo tanto, la impedancia por unidad está dada por:

$$ZL = \frac{0,0066 + j0,0038}{17,424} = 0,0003 + j0,0002(pu) = 0.0004 \angle 29.9^\circ(pu)$$

3.2.5 CÁLCULO PARÁMETROS DE LOS MOTORES

Al considerar los datos de placa y parámetros de los motores descritos en la Tabla 3.4, para motores sincrónicos de media tensión, la relación X/R y valores sub transitorios del motor respectivamente, se obtienen mediante la aplicación del software ETAP. Así, la impedancia en base propia viene dada por:

Tabla 3.4 Parámetros eléctricos de motores sincrónicos de M.T.

TABLA MOTORES SINCRONICOS DE MEDIA TENSION				
TAG	C035-M1	C235-M1	E010-M1	Z080-M1
MARCA	ABB	ABB	ABB	ABB
TIPO	AMI710L4LBSV	AMI710L4LBSV	AMI630L8ABAH	AMI630L8ABAH
Nº S	8267 492	8267 492	4584 840	4584 840
P (KW)	6500	6500	1900	1050
TENS. (V)	13400	13400	13200	13200
F (Hz)	50	50	50	50
VEL (rpm)	149	149	745	990
CORR (A)	317	317	102	55
F.P COSf	0,91	0,91	0,85	0,89
CONEXIÓN	Estrella	Estrella	Estrella	Estrella
AISL	F	F	F	F
IP	55	55	55	55
PESO	16600	16600	11910	10530
NORMA	IEC 60034-1	IEC 60034-1	IEC 60034-1	IEC 60034-1
VALORES DE RESISTENCIA Y REACTANCIA DETERMINADOS POR ETAP				
X''d	15,385 %	15,385 %	15,385 %	15,385 %
Xd Ω	0,15385 Ω	0,15385 Ω	0,15385 Ω	0,15385 Ω
X/R	35	35	32,72	27,376
S	7142,9 KVA	7142,9 KVA	2235,3 KVA	1179,8 KVA

Así, para el motor desfibrador N°1- C035-M1, de la tabla 3.5., se desprenden los parámetros en tanto por ciento y en ohm del motor síncrono C035- M1.

$$Rm1 = \frac{0,15385}{35} = 0,00439 (\Omega)$$

$$Zm1 = 0,00439 + j0,15385 (\Omega)$$

Luego, calculando la impedancia en por unidad, resulta:

$$Zm1 (pu) = (0,00439 + j0,15385)x\left(\frac{10x10^3}{7142,9}\right) = 0,00614 + j0,215(pu)$$

Para el motor desfibrador N°2- C235-M1, de la Tabla 3.5., se desprenden los parámetros en tanto por ciento y en ohm del motor síncrono C235-M1.

$$Rm2 = \frac{0,15385}{35} = 0,00439 (\Omega)$$

$$Zm2 = 0,00439 + j0,15385 (\Omega)$$

Luego, calculando la impedancia en por unidad, resulta:

$$Zm2 (pu) = (0,00439 + j0,15385)x\left(\frac{10x10^3}{7142,9}\right) = 0,00614 + j0,215 (pu)$$

Respecto del motor ventilador N°1- E010-M1, de la Tabla 3.5., se desprenden los parámetros en ohm del motor síncrono E010-M1.

$$Rm3 = \frac{0,15385}{32,72} = 0,0047 (\Omega)$$

$$Zm3 = 0,0047 + j0,15385 (\Omega)$$

Luego, calculando la impedancia en por unidad, resulta:

$$Zm3 (pu) = (0,0047 + j0,15385)x\left(\frac{10x10^3}{2235,3}\right) = 0,02103 + j0,68827 (pu)$$

Finalmente del motor ventilador N°2- Z080-M1, de la Tabla 3.5., se desprenden los parámetros en tanto por ciento y en ohm del motor síncrono Z080-M1.

$$Rm4 = \frac{0,15385}{27,376} = 0,005619 (\Omega)$$

$$Zm4 = 0,005619 + j0,15385 (\Omega)$$

Luego, calculando la impedancia en por unidad, resulta:

$$Zm4 (pu) = (0,005619 + j0,15385)x\left(\frac{10x10^3}{1179,8}\right) = 0,04762 + j1,34243 (pu)$$

3.2.6 TABLA RESUMEN PARÁMETROS DE LA RED ELÉCTRICA

Realizado los cálculos de impedancia en por unidad de los diferentes componentes de la red eléctrica en estudio, la Tabla 3.5, muestra el resumen de los parámetros.

Tabla 3.5 Resumen parámetros red eléctrica.

Descripción	Designación	Impedancia
		R +jx (pu)
Línea 1	L1	0,0018+j0,0051
Línea 2	L2	0,0003+j0,0006
Línea 3	L3	0,0002+j0,0003
Línea 4	L4	0,0003+j0,0002
Línea 5	L5	0,0016+j0,0009
Línea 6	L6	0,0018+j0,0010
Línea 7	L7	0,0021+j0,0012
Línea 8	L8	0,0002+j0,0003
Línea 9	L9	0,0002+j0,0003
Línea 10	L10	0,0010+j0,0006
Línea 11	L11	0,0038+j0,0012
Transformador 5	TR-TT5	0,0223+j0,2385
Transformador 6	TR-TT6	0,0223+j0,2385
Transformador 7	TR- TT7	0,0223+j0,2385
Transformador 8	TR-TT8	0,0223+j0,2385
Desfibrador 1	C035-M1	0,0061+j0,2153
Desfibrador 2	C235-M1	0,0061+j0,2153
Ventilador 1	EO10-M1	0,0210+j0,6882
Ventilador 2	Z080-M1	0,0476+j1,3040

Concluido los cálculos de los parámetros en por unidad y resumidos en la Tabla 3.5, se elabora un diagrama de impedancia de la red en estudio, que se muestra en la figura 3.1, aquí se muestran las fallas que se analizaran en el cálculo de cortocircuito y su posterior estudio de coordinación de protecciones.

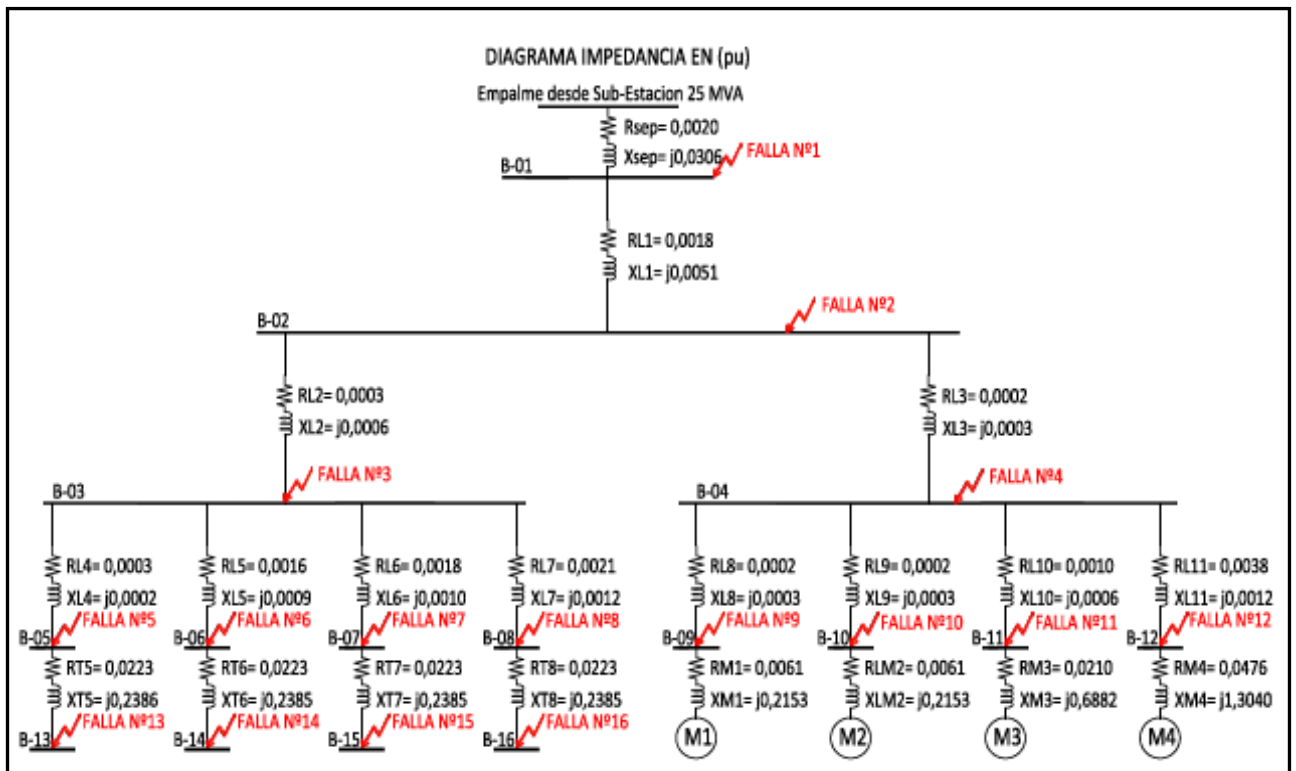


Figura 3.1: Diagrama impedancia en por unidad, en base 10 MVA.

3.3 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO

3.3.1 FUNDAMENTOS

El cálculo de cortocircuito trifásico, permite dimensionar los niveles de corriente de falla de la red, y la expresión aritmética queda definida por la siguiente ecuación:

$$I_f(pu) = \frac{1}{Z_{TH}}$$

De este modo, resulta que el cálculo de las corrientes de cortocircuito, se reduce al calcular el valor de impedancia de secuencia positiva, evaluado en el punto de falla, como Z_{TH} . Dichas magnitudes físicas serán detectadas por los diferentes relés.

3.3.2 CORTOCIRCUITO EN BARRA B-01

El cálculo de cortocircuito para la falla trifásica en la barra B-01, representada en el diagrama de impedancias de la figura 3.1, se reduce a una nueva red eléctrica simplificada, el nuevo valor de impedancia equivalente en por unidad es:

$$Z_{EQ} = 0,00144 + j0,02299(pu) = 0,0230 \angle 86,415^\circ (pu)$$

Luego la corriente de falla en por unidad en la Barra-01, resulta ser:

$$I_F = \frac{1\angle 0^\circ}{Z_{EQ}} = \frac{1\angle 0^\circ}{0,00144 + j0,0229} = 43,412 \text{ L} - 86,415^\circ \text{ (pu)}$$

Luego, al considerar los aportes a la falla, se tiene:

$$I_{FA} = \frac{1\angle 0^\circ}{Z_{E0}} = \frac{1\angle 0^\circ}{0,00204 + j0,03060} = 32,607 \text{ L} - 86,185^\circ \text{ (pu)}$$

$$I_{FB} = \frac{1\angle 0^\circ}{Z_B} = \frac{1\angle 0^\circ}{0,00465 + j0,0925} = 10,797 \text{ L} - 87,122^\circ \text{ (pu)}$$

La barra 1 se emplaza en la zona de 13,2 kV. Por lo tanto, la corriente base resulta ser 437,38 amperes.

Luego, los valores de corriente de falla quedan definidos por la siguiente ecuación:

$$IF_{Real} = ICC^0/1 \times I_{base} = 43,412 \times 437,38 \text{ (A)} = 18,987 \text{ kA}$$

$$IA_{Real} = ICC^0/1 \times I_{base} = 32,607 \times 437,38 \text{ (A)} = 14,261 \text{ kA}$$

$$IB_{Real} = ICC^0/1 \times I_{base} = 10,797 \times 437,38 \text{ (A)} = 4,722 \text{ kA}$$

En referencia a la falla F1, según se muestra en la figura 3.2, a través del software ETAP, se realiza el diagrama y/o cálculo de la red eléctrica analizada. Aquí se identifica la corriente de falla para la barra 1 y los diferentes aportes a la falla.

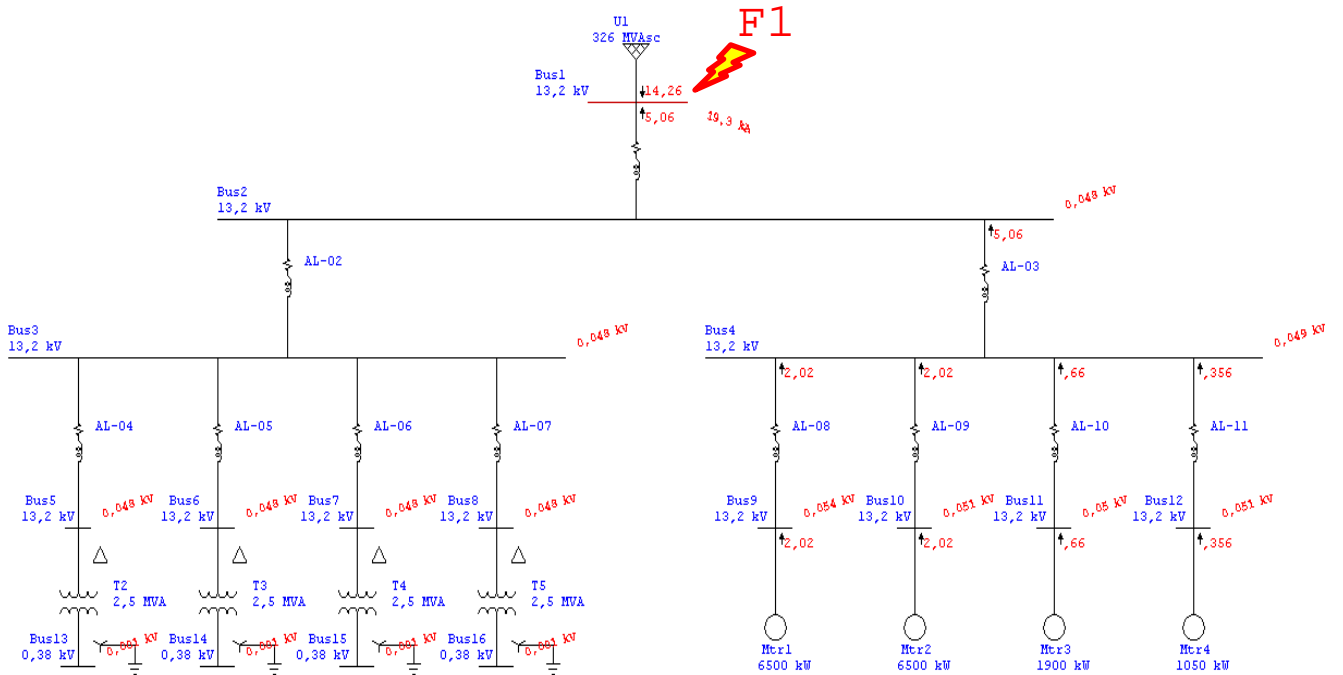


Figura 3.2: Corriente de cortocircuito para falla F1, empleando software ETAP.

Con referencia al diagrama de la figura 3.2, es posible verificar la similitud entre los resultados para ambos métodos de cálculo, tanto para la corriente de falla, como los aportes a dicha falla.

3.3.3 CORTOCIRCUITO EN LA BARRA B-02

El cálculo de cortocircuito para la falla trifásica en la barra B-02, falla 2, representada en el diagrama de impedancias de la figura 3.1., se reduce a una nueva red eléctrica simplificada, el nuevo valor de impedancia equivalente en por unidad es:

$$Z_{EQ} = 0,002188 + j0,025381(pu) = 0,0254 \angle 85,073^\circ (pu)$$

Luego la corriente de falla en por unidad en la Barra-02, resulta ser:

$$I_F = \frac{1\angle 0^\circ}{Z_{EQ}} = \frac{1\angle 0^\circ}{0,002188 + j0,025381} = 39,253 \angle -85,072^\circ (pu)$$

Luego, al considerar los aportes a la falla, se tiene:

$$I_{FA} = \frac{1\angle 0^\circ}{Z_{E0}} = \frac{1\angle 0^\circ}{0,00387 + j0,03571} = 27,84 \angle -83,81^\circ (pu)$$

$$I_{FB} = \frac{1 \angle 0^\circ}{Z_B} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,002839 + j0,08739} = 11,436 \angle - 88,139^\circ \text{ (pu)}$$

La barra 2 se emplaza en la zona de 13,2 kV. Por lo tanto, la corriente base resulta ser 437,38 amperes. Luego, los valores de corriente de falla quedan definidos por la siguiente ecuación:

$$IF_{Real} = ICC \text{ } /_1 \times I_{base} = 39,253 \times 437,38 \text{ (A)} = 17,168 \text{ kA}$$

$$IA_{Real} = ICC \text{ } /_1 \times I_{base} = 27,84 \times 437,38 \text{ (A)} = 12,176 \text{ kA}$$

$$IB_{Real} = ICC \text{ } /_1 \times I_{base} = 11,436 \times 437,38 \text{ (A)} = 5,0 \text{ kA}$$

En referencia a la falla F2, según se muestra en la figura 3.3, a través del software ETAP, se realiza el diagrama y/o cálculo de la red eléctrica analizada. Aquí se identifica la corriente de falla para la barra 2 y los diferentes aportes a la falla.

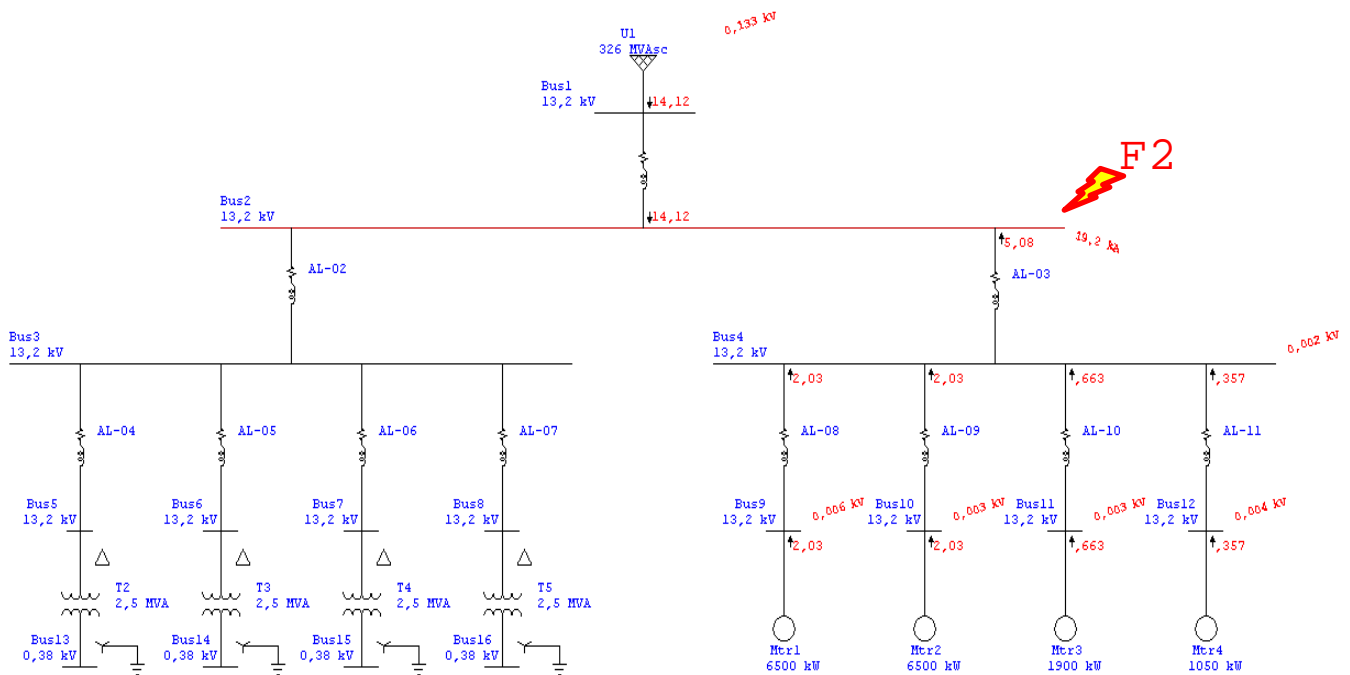


Figura 3.3: Corriente de cortocircuito para falla F2, empleando software ETAP.

Con referencia al diagrama de la figura 3.3, es posible verificar la similitud entre los resultados para ambos métodos de cálculo, tanto para la corriente de falla, como los aportes a dicha falla.

3.3.4 CORTOCIRCUITO EN LA BARRA B-03

El cálculo de cortocircuito para la falla trifásica en la barra B-03, falla 3, representada en el diagrama de impedancias de la figura 3.1., se reduce a una nueva red eléctrica simplificada, el nuevo valor de impedancia equivalente en por unidad es:

$$Z_{EQ} = 0,0040505 + j0,02579(pu) = 0,0261 \angle 81,07^\circ (pu)$$

Luego la corriente de falla en por unidad en la Barra-03, resulta ser:

$$I_F = \frac{1\angle 0^\circ}{Z_{EQ}} = \frac{1\angle 0^\circ}{0,0040505 + j0,02579} = 38,305 \angle -81,07^\circ (pu)$$

Luego, al considerar los aportes a la falla, se tiene:

$$I_{FA} = \frac{1\angle 0^\circ}{Z_{E0}} = \frac{1\angle 0^\circ}{0,0040505 + j0,02579} = 38,305 \angle -81,07^\circ (pu)$$

$$I_{FB} = \frac{1\angle 0^\circ}{Z_B} = \frac{1\angle 0^\circ}{0} = 0 (pu)$$

La barra 3 se emplaza en la zona de 13,2 kV. Por lo tanto, la corriente base resulta ser 437,38 amperes. Luego, los valores de corriente de falla quedan definidos por la siguiente ecuación:

$$IF_{Real} = I_{cc}^0 / 1 \times I_{base} = 38,305 \times 437,38 (A) = 16,753 kA$$

$$IA_{Real} = I_{cc}^0 / 1 \times I_{base} = 38,305 \times 437,38 (A) = 16,753 kA$$

$$IB_{Real} = I_{cc}^0 / 1 \times I_{base} = 0 \times 437,38 (A) = 0 kA$$

En referencia a la falla F3, según se muestra en la figura 3.4, a través del software ETAP, se realiza el diagrama y/o cálculo de la red eléctrica analizada. Aquí se identifica la corriente de falla para la barra 3 y los diferentes aportes a la falla.

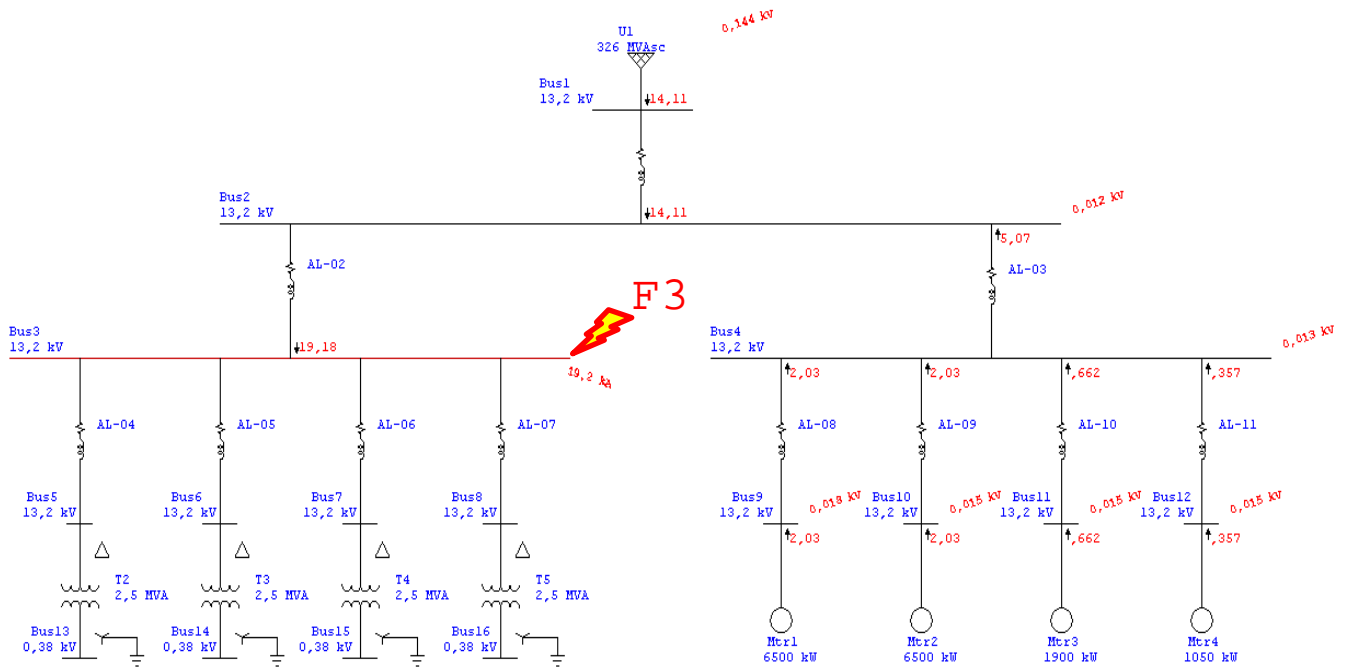


Figura 3.4: Corriente de cortocircuito para falla F3, empleando software ETAP.

Con referencia al diagrama de la figura 3.4, es posible verificar la similitud entre los resultados para ambos métodos de cálculo, tanto para la corriente de falla, como los aportes a dicha falla.

3.3.5 CORTOCIRCUITO EN LA BARRA B-04

El cálculo de cortocircuito para la falla trifásica en la barra B-04, falla 4, representada en el diagrama de impedancias de la figura 3.1., se reduce a una nueva red eléctrica simplificada, el nuevo valor de impedancia equivalente en por unidad es:

$$Z_{EQ} = 0,002251 + j0,025528(pu) = 0,02562 \angle 84,96^\circ (pu)$$

Luego la corriente de falla en por unidad en la Barra-04, resulta ser:

$$I_F = \frac{1\angle 0^\circ}{Z_{EQ}} = \frac{1\angle 0^\circ}{0,002251 + j0,025528} = 39,021 \angle -84,96^\circ (pu)$$

Luego, al considerar los aportes a la falla, se tiene:

$$I_{FA} = \frac{1\angle 0^\circ}{Z_{E0}} = \frac{1\angle 0^\circ}{0,00405 + j0,030605} = 27,57 \angle -83,590^\circ (pu)$$

$$I_{FB} = \frac{1\angle 0^\circ}{Z_B} = \frac{1\angle 0^\circ}{0,00264 + j0,08705} = 11,48 \angle -88,26^\circ (pu)$$

La barra 4 se emplaza en la zona de 13,2 kV. Por lo tanto, la corriente base resulta ser 437,38 amperes. Luego, los valores de corriente de falla quedan definidos por la siguiente ecuación:

$$IF_{Real} = ICC /_1 \times I_{base} = 39,021 \times 437,38 (A) = 17,06 kA$$

$$IA_{Real} = ICC /_1 \times I_{base} = 27,57 \times 437,38 (A) = 12,05 kA$$

$$IB_{Real} = ICC /_1 \times I_{base} = 11,48 \times 437,38 (A) = 5,02 kA$$

En referencia a la falla F4, según se muestra en la figura 3.5, a través del software ETAP, se realiza el diagrama y/o cálculo de la red eléctrica analizada. Aquí se identifica la corriente de falla para la barra 4 y los diferentes aportes a la falla.

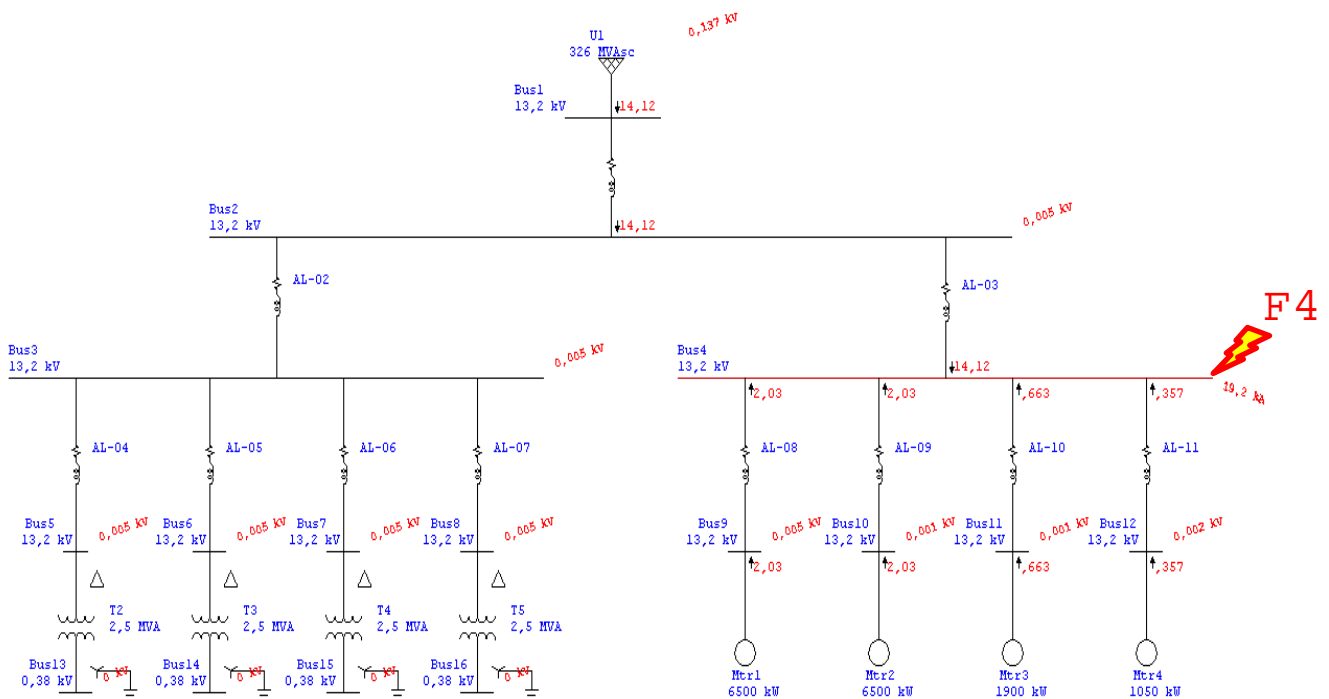


Figura 3.5: Corriente de cortocircuito para falla F4, empleando software ETAP.

Con referencia al diagrama de la figura 3.5, es posible verificar la similitud entre los resultados para ambos métodos de cálculo, tanto para la corriente de falla, como los aportes a dicha falla.

3.3.6 CORTOCIRCUITO EN LA BARRA B-05

El cálculo de cortocircuito para la falla trifásica en la barra B-05, falla 5, representada en el diagrama de impedancias de la figura 3.1., se reduce a una nueva red eléctrica simplificada, el nuevo valor de impedancia equivalente en por unidad es:

$$Z_{EQ} = 0,0029028 + j0,026205(pu) = 0,02636 \angle 83,67^\circ (pu)$$

Luego la corriente de falla en por unidad en la Barra-05, resulta ser:

$$I_F = \frac{1\angle 0^\circ}{Z_{EQ}} = \frac{1\angle 0^\circ}{0,0029028 + j0,026205} = 37,93 \angle -83,678^\circ (pu)$$

Luego, al considerar los aportes a la falla, se tiene:

$$I_{FA} = \frac{1\angle 0^\circ}{Z_{E0}} = \frac{1\angle 0^\circ}{0,0029028 + j0,026205} = 37,93 \angle -83,678^\circ (pu)$$

$$I_{FB} = \frac{1\angle 0^\circ}{Z_B} = \frac{1\angle 0^\circ}{0} = 0 (pu)$$

La barra 5 se emplaza en la zona de 13,2 kV. Por lo tanto, la corriente base resulta ser 437,38 amperes. Luego, los valores de corriente de falla quedan definidos por la siguiente ecuación:

$$I_{F_{Real}} = I_{cc} / 1 \times I_{base} = 37,93 \times 437,38 (A) = 16,589 kA$$

$$I_{A_{Real}} = I_{cc} / 1 \times I_{base} = 37,93 \times 437,38 (A) = 16,589 kA$$

$$I_{B_{Real}} = I_{cc} / 1 \times I_{base} = 0 \times 437,38 (A) = 0 kA$$

En referencia a la falla F5, según se muestra en la figura 3.6, a través del software ETAP, se realiza el diagrama y/o cálculo de la red eléctrica analizada. Aquí se identifica la corriente de falla para la barra 5 y los diferentes aportes a la falla.

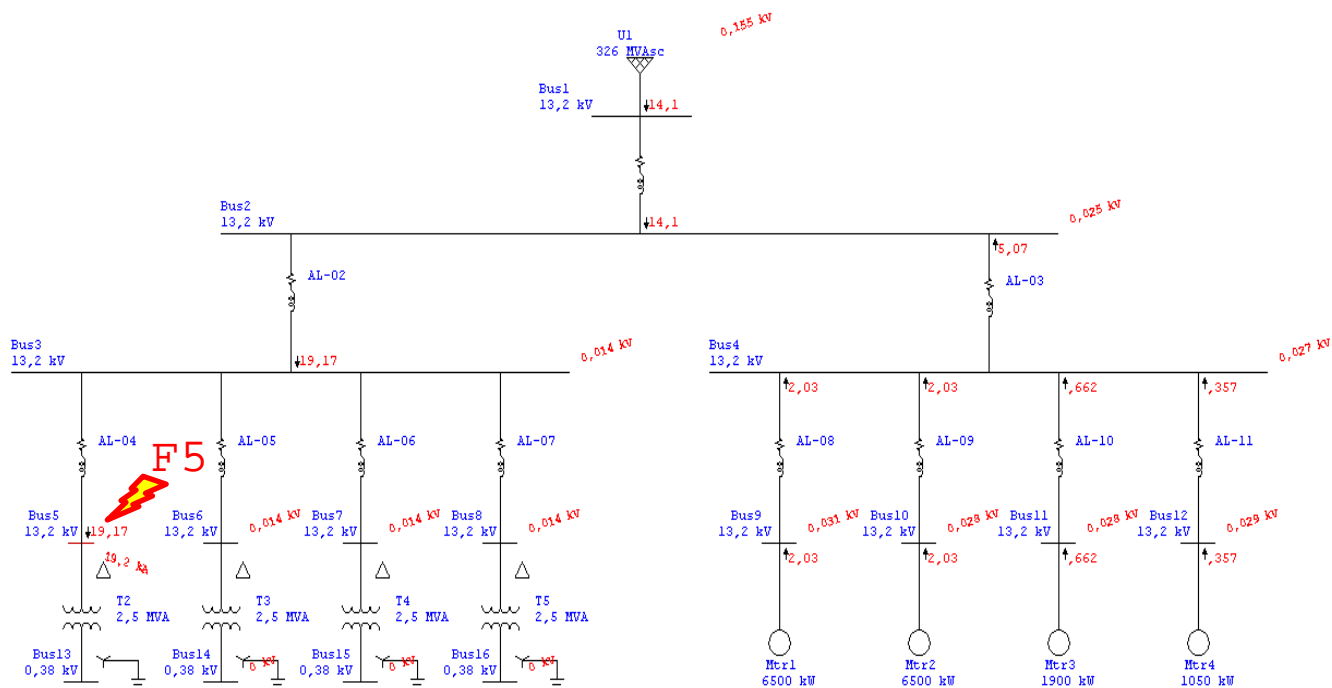


Figura 3.6: Corriente de cortocircuito para falla F5, empleando software ETAP.

Con referencia al diagrama de la figura 3.6, es posible verificar la similitud entre los resultados para ambos métodos de cálculo, tanto para la corriente de falla, como los aportes a dicha falla.

3.3.7 RESUMEN DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Realizado el cálculo de cortocircuito para las fallas en la barra B1, barra B2, barra B3, barra B4 y barra B5, se aplica un procedimiento similar a las otras barras. Así es, que en la tabla 3.7, se aprecia un cuadro comparativo de las magnitudes de cortocircuito.

Tabla 3.6: Datos comparativos de corriente de cortocircuito trifásico según etap y cálculo manual

BARRA	TENSION (KV)	Icc 3/0 (KA) ETAP	Icc 3/0 (KA) CALCULO MANUAL
BARRA 1	13,2	19,3	18,987
BARRA 2	13,2	19,2	17,168
BARRA 3	13,2	19,2	16,753
BARRA 4	13,2	19,2	17,06
BARRA 5	13,2	19,2	16,589
BARRA 6	13,2	19,1	16,02
BARRA 7	13,2	19,1	15,96
BARRA 8	13,2	19,1	15,789
BARRA 9	13,2	19,1	16,873
BARRA 10	13,2	19,2	16,873
BARRA 11	13,2	19,2	16,62
BARRA 12	13,2	19,1	15,97
BARRA 13	0,38	57,8	57,38
BARRA 14	0,38	57,8	57,38
BARRA 15	0,38	57,8	57,38
BARRA 16	0,38	57,8	57,38

En referencia a la Tabla 3.6, se verifica que los cálculos manuales son similares con los datos entregados por el software ETAP.

En ETAP, el cálculo de cortocircuito se realiza a 30 ciclos.

CAPÍTULO 4

ESTUDIO COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

CAPÍTULO 4: ESTUDIO COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

4.1 FUNDAMENTOS

A continuación, se realiza el análisis de coordinación de las protecciones para falla trifásica, a través, del software ETAP. Para cada caso se presenta el diagrama unilineal, secuencia y tiempo de operación y carta de coordinación asociada. Cabe mencionar, que los ajustes de los relés, corresponden a valores tomados en terreno, y que fueron presentados en el Capítulo 2.

4.2 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN LAS BARRAS

4.2.1 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN BARRA 2

En referencia al diagrama unilineal de la figura 4.0, se puede observar la operación de la protección CB1 y sus corrientes de fallas asociadas, con respecto a la falla en la Barra 2.

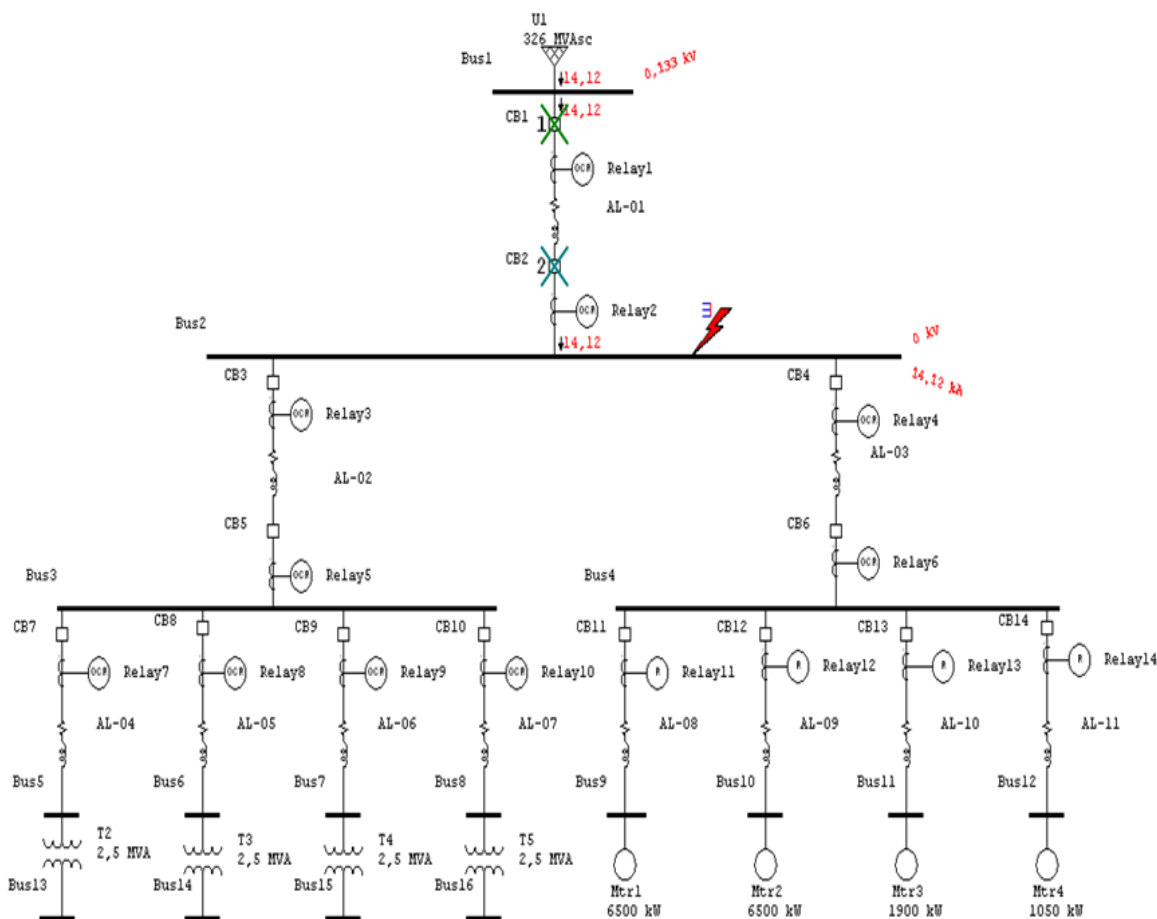


Figura 4.0: Falla trifásica en Barra 2.

En relación a la información de la Tabla 4.1, para la falla trifásica en la Barra 2, el relé R1 detecta la corriente de falla, dando la señal de apertura instantánea del interruptor CB1, eliminando el aporte de la red eléctrica a la falla.

Tabla 4.1: Secuencia y tiempo de operación de las protecciones.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus2					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 12-11-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,4	Relay1	14,123	0,4		Phase - OC2 - 50
100	CB1		100		Tripped by Relay1 Phase - OC2 - 50
103	Relay2	14,123	103		Phase - OC1 - 51
203	CB2		100		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51

Por otro lado, en la figura 4.1, se presenta la carta de coordinación, estableciendo la operación y secuencia de las protecciones para esta condición de falla, desenergizando todo el sistema eléctrico.

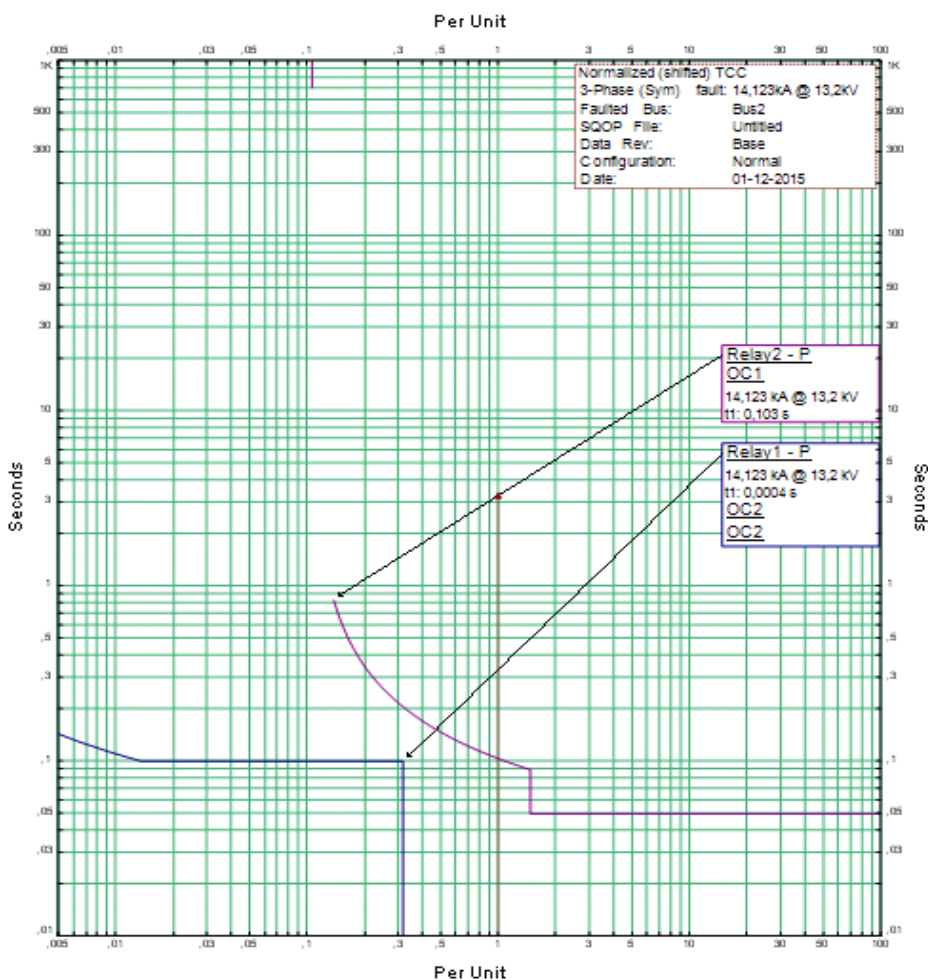


Figura 4.1: Carta coordinación para falla trifásica F2.

4.2.2 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN BARRA 3

En referencia al diagrama unilineal de la figura 4.2, se puede observar la operación de la protección CB1 y sus corrientes de fallas asociadas, con respecto a la falla en la Barra 3.

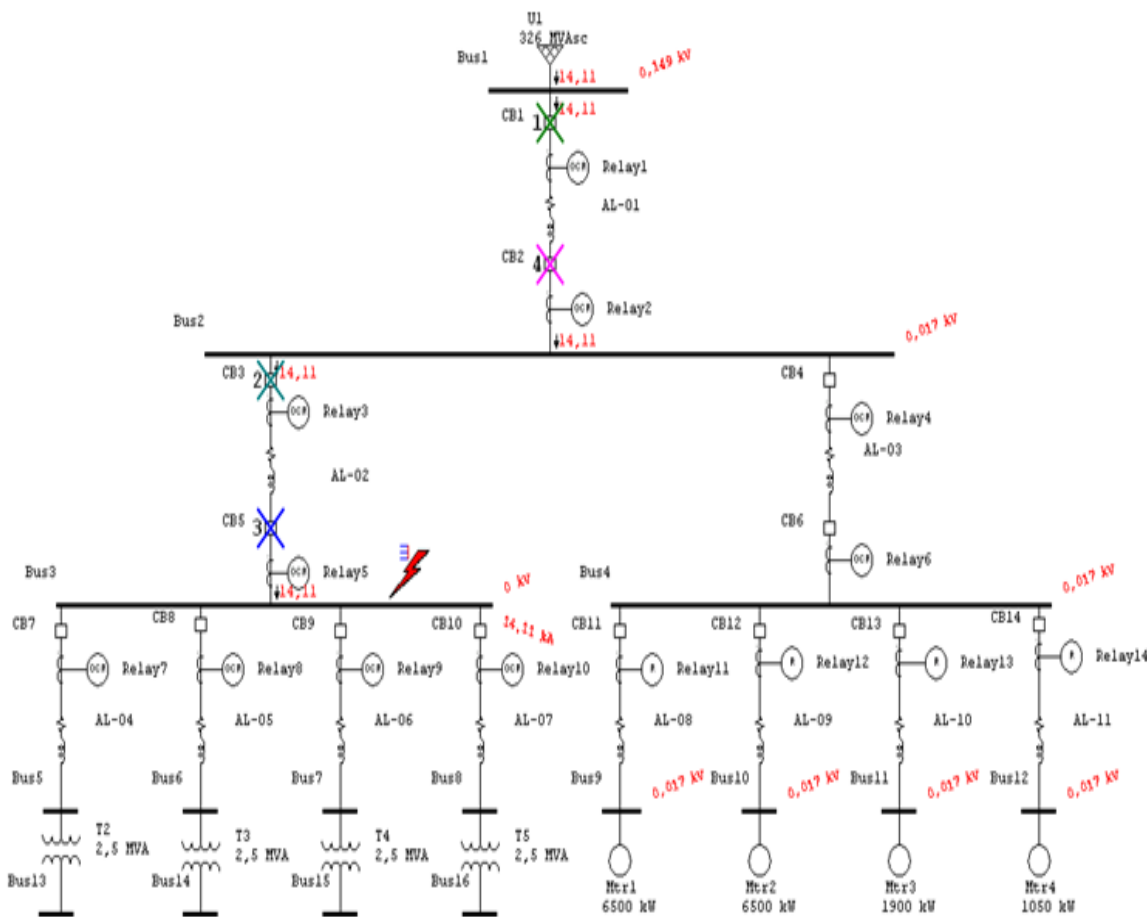


Figura 4.2: Falla trifásica en Barra 3.

En relación a la información de la Tabla 4.2, para la falla trifásica en la Barra 3, el relé R1 detecta la corriente de falla, dando la señal de apertura instantánea del interruptor CB1, eliminando el aporte de la red eléctrica a la falla.

Tabla 4.2: Secuencia y tiempo de operación de las protecciones.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus3					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 12-11-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,4	Relay1	14,107	0,4		Phase - OC2 - 50
50,0	Relay3	14,107	50,0		Phase - OC4 - 50
50,0	Relay5	14,107	50,0		Phase - OC6 - 50
100	CB1		100		Tripped by Relay1 Phase - OC2 - 50
103	Relay2	14,107	103		Phase - OC1 - 51
150	CB3		100		Tripped by Relay3 Phase - OC4 - 50
150	CB5		100		Tripped by Relay5 Phase - OC6 - 50
203	CB2		100		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51

Por otro lado, en la figura 4.3, se presenta la carta de coordinación, estableciendo la operación y secuencia de las protecciones para esta condición de falla, desenergizando todo el sistema eléctrico.

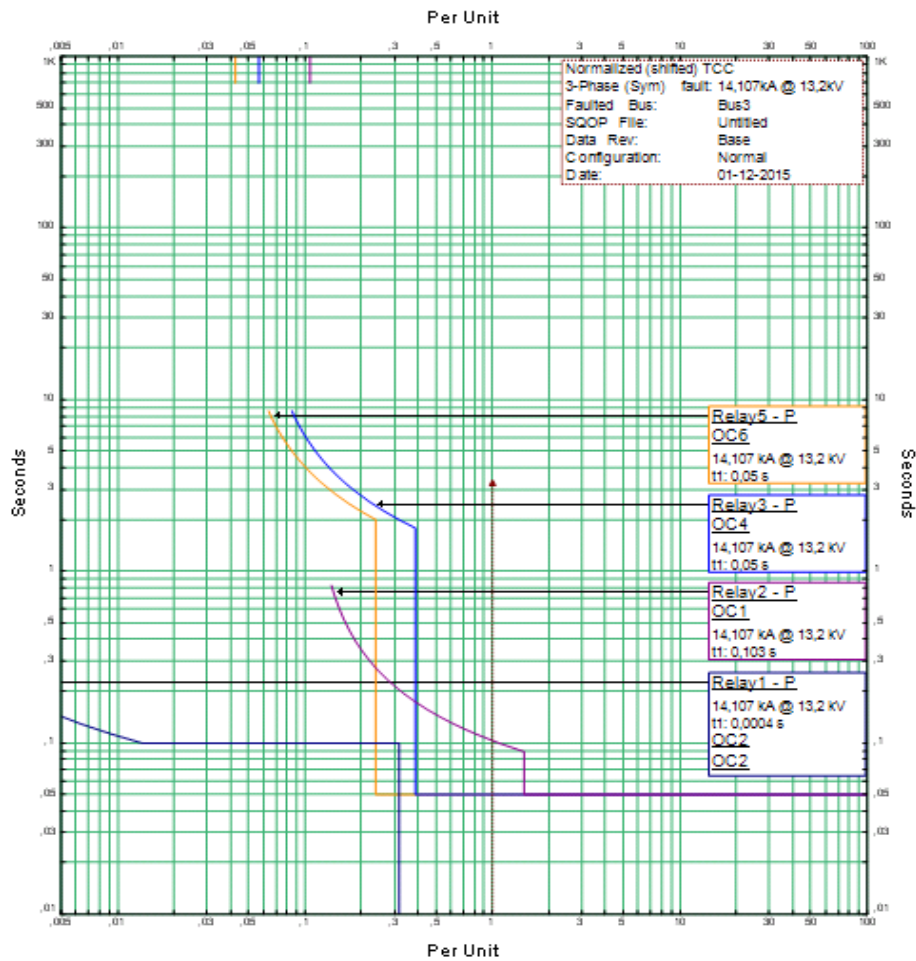


Figura 4.3: Carta coordinación para falla trifásica F3.

4.2.3 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN BARRA 4

En referencia al diagrama unilineal de la figura 4.4, se puede observar la operación de la protección CB1 y sus corrientes de fallas asociadas, con respecto a la falla en la Barra 4.

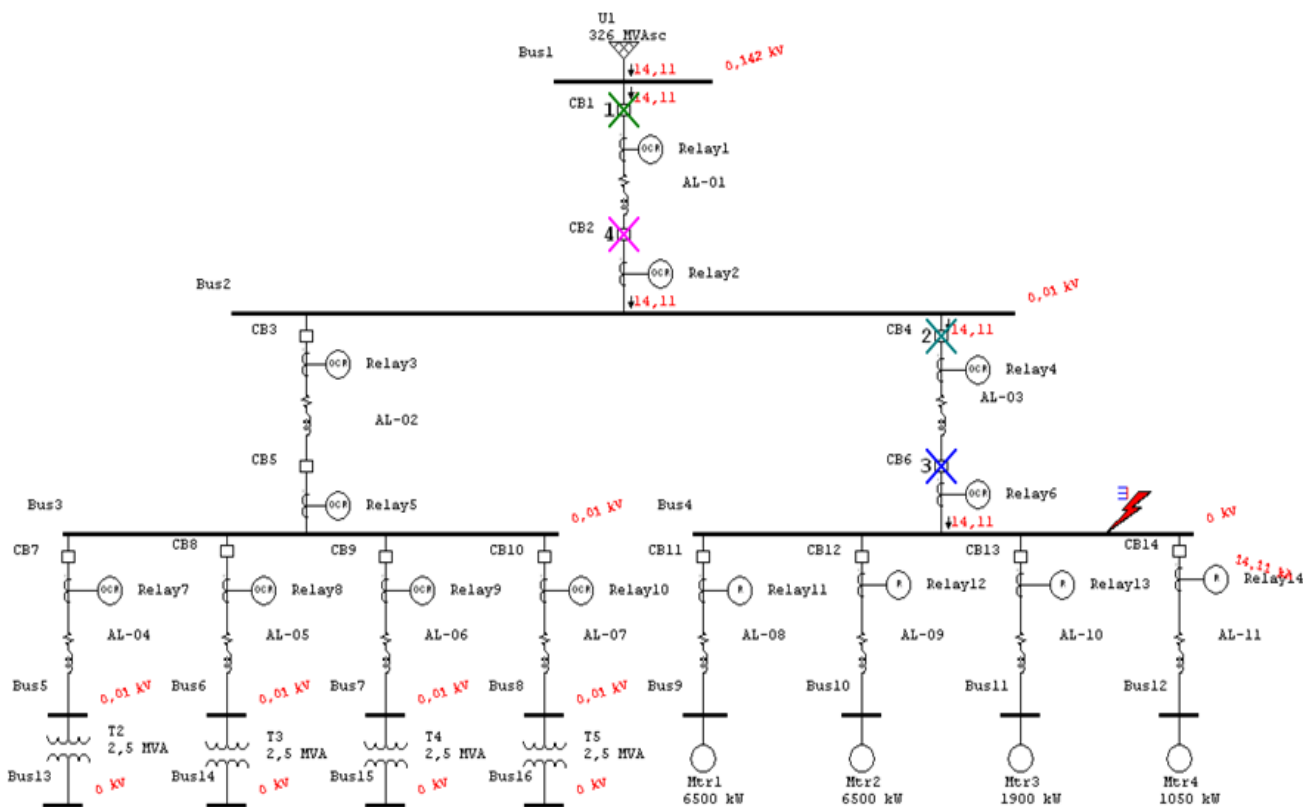


Figura 4.4: Falla trifásica en Barra 4.

En relación a la información de la Tabla 4.3, para la falla trifásica en la Barra 4, el relé R1 detecta la corriente de falla, dando la señal de apertura instantánea del interruptor CB1, eliminando el aporte de la red eléctrica a la falla.

Tabla 4.3: secuencia y tiempo de operación de las protecciones.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus4					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 13-11-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,4	Relay1	14,114	0,4		Phase - OC2 - 50
50,0	Relay4	14,114	50,0		Phase - OC1 - 50
50,0	Relay6	14,114	50,0		Phase - OC2 - 50
100	CB1		100		Tripped by Relay1 Phase - OC2 - 50
103	Relay2	14,114	103		Phase - OC1 - 51
150	CB4		100		Tripped by Relay4 Phase - OC1 - 50
150	CB6		100		Tripped by Relay6 Phase - OC2 - 50

Por otro lado, en la figura 4.5, se presenta la carta de coordinación, estableciendo la operación y secuencia de las protecciones para esta condición de falla, desenergizando todo el sistema eléctrico.

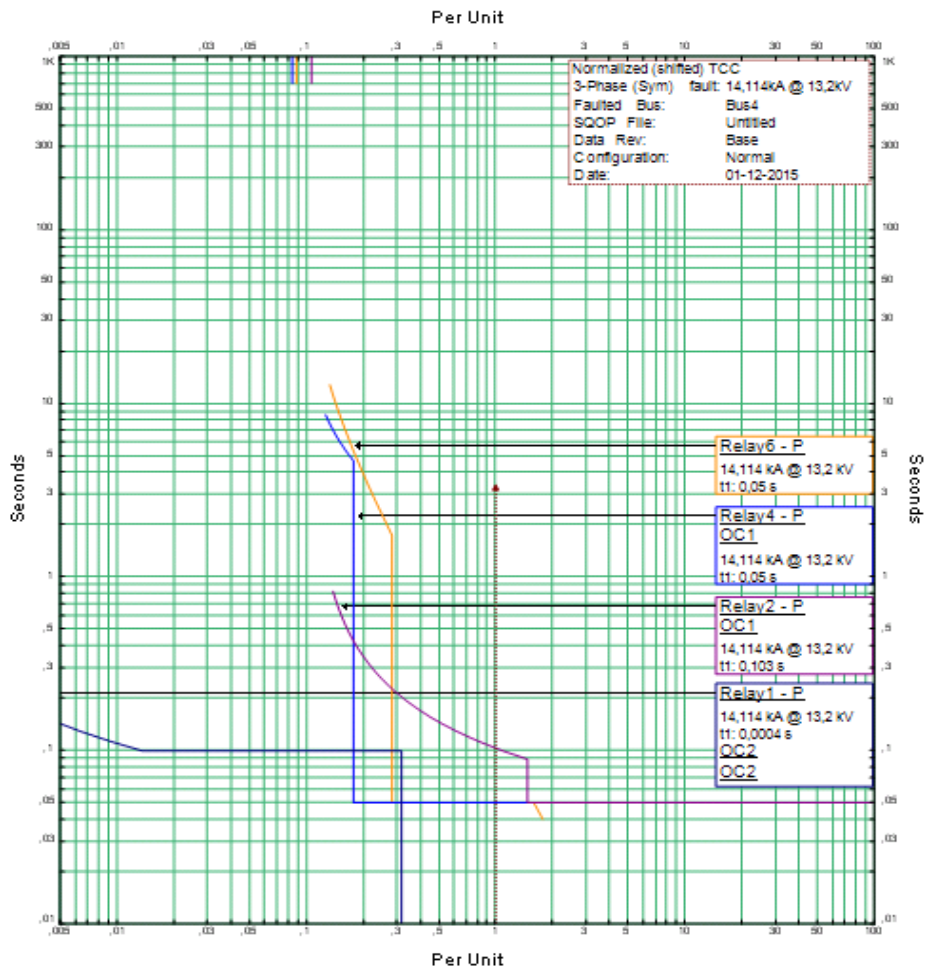


Figura 4.5: Carta coordinación para falla trifásica F4.

4.2.4 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN BARRA 5

En referencia al diagrama unilineal de la figura 4.6, se puede observar la operación de la protección CB1 y sus corrientes de fallas asociadas, con respecto a la falla en la Barra 5.

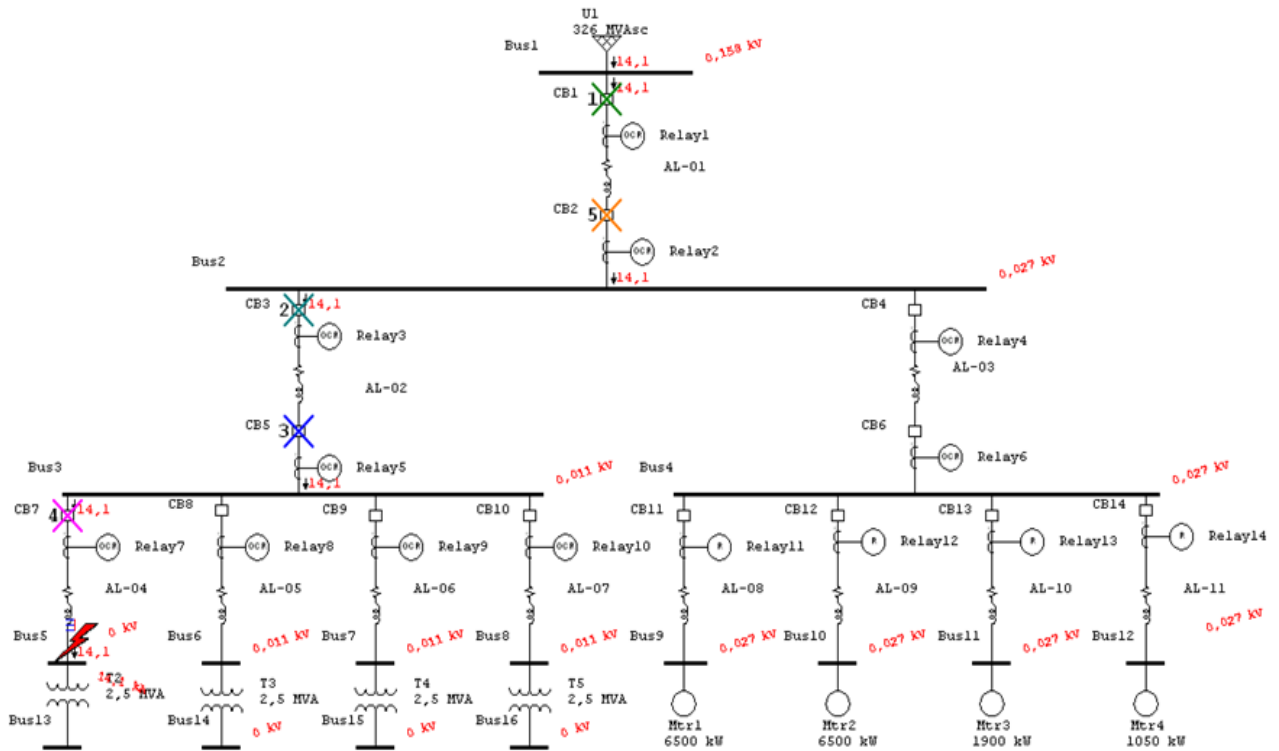


Figura 4.6: Falla trifásica en Barra 5.

En relación a la información de la Tabla 4.4, para la falla trifásica en la Barra 5, el relé R1 detecta la corriente de falla, dando la señal de apertura instantánea del interruptor CB1, eliminando el aporte de la red eléctrica a la falla.

Tabla 4.4: Secuencia y tiempo de operación de las protecciones.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus5					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 13-11-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,4	Relay1	14,1	0,4		Phase - OC2 - 50
50,0	Relay3	14,1	50,0		Phase - OC4 - 50
50,0	Relay5	14,1	50,0		Phase - OC6 - 50
50,0	Relay7	14,1	50,0		Phase - OC8 - 50
100	CB1		100		Tripped by Relay1 Phase - OC2 - 50
103	Relay2	14,1	103		Phase - OC1 - 51
150	CB3		100		Tripped by Relay3 Phase - OC4 - 50
150	CB5		100		Tripped by Relay5 Phase - OC6 - 50
150	CB7		100		Tripped by Relay7 Phase - OC8 - 50

Por otro lado, en la figura 4.7, se presenta la carta de coordinación, estableciendo la operación y secuencia de las protecciones para esta condición de falla, desenergizando todo el sistema eléctrico.

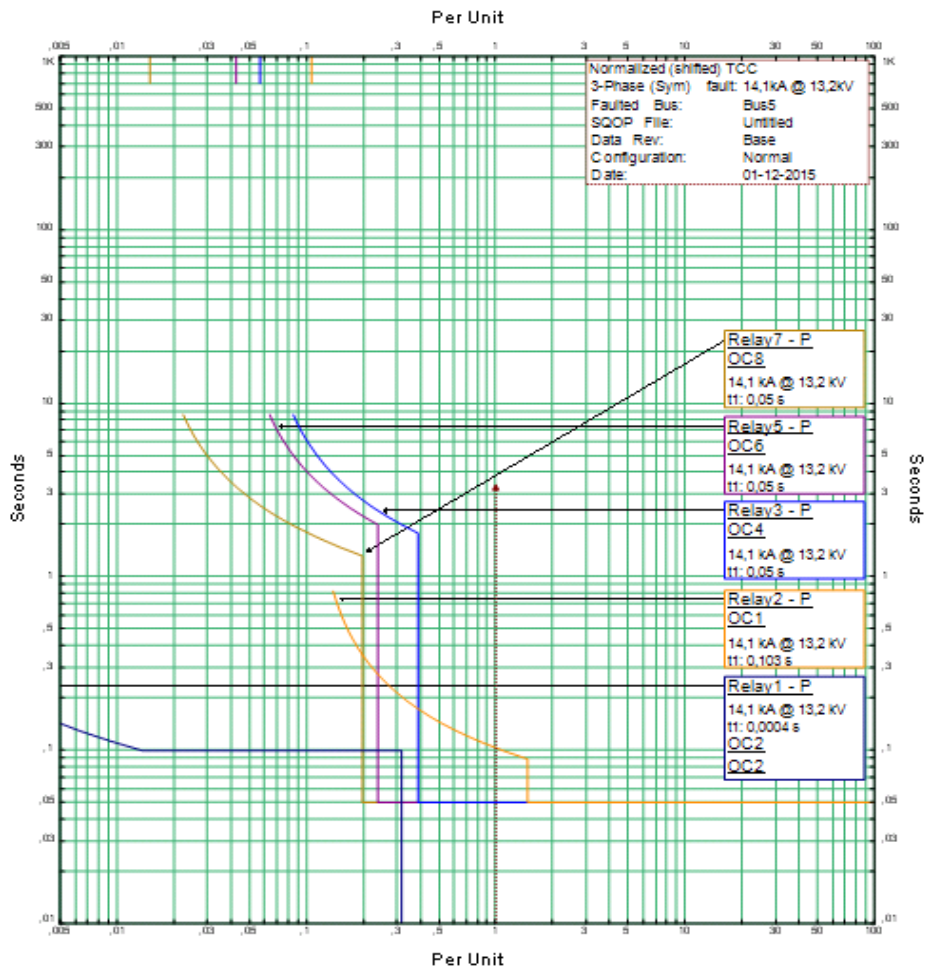


Figura 4.7: Carta coordinación para falla trifásica F5.

4.2.5 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN BARRA 6

En referencia al diagrama unilineal de la figura 4.8, se puede observar la operación de la protección CB1 y sus corrientes de fallas asociadas, con respecto a la falla en la Barra 6.

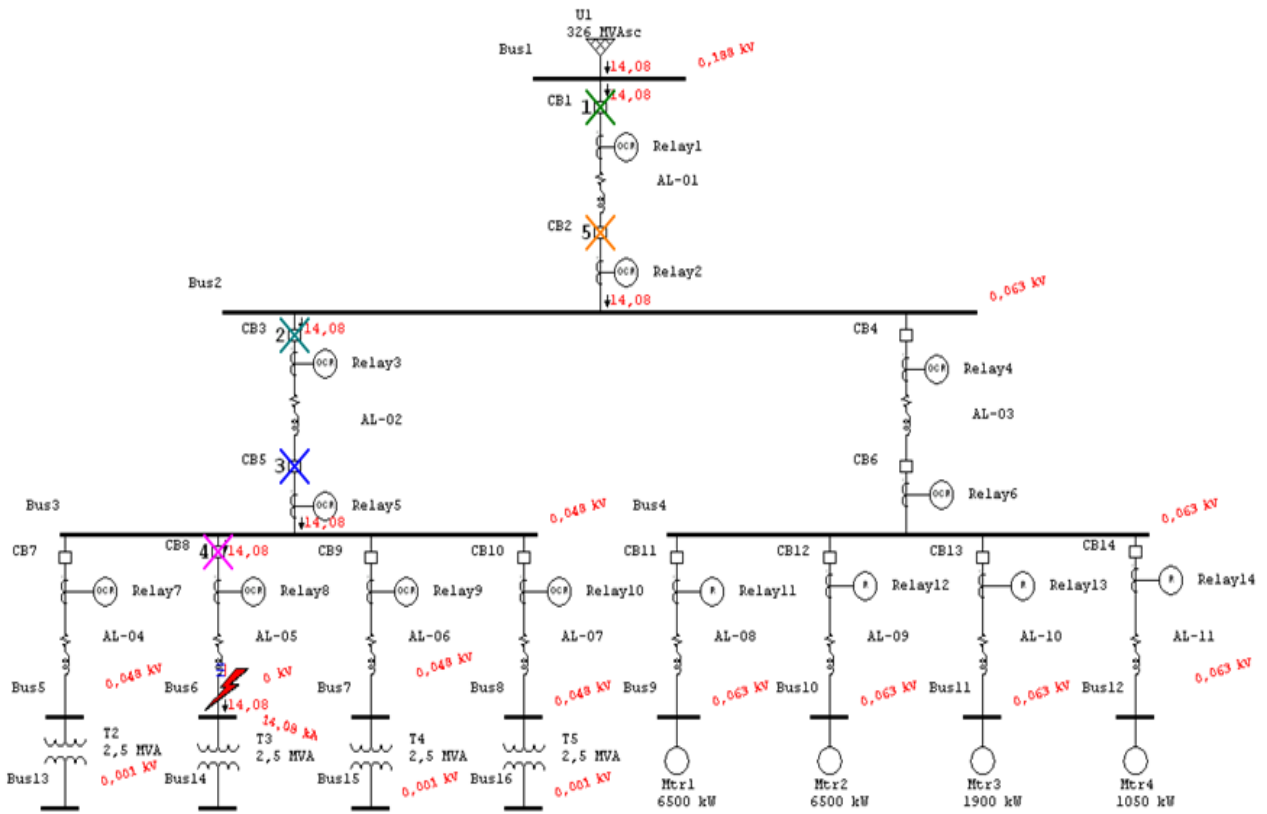


Figura 4.8: Falla trifásica en Barra 6.

En relación a la información de la Tabla 4.5, para la falla trifásica en la Barra 6, el relé R1 detecta la corriente de falla, dando la señal de apertura instantánea del interruptor CB1, eliminando el aporte de la red eléctrica a la falla.

Tabla 4.5: Secuencia y tiempo de operación de las protecciones.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus6					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 14-11-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,4	Relay1	14,078	0,4		Phase - OC2 - 50
50,0	Relay3	14,078	50,0		Phase - OC4 - 50
50,0	Relay5	14,078	50,0		Phase - OC6 - 50
50,0	Relay8	14,078	50,0		Phase - OC8 - 50
100	CB1		100		Tripped by Relay1 Phase - OC2 - 50
103	Relay2	14,078	103		Phase - OC1 - 51
150	CB3		100		Tripped by Relay3 Phase - OC4 - 50
150	CB5		100		Tripped by Relay5 Phase - OC6 - 50
150	CB8		100		Tripped by Relay8 Phase - OC8 - 50
203	CB2		100		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51

Por otro lado, en la figura 4.9, se presenta la carta de coordinación, estableciendo la operación y secuencia de las protecciones para esta condición de falla, desenergizando todo el sistema eléctrico.

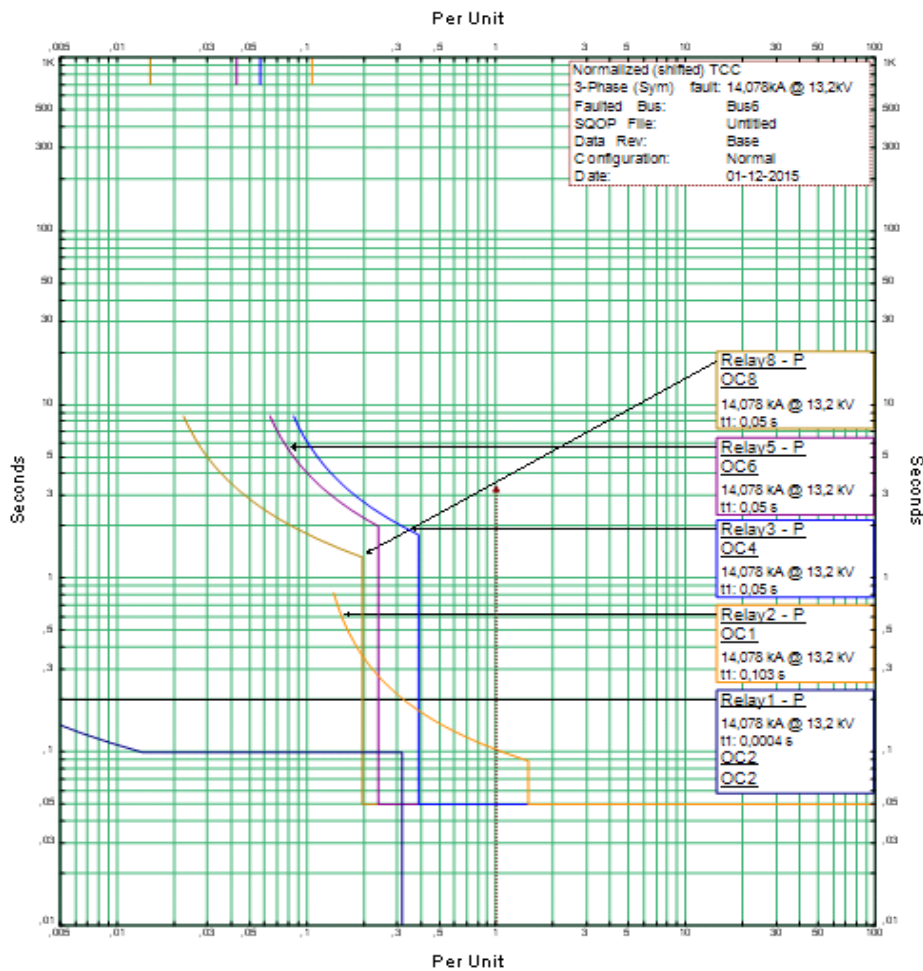


Figura 4.9: Carta coordinación para falla trifásica F6.

4.2.6 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN BARRA 7

En referencia al diagrama unilíneal de la figura 4.10, se puede observar la operación de la protección CB1 y sus corrientes de fallas asociadas, con respecto a la falla en la Barra 7.

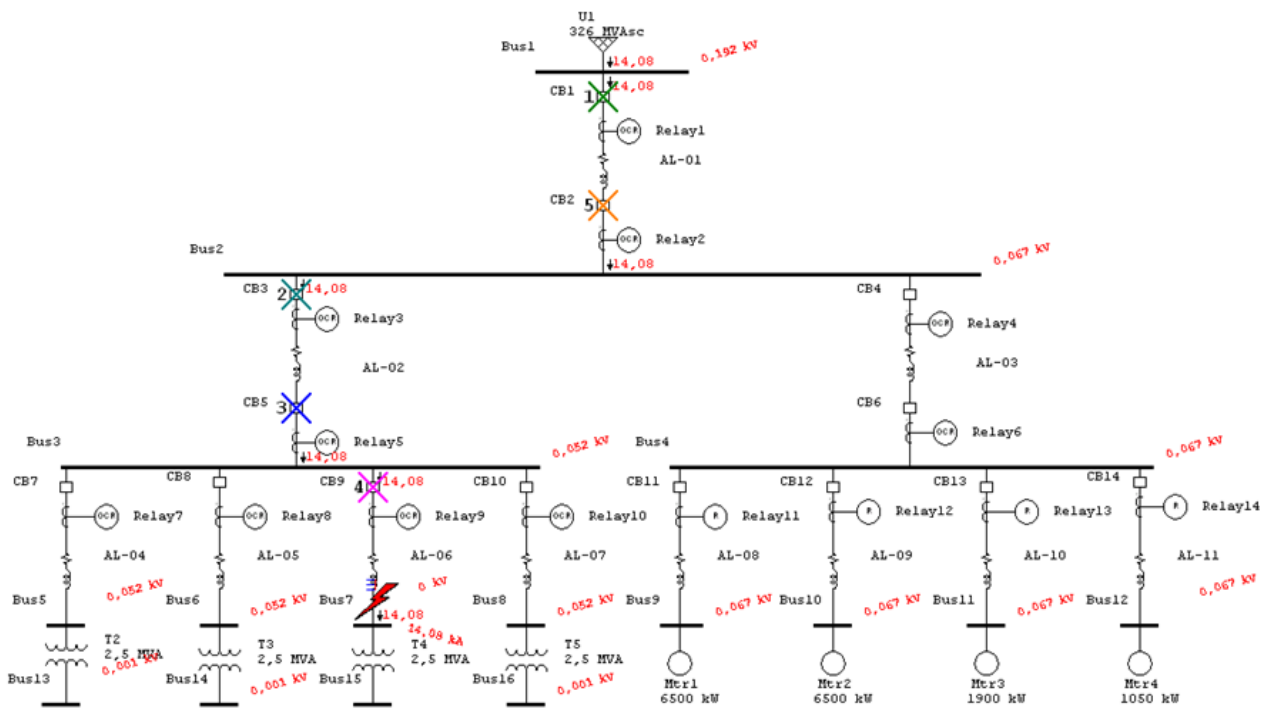


Figura 4.10: Falla trifásica en Barra 7.

En relación a la información de la Tabla 3.13, para la falla trifásica en la Barra 7, el relé R1 detecta la corriente de falla, dando la señal de apertura instantánea del interruptor CB1, eliminando el aporte de la red eléctrica a la falla.

Tabla 4.6: Secuencia y tiempo de operación de las protecciones.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus7					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 14-11-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,4	Relay1	14,076	0,4		Phase - OC2 - 50
50,0	Relay3	14,076	50,0		Phase - OC4 - 50
50,0	Relay5	14,076	50,0		Phase - OC6 - 50
50,0	Relay9	14,076	50,0		Phase - OC10 - 50
100	CB1		100		Tripped by Relay1 Phase - OC2 - 50
103	Relay2	14,076	103		Phase - OC1 - 51
150	CB3		100		Tripped by Relay3 Phase - OC4 - 50
150	CB5		100		Tripped by Relay5 Phase - OC6 - 50
150	CB9		100		Tripped by Relay9 Phase - OC10 - 50
203	CB2		100		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51

Por otro lado, en la figura 4.11, se presenta la carta de coordinación, estableciendo la operación y secuencia de las protecciones para esta condición de falla, desenergizando todo el sistema eléctrico.

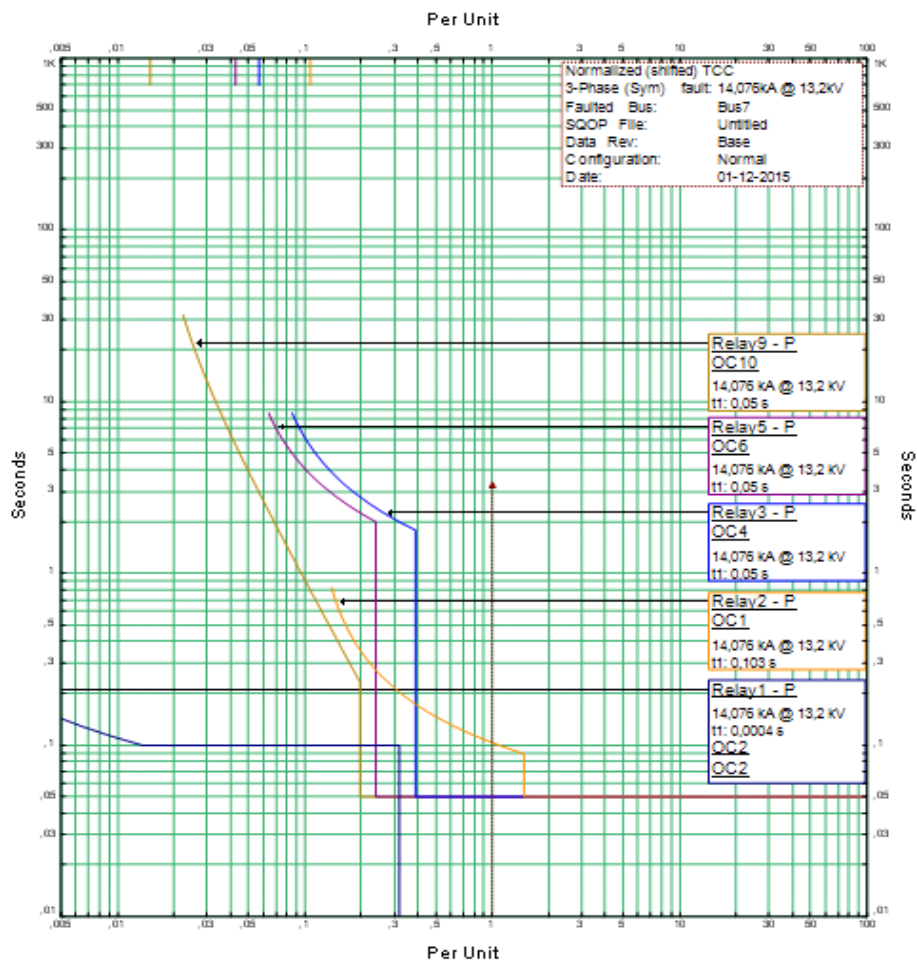


Figura 4.11: Carta coordinación para falla trifásica F7.

4.2.7 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN BARRA 8

En referencia al diagrama unilineal de la figura 4.12, se puede observar la operación de la protección CB1 y sus corrientes de fallas asociadas, con respecto a la falla en la Barra 8.

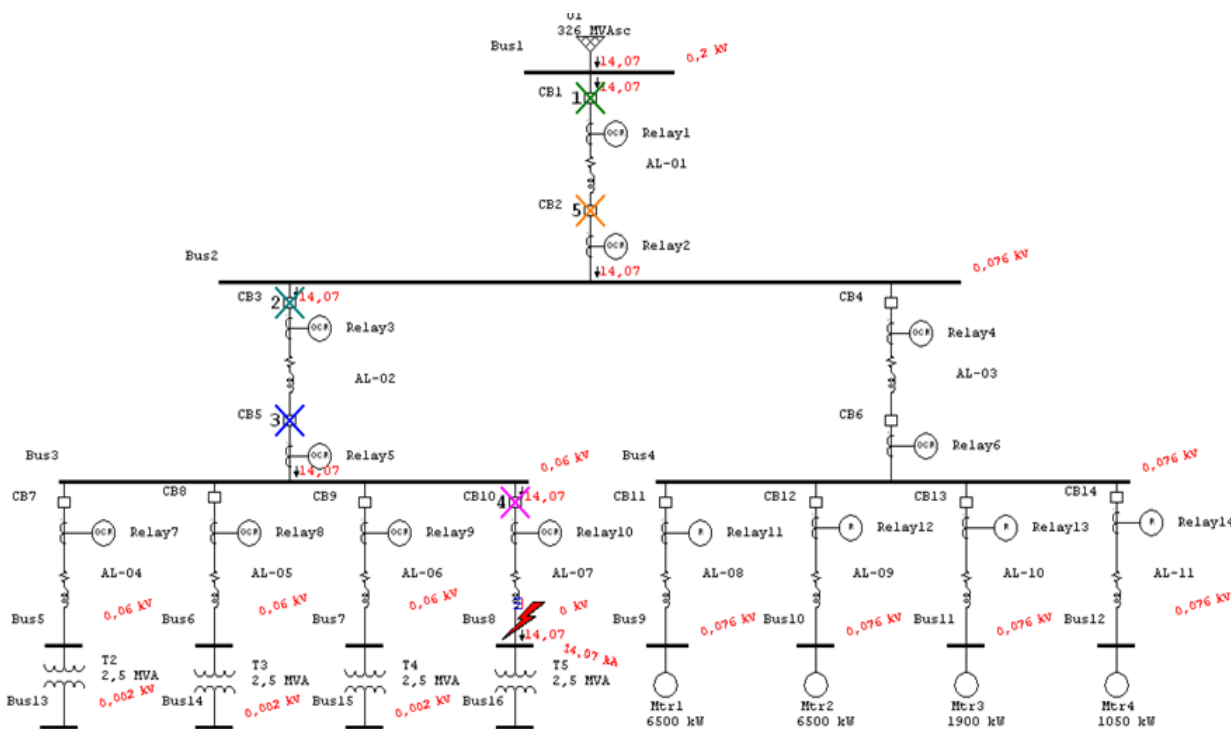


Figura 4.12: Falla trifásica en Barra 8.

En relación a la información de la Tabla 4.7, para la falla trifásica en la Barra 8, el relé R1 detecta la corriente de falla, dando la señal de apertura instantánea del interruptor CB1, eliminando el aporte de la red eléctrica a la falla.

Tabla 4.7: Secuencia y tiempo de operación de las protecciones.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus8					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 14-11-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,4	Relay1	14,071	0,4		Phase - OC2 - 50
50,0	Relay3	14,071	50,0		Phase - OC4 - 50
50,0	Relay5	14,071	50,0		Phase - OC6 - 50
50,0	Relay10	14,071	50,0		Phase - OC11 - 50
100	CB1		100		Tripped by Relay1 Phase - OC2 - 50
103	Relay2	14,071	103		Phase - OC1 - 51
150	CB3		100		Tripped by Relay3 Phase - OC4 - 50
150	CB5		100		Tripped by Relay5 Phase - OC6 - 50
150	CB10		100		Tripped by Relay10 Phase - OC11 - 50
203	CB2		100		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51

Por otro lado, en la figura 4.13, se presenta la carta de coordinación, estableciendo la operación y secuencia de las protecciones para esta condición de falla, desenergizando todo el sistema eléctrico.

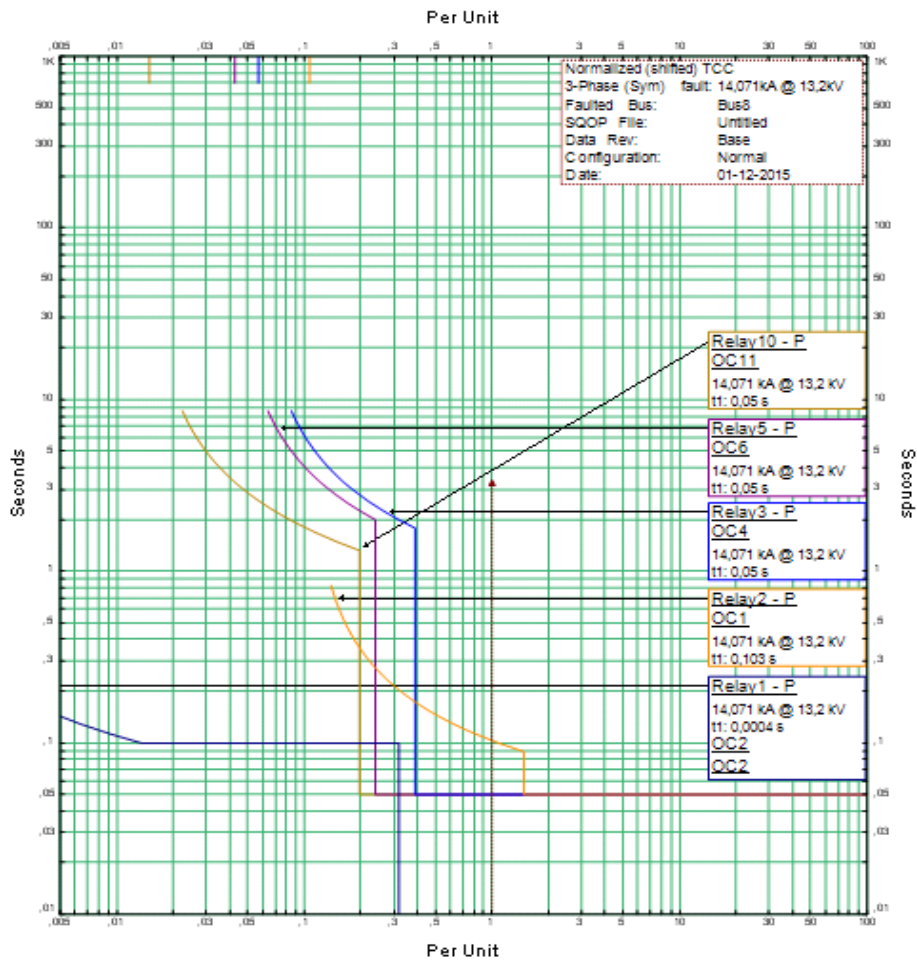


Figura 4.13: Carta coordinación para falla trifásica F8.

4.2.8 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN BARRA 9

En referencia al diagrama unilineal de la figura 4.14, se puede observar la operación de la protección CB1 y sus corrientes de fallas asociadas, con respecto a la falla en la Barra 9.

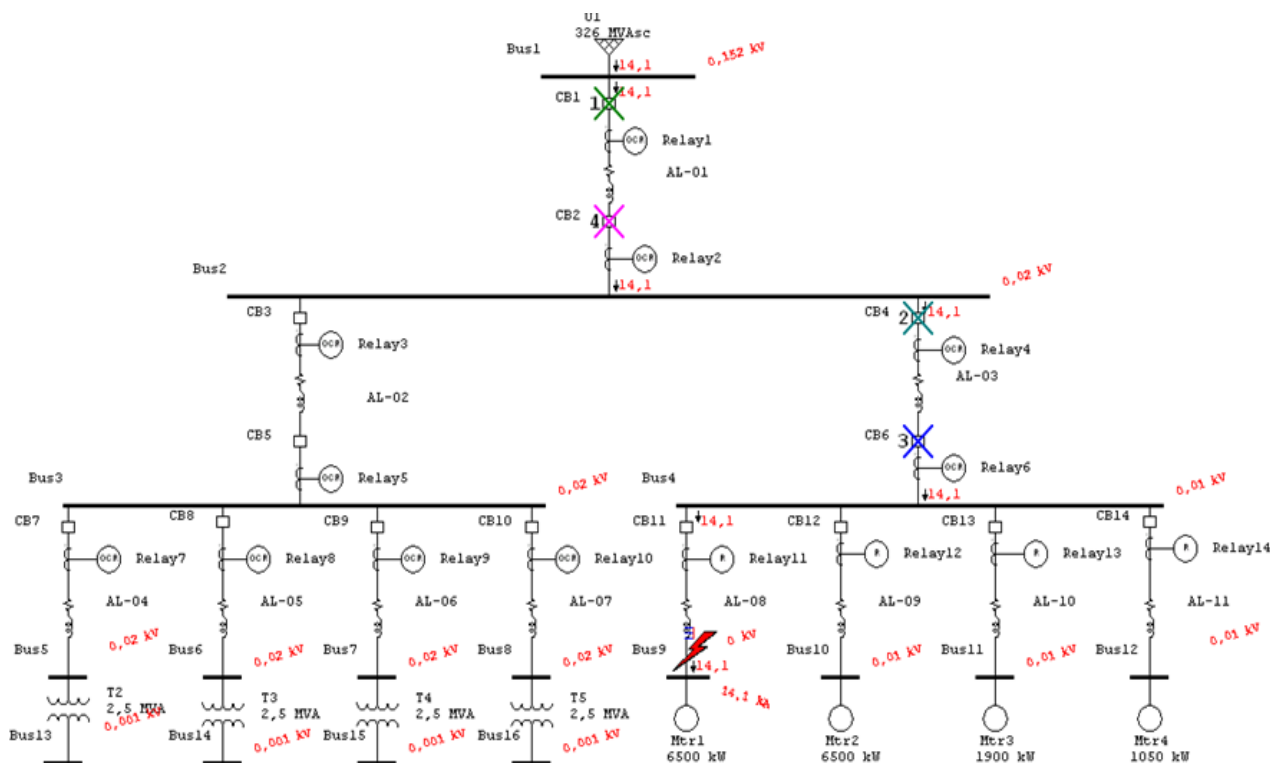


Figura 4.14: Falla trifásica en Barra 9.

En relación a la información de la Tabla 4.8, para la falla trifásica en la Barra 9, el relé R1 detecta la corriente de falla, dando la señal de apertura instantánea del interruptor CB1, eliminando el aporte de la red eléctrica a la falla.

Tabla 4.8: Secuencia y tiempo de operación de las protecciones.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus9					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 13-11-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,4	Relay1	14,104	0,4		Phase - OC2 - 50
40,0	Relay11	14,104	40,0		Overload Phase - Instantaneous
50,0	Relay4	14,104	50,0		Phase - OC1 - 50
50,0	Relay6	14,104	50,0		Phase - OC2 - 50
100	CB1		100		Tripped by Relay1 Phase - OC2 - 50
103	Relay2	14,104	103		Phase - OC1 - 51
150	CB4		100		Tripped by Relay4 Phase - OC1 - 50
150	CB6		100		Tripped by Relay6 Phase - OC2 - 50
203	CB2		100		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51
300	Relay11	14,104	300		Phase - OC1 - 51
300	Relay11	14,104	300		Overload Acceleration - Accel
400	CB11		100		Tripped by Relay11 Phase - OC1 - 51

Por otro lado, en la figura 4.15, se presenta la carta de coordinación, estableciendo la operación y secuencia de las protecciones para esta condición de falla, desenergizando todo el sistema eléctrico.

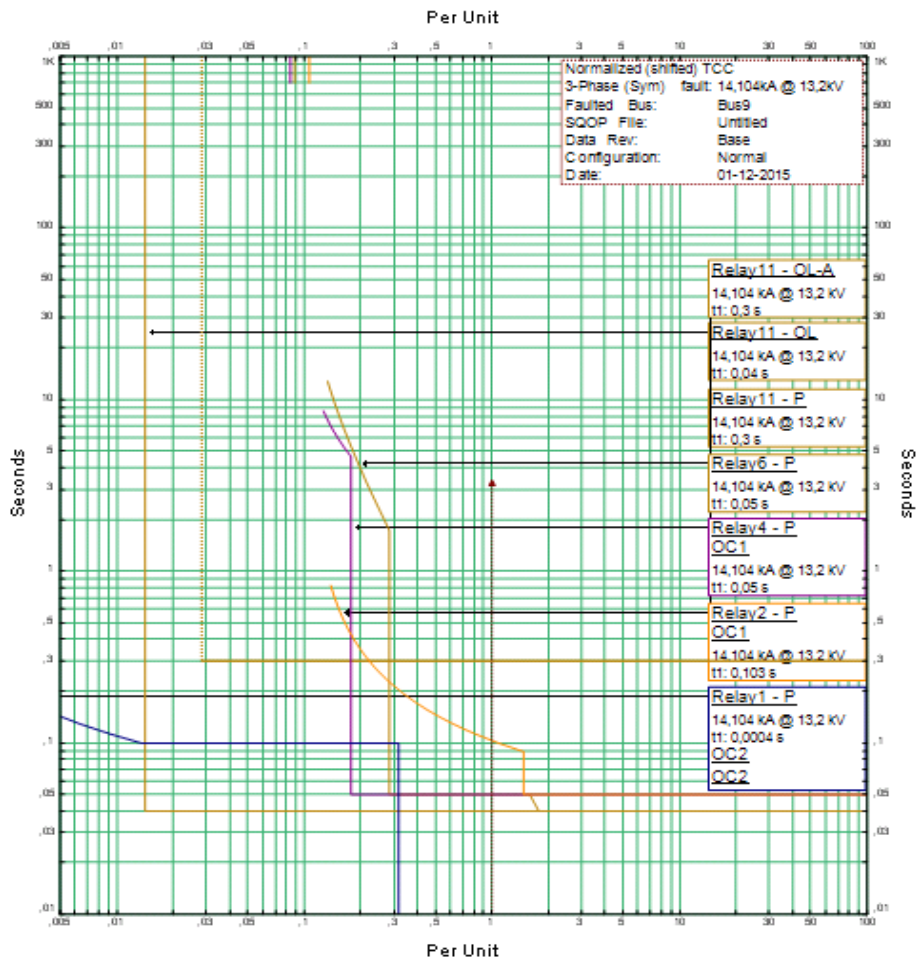


Figura 4.15: Carta coordinación para falla trifásica F9.

4.2.9 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN BARRA 10

En referencia al diagrama unilineal de la figura 4.16, se puede observar la operación de la protección CB1 y sus corrientes de fallas asociadas, con respecto a la falla en la Barra 10.

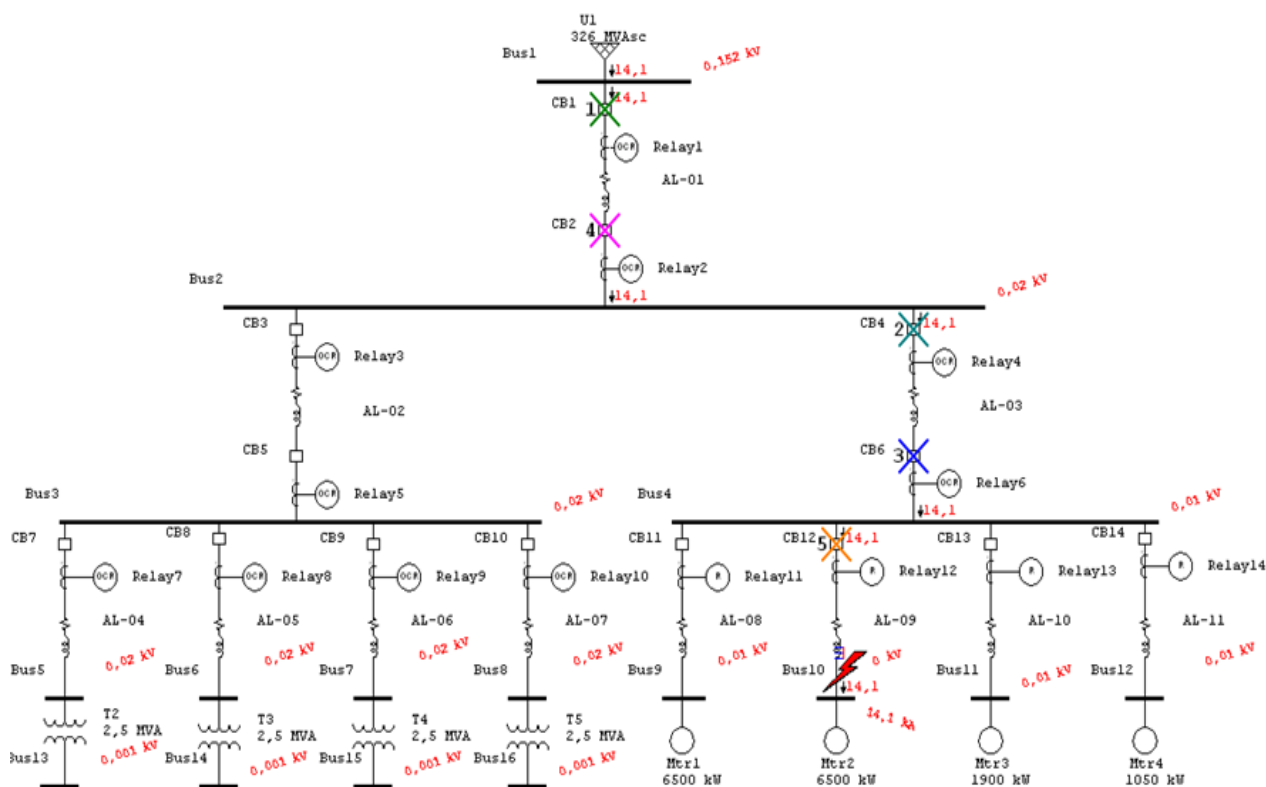


Figura 4.16: Falla trifásica en Barra 10.

En relación a la información de la Tabla 4.9, para la falla trifásica en la Barra 10, el relé R1 detecta la corriente de falla, dando la señal de apertura instantánea del interruptor CB1, eliminando el aporte de la red eléctrica a la falla.

Tabla 4.9: Secuencia y tiempo de operación de las protecciones.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus10					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 14-11-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,4	Relay1	14,104	0,4		Phase - OC2 - 50
3,0	Relay12	14,104	< 3,0		Overload Acceleration - Accel
40,0	Relay12	14,104	40,0		Overload Phase - Instantaneous
50,0	Relay4	14,104	50,0		Phase - OC1 - 50
50,0	Relay6	14,104	50,0		Phase - OC2 - 50
100	CB1		100		Tripped by Relay1 Phase - OC2 - 50
103	Relay2	14,104	103		Phase - OC1 - 51
150	CB4		100		Tripped by Relay4 Phase - OC1 - 50
150	CB6		100		Tripped by Relay6 Phase - OC2 - 50
203	CB2		100		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51
300	Relay12	14,104	300		Phase - OC13 - 51
400	CB12		100		Tripped by Relay12 Phase - OC13 - 51

Por otro lado, en la figura 4.17, se presenta la carta de coordinación, estableciendo la operación y secuencia de las protecciones para esta condición de falla, desenergizando todo el sistema eléctrico.

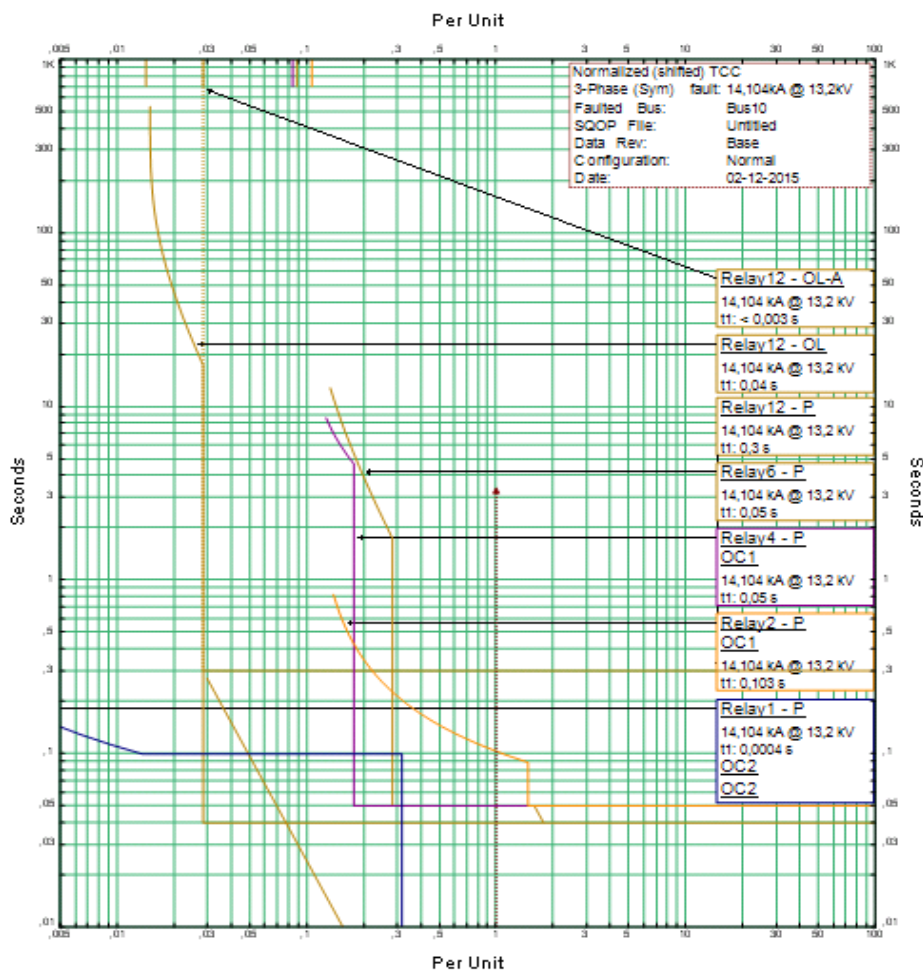


Figura 4.17: Carta coordinación para falla trifásica F10.

4.2.10 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN BARRA 11

En referencia al diagrama unilineal de la figura 4.18, se puede observar la operación de la protección CB1 y sus corrientes de fallas asociadas, con respecto a la falla en la Barra 11.

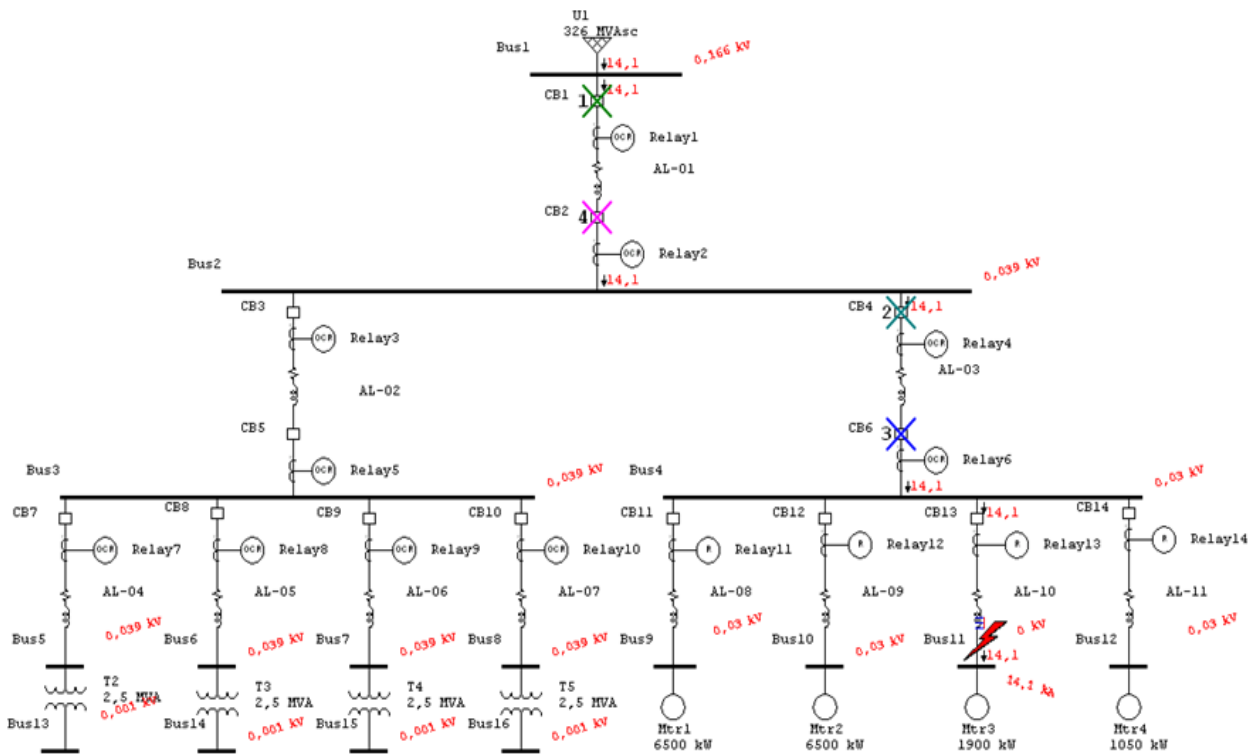


Figura 4.18: Falla trifásica en Barra 11.

En relación a la información de la Tabla 4.10, para la falla trifásica en la Barra 11, el relé R1 detecta la corriente de falla, dando la señal de apertura instantánea del interruptor CB1, eliminando el aporte de la red eléctrica a la falla.

Tabla 4.10: Secuencia y tiempo de operación de las protecciones.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus11					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 13-11-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,4	Relay1	14,096	0,4		Phase - OC2 - 50
40,0	Relay13	14,096	40,0		Overload Phase - Instantaneous
50,0	Relay4	14,096	50,0		Phase - OC1 - 50
50,0	Relay6	14,096	50,0		Phase - OC2 - 50
100	CB1		100		Tripped by Relay1 Phase - OC2 - 50
103	Relay2	14,096	103		Phase - OC1 - 51
150	CB4		100		Tripped by Relay4 Phase - OC1 - 50
150	CB6		100		Tripped by Relay6 Phase - OC2 - 50
203	Relay2		100		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51
300	Relay13	14,096	300		Phase - OC1 - 51
300	Relay13	14,096	300		Overload Acceleration - Accel
400	CB13		100		Tripped by Relay13 Phase - OC1 - 51

Por otro lado, en la figura 4.19, se presenta la carta de coordinación, estableciendo la operación y secuencia de las protecciones para esta condición de falla, desenergizando todo el sistema eléctrico.

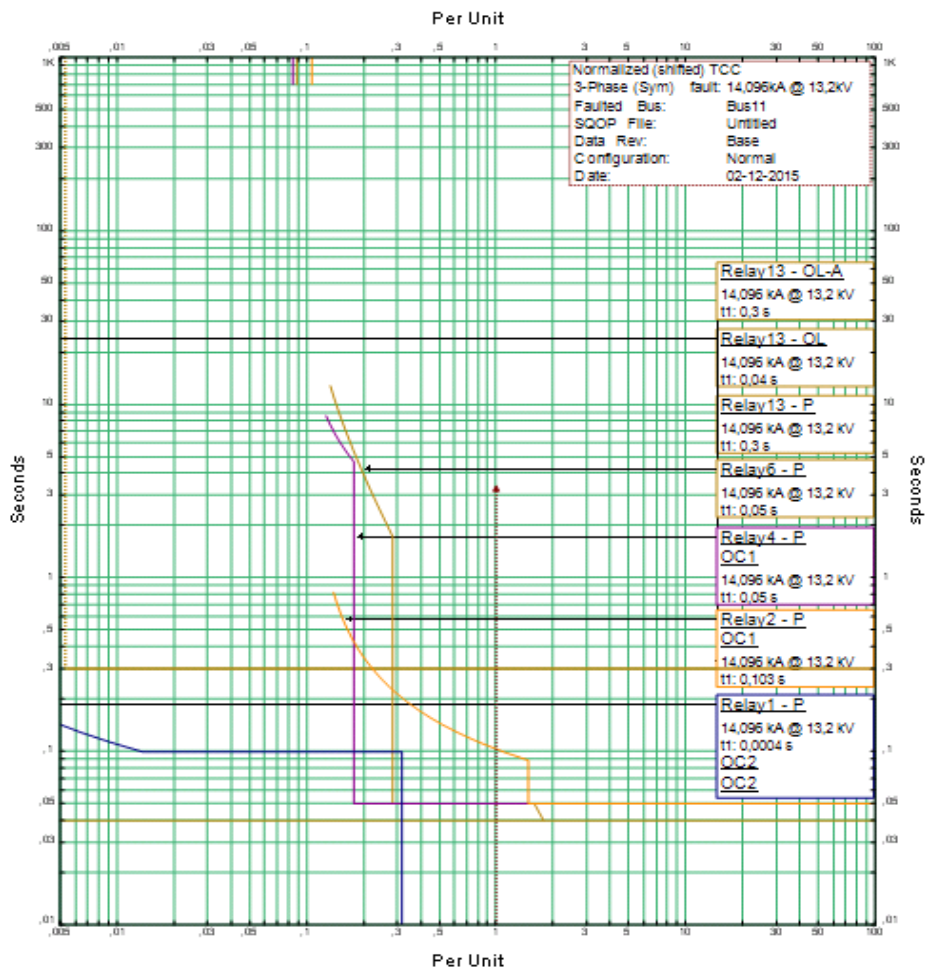


Figura 4.19: Carta coordinación para falla trifásica F11.

4.2.11 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN BARRA 12

En referencia al diagrama unilíneal de la figura 4.20, se puede observar la operación de la protección CB1 y sus corrientes de fallas asociadas, con respecto a la falla en la Barra 12.

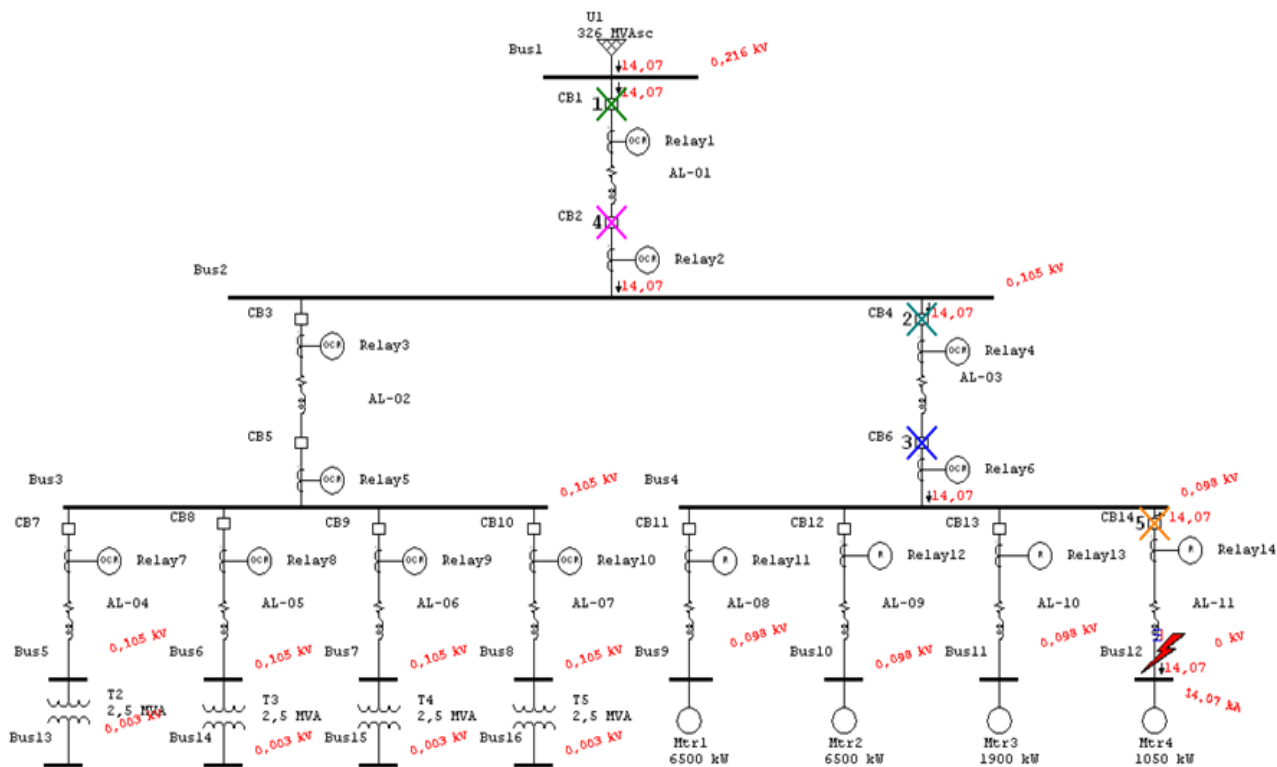


Figura 4.20: Falla trifásica en Barra 12.

En relación a la información de la Tabla 4.11, para la falla trifásica en la Barra 12, el relé R1 detecta la corriente de falla, dando la señal de apertura instantánea del interruptor CB1, eliminando el aporte de la red eléctrica a la falla.

Tabla 4.11: Secuencia y tiempo de operación de las protecciones.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus12					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 13-11-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
0,4	Relay1	14,075	0,4		Phase - OC2 - 50
40,0	Relay14	14,075	40,0		Overload Phase - Instantaneous
50,0	Relay4	14,075	50,0		Phase - OC1 - 50
50,0	Relay6	14,075	50,0		Phase - OC2 - 50
100	CB1		100		Tripped by Relay1 Phase - OC2 - 50
103	Relay2	14,075	103		Phase - OC1 - 51
150	CB4		100		Tripped by Relay4 Phase - OC1 - 50
150	CB6		100		Tripped by Relay6 Phase - OC2 - 50
203	CB2		100		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51
300	Relay14	14,075	300		Phase - OC1 - 51
300	Relay14	14,075	300		Overload Acceleration - Accel
400	CB14		100		Tripped by Relay14 Phase - OC1 - 51

Por otro lado, en la figura 4.21, se presenta la carta de coordinación, estableciendo la operación y secuencia de las protecciones para esta condición de falla, desenergizando todo el sistema eléctrico.

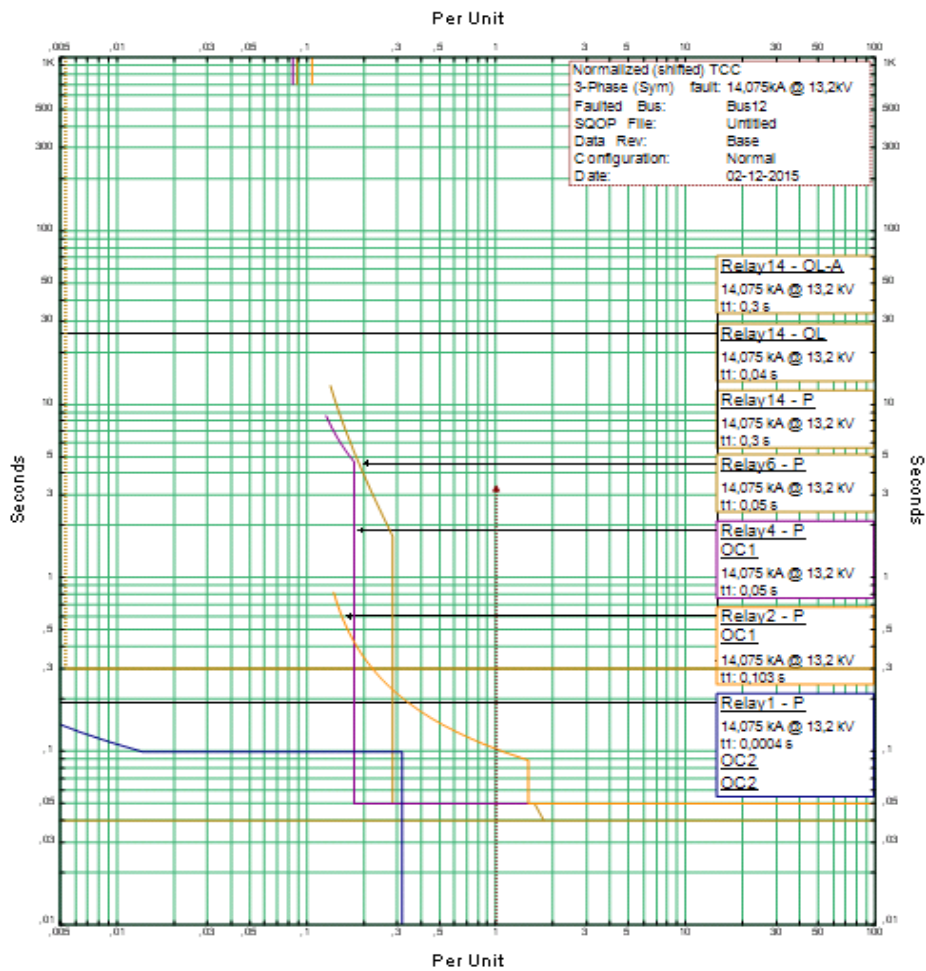


Figura 4.21: Carta coordinación para falla trifásica F12.

4.2.12 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN BARRA 13

En referencia al diagrama unilíneal de la figura 4.22, se puede observar la operación de la protección CB1 y sus corrientes de fallas asociadas, con respecto a la falla en la Barra 13.

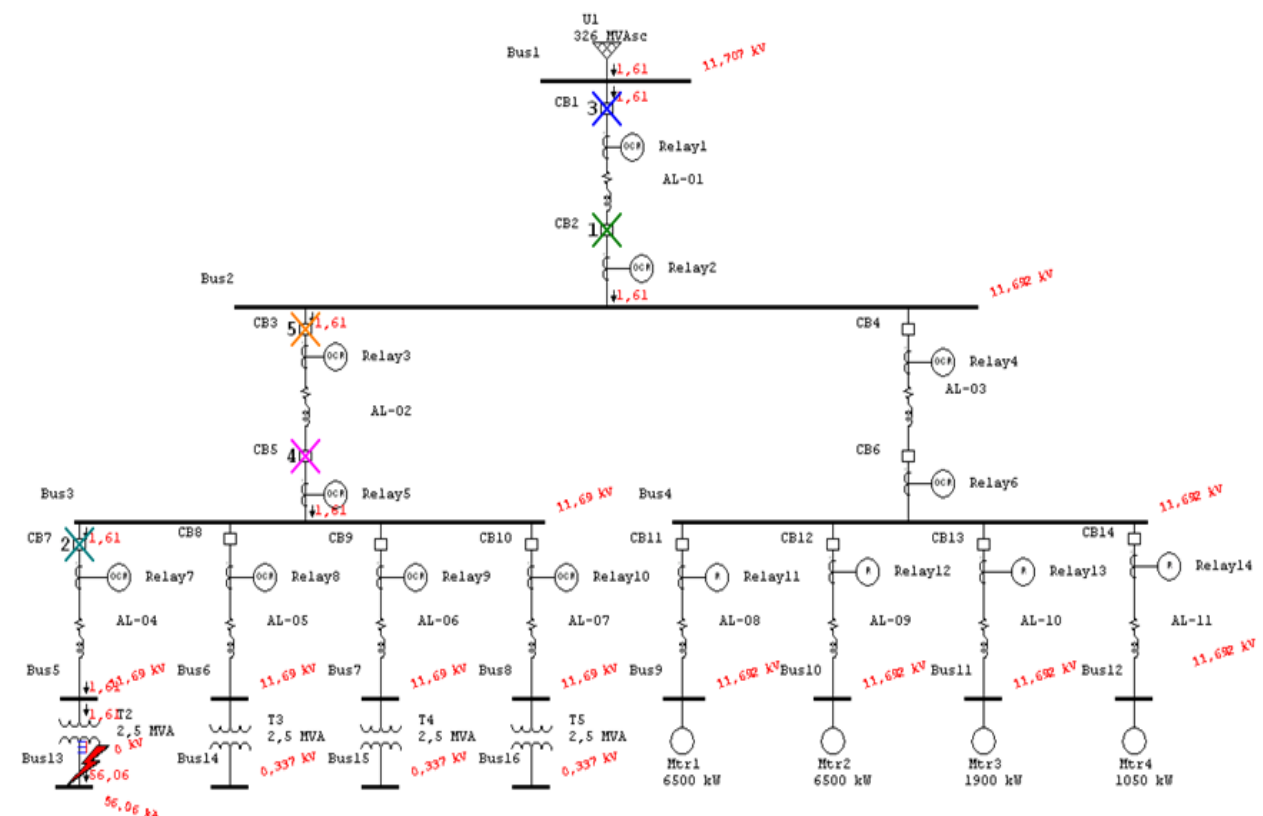


Figura 4.22: Falla trifásica en Barra 13.

En relación a la información de la Tabla 4.12, para la falla trifásica en la Barra 13, el relé R2 detecta la corriente de falla, dando la señal de apertura instantánea del interruptor CB2, eliminando el aporte de la red eléctrica a la falla.

Tabla 4.12: Secuencia y tiempo de operación de las protecciones.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus13					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 13-11-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
827	Relay2	1,614	> 827		Phase - OC1 - 51
927	CB2		100		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51
1682	Relay7	1,614	1682		Phase - OC8 - 51
1782	CB7		100		Tripped by Relay7 Phase - OC8 - 51
3211	Relay1	1,614	> 3211		Phase - OC2 - 51
3311	CB1		100		Tripped by Relay1 Phase - OC2 - 51
3502	Relay5	1,614	3502		Phase - OC6 - 51
3602	CB5		100		Tripped by Relay5 Phase - OC6 - 51
4952	Relay3	1,614	4952		Phase - OC4 - 51
5052	CB3		100		Tripped by Relay3 Phase - OC4 - 51

Por otro lado, en la figura 4.23, se presenta la carta de coordinación, estableciendo la operación y secuencia de las protecciones para esta condición de falla, desenergizando todo el sistema eléctrico.

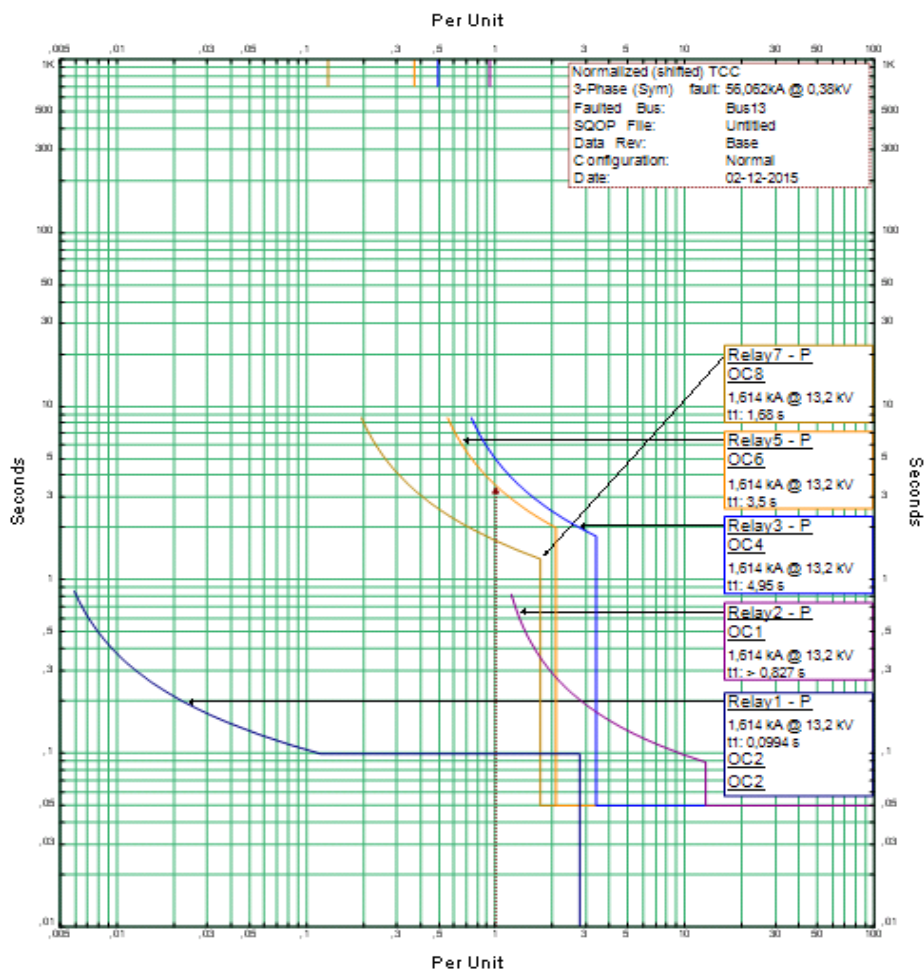


Figura 4.23: Carta coordinación para falla trifásica F13.

4.2.13 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN BARRA 14

En referencia al diagrama unilíneal de la figura 4.24, se puede observar la operación de la protección CB1 y sus corrientes de fallas asociadas, con respecto a la falla en la Barra 14.

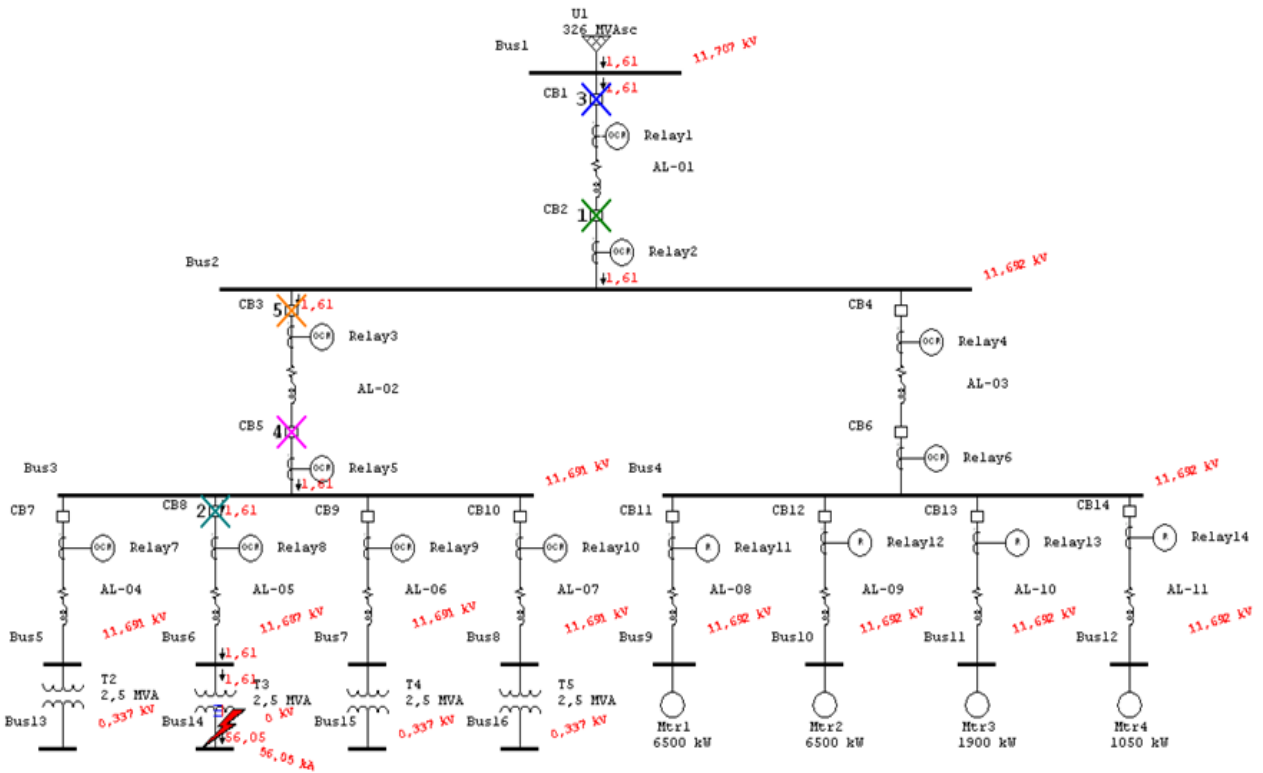


Figura 4.24: Falla trifásica en Barra 14.

En relación a la información de la Tabla 4.13, para la falla trifásica en la Barra 14, el relé R2 detecta la corriente de falla, dando la señal de apertura instantánea del interruptor CB2, eliminando el aporte de la red eléctrica a la falla.

Tabla 4.13: Secuencia y tiempo de operación de las protecciones.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus14					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 14-11-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
827	Relay2	1,614	> 827		Phase - OC1 - 51
927	CB2		100		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51
1682	Relay8	1,614	1682		Phase - OC8 - 51
1782	CB8		100		Tripped by Relay8 Phase - OC8 - 51
3211	Relay1	1,614	> 3211		Phase - OC2 - 51
3311	CB1		100		Tripped by Relay1 Phase - OC2 - 51
3503	Relay5	1,614	3503		Phase - OC6 - 51
3603	CB5		100		Tripped by Relay5 Phase - OC6 - 51
4954	Relay3	1,614	4954		Phase - OC4 - 51
5054	CB3		100		Tripped by Relay3 Phase - OC4 - 51

Por otro lado, en la figura 4.25, se presenta la carta de coordinación, estableciendo la operación y secuencia de las protecciones para esta condición de falla, desenergizando todo el sistema eléctrico.

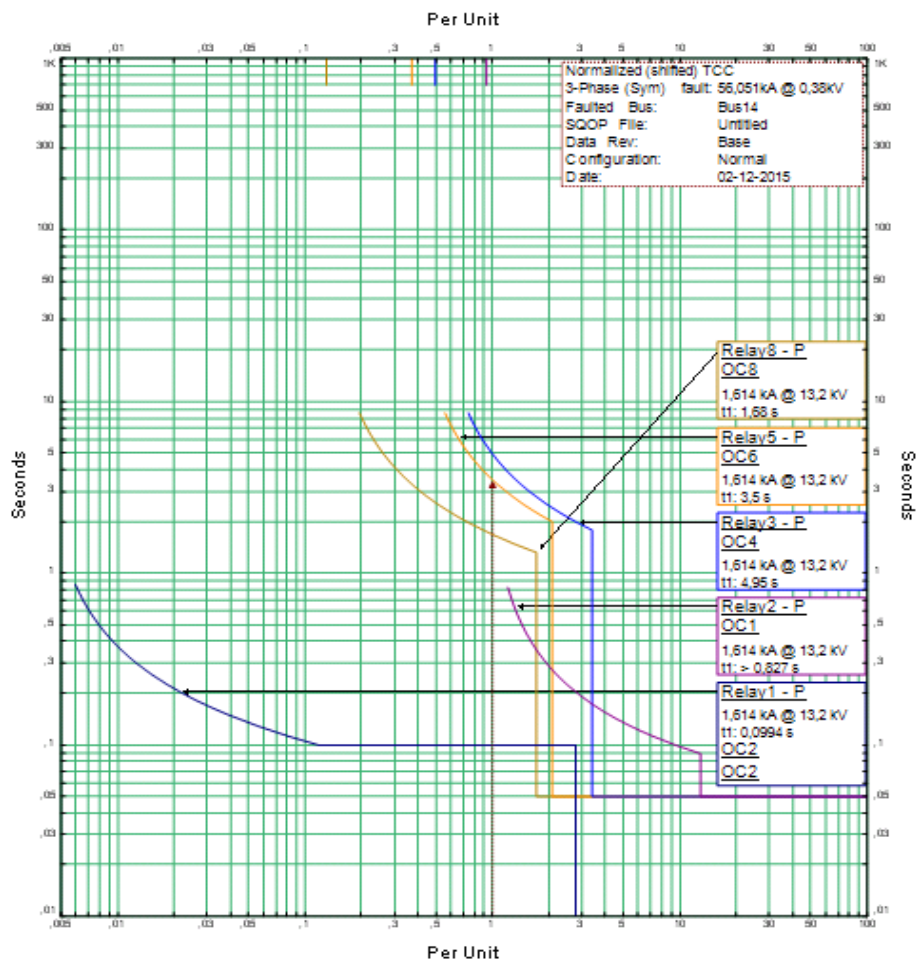


Figura 4.25: Carta coordinación para falla trifásica F14.

4.2.14 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN BARRA 15

En referencia al diagrama unilíneal de la figura 4.26, se puede observar la operación de la protección CB1 y sus corrientes de fallas asociadas, con respecto a la falla en la Barra 15.

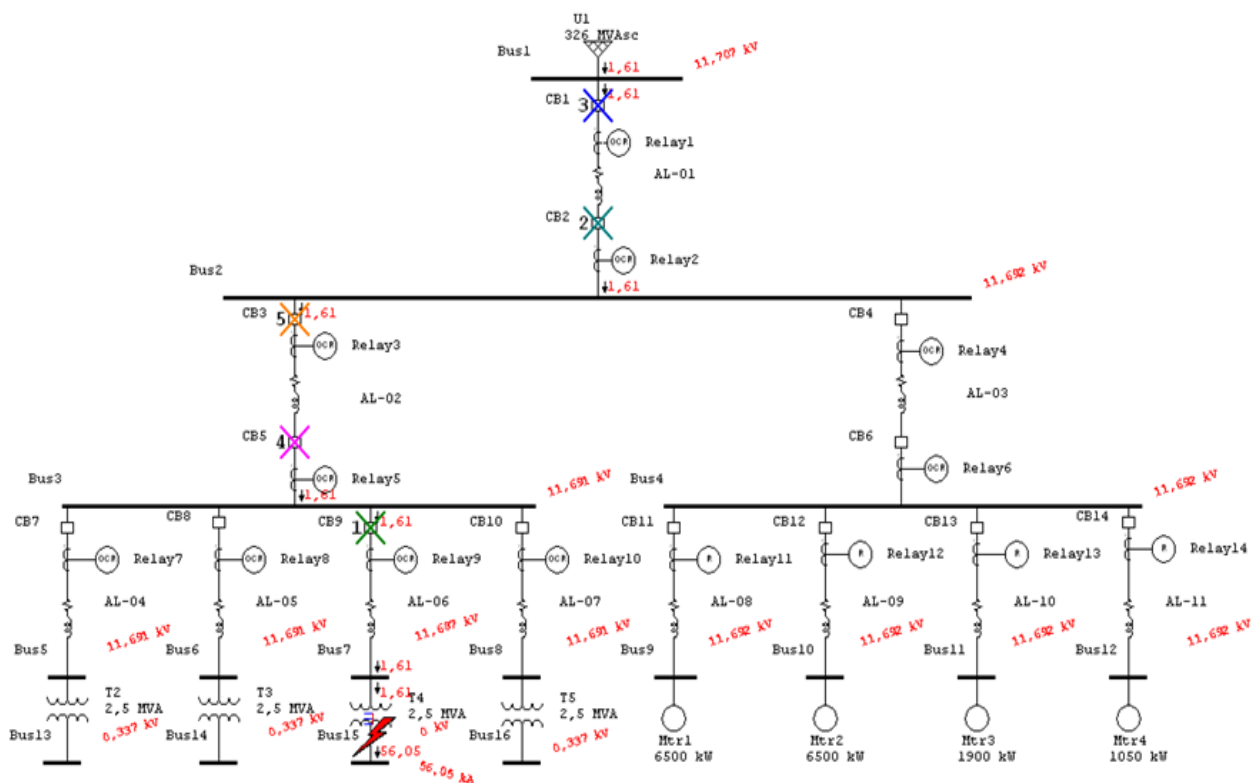


Figura 4.26: Falla trifásica en Barra 15.

En relación a la información de la Tabla 4.14, para la falla trifásica en la Barra 15, el relé R9 detecta la corriente de falla, dando la señal de apertura instantánea del interruptor CB9, eliminando el aporte de la red eléctrica a la falla.

Tabla 4.14: Secuencia y tiempo de operación de las protecciones.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus15					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 14-11-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
689	Relay9	1,614	689		Phase - OC10 - 51
789	CB9		100		Tripped by Relay9 Phase - OC10 - 51
827	Relay2	1,614	> 827		Phase - OC1 - 51
927	CB2		100		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51
3211	Relay1	1,614	> 3211		Phase - OC2 - 51
3311	CB1		100		Tripped by Relay1 Phase - OC2 - 51
3503	Relay5	1,614	3503		Phase - OC6 - 51
3603	CB5		100		Tripped by Relay5 Phase - OC6 - 51
4954	Relay3	1,614	4954		Phase - OC4 - 51
5054	CB3		100		Tripped by Relay3 Phase - OC4 - 51

Por otro lado, en la figura 4.27, se presenta la carta de coordinación, estableciendo la operación y secuencia de las protecciones para esta condición de falla, desenergizando todo el sistema eléctrico.

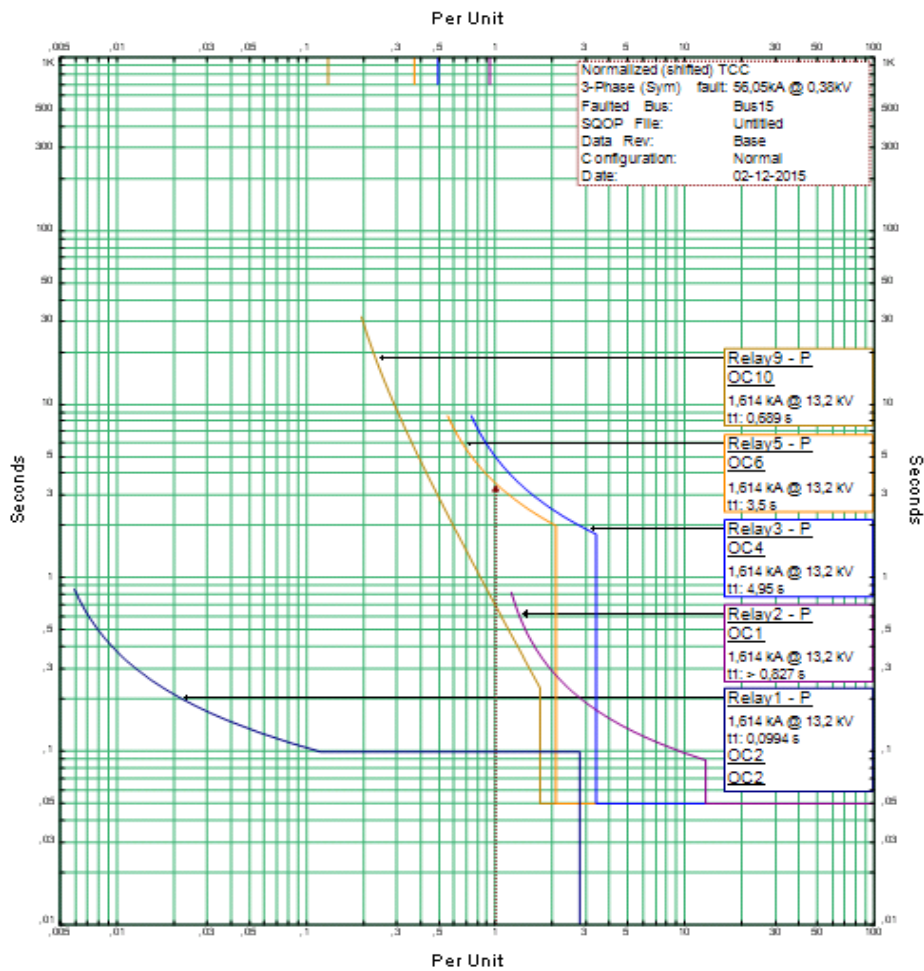


Figura 4.27: Carta coordinación para falla trifásica F15.

4.2.15 ANÁLISIS DE FALLA TRIFÁSICA EN BARRA 16

En referencia al diagrama unilíneal de la figura 4.28, se puede observar la operación de la protección CB1 y sus corrientes de fallas asociadas, con respecto a la falla en la Barra 16.

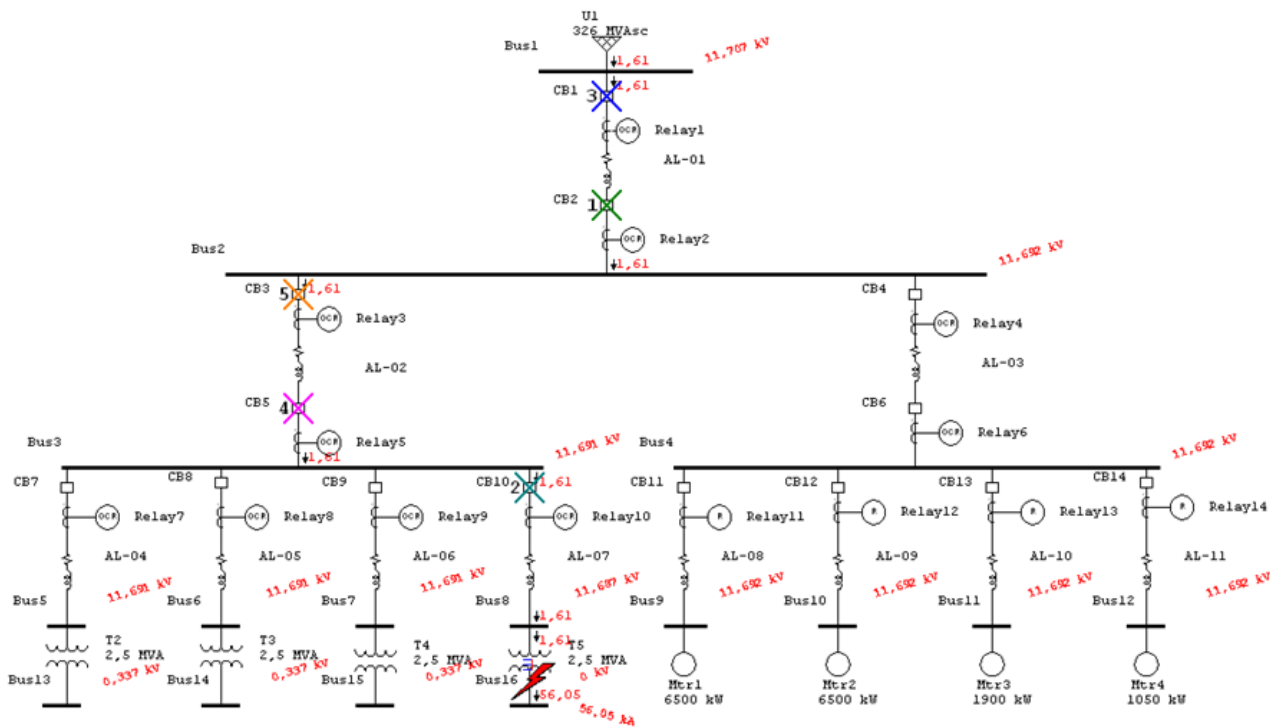


Figura 4.28: Falla trifásica en barra 16.

En relación a la información de la Tabla 4.15, para la falla trifásica en la Barra 16, el relé R2 detecta la corriente de falla, dando la señal de apertura instantánea del interruptor CB2, eliminando el aporte de la red eléctrica a la falla.

Tabla 4.15: Secuencia y tiempo de operación de las protecciones.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Bus16					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 14-11-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
827	Relay2	1,613	> 827		Phase - OC1 - 51
927	CB2		100		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51
1682	Relay10	1,613	1682		Phase - OC11 - 51
1782	CB10		100		Tripped by Relay10 Phase - OC11 - 51
3211	Relay1	1,613	> 3211		Phase - OC2 - 51
3311	CB1		100		Tripped by Relay1 Phase - OC2 - 51
3503	Relay5	1,613	3503		Phase - OC6 - 51
3603	CB5		100		Tripped by Relay5 Phase - OC6 - 51
4954	Relay3	1,613	4954		Phase - OC4 - 51
5054	CB3		100		Tripped by Relay3 Phase - OC4 - 51

Por otro lado, en la figura 4.29, se presenta la carta de coordinación, estableciendo la operación y secuencia de las protecciones para esta condición de falla, desenergizando todo el sistema eléctrico.

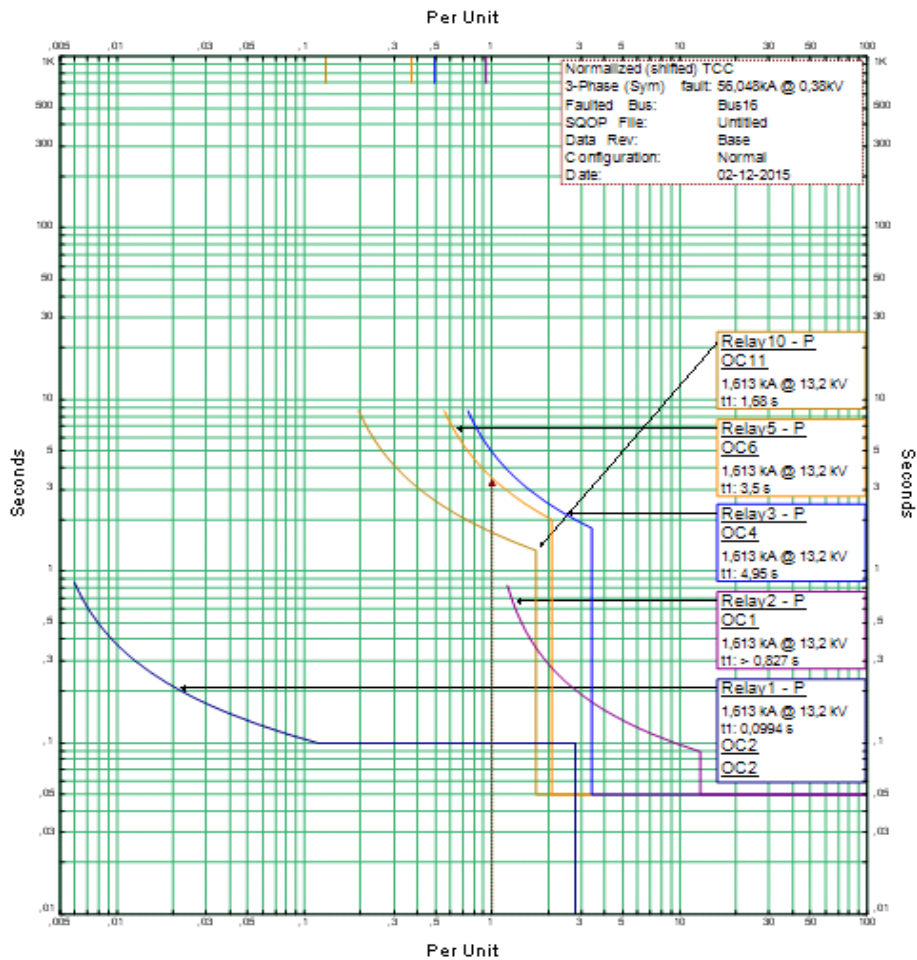


Figura 4.29: Carta coordinación para falla trifásica F16.

Como resultado del estudio es posible establecer que para cualquier falla trifásica, el primer relé en despejar la falla, es el relé 1, a través, de la unidad 50, dejando la planta desenergizada.

Aun cuando la unidad 50 del relé R1, se modifique, los problemas de selectividad se mantendrían. Razón por la cual, se establece la necesidad de realizar una evaluación y propuesta de nuevos ajustes en el sistema de protecciones.

CAPÍTULO 5
COMENTARIOS Y CONCLUSIONES

CAPÍTULO 5: COMENTARIOS Y CONCLUSIONES

En el presente seminario se ha realizado un estudio preliminar de cortocircuito y operación de las protecciones eléctricas en una línea de 13,2 kV, mediante la aplicación del software ETAP y la respectiva configuración de relés digitales.

Concluida la evaluación de coordinación, se puede citar, que las protecciones eléctricas de la instalación en estudio, no presentan problemas de selectividad, sino de coordinación.

El presente estudio y/o seminario, confirmó el actual problema de coordinación de protecciones que afecta a la nueva planta MDF2, Masisa Cabrero.

Es recomendable corregir la coordinación de las protecciones existentes, pues esta situación deja de manifiesto un problema no deseado. Que es, la des habilitación de toda la industria frente a una falla.

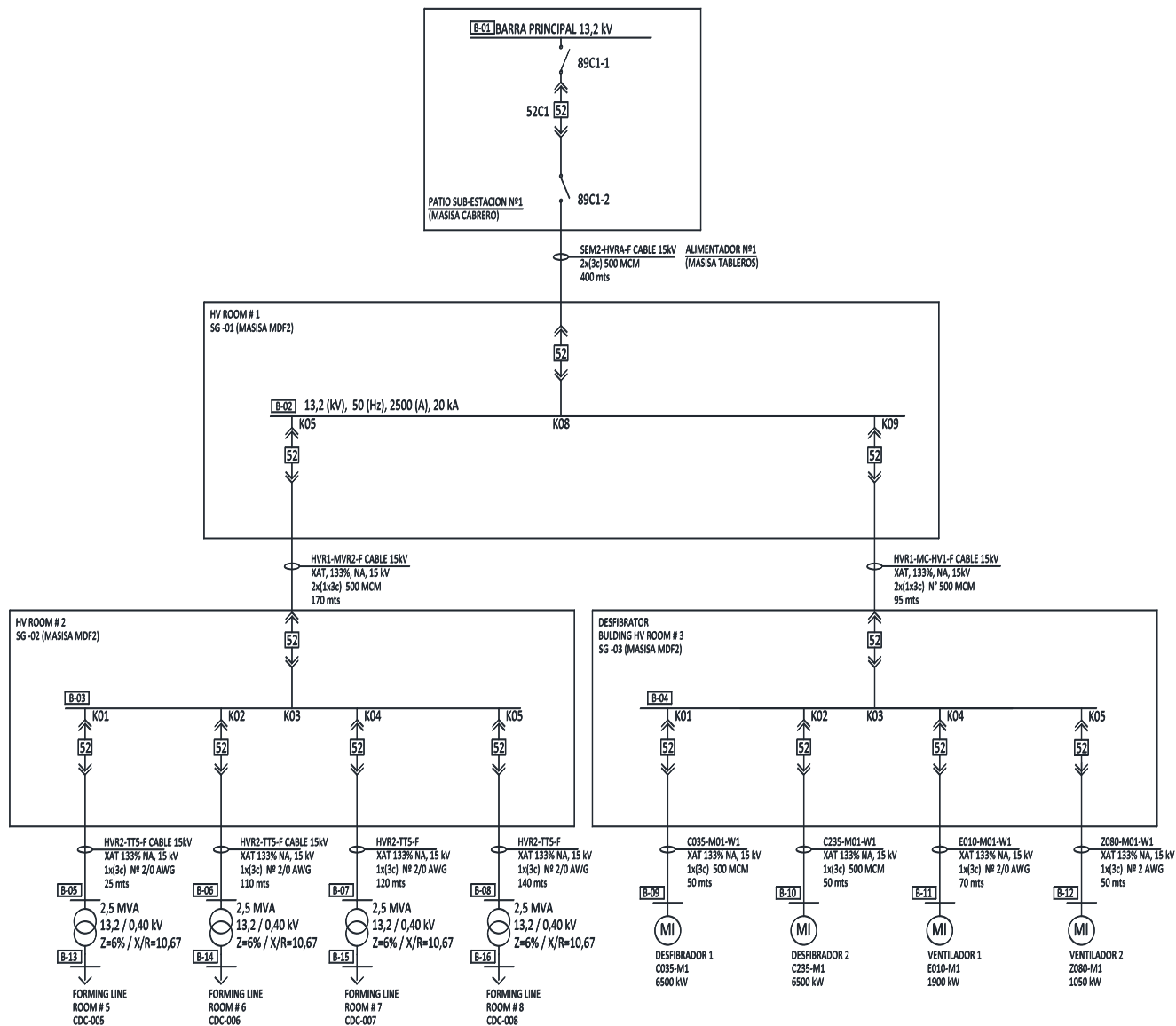
Corregir los ajustes de los relés, permitirá tener un sistema de protecciones fiable y seguro.

Agradecemos a MASISA S.A., la oportunidad que nos brindó para realizar este seminario de protecciones eléctricas, especialmente al encargado del área de ingeniería y desarrollo eléctrico, así mismo, al personal eléctrico de mantención del área MDF.

ANEXO 1

DIAGRAMA UNILINEAL SIMPLIFICADO

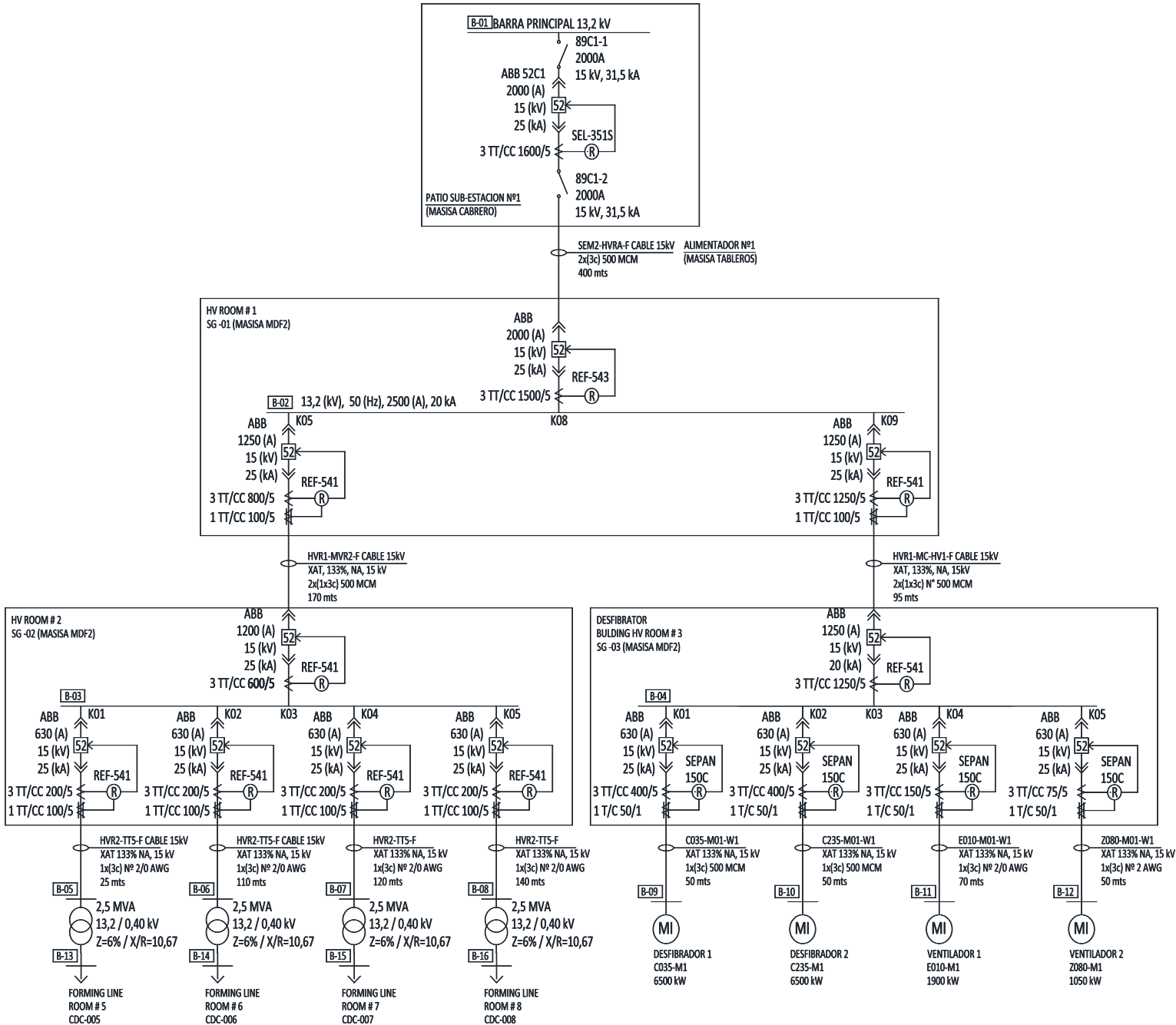
A.1.1 DIAGRAMA UNILINEAL SIMPLIFICADO



ANEXO 2

DIAGRAMA UNILINEAL DEFINITIVO

A.2.1 DIAGRAMA UNILINEAL DEFINITIVO



ANEXO 3

TABLA DE CONDUCTORES DE COBRE Y ALUMINIO

A.3.1 CONDUCTOR NORMALIZADO MEDIA TENSIÓN DE COBRE

MONOCONDUCTORES XAT 15 KV 100% NA

AWG	CONST. NºHebras Ø mm	ESP. AISL mm	DIAM. AISL. mm	ESP. CUB. mm	DIAM. EXT. mm	PESO APROX. Kg/Km	CORRIENTE MAXIMA AMPERES				REACT. INDUCT.		CAPACID. µF/Km
							DUCTO tº 20°C	TIERRA tº 20°C	CONDUT tº 40°C	BANDEJAS tº 40°C	Ducto no magnet. Ohm/Km	Bandeja Ohm/Km	
2	7 x 2,47	4,45	17,32	2,03	24,35	837	155	210	150		0,166		0,149
1	19 x 1,69	4,45	18,12	2,03	25,15	942	175	240	170		0,160		0,159
1/0	19 x 1,89	4,45	19,08	2,03	26,11	1.065	200	275	195	260	0,154	0,280	0,172
2/0	19 x 2,13	4,45	20,11	2,03	27,14	1.225	230	310	225	300	0,149	0,273	0,185
3/0	19 x 2,39	4,45	21,33	2,03	28,36	1.418	260	355	260	345	0,143	0,266	0,201
4/0	19 x 2,68	4,45	22,67	2,03	29,70	1.654	295	405	295	400	0,138	0,259	0,218
250	37 x 2,09	4,45	23,84	2,03	30,87	1.865	325	440	330	445	0,134	0,254	0,233
300	37 x 2,29	4,45	25,53	2,03	33,11	2.186	358	488	363	498	0,132	0,252	0,254
350	37 x 2,47	4,45	26,71	2,03	34,29	2.447	390	535	395	550	0,129	0,248	0,269
400	37 x 2,64	4,45	27,83	2,03	35,41	2.709	428	593	438	618	0,126	0,245	0,283
500	37 x 2,95	4,45	29,82	2,03	37,40	3.224	465	650	480	685	0,122	0,240	0,308
600	61 x 2,52	4,45	32,90	2,03	40,48	3.781	505	712	522	765	0,117	0,233	0,346
650	61 x 2,62	4,45	33,79	2,03	41,37	4.030	525	743	543	805	0,115	0,231	0,358
700	61 x 2,72	4,45	34,66	2,03	42,24	4.288	545	774	564	845	0,114	0,230	0,369
750	61 x 2,82	4,45	35,50	2,03	43,08	4.554	565	805	585	885	0,113	0,229	0,379
800	61 x 2,91	4,45	36,32	2,79	45,51	4.960	580	830	603	920	0,115	0,231	0,389
900	61 x 3,09	4,45	37,88	2,79	47,07	5.481	610	880	639	990	0,113	0,228	0,409
1000	61 x 3,25	4,45	39,31	2,79	49,03	6.015	640	930	675	1.060	0,112	0,227	0,427

MONOCONDUCTORES XAT 15 KV 133% NA

AWG	CONST. NºHebras Ø mm	ESP. AISL mm	DIAM. AISL. mm	ESP. CUB. mm	DIAM. EXT. mm	PESO APROX. Kg/Km	CORRIENTE MAXIMA AMPERES				REACT. INDUCT.		CAPACID. µF/Km
							DUCTO tº 20°C	TIERRA tº 20°C	CONDUT tº 40°C	BANDEJAS tº 40°C	Ducto no magnet. Ohm/Km	Bandeja Ohm/Km	
2	7 x 2,47	5,46	19,45	2,03	26,49	920	155	210	150		0,172		0,130
1	19 x 1,69	5,46	20,25	2,03	27,29	1.027	175	240	170		0,166		0,138
1/0	19 x 1,89	5,46	21,21	2,03	28,25	1.154	200	275	195	260	0,160	0,287	0,149
2/0	19 x 2,13	5,46	22,24	2,03	29,28	1.316	230	310	225	300	0,154	0,280	0,160
3/0	19 x 2,39	5,46	23,46	2,03	30,50	1.513	260	355	260	345	0,149	0,273	0,172
4/0	19 x 2,68	5,46	24,80	2,03	32,39	1.784	295	405	295	400	0,144	0,268	0,186
250	37 x 2,09	5,46	25,97	2,03	33,56	2.001	325	440	330	445	0,140	0,262	0,199
300	37 x 2,29	5,46	27,67	2,03	35,25	2.296	358	488	363	498	0,137	0,258	0,216
350	37 x 2,47	5,46	28,85	2,03	36,43	2.560	390	535	395	550	0,134	0,254	0,228
400	37 x 2,64	5,46	29,97	2,03	37,55	2.826	428	593	438	618	0,131	0,251	0,240
500	37 x 2,95	5,46	31,96	2,03	39,54	3.348	465	650	480	685	0,126	0,245	0,260
600	61 x 2,52	5,46	35,04	2,03	42,62	3.914	505	712	522	765	0,121	0,238	0,292
650	61 x 2,62	5,46	35,93	2,79	45,11	4.322	525	743	543	805	0,122	0,240	0,301
700	61 x 2,72	5,46	36,80	2,79	45,98	4.586	545	774	564	845	0,121	0,238	0,310
750	61 x 2,82	5,46	37,64	2,79	46,82	4.857	565	805	585	885	0,119	0,236	0,319
800	61 x 2,91	5,46	38,46	2,79	48,17	5.156	580	830	603	920	0,119	0,236	0,327
900	61 x 3,09	5,46	40,02	2,79	49,73	5.683	610	880	639	990	0,117	0,233	0,343
1000	61 x 3,25	5,46	41,45	2,79	51,16	6.177	640	930	675	1.060	0,115	0,231	0,357

A.3.2 CONDUCTOR NORMALIZADO DE ALUMINIO

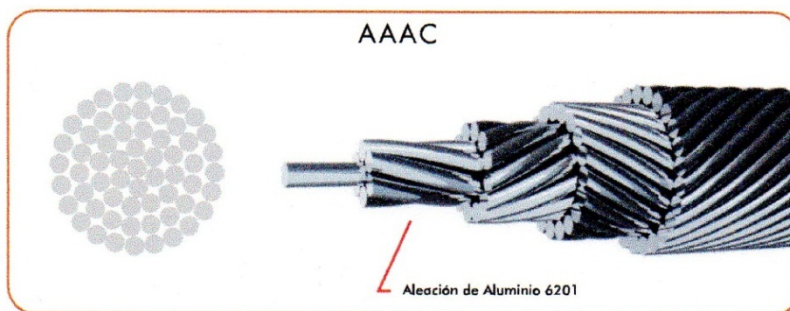


Distribución y Poder
Conductores de Aluminio

AAAC

CABLES DE ALUMINIO ALEACIÓN 6201

Diseño



*Imagen referencial. Puede definir la realidad

Características Técnicas

Nombre	Calibre [kcmil]	Sección del cond. [mm²]	Tipo de cable	Número de alambres de aleación AL 6201	Diámetro del alambre [mm]	Diámetro conductor [mm]	Peso nominal [kg/km]	Radio medio geométrico (M)
Akron	30,6	15,5	Akron	7	1,679	5	42,5	0,00183
Alton	48,7	24,7	Alton	7	2,118	6,4	67,6	0,0023
63,36 MCM	63,4	33,6	63,36 MCM	7	2,474	7,4	92,3	0,00269
Ames	77,5	39,3	Ames	7	2,672	8	107,7	0,00291
105,6 MCM	105,6	53,5	105,6 MCM	7	3,119	9,4	146,8	0,00339
Azusa	123,3	62,5	Azusa	7	3,371	10,1	171,4	0,00367
133,1 MCM	133,1	67,5	133,1 MCM	7	3,503	10,5	185,1	0,00381
Anaheim	155,4	78,6	Anaheim	7	3,782	11,4	215,8	0,00412
167,8 MCM	167,8	85	167,8 MCM	7	3,932	11,8	233,2	0,00428
Amherst	195,7	99,2	Amherst	7	4,247	12,7	272,1	0,00462
211,6 MCM	211,6	107,3	211,6 MCM	7	4,417	13,3	294,3	0,00481
Alliance	246,9	125,1	Alliance	7	4,77	14,3	343,2	0,00519
250,0 MCM	250	126,7	250,0 MCM	19	2,913	14,6	347,5	0,00552
300,0 MCM	300	152,1	300,0 MCM	19	3,193	16	417,4	0,00605
Butte	312,8	158,5	Butte	19	3,259	13,3	434,8	0,00618
350,0 MCM	350	177,3	350,0 MCM	19	3,447	17,2	486,4	0,00653
Canton	394,5	199,9	Canton	19	3,66	18,3	548,5	0,00693
400,0 MCM	400	202,7	400,0 MCM	19	3,686	18,4	556,2	0,00698
450,0 MCM	450	228	450,0 MCM	19	3,909	19,6	625,7	0,0074
Cairo	465,4	235,8	Cairo	19	3,975	19,9	646,9	0,00753
500,0 MCM	500	253,3	500,0 MCM	19	4,12	20,6	695	0,0078
550,0 MCM	550	278,6	550,0 MCM	37	3,096	21,7	764,4	0,00832
Darien	559,5	283,5	Darien	19	4,359	21,8	777,9	0,00826
600,0 MCM	600	303,8	600,0 MCM	37	3,233	22,6	833,6	0,00869
650,0 MCM	650	329,1	650,0 MCM	37	3,366	23,6	903,1	0,00904
Elgin	652,5	330,6	Elgin	19	4,707	23,5	907,2	0,00892
700,0 MCM	700	354,5	700,0 MCM	37	3,493	24,5	972,6	0,00939
Flint	740,8	375,4	Flint	37	3,594	25,2	1029,9	0,00966
750,0 MCM	750	380,2	750,0 MCM	37	3,617	25,3	1043,1	0,00972

La información presentada en estas tablas es solo de carácter referencial, para solicitar información específica sobre un producto en particular consultar al área de ventas.

A.3.3 CONDUCTOR NORMALIZADO DE ALUMINIO



Distribución y Poder
Conductores de Aluminio

AAAC

Nombre	Calibre (kcmil)	Sección del cond. (mm²)	Tipo de cable	Número de alambres de aleación AL 6201	Diámetro del alambre (mm)	Diámetro conductor (mm)	Peso nominal (kg/km)	Radio medio geométrico (M)
800,0 MCM	800	405,1	800,0 MCM	37	3,734	26,1	1111,6	0,01003
900,0 MCM	900	456,3	900,0 MCM	37	3,962	27,7	1251,9	0,01065
Greeley	927,2	469,8	Greeley	37	4,021	28,2	1289,2	0,01081
1000,0 MCM	1000	506,7	1000,0 MCM	37	4,176	29,2	1390,3	0,01122

Nombre	Carga de rotura (kgf)	Resistencia eléctrica máxima (Ohm/km)		Radio medio geométrico (m)	Reactancia inductiva (Ohm/km)	Reactancia capacitiva (MOhm.km)	Ampacidad [A]
		CC 20°C	AC - 60 Hz 75° C				
Akron	502	2,1614	2,5725	0,00183	0,4754	0,2856	105
Altan	799	1,3582	1,6156	0,0023	0,458	0,2746	145
63,36 MCM	1090	0,9955	1,1869	0,00269	0,4462	0,2672	90
Amas	1272	0,8534	1,0191	0,00367	0,4404	0,2635	190
105,6 MCM	1733	0,6263	0,7457	0,00339	0,4288	0,2561	215
Azusa	1939	0,5362	0,6388	0,00417	0,4229	0,2524	255
133,1 MCM	2093	0,4966	0,5916	0,00381	0,42	0,2506	275
Anaheim	2440	0,4259	0,5071	0,00462	0,4142	0,2469	295
167,8 MCM	2638	0,3941	0,4698	0,00428	0,4113	0,245	320
Amherst	3077	0,3378	0,4027	0,00519	0,4055	0,2414	340
211,6 MCM	3329	0,3123	0,3722	0,00481	0,4025	0,2395	365
Alliance	3882	0,2678	0,3194	0,00519	0,3967	0,2358	395
250,0 MCM	3976	0,2645	0,3157	0,00552	0,3921	0,235	400
300,0 MCM	4775	0,2202	0,2628	0,00605	0,3852	0,2306	440
Butte	4765	0,2113	0,2523	0,00618	0,3835	0,2296	460
350,0 MCM	5330	0,1889	0,2256	0,00653	0,3794	0,2269	515
Canton	6009	0,1676	0,2001	0,00693	0,3749	0,2241	530
400,0 MCM	6094	0,1653	0,1976	0,00698	0,3744	0,2237	535
450,0 MCM	6855	0,1469	0,1759	0,0074	0,37	0,2209	670
Cairo	7088	0,1421	0,1696	0,00753	0,3687	0,2201	590
500,0 MCM	7614	0,1323	0,1585	0,0078	0,366	0,2184	635
550,0 MCM	8557	0,1202	0,1442	0,00832	0,3612	0,216	655
Darien	8524	0,1181	0,1417	0,00826	0,3617	0,2157	665
600,0 MCM	9332	0,1103	0,1324	0,00869	0,3579	0,2139	710
650,0 MCM	9682	0,1018	0,1224	0,00904	0,3549	0,212	725
Elgin	9939	0,1013	0,1218	0,00892	0,3559	0,2121	730
700,0 MCM	10427	0,0945	0,1137	0,00939	0,3521	0,2102	745
Flint	11041	0,0892	0,1075	0,00966	0,3499	0,2089	790
750,0 MCM	11183	0,0881	0,1063	0,00972	0,3494	0,2086	800
800,0 MCM	11917	0,0827	0,0994	0,01003	0,347	0,2071	785
900,0 MCM	13421	0,0734	0,0889	0,01065	0,3426	0,2042	880
Greeley	13821	0,0713	0,0864	0,01081	0,3414	0,2035	910
1000,0 MCM	14905	0,0802	0,0802	0,01122	0,3386	0,2017	980

La información presentada en estas tablas es solo de carácter referencial, para solicitar información específica sobre un producto en particular consultar al área de ventas.

ANEXO 4

DIAGRAMA UNILINEAL COMPLETO

A.4.1 DIAGRAMA UNILINEAL COMPLETO, INCLUYE TRANSFORMADOR 25 MVA

