



UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPTO. INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**DISEÑO DE LÍNEA AÉREA EN 13,2 KV Y ESTUDIO DE
PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LÍNEA 2 DE PLANTA
CELULOSA RIO BRAVO**

Autores:

**Patricio Andrés Cabrera Parra
Andrés Vásquez Gamonal**

**SEMINARIO PARA EL TÍTULO DE
INGENIERO DE EJECUCION EN ELECTRICIDAD**

**CONCEPCIÓN-CHILE
2015**



UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPTO. INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**DISEÑO DE LÍNEA AÉREA EN 13,2 KV Y ESTUDIO DE
PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE LÍNEA 2 DE PLANTA
CELULOSA RIO BRAVO**

Autores:

**Patricio Andrés Cabrera Parra
Andrés Alfredo Vásquez Gamonal**

DOCENTES:

**DOCENTE PATROCINANTE: Sr. Juan Carlos Delgado Navarro
DOCENTE ADJUNTO O CORRECTOR: Sr. Luis Muñoz Sáez
DOCENTE ADJUNTO O CORRECTOR: Sr. Fabricio Salgado Díaz**

Índice

Resumen	4
Capítulo I. Descripción de la red eléctrica Planta Rio Bravo	5
1.1 Aspectos generales	5
1.2 Descripción de equipamiento	7
1.3 Estudio de cargas	9
Capítulo II. Cálculo de línea de transmisión	10
2.1 Planteamiento	11
2.2 Cálculo eléctrico de línea aérea	11
2.3 Cálculo mecánico de línea aérea	16
Capítulo III. Calculo de corto circuito	24
3.1 Planteamiento	25
3.2 Cálculo de parámetros	25
3.3 Cálculo de corto circuito trifásico en barras	32
Capítulo IV. Estudio de coordinación de protecciones	45
4.1 Planteamiento	46
4.2 Análisis de coordinación de protecciones	46
Capitulo V. Comentarios y Conclusiones	68
5.1 Comentarios y Conclusiones	69
Anexo A. Tablas normalizadas	70
Anexo B. Descripción de los equipamientos de Protección en MT y BT	75

Resumen

En el presente informe de seminario se desarrolla el estudio de la segunda línea de producción de la Planta de Celulosa Rio Bravo.

En el capítulo I se realiza una descripción y levantamiento de la red eléctrica de la planta, mediante el cual se obtienen las características y parámetros de los dispositivos del sistema de protección a estudiar.

En el capítulo II se realiza el cálculo eléctrico y mecánico de la línea aérea de transmisión, en el cual se evalúan parámetros y evalúa el cumplimiento de NORMA NSEG 71.

En el capítulo III se desarrolla el cálculo de impedancia y corto circuito de todos los componentes comparando los resultados con el software ETAP en cada una de las barras.

En el capítulo IV se desarrolla el análisis de Coordinación de Protecciones con el software ETAP, el cual entrega una simulación donde se puede analizar la secuencia de operación y las cartas de coordinación de las protecciones, ante una falla trifásica en cada uno de los casos planteados.

En el capítulo V se realizan los comentarios y conclusiones del desarrollo del seminario de título diseño de línea aérea en 13,2 kV y estudio de protecciones eléctricas de línea 2 de planta celulosa rio bravo.

Planteamiento

Con el objetivo de entregar seguridad y estabilidad en los procesos industriales, especialmente a los más críticos, es que se hace imperativo en un sistema encargado de la distribución eléctrica, diseñar un sistema de protecciones funcional y confiable.

Partiendo de esta premisa, se ha tomado para su análisis la línea 2 de la planta de celulosa Rio Bravo. Así, se diseñará una línea aérea de transmisión con cálculo eléctrico y mecánico, además de un estudio y análisis de protecciones; para este estudio se utilizará software de análisis y control para el diseño, simulación y operación de sistemas de potencia eléctricos de distribución.

Objetivos

Determinar los ajustes de las protecciones y modificaciones, que permitan garantizar la selectividad y rapidez de las protecciones eléctricas, ante una falla o sobrecarga de algún equipo.

Capítulo I

Descripción de la Red Eléctrica Planta Rio Bravo

Capítulo I: Descripción de la red eléctrica planta Rio Bravo

1.1 Aspectos Generales

El suministro de la red eléctrica de la planta Rio Bravo proviene de un alimentador de 13.2 kV propiedad de FRONTEL S.A, el que se encarga de alimentar un plan de expansión de la segunda línea de producción que incluirá equipamiento en MT y BT, la que llega a una subestación principal, para luego ser distribuida a cuatro áreas de distintas tensiones de trabajo. En tal sentido, en la figura 1.1 se presenta el diagrama unilineal de la instalación eléctrica de la planta Rio Bravo.

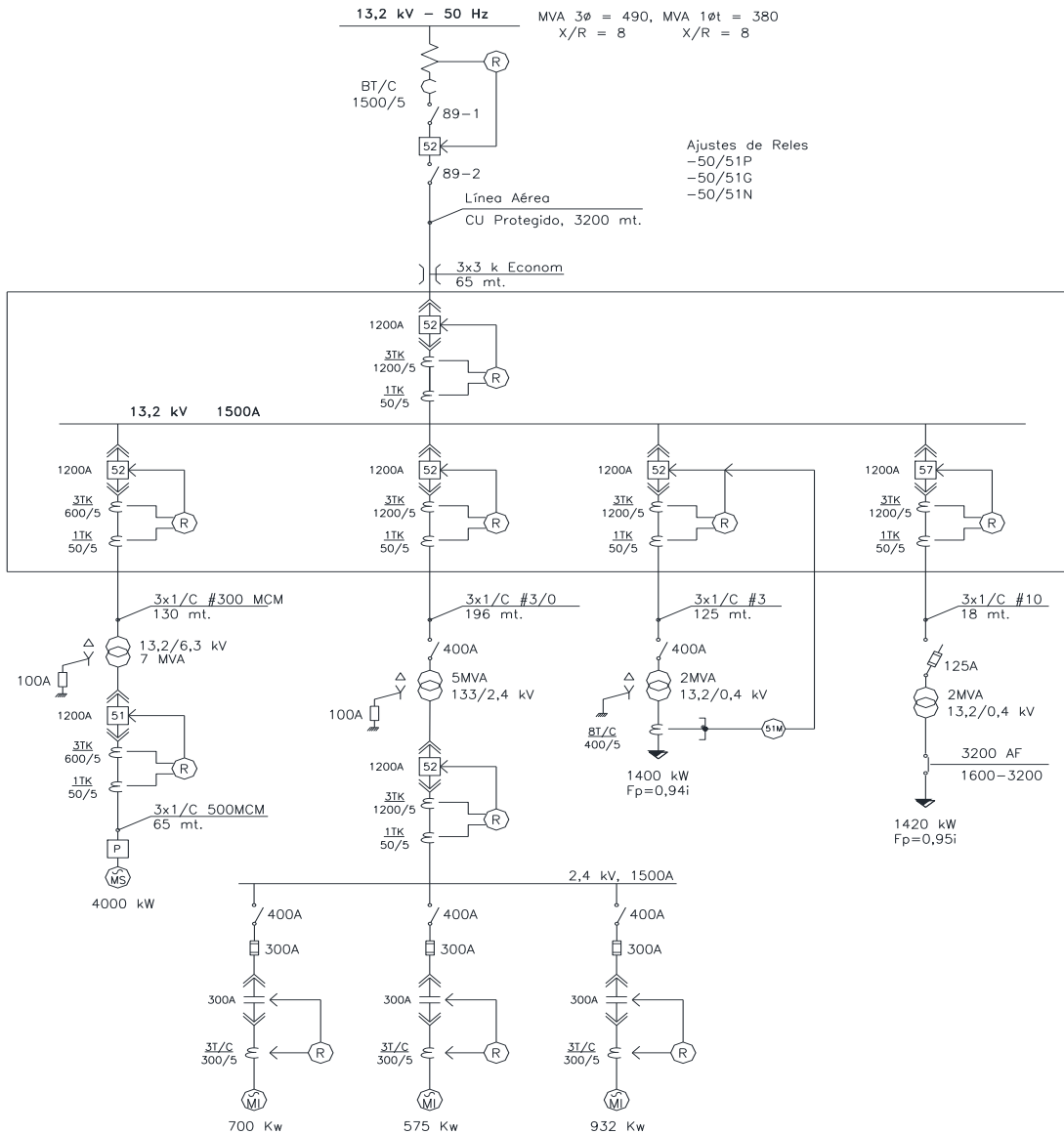


Figura 1.1: Diagrama unilineal de la red eléctrica

1.2 Descripción de equipamiento

1.2.1 Relé de Protección

Con referencia al diagrama unilineal de Figura 1.1, en la Tabla 1.1, se presenta un resumen de las principales características de los componentes de las protecciones existentes en la red eléctrica de M.T.

Tabla 1.1: Protecciones existentes en la red en M.T

Descripción	Tensión kV	Identificación	Multilin Modelo	T/C Fase	T/C Residual
Línea aérea	13,2	R0	SR750	1500/5	-
Barra 2	13,2	R1	SR750	1200/5	50/5
Alimentador AL2	13,2	R2	SR750	600/5	50/5
Alimentador AL3	13,2	R3	SR750	300/5	50/5
Alimentador AL4	13,2	R4	SR750	100/5	50/5
Alimentador AL5	13,2	R5	SR750	100/5	50/5
Alimentador AL6	6.3	R6	SR 469	600/5	50/5
Barra 4	2,4	R7	SR750	1500/5	50/5
Motor 700KW	2.4	R8	SR469	300/5	50/5
Motor 575 KW	2.4	R9	SR 469	300/5	50/5
Motor 932 KW	2.4	R10	SR 469	300/5	50/5

Además, proveniente del bus 3 se alimenta en 6,3 kV un motor sincrónico de 4000 kW, que incorpora un relé Multilin SR 469 para la protección del motor.

Al considerar los equipamientos de protección en baja tensión, con referencia a la Figura 1.1 se identifican dos cargas de potencia constante en 400V que son protegidas por un Master Pac de 4000A con una unidad micrologic 5.0 de marca Schneider Electric.

1.2.2 Transformadores

Con referencia al diagrama unilineal de la Figura 1.1 se realiza un levantamiento de los transformadores de poder y distribución, para esto se contempla emplear como herramienta de apoyo el software ETAP.

Es así que en la Tabla 1.2 se resumen los datos característicos de los transformadores de poder y distribución.

Tabla 1.2: Datos de transformadores

Descripción	Potencia MVA	Tensión kV		Impedancia	
		Primario	Secundario	Z%	X/R
Transformador 1	7	13,2	6,3	6,5	13,55
Transformador 2	5	13,2	2,4	6,5	12,14
Transformador 3	2	13,2	0,4	5,75	7,098
Transformador 4	2	13,2	0,4	5,75	7,098

En relación a la información de la Tabla 1.2 , es necesario destacar que los transformadores tienen conexión al primario en delta y el secundario en estrella aterrizado.

1.2.3 Alimentadores de media tensión

Con respecto al diagrama unilíneal de la Figura 1.1, se realiza un levantamiento de las características de los alimentadores en sus tensiones de trabajo. Es así que en la Tabla 1.3 se incluye un resumen de los datos característicos y parámetros asociados.

Tabla 1.3: Datos de Alimentadores

Descripción	Barra Identificación		Calibre Conductor	Sección [mm ²]	Largo [mts]
	Inicio	Fin			
AL1	Línea aérea	Barra 2	500 MCM	253,4	65
AL2	Barra 2	T1	300 MCM	152	130
AL3	Barra 2	T2	3/0 AWG	85	196
AL4	Barra 2	T3	3/0 AWG	85	125
AL5	Barra 2	T4	2/0 AWG	67,4	18
AL6	T1	MS	500 MCM	253,4	65

Cabe destacar que en el capítulo II, se presenta el diseño de la línea aérea que aparece en el diagrama unilíneal de la Figura 1.1.

1.2.4 Motores

Considerando las máquinas eléctricas del diagrama unilíneal de la Figura 1.1, en la Tabla 1.4, se resumen las características de cada motor. En tal sentido, los parámetros característicos, se han obtenido de la base de datos del software ETAP.

Tabla 1.4: Datos de Motores de M.T

Descripción	Potencia kW	Tensión kV	Reactancia Xd" (%)	X/R	Factor de Potencia
Motor Sincrónico	4000	6,3	15,39	35	0,931
Motor de inducción 1	700	2,4	18,462	23,665	0,924
Motor de inducción 2	575	2,4	18,462	22,127	0,923
Motor de inducción 3	932	2,4	15,385	26,224	0,925

1.3 Estudio de cargas

Con referencia al diagrama unilíneal de la Figura 1.1 se requirieron de energía eléctrica de motores y cargas con potencia constante.

Así, al considerar la potencia nominal de los motores con su factor de potencia, en la Tabla 1.5, se resumen las demandas de cada una de los equipos de la red eléctrica de la planta Rio Bravo.

Tabla 1.5: Demanda de potencia

Descripción	Potencia Activa kW	FP	Potencia Reactiva kVAR
Motor MS	4000	0.93	1580
Motor MI1	700	0.924	290
Motor MI2	575	0.923	240
Motor MI3	932	0.925	383
Carga 1	1400	0.95	460
Carga 2	1420	0.95	467
Total	9027		3420

Así, al considerar la potencia total, se establece una demanda de 9027 kW y 3420 kVAR con un factor de potencia de 0,935ind.

Cabe destacar que la información de demanda, será de especial interés en el cálculo de regulación de tensión descrito en el capítulo II.

Capítulo II

Cálculo de línea de transmisión

Capítulo II: Cálculo de línea de transmisión

2.1 Planteamiento

En el presente capítulo se realiza el diseño eléctrico y mecánico de la línea aérea de circuito simple horizontal de conductores de cobre.

2.2 Calculo eléctrico de línea aérea

Para el cálculo eléctrico se contempla evaluar la capacidad térmica, la estimación de parámetros y la regulación de tensión para cumplir la NORMA NSEG 71

2.2.1 Capacidad nominal

La capacidad nominal que debe transportar la LT está definida por la demanda total de la planta, incluyendo un factor de expansión esperado del 10% (aspecto a proporcionar por la planta). Así, la potencia de diseño es:

$$S_L = 1.1 \times 9027 \text{ KW} + j3420 \text{ KVAR} = 9930 \text{ KW} + 3762 \text{ KVAR} = 10620 \text{ L} 20,75 \text{ kVA}$$

Luego la corriente nominal queda definida por:

$$I_{\text{NOMINAL}} = \frac{10620 * 10^6}{\sqrt{3} * 13,2 * 10^3} = 464,5 \text{ A}$$

En consecuencia, la capacidad térmica del conductor seleccionado deberá ser mayor a 464,5A.

2.2.2 Topología de la LT

Considerando la NORMA NSEG 5, art 106 Tabla N°4, la distancia mínima entre los conductores para una flecha de 1 metro a 30°C y sin sobrecarga, viene dada por:

$$D_{\text{MIN}} = 0,36\sqrt{F} + \frac{\text{KV}}{130} + 0,5C = 0,36 + \frac{13,2}{130} = 0,462 \text{ MT}$$

Donde:

D_{MIN} : Distancia mínima entre conductores para una flecha de un metro

F: es la flecha aparente a 30°C

kV: tensión nominal entre conductores

C: longitud en metros de cadena de aislación en suspensión, ya que se considera aisladores rígidos es igual a 0.

Por otro lado, al considerar una flecha de 4,5 metros, la distancia mínima entre conductores será:

$$D_{MIN} = 0,36\sqrt{F} + \frac{kV}{130} = 0,36\sqrt{4,5} + \frac{13,2}{130} = 0,865 \text{ mts}$$

Así, como muestra la Figura 2.1, considerando un valor intermedio se contempla evaluar la topología de la línea de transmisión con una distancia entre conductores de 0,664mts equivalente a una flecha esperada no superior a 2,437mts, aspecto que será validado mediante el cálculo mecánico.

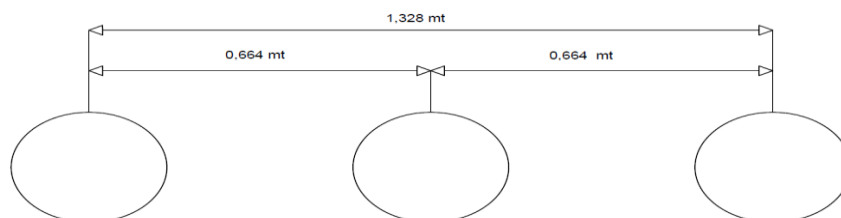


Figura 2.1: Disposición de líneas aéreas

Por otro lado, para determinar los parámetros por fase de la línea de transmisión, se asume transposición de la línea, con lo cual la distancia de separación de una configuración equilátera equivalente resulta ser:

$$DMG = \sqrt[3]{0,664 * 0,664 * 1,328} = 0,837\text{Mts} = 2,746 \text{ pies}$$

Así, como muestra la Figura 2.2, para el cálculo de parámetros se contempla una separación de conductores en configuración equilátera de 0,837mts, equivalente a 2,746pies.

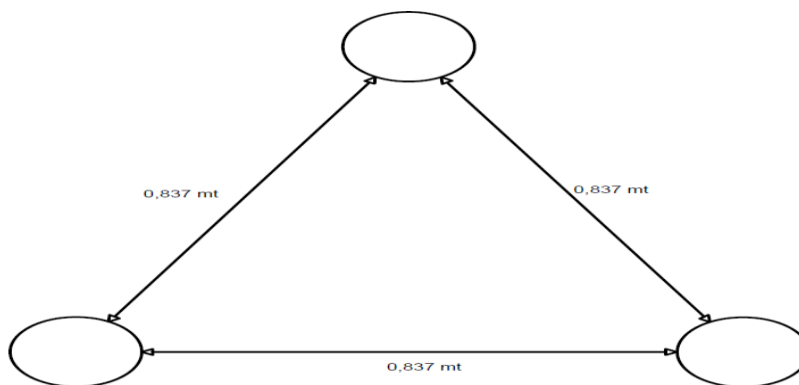


Figura 2.2: Disposición de líneas aéreas equilateras

2.2.3 Selección del conductor

Considerando un conductor de cobre duro de 97,3% de conductividad, se contempla seleccionar el tamaño del conductor según la capacidad térmica requerida con la restricción que debe asegurar una tensión en el receptor comprendida en un 5%, esto es, la tensión en el receptor no debe ser inferior a 12,54kV, ni superior a 13,86 kV.

Así, con referencia a tablas normalizadas de conductores de líneas aéreas según Tablas A.1 y A.2 de Anexo A, para una capacidad térmica superior a 464,6A, se selecciona un conductor 4/0 AWG de 19 hebras.

En tal sentido, los parámetros característicos de esta línea son:

Capacidad térmica: 480A

Radio medio geométrico: 0,01668pie

Resistencia CA: 0.303 Ω /milla a 50Hz y 50°C

Reactancia inductiva X_a : 0.414 Ω /milla a 1 pie de separación

Reactancia inductiva X_d : 0.1023 Ω /milla a 2,746 pie de separación

Luego, la impedancia de la línea viene dada por:

$$Z_L: [R_c + j(X_a + X_d)] * l$$

Donde:

Z_L : Impedancia de línea

X_a : Reactancia a un pie de separación

X_d : Reactancia inductiva a 2,746 pies de separación

l: Longitud de conductor

$$Z_L = [0,303 + j(0,414 + 0,1023)] * \frac{3,2}{1,609} = 0,602 + j1,027 \Omega$$

Cabe destacar que empleando expresiones numéricas, la reactancia de la línea también puede calcularse como:

$$X_L = 0,0628 * \text{LN} \left(\frac{\text{DMG}}{\text{RMG}} \right) * l = 0,0628 * \text{LN} \left(\frac{2,746}{0,01668} \right) * 3,2 = 1,026 \Omega$$

Así, al evaluar la caída de tensión en el receptor se tiene:

$$(13,2 - V_R) = R * P + X * Q = 0,602 * 9,027 + 1,027 * 3,420 = 8,95$$

Desarrollando:

$$V_R^2 - 13,2 V_R + 9,87 = 0 \Rightarrow V_R = \frac{13,2 + \sqrt{13,2^2 - 4 * 8,95}}{2} = 12,48 \text{ kV}$$

Donde:

- V_R : Voltaje receptor
- R: Resistencia de conductor
- P: Potencia Activa
- X: Reactancia de conductor
- Q: Potencia Reactiva

Puesto que, la tensión esperada es menor al límite inferior de 12,54 kV el conductor de calibre 4/0, se descarta. Así, es necesario evaluar con un conductor de calibre superior escogiendo en este caso un conductor de 250 MCM, 19 hebras.

En este caso los parámetros característicos de la línea son:

- Capacidad térmica: 540A
- Radio medio geométrico: 0,01813pie
- Resistencia CA: 0.257 Ω /milla a 50Hz y 50°C
- Reactancia inductiva:0.406 Ω /milla a 1 pie de separación
- Reactancia inductiva:0.1023 Ω /milla a 2,746 pie de separación

Luego, la impedancia de la línea viene dada por:

$$Z_L = [0,257 + j(0,406 + 0,1023)] * \frac{3,2}{1,609} = 0,511 + j1,011 \Omega$$

Cabe destacar que empleando expresiones numéricas, la reactancia de la línea también puede calcularse como:

$$X_L = 0,0628 * \text{LN} \left(\frac{\text{DMG}}{\text{RMG}} \right) * l = 0,0628 * \text{LN} \left(\frac{2,746}{0,01813} \right) * 3,2 = 1,01 \Omega$$

Así, al evaluar la caída de tensión en el receptor se tiene:

$$(13,2 - V_R) = R * P + X * Q = 0,511 * 9,027 + 1,011 * 3,420 = 8,07$$

Desarrollando:

$$V_R^2 - 13,2V_R + 8,904 = 0 \Rightarrow V_R = \frac{13,2 + \sqrt{13,2^2 - 4 * 8,07}}{2} = 12,55 \text{ kV}$$

Si bien, en esta caso se satisface el nivel mínimo de voltaje, dado que está muy cerca del límite inferior, se analiza el conductor de sección inmediatamente superior, esto es, un calibre de 300 MCM 19 hebras.

En este caso los parámetros característicos de la línea son:

Capacidad térmica: 610A

Radio medio geométrico: 0,01987pie

Resistencia CA: 0.214 Ω /milla a 50Hz y 50°C

Reactancia inductiva:0.396 Ω /milla a 1 pie de separación

Reactancia inductiva:0.1023 Ω /milla a 2,746 pie de separación

Luego, la impedancia de la línea viene dada por:

$$Z_L = [0,214 + j(0,396 + 0,1023)] * \frac{3,2}{1,609} = 0,426 + j0,991 \Omega$$

Cabe destacar que empleando expresiones numéricas, la reactancia de la línea también puede calcularse como:

$$X_L = 0,0628 * \text{LN} \left(\frac{\text{DMG}}{\text{RMG}} \right) * l = 0,0628 * \text{LN} \left(\frac{2,746}{0,01987} \right) * 3,2 = 0,991 \Omega$$

Así, al evaluar la caída de tensión en el receptor se tiene:

$$(13,2 - V_R) = R * P + X * Q = 0,426 * 9,924 + 0,991 * 3,791 = 7,98$$

Desarrollando:

$$V_R^2 - 13,2 V_R + 7,98 = 0; \text{ luego } V_R = \frac{13,2 + \sqrt{13,2^2 - 4 * 7,98}}{2} = 12,56 \text{ kV}$$

Por tanto, dado que la NORMA NSEG 71 solicita una regulación del 7,5 % y la empresa solicita una regulación del 5 % el conductor de calibre 300 MCM cumple con lo solicitado. En consecuencia se establece una línea aérea simple, con conductores de sección de 300 MCM y 19 Hebras, en disposición horizontal con una separación de conductores de 0,664mts.

Por otro lado, la altura mínima de conductor según NSEG 71 para categoría B es de 6 MTS. Es así, que al considerar una flecha máxima de 2,437mts la altura de las líneas en apoyo, será como mínimo de 8,437mts.

2.3 Cálculo mecánico de línea aérea

2.3.1 Análisis exacto

Para la verificación de las solicitudes mecánicas de conductores y soportes de la línea aérea, se considerará según NSEG71 la zona 1.

Así, las condiciones más desfavorables de sobrecargas y temperaturas vienen dadas por:

- Presión del viento: $20\text{kg/m}^2 * \left\{ \frac{1000\text{gr}}{1\text{kg}} * \frac{1\text{m}^2}{100^2\text{cm}^2} \right\} = 2\text{gr/cm}^2$
- Temperatura ambiente: $-10 \text{ }^\circ\text{C}$
- Espesor radial de hielo: 10 mm

Para las condiciones más desfavorables, la tensión mecánica máxima (Fa) que se admitirá en el conductor no debe superar el 50% de la tensión de ruptura del conductor. así, para conductor 300 MCM, 19 hebras,

$$Fa \leq 0,5 * 13510\text{lb} = \frac{76551\text{lb}}{2,2046} = 3064,$$

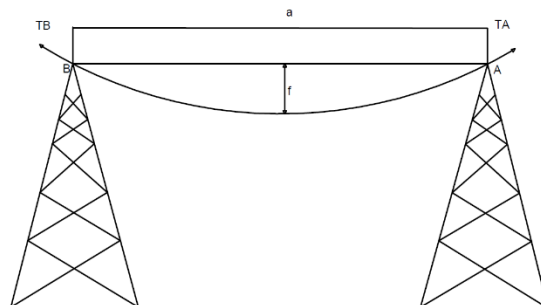


Figura 2.3: Catenaria

Considerando un conductor de peso uniforme sujeto entre dos apoyos de igual altura (ptos a y b) la tensión en el conductor dependerá del peso del conductor, longitud del vano, de la temperatura y condiciones ambientales.

Un primer paso es determinar la fuerza resultante que actúa sobre el conductor, considerando el peso del conductor (U_c), presión (carga del viento (h) y peso del hielo (F_v), así:

$$g = \sqrt{h^2 + (F_v + U_c)^2} \text{ kg/mt}$$

En tal sentido, la componente horizontal del viento P_v resulta ser $P_v = 0,01p * D$ (kg/mt) donde h es la presión del viento (gr/cm^2) y D el diámetro del conductor en (mm).

Considerando el conductor 300 MCM 19 hebras , que posee un diámetro de 15,98 mm se tiene:

$$h = 0,01 * 2(\text{gr/cm}^2) * 15,98(\text{mm}) = 0,319 \left(\frac{\text{kg}}{\text{mt}}\right)$$

El peso del hielo por unidad de longitud queda definido por:

$$F_v = 7,17 * 10^{-4} * [(D + 2r)^2 - D^2]$$

$$F_v = 7,17 * 10^{-4} * [(15,98 + 2 * 10)^2 - 15,98^2] = 0,745 \frac{\text{kg}}{\text{mt}}$$

Por otro lado, considerando el peso del conductor, se tiene:

$$U_c = 4891 * \text{lb/milla} * \frac{1}{2,2046} * \frac{1 \text{milla}}{1609 \text{mt}} = 1,379 \frac{\text{kg}}{\text{mt}}$$

Luego:

$$g = \sqrt{0,319^2 + (0,745 + 1,379)^2} = 2,148 \frac{\text{kg}}{\text{mt}}$$

Para evaluar las relaciones entre magnitudes mecánicas y distancias en una línea aérea, se analiza la curva del conductor suspendido entre extremos a la misma altura.-

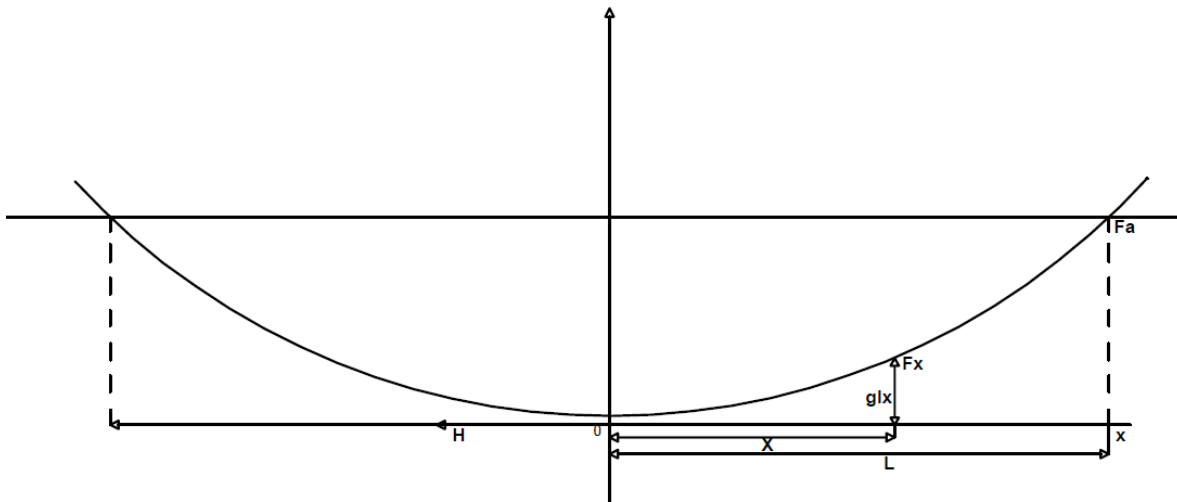


Figura 2.4: Catenaria

Donde:

V_c : Peso propio del conductor

V_h : Peso propio del hielo

$$V = V_c + V_h$$

H: Fuerza horizontal ejercida por la presión del viento [kg/m]

g: Fuerza resultante [kg/m], donde:

$$g^2 = V^2 + h^2$$

L: Semi-luz [m]

F_a : Fuerza ejercida sobre el conductor en los apoyos [kg]

Considerando que:

$$h = 0,01 * p * D \text{ [kg/m]}$$

Donde p, es la presión del viento en [gr/cm²] y D el diámetro del conductor en [mm]

$$V_h = 0,000717 * \{(D + 2r)^2 - D^2\}$$

Donde r, es espesor del hielo en [mm]

Determinando por ecuación matemática de la curva que describe un elemento flexible, suspendido sobre los apoyos de la misma altura, a partir de:

$Tg\varphi = \frac{dy}{dx} = \frac{g!x}{H}$ y reemplazando la relación de !x, se obtiene:

$$\frac{dy}{dx} = \frac{g}{H} = \int \sqrt{1 + \left(\frac{dy}{dx}\right)^2} \Delta x$$

Resolviendo esta ecuación, se obtiene:

$$y = \frac{H}{g} \cosh\left(\frac{gx}{H} - 1\right) \quad \text{Ecuación de la catenaria}$$

de esta ecuación se deduce la siguientes relaciones:

- | | |
|---|---|
| a.- Flecha | $f = \frac{H}{g} \left[\cosh\left(\frac{gL}{H}\right) - 1 \right]$ |
| b.- Fuerza ejercida sobre el conductor en cualquier punto | $F_x = H \cosh\left(\frac{gx}{H}\right)$ |
| c.- Fuerza ejercida sobre el conductor en los apoyos | $F_a = H \cosh\left(\frac{gl}{H}\right)$ |
| d.- Largo del conductor | $l_{total} = \frac{2H}{G} \sinh\left(\frac{Gl}{H}\right)$ |

Para resolver un problema, como por ejemplo, relacionar dos condiciones atmosféricas, se debe resolver un sistema de dos ecuaciones, con dos incógnitas.

2.3.2 Cálculo aproximado

Este método se basa en resolver el sistema de dos ecuaciones, mediante gráficos; las dos ecuaciones son:

a.) $\frac{F}{Sg} = f\left(\frac{1}{S}\right)$

b.) $\frac{F}{Sg} = f\left(\frac{f}{S}\right)$

El segundo método es de aproximación que se obtiene al reemplazar el “cosh”, por los dos primeros términos de su correspondiente serie obteniendo las siguientes relaciones;

a.- Flecha
$$f = \frac{1}{2} * \frac{GL^2}{H}$$

b.- Largo total
$$l_{total} = 2L + \frac{4}{3} * \frac{f^2}{L}$$

En forma complementaria a las expresiones descritas anteriormente, también es posible definir un cálculo unitario, en donde las magnitudes de interés de la catenaria se dividen por el vano S.

A continuación se desarrolla un ejemplo:

Es así, que se establecen valores tabulados para el factor de tensión horizontal, factor de tensión, flecha unitaria y longitud unitaria de la línea.

En primer término se establecen los datos requeridos:

A continuación en Tabla 2.1 se entregan datos del conductor

Tabla 2.1: Datos de conductor

DATOS CONDUCTOR	UNIDAD	
Tipo de conductor a utilizar	300	[MCM]
Sección	152	[mm ²]
Diámetro (mm)	15,98	[mm]
Radio Medio Geométrico (cm)	0,606	[cm]
Peso aproximado (Kg/m)	1,379	[Kg/m]
Carga de ruptura (Kg)	6128	[Kg]
Resistencia (ohm/Km) AC a 50°C	0,344	[Ω/Km]
Módulo de elasticidad (Kg/mm ²)	11939	[Kg/mm ²]
Coefficiente de dilatación lineal (1/°C)	1,69*10 ⁻⁵	[1/°C]
Presión del viento (gr/cm ²)	2	[gr/cm ²]
Temperatura zona 1 (°C)	-10	[°C]
Espesor del hielo a -10 °C (mm)	1	[mm]
Longitud del vano (m)	200	[mts]

Una vez determinada la carga total (g) se puede obtener el factor de carga (Y)

$$Y = \frac{Fa}{g} = \frac{3064}{2.1479} = 1426.5096$$

Siendo:

Fa: El 50% de la tensión de ruptura

g : Fuerza resultante

Es así, que:

$$\frac{Y}{s} = \frac{16.5096}{200} = 7.1325$$

Interpolando desde Tabla A.3 valor unitario (ver Anexo A) para obtener l/s

Así, en Tabla 2.2 se resumen resultados de interpolación de Tabla A.3 (ver Anexo A)

Tabla 2.2: Valor unitario

l/s	y/s
1.000817	7.1604
1.00082411	7.1325
1.000938	6.6854

Así, el largo del conductor viene dado por:

$$\frac{6.6854 - 7.1604}{7.325 - 7.1604} = \frac{1.000938 - 1.000817}{x - 1.000817} = 1.00082411$$

Por lo tanto:

$$x = \frac{l}{s} = 1.00082411$$

Por otro lado, obtenido los datos de relación con respecto al vano, es necesario proponer una segunda condición con respecto al día de instalación, el que será de 20 °C y sin viento.

Así, queda definida por:

$$g = \sqrt{0 + (1.379 + 0)^2} = 1.379 \text{ Kg/m}$$

a) Para comenzar será necesario eliminar el efecto de la carga sobre el conductor.

$$\frac{l_a}{S} = \frac{l/s}{1 + \frac{F_a}{\alpha * M}} = \frac{1.00082411}{1 + \frac{3064}{152 * 11939}} = 0.9991 \text{ a } -10^\circ\text{C y sin carga}$$

b) Ahora, se deberá llevar l/s desde -10 °C a 20 °C y sin carga.

$$\frac{l_b}{s} = \frac{l_a}{s} * (1 + \alpha * \Delta t)$$

$$\frac{l_b}{s} = 0.9991 * (1 + 1.69 * 10^{-5} * 30) = 0.999601 \text{ } 20^\circ\text{C Primer punto de la recta}$$

c) Ver efecto de la carga en conductor a 20°C, para obtener el segundo punto, sin viento, sólo peso del conductor.

$$g = 1.379\text{Kg/m} ; f/sg = 5$$

$$f = 5 * 200 * 1.379 = 1379 \text{ Kg}$$

$$\frac{L_c}{s} = 0.999601 * \left(1 + \frac{1379}{152 * 11939}\right) = 1.00036 \text{ segundo punto a } 20^\circ\text{C y con carga}$$

De la figura de curvas se obtiene:

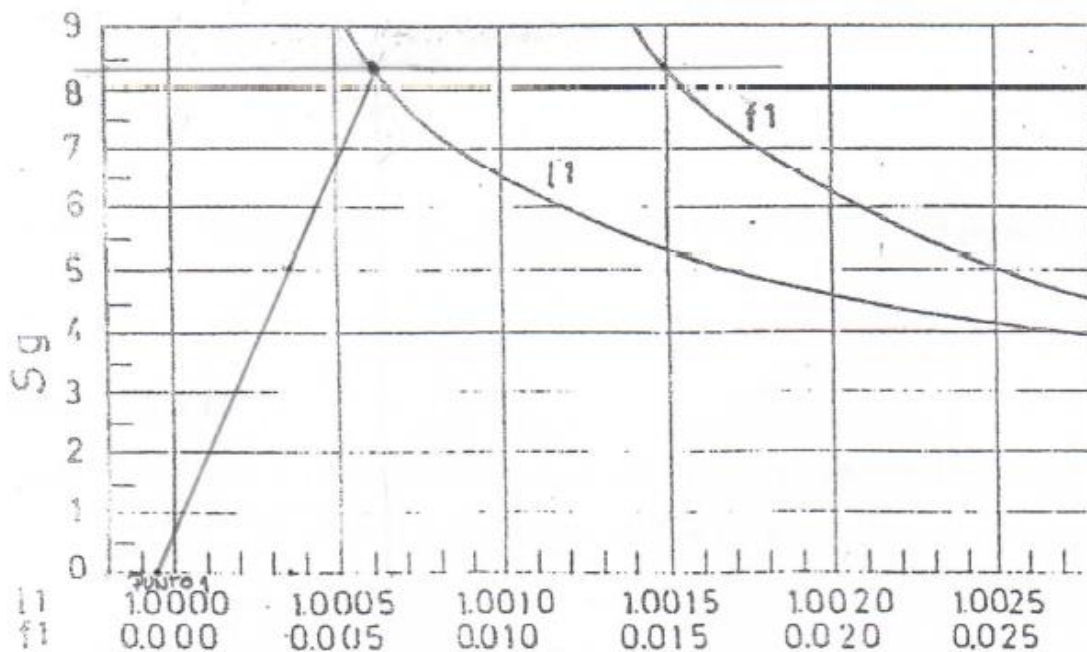


Figura 2.5: Relación entre flecha y largo unitario

Así, de la figura se obtiene:

$$\frac{F}{S_g} = 8,4 \quad \rightarrow \quad F = 8,4 * 200 * 1,379 = 2316,72 \text{ (kg)}$$

$$\frac{f}{s} = 0,015 \quad \rightarrow \quad f = 0,015 * 200 = 3 \text{ (m) a } 20 \text{ }^\circ\text{C}$$

Por último, obtenidos estos datos, se puede determinar que el largo del conductor en el día de la instalación es:

$$\frac{L_c}{s} = 0,999601 * \left(1 + \frac{2316,72}{152 * 11939} \right) = 1,00087$$

Por lo tanto

$$L = 1,00087 * 200 = 200,175 \text{ (m)}$$

Capítulo III

Cálculo de corto circuitos

Capítulo III: Cálculo de corto circuitos

3.1 Planteamiento

En esta capítulo se realizan los cálculos de corto circuito trifásico de la red al respecto se determinan los parámetros de los componentes del SEP, esto es, empalme, transformadores, líneas de transmisión, alimentadores y motores eléctricos, empleando información de tablas normalizadas, de proveedores e información disponible de la base de datos del programa ETAP.

3.2 Cálculo de parámetros

Para los cálculos de los parámetros la red eléctrica se contempla emplear cálculos en por unidad, empleando para ello una potencia base de 100 MVA.

3.2.1 Cálculo de parámetros del SEP

Considerando la información proporcionada por la empresa, en la Tabla 3.1 se presentan los datos característicos del empalme.

Tabla 3.1: Datos característicos del Empalme

Descripción	Designación	Tensión kV	SCC 3φ MVA	X/R
SEP	BUS 0	13,2	480	8

Considerando la potencia de cortocircuito trifásica, la corriente viene dada por:

$$ICC_{3\phi} = \frac{SCC_{3\phi}}{\sqrt{3} * V} = \frac{480 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 13,2 \text{ kV}} = 20,995 \text{ kA}$$

Determinada la corriente de corto circuito, la resistencia equivalente del empalme resulta ser:

$$R_s = \frac{V_L}{\sqrt{3} * ICC_{3\phi} * \sqrt{1 + (X/R)_{3\phi}^2}} = \frac{13,2 * 10^3}{\sqrt{3} * 20,995 \text{ kA} * \sqrt{1 + 8_{3\phi}^2}} = 0,045 \Omega$$

Así, la reactancia equivalente del empalme es:

$$X_s = 8 \text{ veces } R_s = 0,352 \Omega$$

Luego la impedancia resulta ser:

$$Z_{\text{sep}} = 0,045 + j0,352 = 0,355 \angle 82,87^\circ \Omega$$

Considerando la potencia base de 100 MVA y voltaje base de 13,2 kV , la impedancia base resulta ser: $1,742 \Omega$. Así, la impedancia en por unidad del empalme resulta ser:

$$Z_{\text{sep}} = \frac{Z_{\text{REAL}}}{Z_{\text{BASE}}} = \frac{0,355}{1,742} = 0,204 \angle 82,87^\circ (\text{pu})$$

3.2.2 Cálculo de parámetros de Transformadores

Considerando los parámetros descritos de los transformadores en la Tabla 1.2, la impedancia en por unidad en base propia del transformador 1 resulta ser:

$$Z_{\text{Trafo 1}} = 0,065 \angle 85,779^\circ = 0,00478 + j0,06482 (\text{pu})$$

Al considerar la potencia base de 100 MVA, la impedancia en por unidad viene dada por:

$$Z_{\text{Trafo 1}} = 0,065 \angle 85,78^\circ * \frac{100}{7} * \left(\frac{13,2}{13,2} \right)^2 = 0,929 \angle 85,78^\circ (\text{pu})$$

Al considerar los parámetros del transformador 2 se tiene:

$$Z_{\text{Trafo 2}} = 0,065 \angle 85,29^\circ = 0,00534 + j0,06478 (\text{pu})$$

Así, impedancia en por unidad en base de 100 MVA viene dada por:

$$Z_{\text{Trafo 2}} = 0,065 \angle 85,29^\circ * \frac{100}{5} * \left(\frac{13,2}{13,2} \right)^2 = 1,3 \angle 85,29^\circ (\text{pu})$$

Respecto del transformador 3, la impedancia en por unidad en base propia, resulta ser:

$$Z_{\text{Trafo 3}} = 0,0575 \angle 81,98^\circ = 0,008 + j0,0569 (\text{pu})$$

Luego, la impedancia en por unidad en base de 100 MVA viene dada por:

$$Z_{\text{Trafo } 3} = 0,0575 \angle 81,98^\circ * \frac{100}{2} * \left(\frac{13,2}{13,2} \right)^2 = 2,875 \angle 81,98^\circ (\text{pu})$$

Finalmente, la impedancia en por unidad en base propia del transformador 4 resulta ser:

$$Z_{\text{Trafo } 4} = 0,0575 \angle 81,98^\circ = 0,008 + j0,0569 (\text{pu})$$

Así, la impedancia en por unidad en base de 100 MVA viene dada por:

$$Z_{\text{Trafo } 4} = 0,0575 \angle 81,98^\circ * \frac{100}{2} * \left(\frac{13,2}{13,2} \right)^2 = 2,875 \angle 81,98^\circ (\text{pu})$$

3.2.3 Cálculo de parámetros de la línea de transmisión

Al considerar el cálculo descrito en el capítulo II, se establece que la impedancia de la línea aérea resulta ser:

$$Z_{\text{línea}} = 0,426 + j0,991 \Omega = 1,079 \angle 66,739^\circ \Omega$$

Así, considerando la impedancia base de 1,742 (Ω), la impedancia de la línea en pu viene dada por:

$$Z_{\text{línea}} = \frac{Z_{\text{real}}}{Z_{\text{base}}} = \frac{1,079 \angle 66,74^\circ}{1,742} = 0,619 \angle 66,74^\circ (\text{pu})$$

3.2.4 Cálculo de parámetros de Alimentadores de media tensión

Para el cálculo de los alimentadores en MT se contempla emplear la información técnica proporcionada por el fabricante MADECO (ver anexo A Tabla A.4).

Dado que este alimentador AL1 presenta tres conductores por fase, la resistencia total es un tercio del valor de una línea, ya que se considera los conductores en paralelo, dando como resultado:

$$R = 0,0015 (\Omega)$$

Por otro lado, la reactancia inductiva de tabla, resulta ser $0,122 \left(\frac{\Omega}{\text{km}} \right)$ y mediante el presenta cálculo de radio medio geométrico (RMG), se obtendrá el valor de la reactancia total del alimentador AL1, el cual posee 3 conductores por fase.

Reactancia del conductor 500 MCM según tabla normalizada.

$$X = 0,122 \left(\frac{\Omega}{\text{km}} \right)$$

Diámetro externo del conductor (d): 37,40 mm

Radio medio geométrico del conductor: 7,92 mm

k = constante.

$$X = k \times \log \frac{d}{\text{RMG}_H} \quad 0,122 = k \log \frac{37,40 \text{ mm}}{7,92 \text{ mm}}$$

$$k = 0,181$$

Luego, el radio medio geométrico del conductor:

RMG_H: Radio medio geométrico de la hebra

D: Distancia entre conductores.

$$\text{RMG} = \sqrt[3]{\text{RMG}_H * d^2}$$

$$\text{RMG} = \sqrt[3]{7,92 * 37,40^2} = 22,29 \text{ mm}$$

$$X = 0,181 \log \frac{37,40(\text{mm})}{17,2(\text{mm})} = 0,0041 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

Por otro lado, el largo del alimentador es 65 metros.

$$X_T = 0,041 \left(\frac{\Omega}{\text{km}} \right) * 0,065(\text{km}) = 0,0027 (\Omega)$$

Luego, la impedancia en Ohms es:

$$Z_{AL1} = 0,00154 + j0,00264 = 0,0031 \angle 59,88^\circ \Omega$$

Dado que el alimentador esta en 13.2 kV, la impedancia base resulta ser 1,742 (Ω), y por tanto la impedancia por unidad viene dada por:

$$Z_{AL1} = \frac{Z_{real}}{Z_{base}} = \frac{0,0031 \angle 59,88^\circ}{1,742} = 0,0018 \angle 59,88^\circ (\text{pu})$$

Así, se presenta ejemplo de cálculo de parámetros de alimentadores de media tensión

En relación con el alimentador AL2, la resistencia del conductor queda definida por:

$$R = \frac{\rho * L}{S} = R = \frac{0,018 \left[\frac{\Omega * \text{mm}^2}{\text{m}} \right] * 130}{152 \text{ mm}^2} = 0,0154 \Omega$$

Por otro lado, empleando Tablas normalizadas (ver anexo A); la reactancia para un conductor de 152mm² resulta ser 0,132 Ω/km . Así, la impedancia del alimentador viene dada por:

$$Z_{AL2} = 0,0154 + j 0,0172 = 0,023 \angle 48,16^\circ \Omega$$

Considerando la impedancia base en 13,2 kV de 1,742(Ω) la impedancia en pu del alimentador AL2 queda definida por:

$$Z_{AL2} = \frac{Z_{real}}{Z_{base}} = \frac{0,023 \angle 48,16^\circ}{1,742} = 0,013 \angle 48,16^\circ (\text{pu})$$

Así en Tabla 3.2 se resumen los valores de impedancia de los demás conductores de media tensión.

3.2.5 Cálculo de parámetros de motores

Al considerar los parámetros de los motores de MT, se consideran valores de reactancia X''d y la relación X/R. En tal sentido, destacar que los parámetros de los motores se han obtenido empleando la base de datos del software ETAP 6.0. Así, considerando los datos de Tabla 1.4, la reactancia del motor sincrónico resulta ser:

$$X_d'' = 0,1539 (\text{pu})$$

Por otro lado, considerando la relación x/r de 35 se tiene :

$$\theta = \tan^{-1} \left(\frac{X}{R} \right) = \tan^{-1}(35) = 88,36^\circ$$

Así, la impedancia en base propia del motor resulta ser:

$$Z = 0,1539 \angle 88,36^\circ (\text{pu})$$

Empleando la potencia base de 100 MVA la impedancia en pu del motor sincrónico resulta ser:

$$Z_{MS} = 0,1539 \angle 88,36^\circ \frac{100}{4,301} = 3,578 \angle 88,36^\circ (\text{pu})$$

En relación con el motor de inducción M1 DE 700 kW la reactancia es :

$$X'd = 0,1846 (\text{pu})$$

Considerando la relación X/R de 23,665, el ángulo de la impedancia es $87,58^\circ$ y por lo tanto la impedancia en base propia es:

$$Z_{M1} = 0,1846 \angle 87,58^\circ (\text{pu})$$

Empleando la potencia base de 100 MVA, la impedancia en por unidad del motor de inducción M1 resulta ser:

$$Z_{M1} = 0,1846 \angle 87,58^\circ \frac{100}{0,758} = 24,35 \angle 87,58^\circ (\text{pu})$$

En relación con el motor de inducción M2 DE 575 kW la reactancia es :

$$X'd = 0,1846 (\text{pu})$$

Considerando la relación X/R de 22,127, el ángulo de la impedancia es $87,41^\circ$ y por lo tanto la impedancia en base propia es:

$$Z_{M2} = 0,1846 \angle 87,41^\circ (\text{pu})$$

Empleando la potencia base de 100 MVA, la impedancia en por unidad del motor de inducción M2 resulta ser:

$$Z_{M2} = 0,1846 \angle 87,41^\circ \frac{100}{0,623} = 29,63 \angle 87,41^\circ (\text{pu})$$

$$X/R = 23,665 \quad \text{Arc tg}(23,665) = 87,580 \angle 88,36^\circ$$

En relación con el motor de inducción M3 DE 932 kW la reactancia es :

$$X'd = 0,1539 (\text{pu})$$

Considerando la relación X/R de 26,224, el ángulo de la impedancia es 87,82° y por lo tanto la impedancia en base propia es:

$$Z_{M3} = 0,1539 \angle 87,82^\circ (\text{pu})$$

Empleando la potencia base de 100MVA, la impedancia en por unidad del motor de inducción M3 resulta ser:

$$Z_{M3} = 0,1539 \angle 87,41^\circ \frac{100}{1,008} = 15,27 \angle 87,82^\circ (\text{pu})$$

Realizado el cálculo de parámetros de los distintos componentes de la red eléctrica en estudio, en la Tabla 3.2 se resumen los valores en pu en base de 100 MVA.

Tabla 3.2 Parámetros en pu de los componentes de la red

Descripción	Designación	Impedancia
		Z °/1 (Base 100 MVA)
Empalme	ZSEP	0,204 ∠ 82,87°
Transformador 1	ZT 1	0,929 ∠ 85,78°
Transformador 2	ZT 2	1,3 ∠ 85,29°
Transformador 3	ZT 3	2,875 ∠ 81,98°
Transformador 4	ZT 4	2,875 ∠ 81,98°
Línea aérea	ZLINEA	0,619 ∠ 66,74°
Alimentador 1	ZAL1	0,0018 ∠ 59,88°
Alimentador 2	ZAL2	0,013 ∠ 48,16°
Alimentador 3	ZAL3	0,0287 ∠ 33,69°
Alimentador 4	ZAL4	0,04 ∠ 17,4°
Alimentador 5	ZAL5	0,00316 ∠ 29,36°
Alimentador 6	ZAL6	0,023 ∠ 59,88°
Motor Sincrónico 1	ZMS	3,578 ∠ 88,36°
Motor Inducción 1	ZM1	24,35 ∠ 87,58°
Motor Inducción 2	ZM2	29,63 ∠ 87,41°
Motor Inducción 3	ZM3	15,27 ∠ 87,82°

Así, en la Figura 3.1 se presenta el diagrama de impedancia en pu de secuencia positiva de la red eléctrica en estudio.

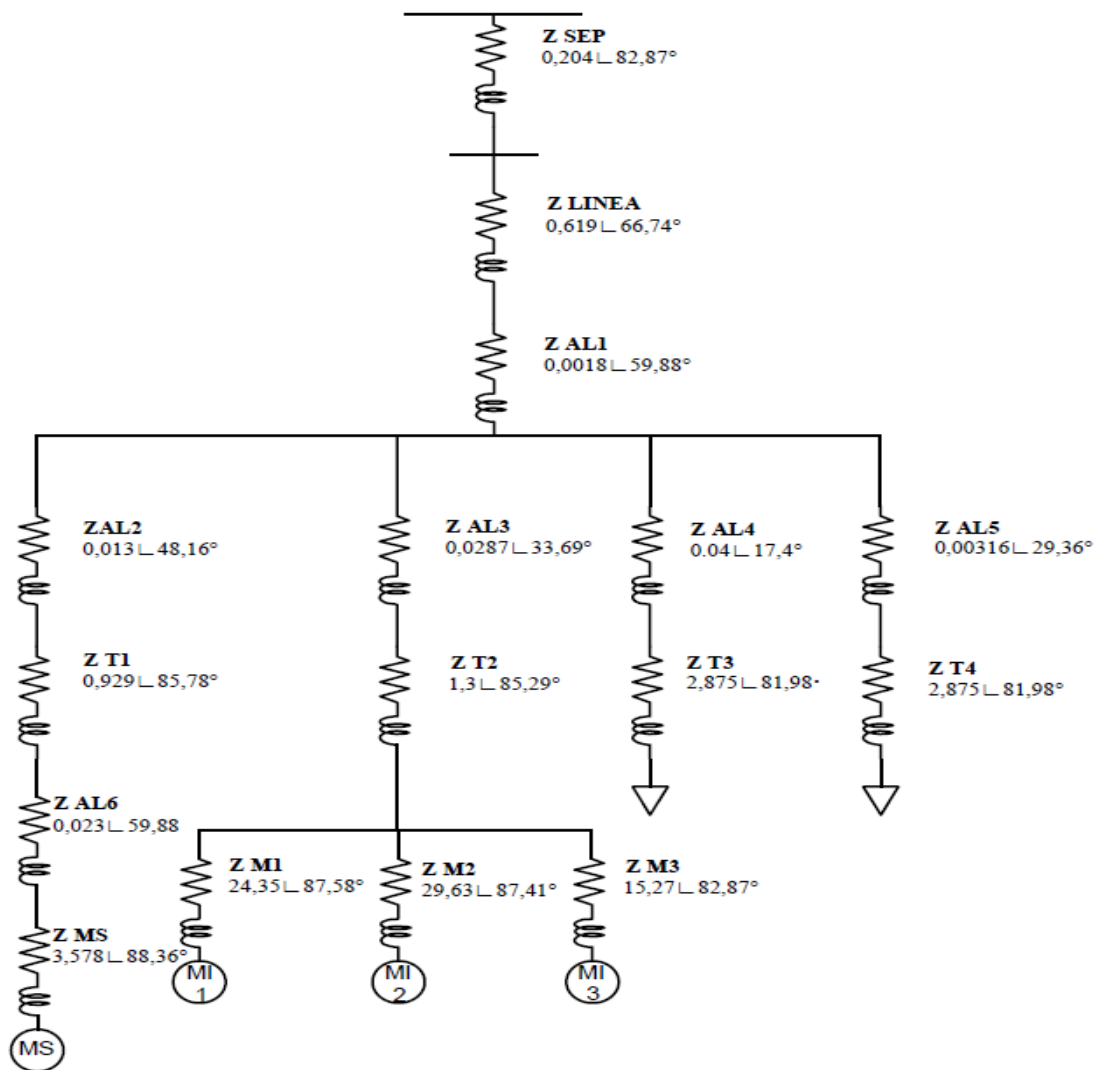


Figura 3.1 Diagrama de impedancias

3.3 Cálculo de cortocircuito trifásico en barras

3.3.1 Fundamentos

Definida la red de impedancia en pu, la corriente de cortocircuito trifásico en pu queda definida por:

$$I_{CC_{3\Phi}} = \frac{1,0}{Z_{TH}} \text{ (pu)}$$

Así, el cálculo de cortocircuito se reduce a determinar la impedancia de secuencia positiva desde el punto de falla, designado por Z_{TH} .

3.3.2 Corto circuito trifásico en barra 1

Con referencia al diagrama de impedancias de la Figura 3.1, en la Figura 3.2 se presenta la red simplificada respecto de la barra 1, identificando los aportes a la falla IA e IB.

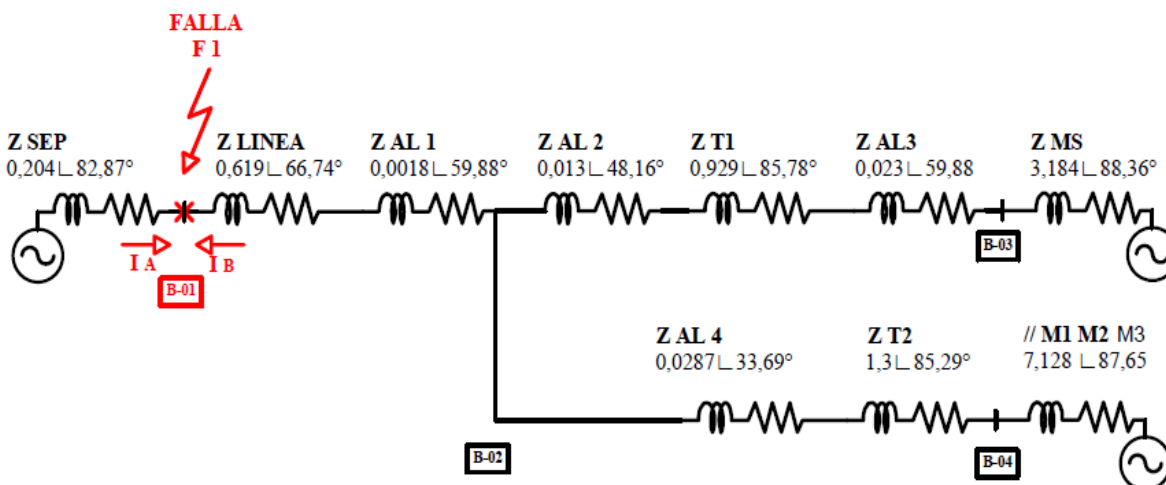


Figura 3.2 Diagrama de impedancia para falla trifásica en Barra1

Así, la impedancia equivalente respecto de la Barra 1 viene dada por:

$$Z_{EQ1} = 0,204\angle 82,87^\circ // 3,538\angle 83,87^\circ = \left(\frac{1}{0,204\angle 82,87^\circ} + \frac{1}{3,538\angle 83,87^\circ} \right)^{-1}$$

$$= 0,193\angle 82,92^\circ (\text{pu})$$

Luego, la corriente de falla trifásica en barra 1 resulta ser:

$$I_{CC_{B1}} = \frac{1\angle 0^\circ}{0,193\angle 82,92^\circ} = 5,181\angle -82,92^\circ (\text{pu})$$

Considerando una corriente base de 4,373kA, la corriente de falla en magnitud real es:

$$I_{CC_{B1}} = I_{CC_{PU}} * I_{BASE} = 5,181 * 4,373 = 22,661\text{kA}$$

Conocida la corriente de cortocircuito trifásica en Barra 1, los aportes a la corriente de falla son:

$$I_A = 5,181L - 82,92^\circ * \frac{3,538L83,87^\circ}{3,538L83,87^\circ + 0,204L82,87^\circ} = 4,899(\text{pu})$$

$$I_B = 5,181L - 82,92^\circ * \frac{0,204L82,87^\circ}{0,204L82,87^\circ + 3,538L83,87^\circ} = 0,282(\text{pu})$$

Considerando las magnitudes reales se tiene:

$$I_A = 4,899(\text{pu}) * 4,373 = 21,43\text{kA}$$

$$I_B = 0,282(\text{pu}) * 4,373 = 1,234\text{kA}$$

En forma complementaria en la Figura 3.3 se presenta el diagrama unilíneo de la red empleando el software ETAP, simulando una falla trifásica en la Barra 1.

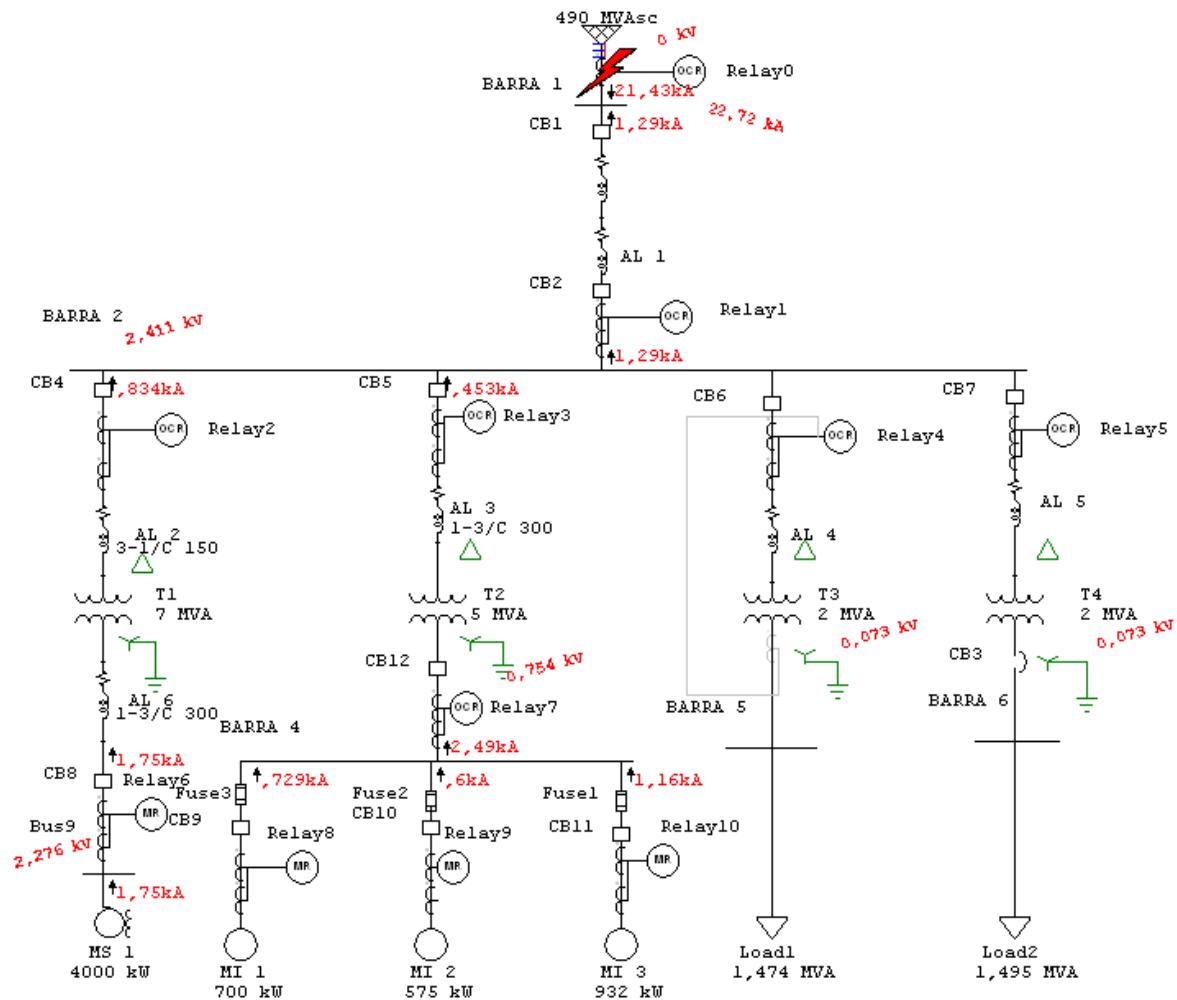


Figura 3.3 Simulación de falla trifásica en Barra 1 empleando ETAP

3.3.3 Corto circuito trifásico en barra 2

En relación a la Barra 2, en Figura 3.4 se presentan los aportes a la falla IA,IB,IC.

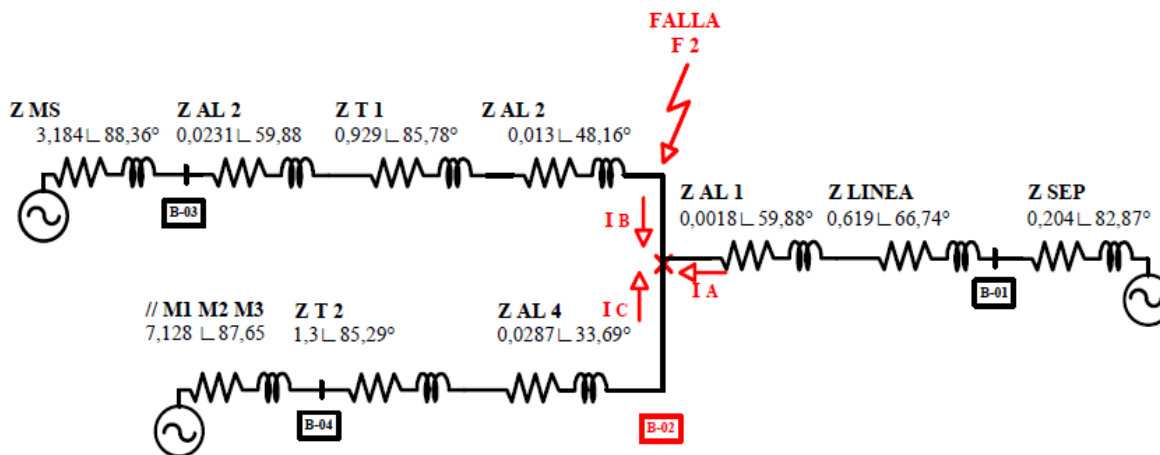


Figura 3.4 Diagrama de impedancia para falla trifásica en Barra2

Así, la impedancia equivalente respecto de la Barra 2 viene dada por:

$$Z_{EQ2} = 0,819 \angle 70,69^\circ // 4,53 \angle 87,59^\circ // 8,44 \angle 87,13^\circ =$$

$$= \left(\frac{1}{0,819 \angle 70,69^\circ} + \frac{1}{4,53 \angle 87,59^\circ} + \frac{1}{8,44 \angle 87,13^\circ} \right)^{-1} = 0,646 \angle 74,30^\circ (\text{pu})$$

Así, la corriente de falla trifásica en barra 2 resulta ser:

$$ICC_{B2} = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,646 \angle 74,30^\circ} = 1,548 \angle -74,30^\circ (\text{pu})$$

Considerando una corriente base de 4,373kA, la corriente de falla en magnitud real es:

$$ICC_{B2} = ICC_{PU} * I_{BASE} = 1,548 * 4,373 = 6,771 \text{kA}$$

Conocida la corriente de cortocircuito trifásica en Barra 1, los aportes a la corriente de falla son:

$$I_A = \frac{1 \angle 0^\circ}{0,819 \angle 70,69^\circ} = 1,221 (\text{pu})$$

$$I_B = \frac{1 \angle 0^\circ}{4,537 \angle 87,59^\circ} = 0,22(\text{pu})$$

$$I_C = \frac{1 \angle 0^\circ}{8,444 \angle 87,13^\circ} = 0,118(\text{pu})$$

Así, considerando las magnitudes reales se tiene:

$$I_A = 1,221(\text{pu}) * 4,373 = 5,34\text{kA}$$

$$I_B = 0,22(\text{pu}) * 4,373 = 0,963\text{kA}$$

$$I_C = 0,118(\text{pu}) * 4,373 = 0,516\text{kA}$$

En forma complementaria en la Figura 3.5 se presenta el diagrama unilíneo de la red empleando el software ETAP, simulando una falla trifásica en la Barra 2.

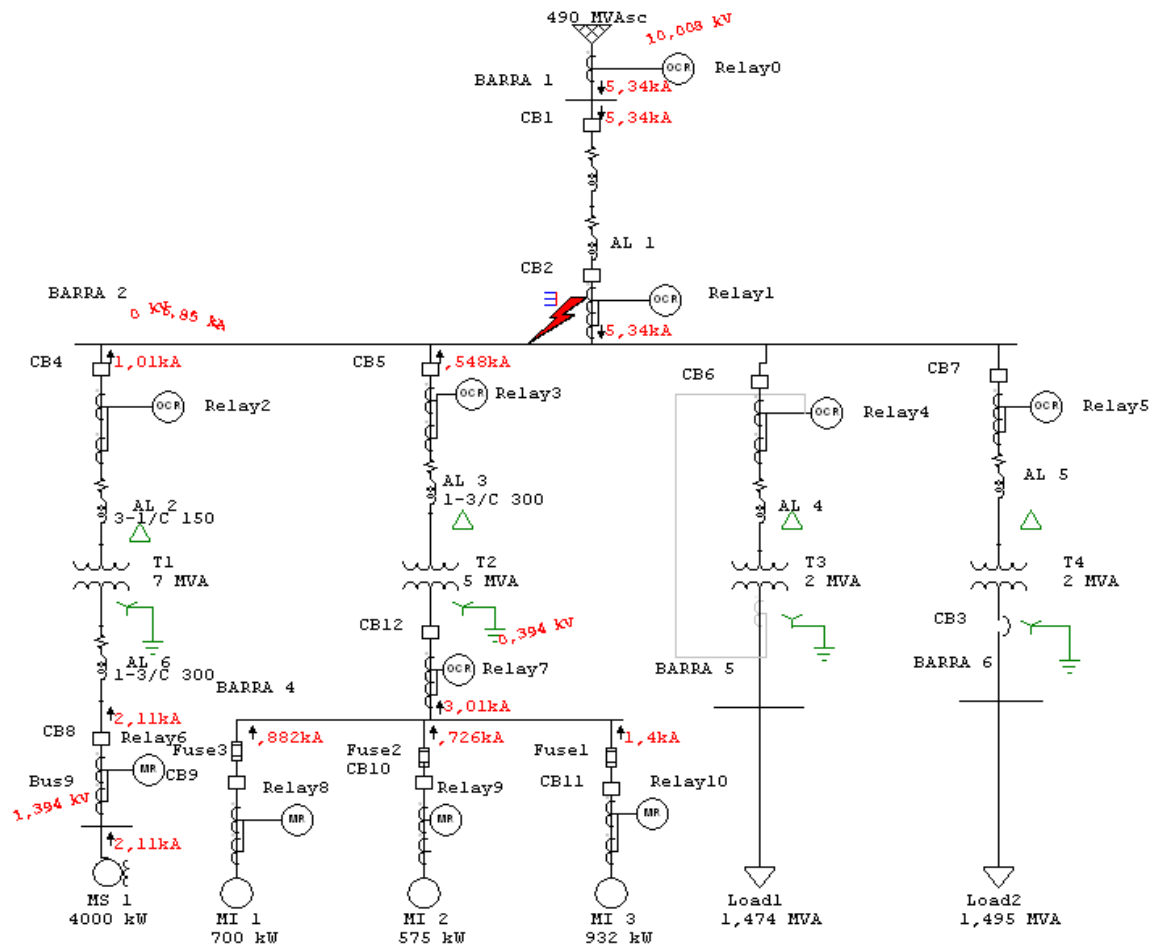


Figura 3.5 Simulación de falla trifásica en Barra 2 empleando ETAP

3.3.4 Corto circuito trifásico en barra 3

En la Figura 3.2 se presenta la red simplificada respecto de la barra 3, identificando los aportes a la falla IA e IB.

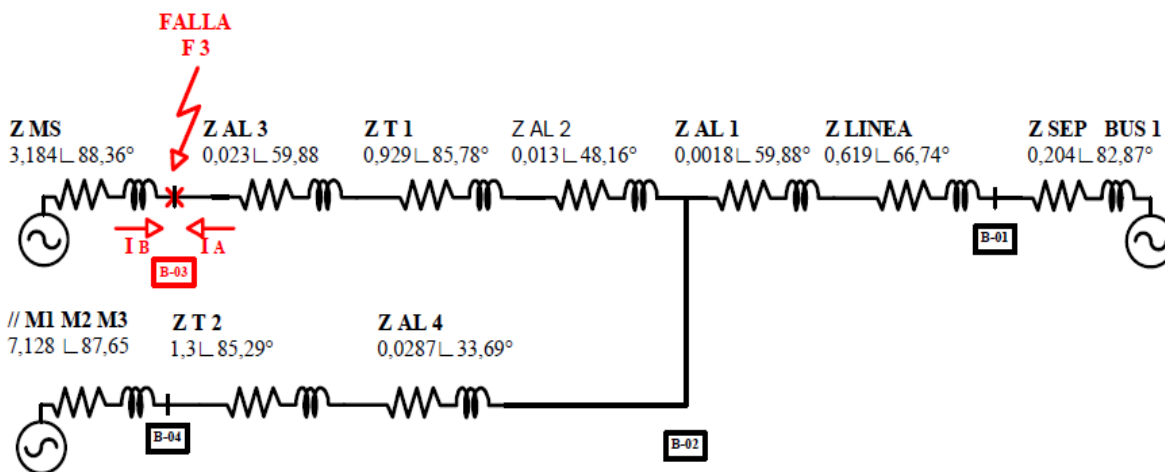


Figura 3.6 Diagrama de impedancia para falla trifásica en Barra 3

$$Z_{EQ3} = 1,699L79,19^\circ // 3,578L88,36^\circ = \left(\frac{1}{1,699L79,19^\circ} + \frac{1}{3,578L88,36^\circ} \right)^{-1}$$

$$= 1,155L82,14^\circ(\text{pu})$$

Luego, la corriente de falla trifásica en barra 3 resulta ser:

$$I_{CC_{B3}} = \frac{1L0^\circ}{1,155L82,14^\circ} = 0,866L - 82,14^\circ(\text{pu})$$

Considerando un voltaje base de 6,3 kV y una corriente base de 9,164 kA, la corriente de falla en magnitud real es:

$$I_{CC_{B3}} = I_{CC_{PU}} * I_{BASE} = 0,866 * 9,164 = 7,936\text{kA}$$

Conocida la corriente de cortocircuito trifásica en Barra 3, los aportes a la corriente de falla son:

$$I_A = 0,866L - 82,14^\circ * \frac{3,578L88,36^\circ}{3,578L88,36^\circ + 1,699L79,19^\circ} = 0,587(\text{pu})$$

$$I_B = 0,866L - 82,14^\circ * \frac{1,699L79,19^\circ}{1,699L79,19^\circ + 3,578L88,36^\circ} = 0,279(\text{pu})$$

Así, en magnitudes reales los aportes a la falla trifásica en barra 3 resulta ser:

$$I_A = 0,587 * 9,164 = 5,380\text{kA}$$

$$I_B = 0,279 * 9,164 = 2,557\text{kA}$$

En forma complementaria en la Figura 3.7 se presenta el diagrama unilínea de la red empleando el software ETAP, simulando una falla trifásica en la Barra 3.

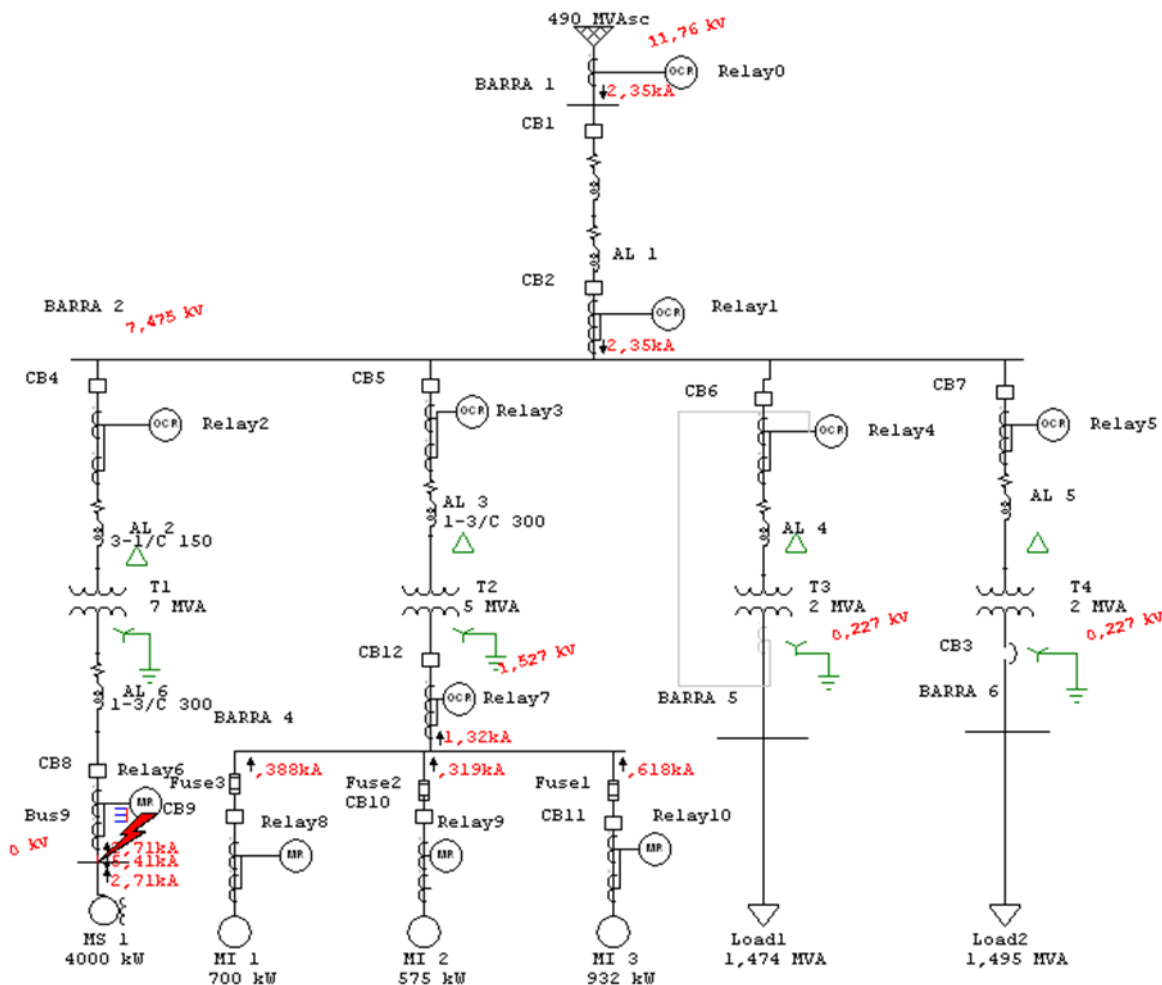


Figura 3.7 Simulación de falla trifásica en Barra 3 empleando ETAP

3.3.5 Corto circuito trifásico en barra 4

En la Figura 3.8 se presenta la red simplificada respecto de la barra 4, identificando los aportes a la falla I_A como también los aportes a la falla de los motores de inducción IM1, IM2 e IM3.

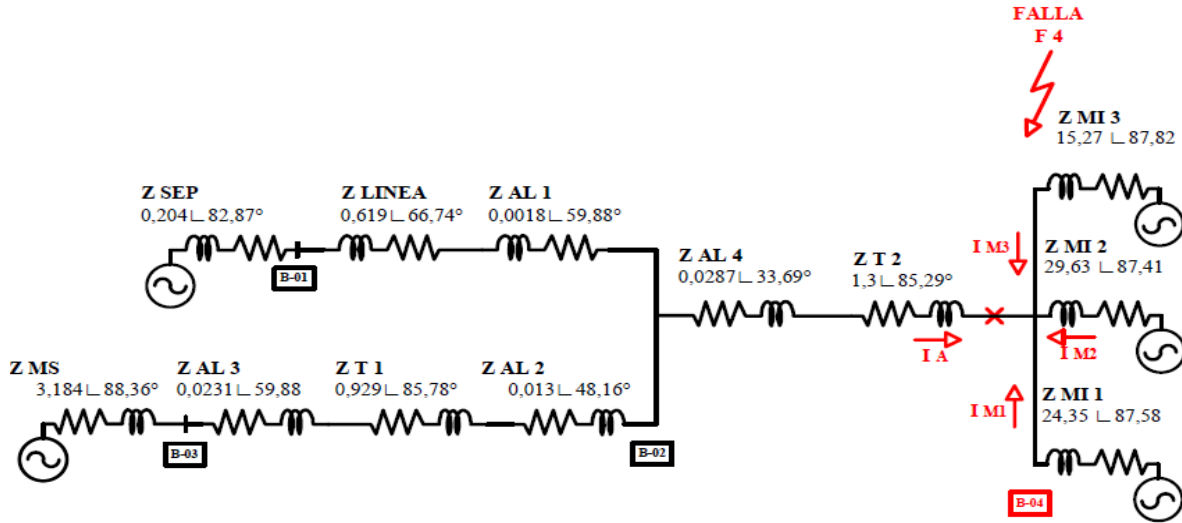


Figura 3.8 Diagrama de impedancia para falla trifásica en Barra4

$$Z_{EQ4} = 2,01\angle 80,49^\circ // 7,128\angle 87,65^\circ = \left(\frac{1}{2,01\angle 80,49^\circ} + \frac{1}{7,128\angle 87,65^\circ} \right)^{-1}$$

$$= 1,57\angle 82,06^\circ (\text{pu})$$

Luego, la corriente de falla trifásica en barra 3 resulta ser:

$$I_{CC_{B4}} = \frac{1\angle 0^\circ}{1,57\angle 82,06^\circ} = 0,637\angle -82,06^\circ (\text{pu})$$

Considerando un voltaje base de 2,4 kV y una corriente base de 24,056 kA, la corriente de falla en magnitud real es:

$$I_{CC_{B4}} = I_{CC_{PU}} * I_{BASE} = 0,637 * 24,056 = 15,324\text{kA}$$

Conocida la corriente de cortocircuito trifásica en Barra 4, los aportes a la corriente de falla son:

$$I_A = \frac{1\angle 0^\circ}{2,01\angle 80,48^\circ} = 0,498 (\text{pu})$$

$$I_{M1} = \frac{1\angle 0^\circ}{24,35\angle 87,58^\circ} = 0,041 (\text{pu})$$

$$I_{M2} = \frac{1\angle 0^\circ}{29,63\angle 87,41^\circ} = 0,034 (\text{pu})$$

$$I_{M3} = \frac{1L0^\circ}{15,27L87,82^\circ} = 0,066(\text{pu})$$

Así, considerando las magnitudes reales se tiene:

$$I_A = 0,498_{(\text{pu})} * 24,056 = 11,980\text{kA}$$

$$I_{M1} = 0,041_{(\text{pu})} * 24,056 = 0,986\text{kA}$$

$$I_{M2} = 0,034_{(\text{pu})} * 24,056 = 0,818\text{kA}$$

$$I_{M3} = 0,066_{(\text{pu})} * 24,056 = 1,588\text{kA}$$

En forma complementaria en la Figura 3.9 se presenta el diagrama unilineal de la red empleando el software ETAP, simulando una falla trifásica en la Barra 4.

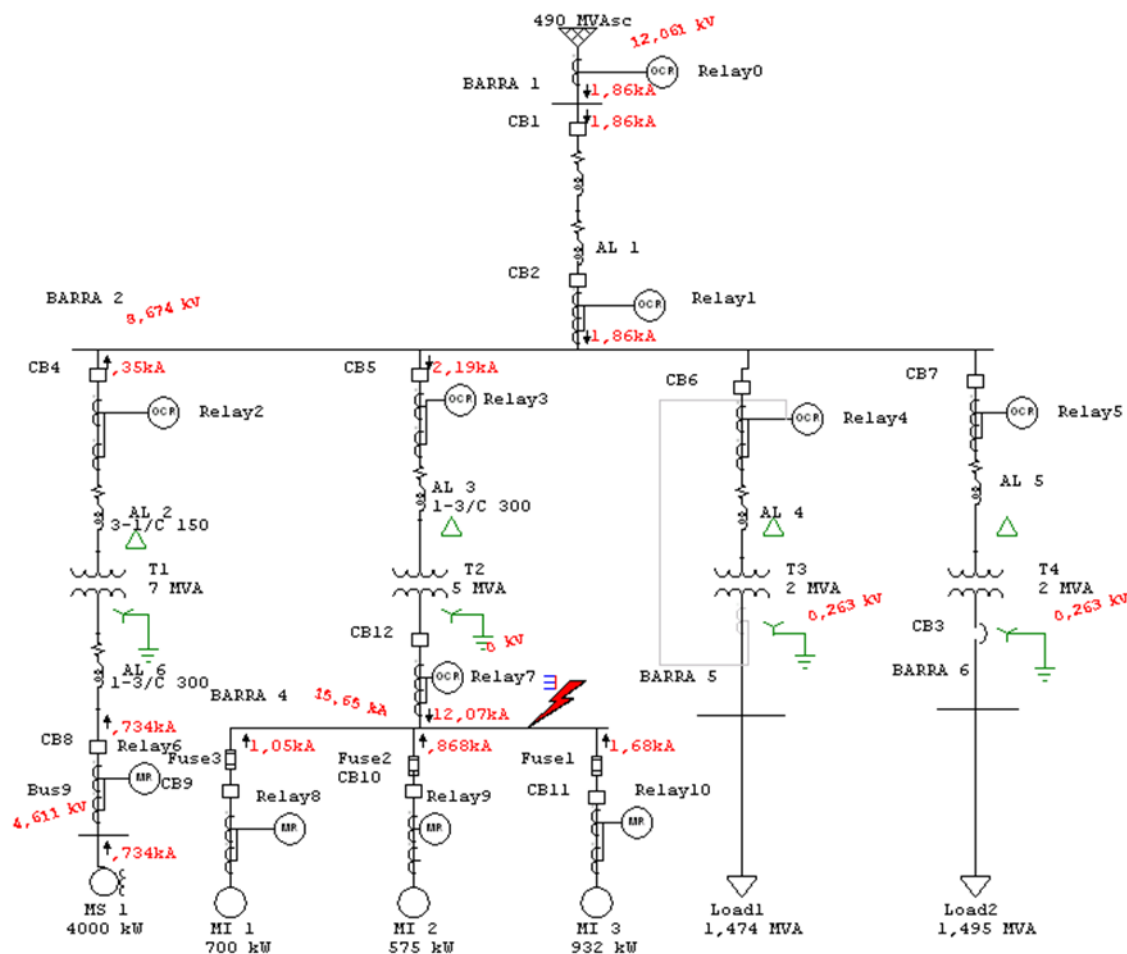


Figura 3.9 Simulación de falla trifásica en Barra 4 empleando ETAP

3.3.6 Corto circuito trifásico en barra 5

En la Figura 3.10 se presenta la red de impedancia simplificada donde veremos la corriente de falla trifásica.

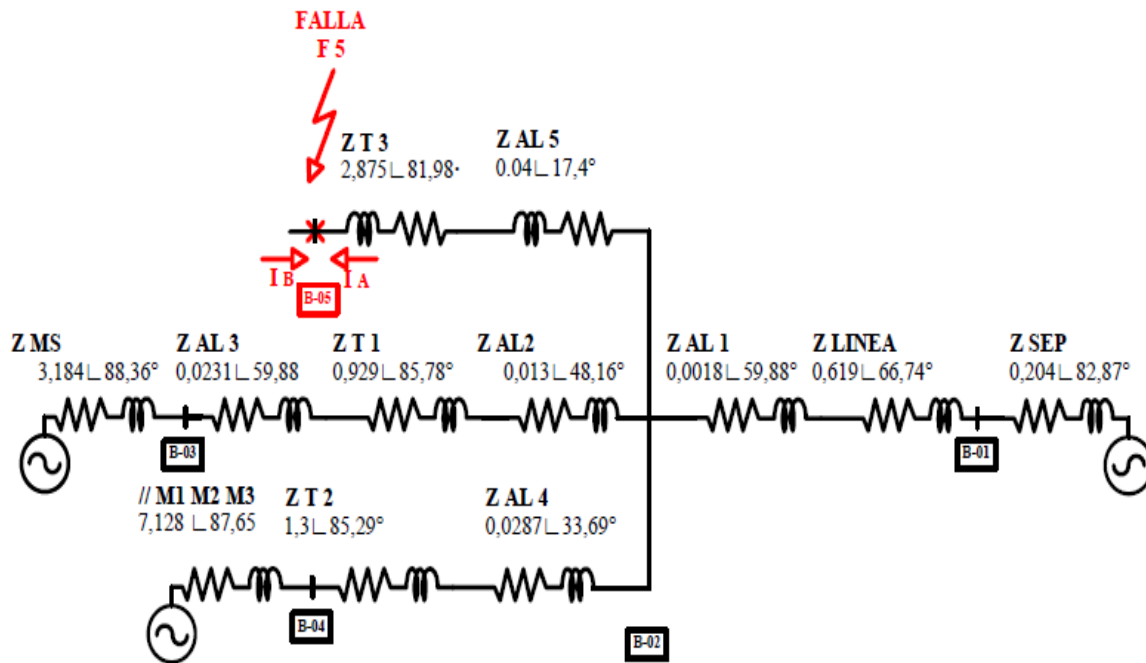


Figura 3.10 Diagrama de impedancia para falla trifásica en Barra5

$$Z_{E_{Q5}} = 3,535 \angle 79,99^\circ (\text{pu})$$

Luego, la corriente de falla trifásica en barra 5 resulta ser:

$$I_{CC_{B5}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{3,5357 \angle 79,99^\circ} = 0,283 \angle -79,99^\circ (\text{pu})$$

Considerando un voltaje base de 0,4 kV y una corriente base de 144,338 kA, la corriente de falla en magnitud real es:

$$I_{CC_{B5}} = I_{CC_{PU}} * I_{BASE} = 0,283 * 144,338 = 40,848 \text{ kA}$$

En forma complementaria en la Figura 3.11 se presenta el diagrama unilineal de la red empleando el software ETAP, simulando una falla trifásica en la Barra 5.

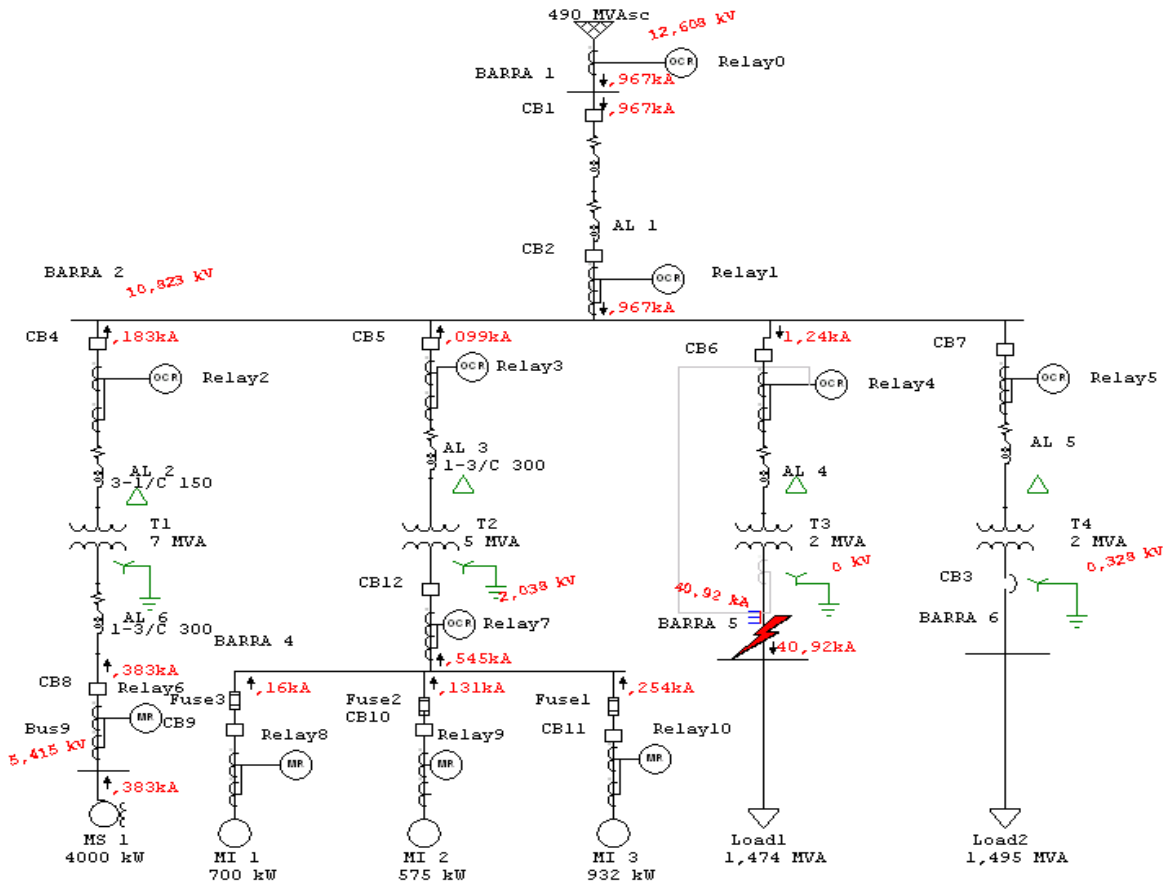


Figura 3.11 Simulación de falla trifásica en Barra 5 empleando ETAP

3.3.7 Corto circuito trifásico en barra 6

En la Figura 3.12 se presenta la red de impedancia simplificada donde veremos la corriente de falla trifásica.

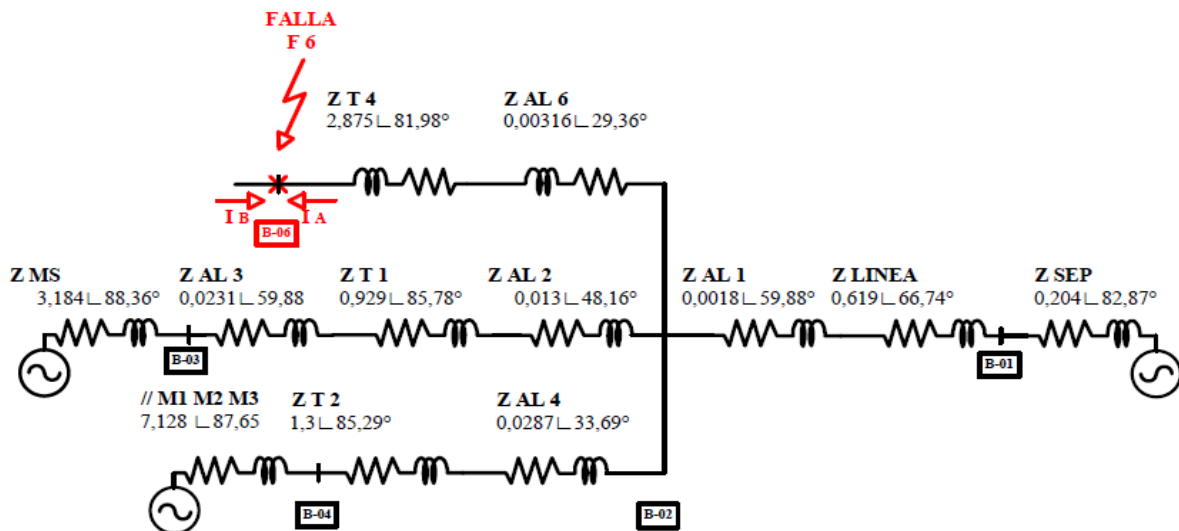


Figura 3.12 Diagrama de impedancia para falla trifásica en Barra6

$$Z_{EQ6} = 3,518 \angle 80,53^\circ (\text{pu})$$

Luego, la corriente de falla trifásica en barra 6 resulta ser:

$$ICC_{B6} = \frac{1 \angle 0^\circ}{3,518 \angle 80,53^\circ} = 0,284 \angle -80,53^\circ (\text{pu})$$

Considerando un voltaje base de 0,4 kV y una corriente base de 144,338 kA, la corriente de falla en magnitud real es:

$$ICC_{B6} = ICC_{PU} * I_{BASE} = 0,284 * 144,338 = 40,992 \text{kA}$$

En forma complementaria en la Figura 3.13 se presenta el diagrama unilínea de la red empleando el software ETAP, simulando una falla trifásica en la Barra 6.

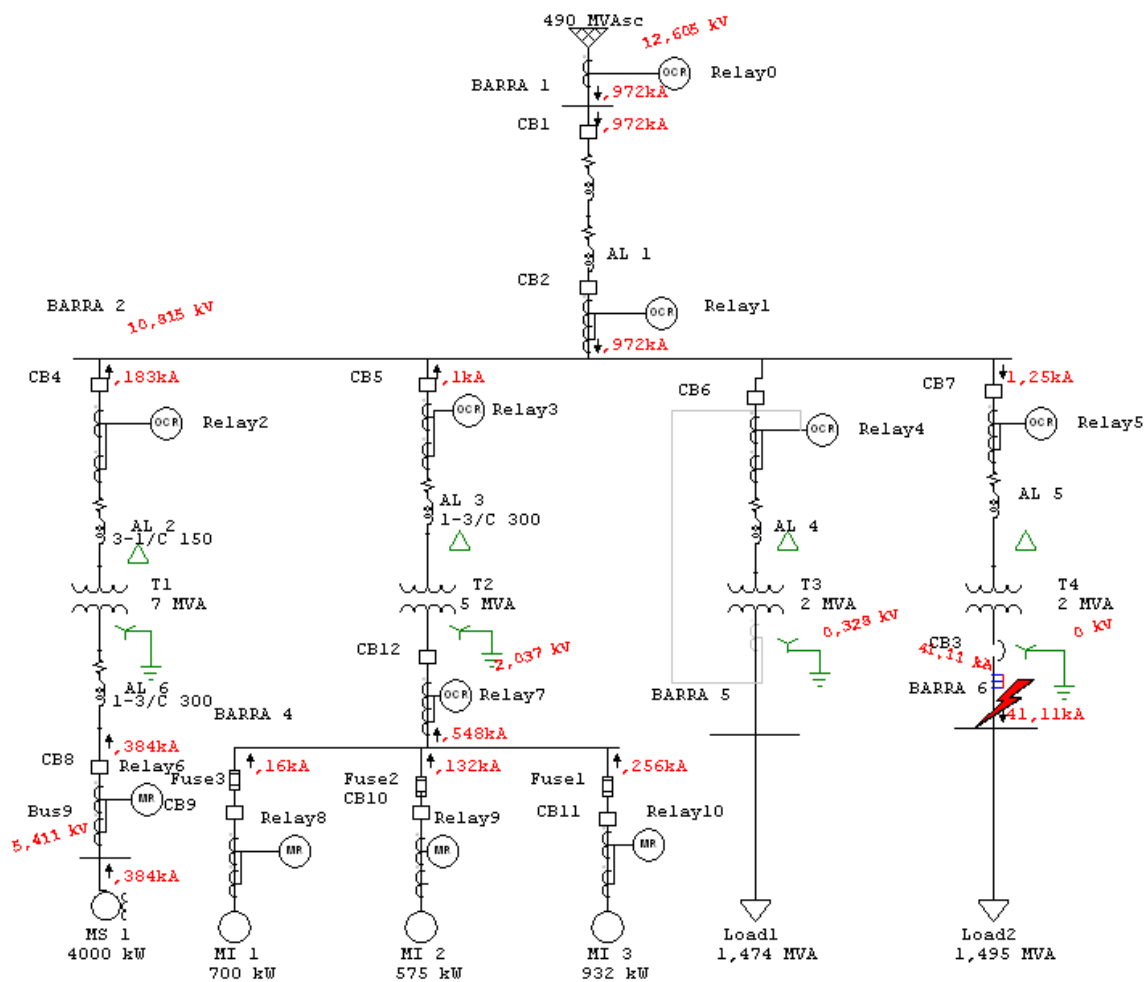


Figura 3.13 Simulación de falla trifásica en Barra 6 empleando ETAP

Así, en Tabla 3.3 se presentan resumen de cálculos de cortocircuito trifásico en cada una de las barras comparado con software ETAP.

Tabla 3.3 Resumen de cortocircuito trifásico en barras

Barras	Tensión (kV)	I_{cc} 3Φ (kA) ETAP	I_{cc} 3Φ (kA) CALCULADO
Barra 1	13,2	22,7	22,661
Barra 2	13,2	6,8	6,770
Barra 3	6,3	8,1	7,963
Barra 4	2,4	15,7	15,324
Barra 5	0,4	40,92	40,848
Barra 6	0,4	41,1	40,992

Capítulo IV

Estudio de coordinación de protecciones

Capítulo IV: Estudio de coordinación de protecciones

4.1 Planteamiento

Los dispositivos de protección son elementos destinados a detectar condiciones anómalas de funcionamiento en las redes eléctricas, no a prevenir accidentes, pero si a disminuir las consecuencias que estos tengan tanto como para las personas, como para la misma red eléctrica.

En la actualidad los dispositivos de protección tienen la obligación de ser especialmente selectivos y rápidos en la detección de condiciones anómalas de funcionamiento, por lo tanto el estudio de estos elementos de protección, se ha concentrado en desarrollar dispositivos capaces de detectar más de un parámetro a la vez. En el estudio de coordinación de protecciones es cada vez más frecuente emplear herramientas numéricas que facilitan y permiten apoyar el estudio. En tal sentido, se destaca el software ETAP, el cual se utiliza en el presente seminario.

4.2 Análisis de coordinación de protecciones

A continuación se realiza el análisis de coordinación de protecciones para falla trifásica. En tal sentido, para cada caso se presenta el diagrama unilineal con la falla considerada, la secuencia y tiempo de operación y la carta de coordinación asociada.

Cabe destacar que los ajustes considerados en las protecciones corresponden a los registros en terreno, los cuales se presentan en las siguientes tablas.

Tabla 4.1: Ajustes de unidades de control Micrologic

Descripción/ Función	Unidad control CB3	
Fabricante	Schneider Electric	
Modelo	Micrologic 5.0	
Protección		
Long-Time		
Pickup	0,4	Amps: 1280(A)
Short-time		
pickup	1,5	Amps: 1920 (A)
Instantaneous		
Pickup	2	Amps: 6400 (A)

Tabla 4.2: Ajustes de Relés 750

Descripción/ Función	Relé 0		Relé 1	
Fabricante	GE Multilin		GE Multilin	
Modelo	750		750	
Tensión (kV)	13,2 kV		13,2kV	
PT de fase	14/120 v		14/120 v	
CT de fase	1500/5		1200/5	
Fase Overcurrent				
Curve Type	ANSI Extremely inverse		ANSI Extremely inverse	
Pickup range	0,05-20*CT		0,05-20*CT	
Pickup	0,47		0,58	
Relay Amps	2,35	Prim. Amp: 705	2,9	Prim. Amp: 696
Time Dial	4		2	
Fase instantaneous				
Pickup Range	0,05-20*CT		0,05-20*CT	
Pickup	15		15	
Relay Amps	75	Prim. Amp: 22500	75	Prim. Amp: 18000
Delay Range (sec)	0-600		0-600	
Delay (sec)	0,01		0,01	

Tabla 4.3: Ajuste de Relés 750

Descripción/ Función	Relé 2		Relé 3	
Fabricante	GE Multilin		GE Multilin	
Modelo	750		750	
Tensión (kV)	13,2 kV		13,2kV	
PT de fase	14/120 v		14/120 v	
CT de fase	600/5		300/5	
Fase Overcurrent				
Curve Type	ANSI Extremely inverse		ANSI Extremely inverse	
Pickup range	0,05-20*CT		0,05-20*CT	
Pickup	0,51		0,73	
Relay Amps	2,55	Prim. Amp: 306	3,65	Prim. Amp: 219
Time Dial	3		4	
Fase instantaneous				
Pickup Range	0,05-20*CT		0,05-20*CT	
Pickup	15		15	
Relay Amps	75	Prim. Amp: 9000	75	Prim. Amp: 4500
Delay Range (sec)	0-600		0-600	
Delay (sec)	0,01		0,01	

Tabla 4.4: Ajuste de Relés 750

Descripción/ Función	Relé 4	Relé 5
Fabricante	GE Multilin	GE Multilin
Modelo	750	750
Tensión (kV)	13,2 kV	13,2kV
PT de fase	14/120 v	14/120 v
CT de fase	100/5	100/5
Fase Overcurrent		
Curve Type	ANSI Extremely inverse	ANSI Extremely inverse
Pickup range	0,05-20*CT	0,05-20*CT
Pickup	0,87	0,87
Relay Amps	4,35 Prim. Amp: 87	5,35 Prim. Amp: 87
Time Dial	7	6
Fase instantaneous		
Pickup Range	0,05-20*CT	0,05-20*CT
Pickup	15	15
Relay Amps	75 Prim. Amp: 1500	75 Prim. Amp: 1500
Delay Range (sec)	0-600	0-600
Delay (sec)	0,01	0,01

Tabla 4.5: Ajuste de Relé 750

Descripción/ Función	Relé 7
Fabricante	GE Multilin
Modelo	750
Tensión (kV)	13,2 kV
PT de fase	14/120 v
CT de fase	1500/5
Fase Overcurrent	
Curve Type	ANSI Extremely inverse
Pickup range	0,05-20*CT
Pickup	0,43
Relay Amps	2,15 Prim. Amp: 645
Time Dial	2
Fase instantaneous	
Pickup Range	0,05-20*CT
Pickup	15
Relay Amps	75 Prim. Amp: 22500
Delay Range (sec)	0-600
Delay (sec)	0,01

Tabla 4.6: Ajuste Relés 469

Descripción/ Función	Relé 6		Relé 8	
Fabricante	GE Multilin		GE Multilin	
Modelo	469		469	
Tensión (kV)	6,3 kV		2,4 kV	
PT de fase	14/120 v		14/120 v	
CT de fase	600/5		300/5	
Fase Thermal				
Type	Standard Overload Curve		Standard Overload Curve	
Trip Range	1,01-1,25*FLA		1,01-1,25*FLA	
Trip	1,01		1,01	
Trip Amps	3,512	Prim. Amp: 421,4	3,279	Prim. Amp: 196,8
Curve Multiplier	2		5	
Fase instantaneous				
Trip Range	2-20*CT Pri		2-20*CT Pri	
Trip	15		15	
Trip Amps	75	Prim. Amp: 9000	75	Prim. Amp: 4500
Delay (sec)	0,01		0,01	
Datos motor	Motor Sincrónico MS		Motor de Inducción MI1	
FLA (A)	417,3		194,8	
% LRC	200%		600%	

Tabla 4.7: Ajuste Relés 469

Descripción/ Función	Relé 9		Relé 10	
Fabricante	GE Multilin		GE Multilin	
Modelo	469		469	
Tensión (kV)	2,4 kV		2,4kV	
PT de fase	14/120 v		14/120 v	
CT de fase	300/5		300/5	
Fase Thermal				
Type	Standard Overload Curve		Standard Overload Curve	
Trip Range	1,01-1,25*FLA		1,01-1,25*FLA	
Trip	1,01		1,01	
Trip Amps	2,7	Prim. Amp: 162,0	4,355	Prim. Amp: 261,29
Curve Multiplier	2		4	
Fase instantaneous				
Trip Range	2-20*CT Pri		2-20*CT Pri	
Trip	15		15	
Trip	75	Prim. Amp: 4500	75	Prim. Amp: 4500
Delay (sec)	0,01		0,01	
Datos motor	Motor de Inducción MI2		Motor de Inducción MI3	
FLA (A)	160,4		258,7	
% LRC	600%		600%	

4.3 Análisis de falla trifásica en las barras

4.3.1 Análisis de falla trifásica en barra 1

Referente al diagrama unilineal de la Figura 4.1 se puede visualizar la operación de la protección CB1 y sus aportes de corriente de falla correspondiente, con respecto a la falla en barra 1.

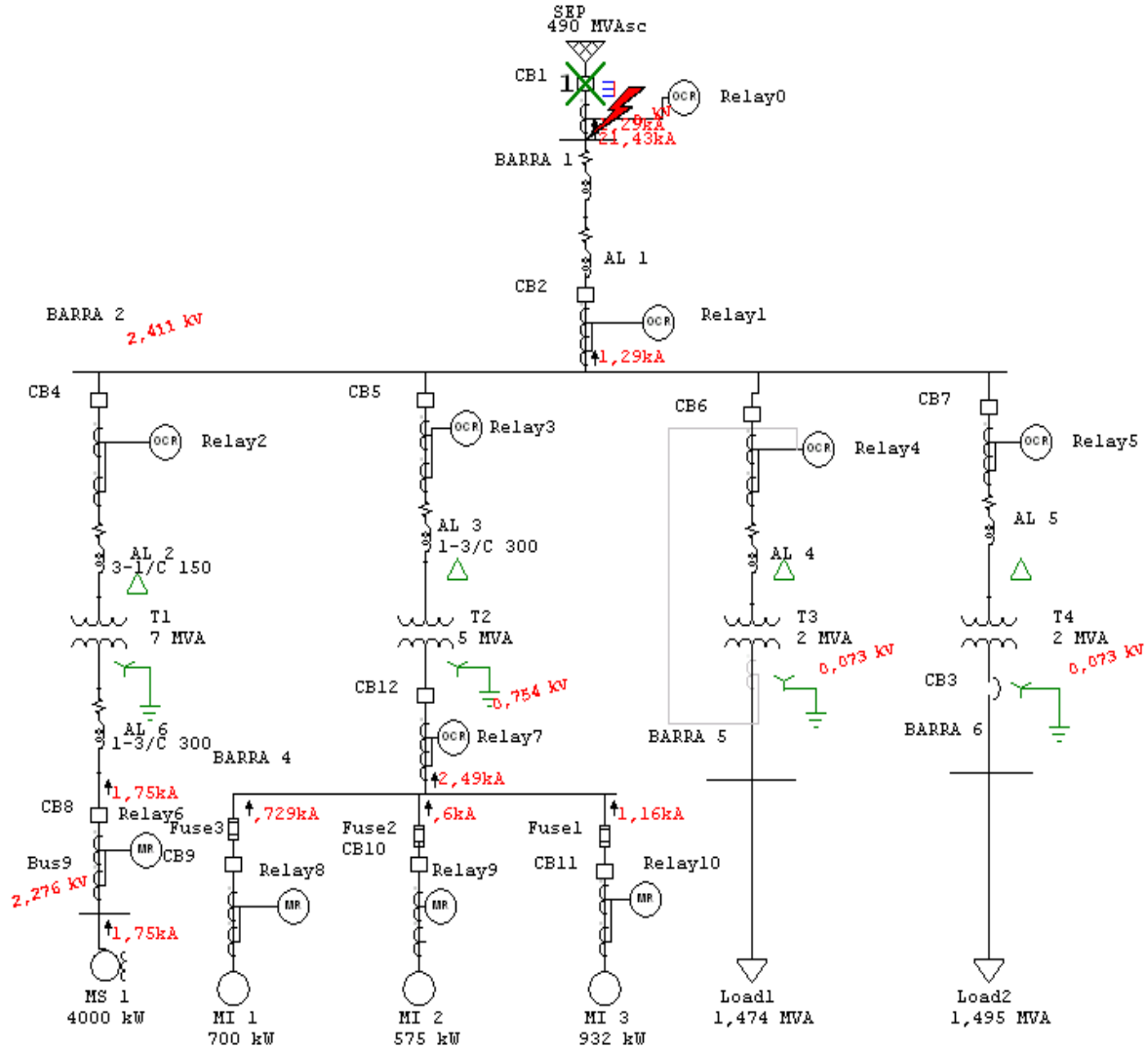


Figura 4.1: Falla trifásica en barra 1

En relación a la información de la Tabla 4.8, para la falla trifásica en la barra 1 , el relé R0 detecta la corriente de falla , dando la señal de apertura instantánea al 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: coci					
3-Phase (Symmetrical) Fault on bus: BARRA 1					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 30-10-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
239	Relay0	21,432	239		Phase - OC1 - 51
339	CB1		100		Tripped by Relay0 Phase - OC1 - 51
787	Relay7	2,491	787		Phase - OC1 - 51
887	CB12		100		Tripped by Relay7 Phase - OC1 - 51
2449	Relay2	0,834	2449		Phase - OC1 - 51
2549	CB4		100		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51
4317	Relay1	1,287	4317		Phase - OC1 - 51
4417	CB2		100		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51
6389	Relay3	0,453	6389		Phase - OC1 - 51
6489	CB5		100		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51
10581	Relay6	1,747	10581		Overload Phase - Thermal
10681	CB8		100		Tripped by Relay6 Overload Phase - Thermal
13454	Relay9	0,6	13454		Overload Phase - Thermal
13554	CB10		100		Tripped by Relay9 Overload Phase - Thermal
18244	Relay10	1,162	18244		Overload Phase - Thermal
18344	CB11		100		Tripped by Relay10 Overload Phase - Thermal
33615	Relay8	0,729	33615		Overload Phase - Thermal
33715	CB9		100		Tripped by Relay8 Overload Phase - Thermal

Por otro lado, en la Figura 4.2 se presenta la carta de coordinación, estableciendo la correcta operación de las protecciones para esta condición de falla.

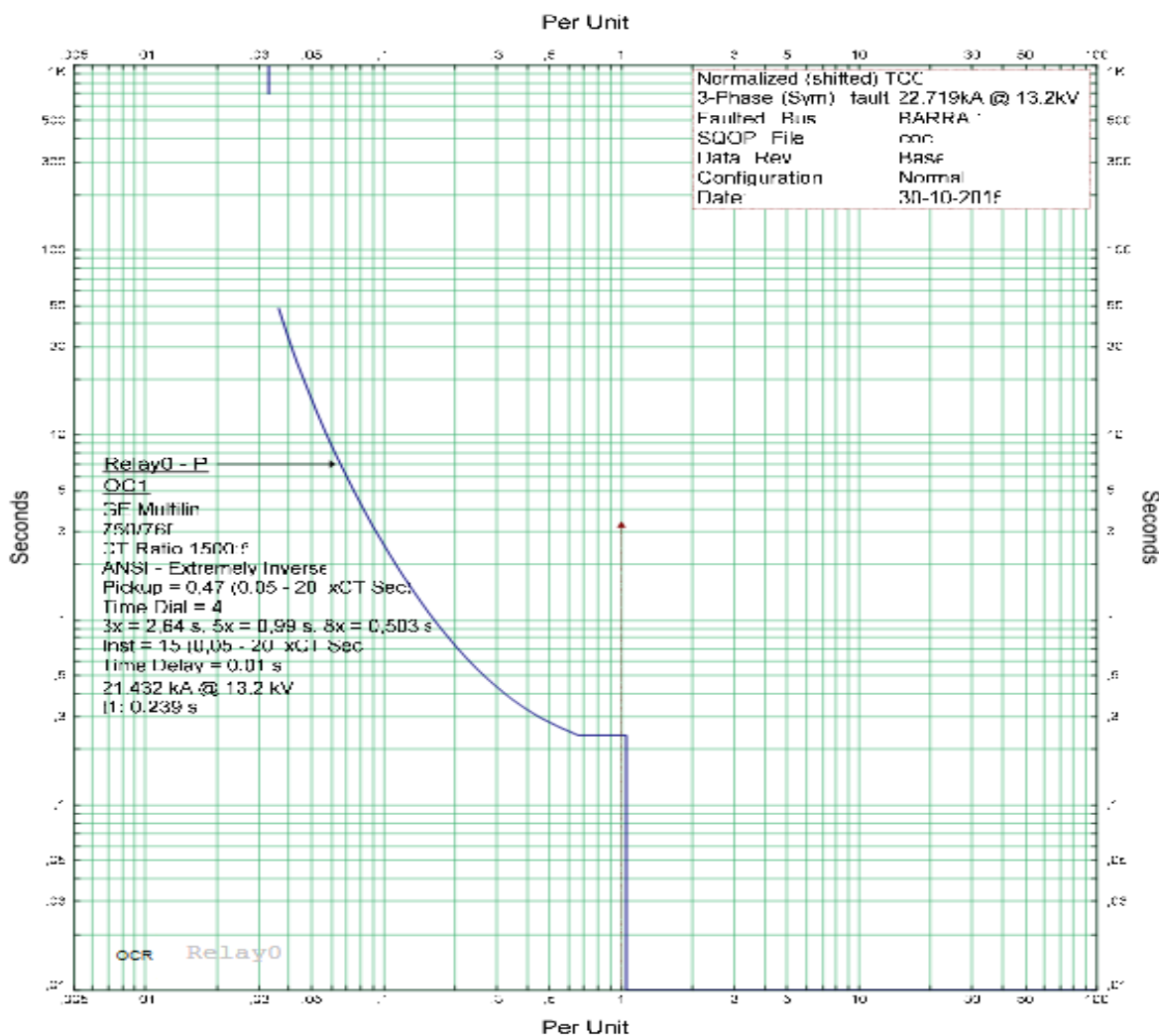


Figura 4.2: Carta de Coordinación

4.3.2 Análisis de falla trifásica en barra 2

Referente al diagrama unilineal de la Figura 4.3 se puede visualizar la operación de las protecciones CB2, CB1 y sus corrientes de aporte a la falla correspondiente, con respecto a la falla en la barra 2.

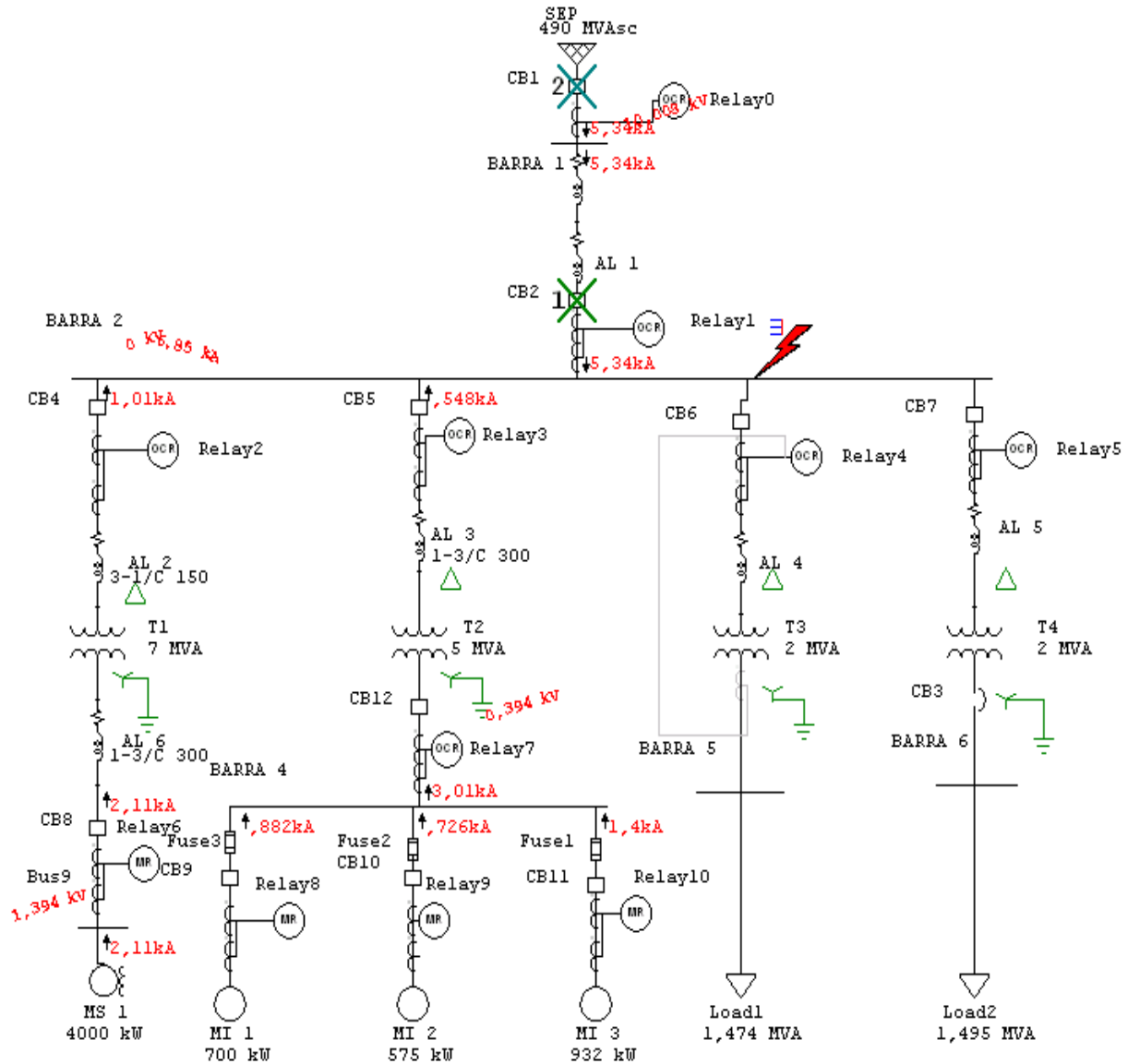


Figura 4.3: Falla trifásica en barra 2

En relación a la información de la Tabla 4.8, para la falla trifásica en la barra 2, el relé R1 detecta la corriente de falla, dando la señal al interruptor CB2, eliminando el aporte de la red eléctrica y de los motores MS, MI1, MI2 y MI3 a la falla en barra 2.

Tabla 4.8: Secuencia y tiempo de operación de las protecciones

Sequence-of-Operation Events - Output Report: coci					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: BARRA 2					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 30-10-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
265	Relay1	5,342	265		Phase - OC1 - 51
365	CB2		100		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51
538	Relay0	5,342	538		Phase - OC1 - 51
556	Relay7	3,012	556		Phase - OC1 - 51
638	CB1		100		Tripped by Relay0 Phase - OC1 - 51
656	CB12		100		Tripped by Relay7 Phase - OC1 - 51
1621	Relay2	1,008	1621		Phase - OC1 - 51
1721	CB4		100		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51
3987	Relay3	0,548	3987		Phase - OC1 - 51
4087	CB5		100		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51
7102	Relay6	2,112	7102		Overload Phase - Thermal
7202	CB8		100		Tripped by Relay6 Overload Phase - Thermal
8984	Relay9	0,726	8984		Overload Phase - Thermal
9084	CB10		100		Tripped by Relay9 Overload Phase - Thermal
12276	Relay10	1,405	12276		Overload Phase - Thermal
12376	CB11		100		Tripped by Relay10 Overload Phase - Thermal
22447	Relay8	0,882	22447		Overload Phase - Thermal
22547	CB9		100		Tripped by Relay8 Overload Phase - Thermal

Así, en la Figura 4.4 se presenta la carta de coordinación, estableciendo la correcta operación de las protecciones para esta condicon de falla.

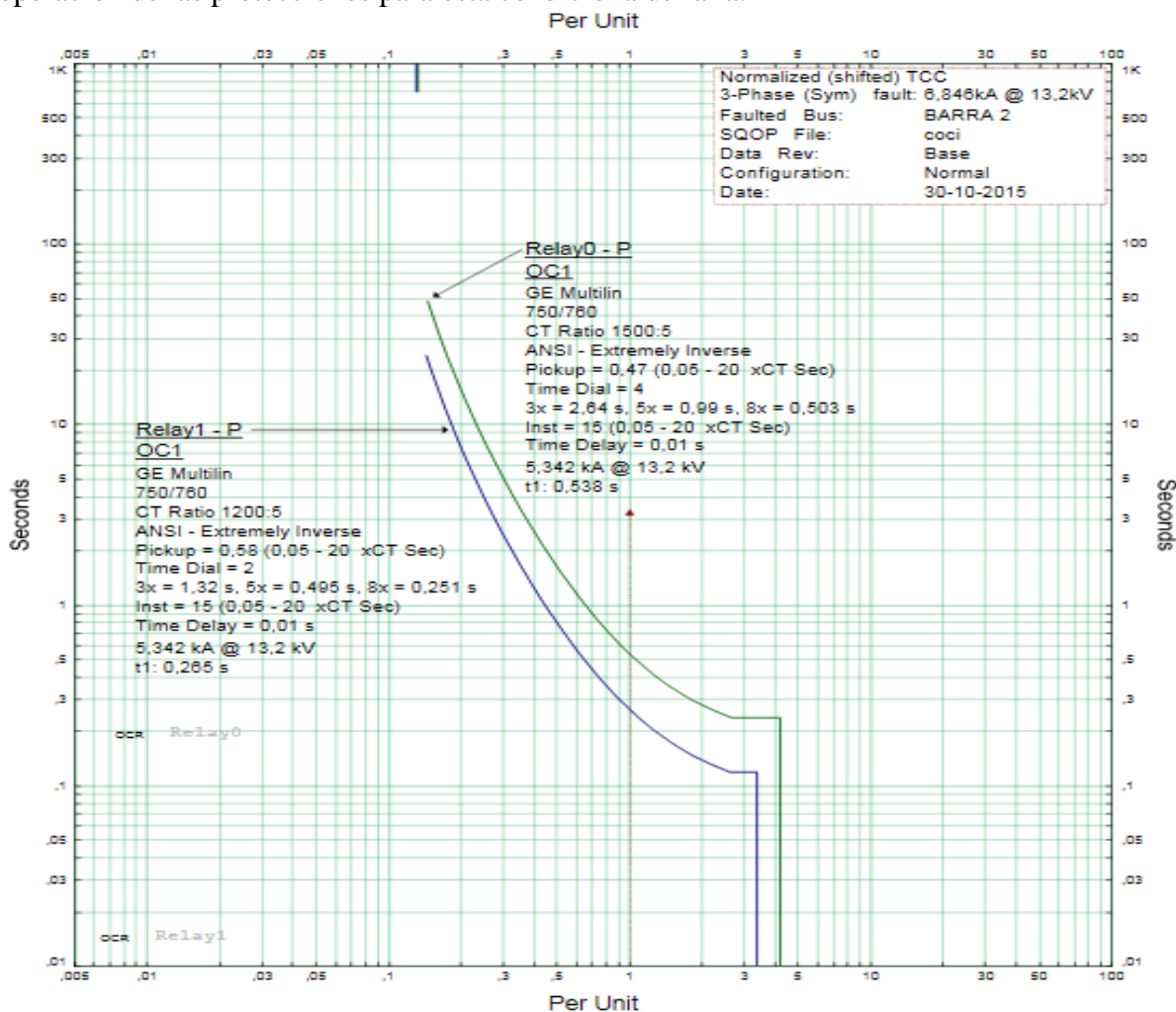


Figura 4.4: Carta de coordinación

4.3.3 Análisis de falla trifásica en barra 3

Referente al diagrama unilineal de la Figura 4.5 se puede visualizar la operación de las protecciones CB4, CB2, CB1, CB8 y sus corrientes de falla correspondiente, con respecto a la falla analizada en barra 3.

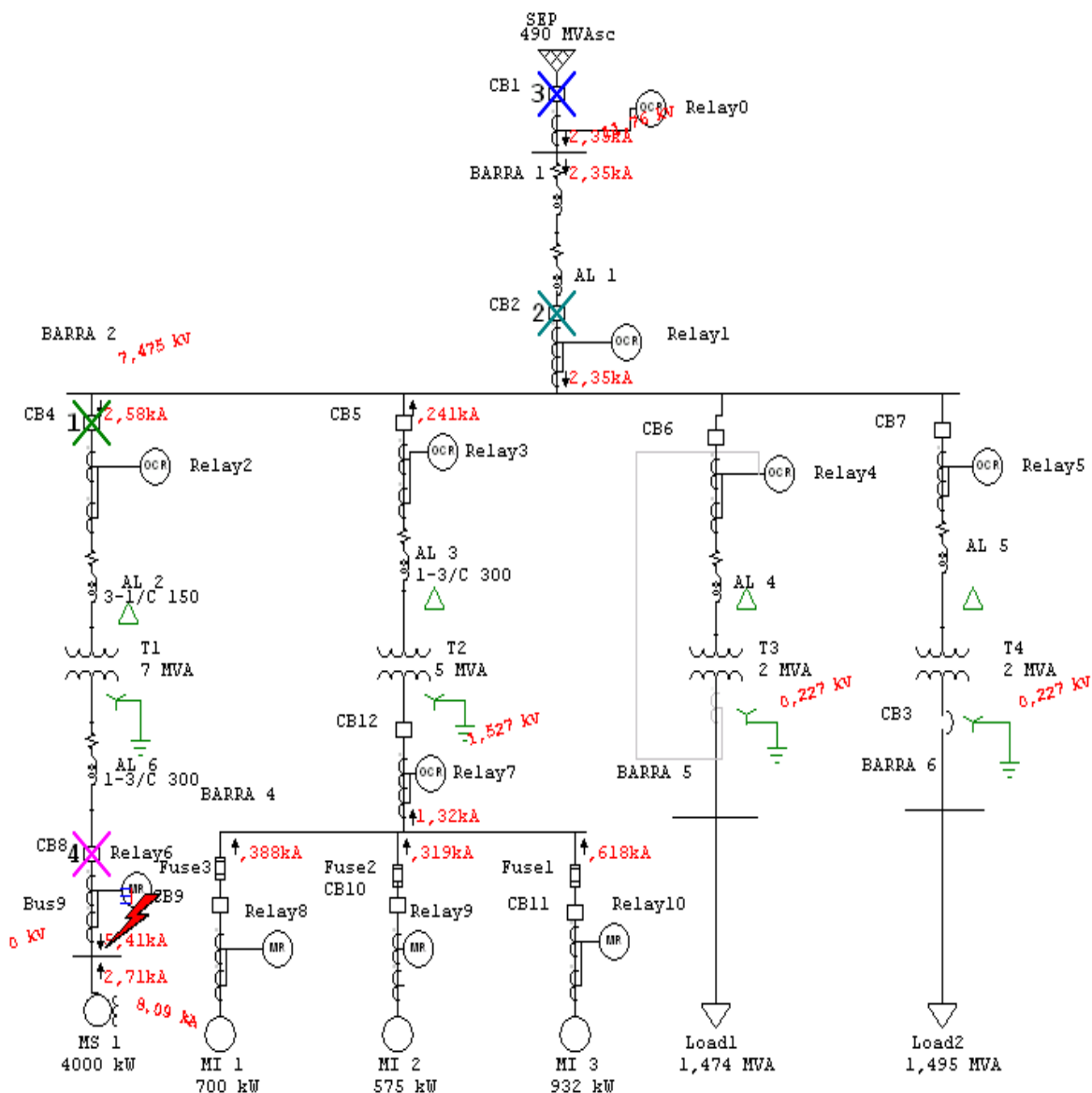


Figura 4.5: Falla trifásica en barra 3

En relación a la información de la Tabla 4.9, para la falla trifásica en la barra 3, el relé R2 detecta la corriente de falla, dando la señal al interruptor CB4, eliminando el aporte de la red eléctrica y de los motores MS, MI1, MI2 y MI3 a la falla en barra 3.

Tabla 4.9: Secuencia y tiempo de operación de las protecciones

Sequence-of-Operation Events - Output Report: coci					
3-Phase (Symmetrical) fault on connector between BARRA 3 & CT18. Adjacent bus: BARRA 3					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 30-10-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
354	Relay2	2,58	354		Phase - OC1 - 51
454	CB4		100		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51
1029	Relay1	2,348	1029		Phase - OC1 - 51
1129	CB2		100		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51
2113	Relay0	2,348	2113		Phase - OC1 - 51
2213	CB1		100		Tripped by Relay0 Phase - OC1 - 51
2776	Relay6	5,406	2776		Overload Phase - Thermal
2876	CB8		100		Tripped by Relay6 Overload Phase - Thermal
3257	Relay7	1,324	3257		Phase - OC1 - 51
3357	CB12		100		Tripped by Relay7 Phase - OC1 - 51
48501	Relay3	0,241	> 48501		Phase - OC1 - 51
48601	CB5		100		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51
59202	Relay9	0,319	59202		Overload Phase - Thermal
59302	CB10		100		Tripped by Relay9 Overload Phase - Thermal
74456	Relay10	0,618	74456		Overload Phase - Thermal
74556	CB11		100		Tripped by Relay10 Overload Phase - Thermal
147896	Relay8	0,388	147896		Overload Phase - Thermal
147996	CB9		100		Tripped by Relay8 Overload Phase - Thermal

Así, en la Figura 4.6 se presenta la carta de coordinación, estableciendo la correcta operación de las protecciones para esta condicon de falla.

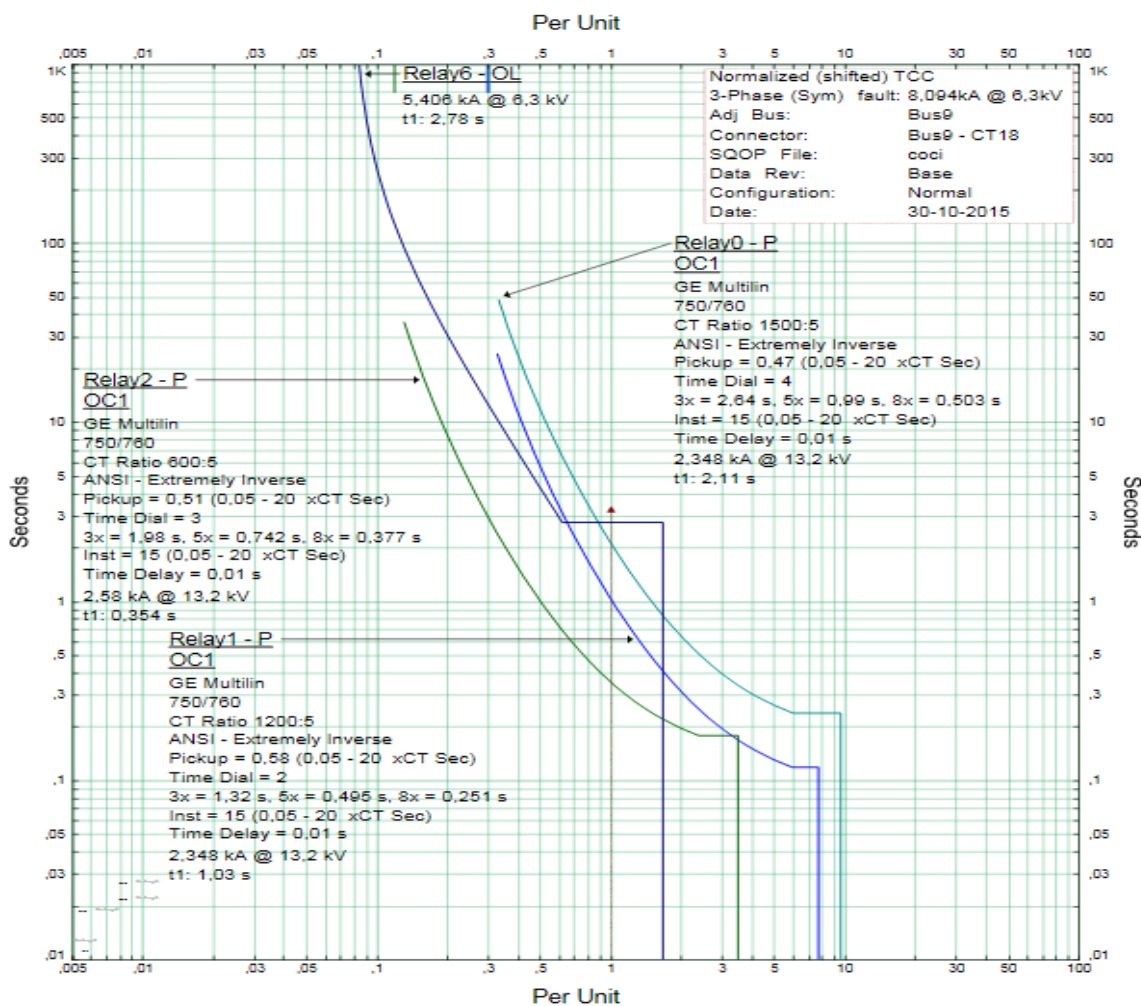


Figura 4.6: Carta de coordinación

4.3.4 Análisis de falla trifásica en barra 4

Referente al diagrama unilineal de la Figura 4.7 se puede visualizar la operación de las protecciones CB12, CB5, CB2, CB1 y sus corrientes de falla correspondiente, con respecto a la falla analizada en barra 4.

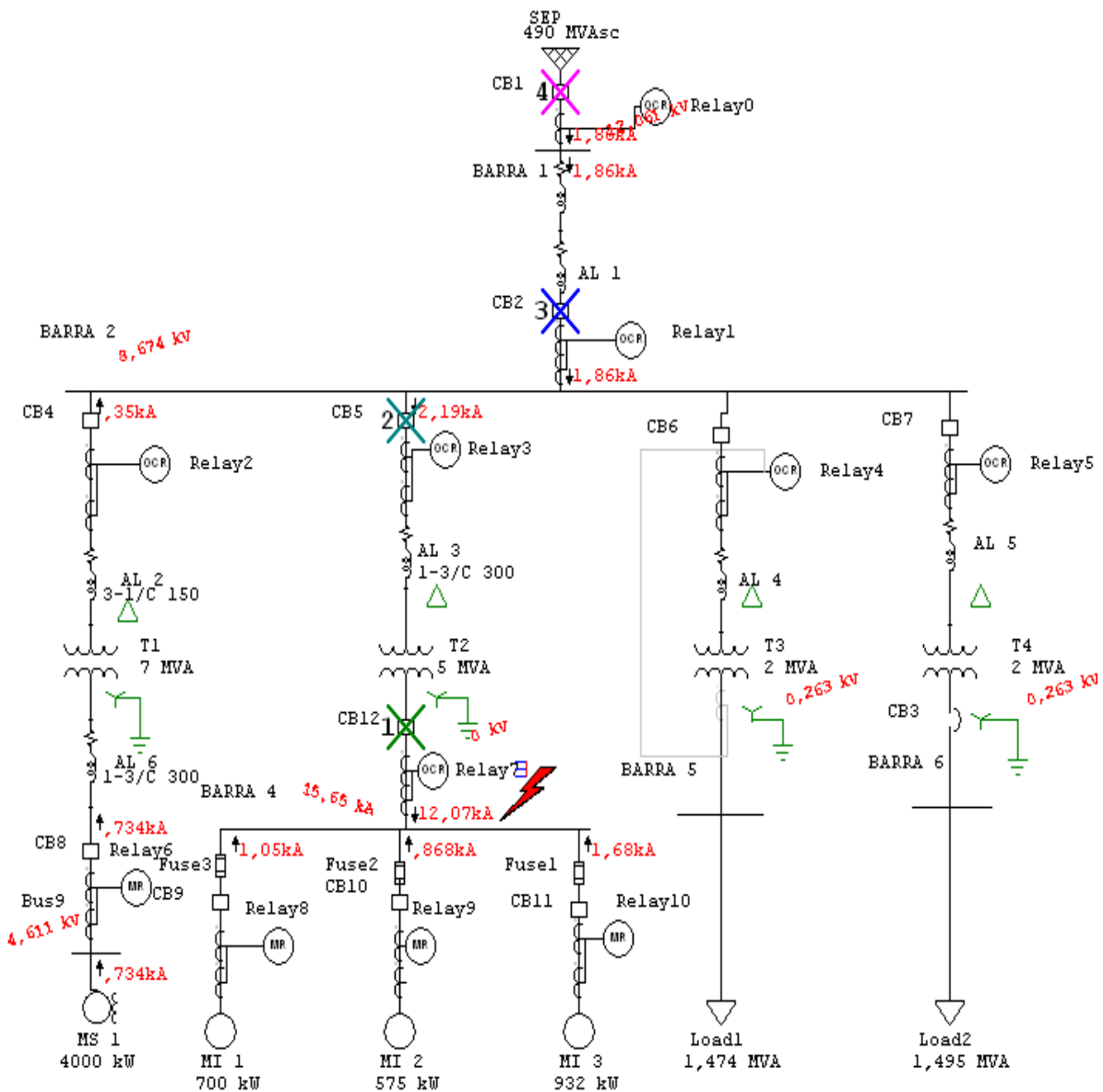


Figura 4.7: Falla trifásica en barra 4

En relación a la información de la Tabla 4.10, para la falla trifásica en la barra 4, el relé R7 detecta la corriente de falla, dando la señal al interruptor CB12, eliminando el aporte de la red eléctrica y de los motores MS, MI1,MI2 y MI3 a la falla en barra 4.

Tabla 4.10: Secuencia y tiempo de operación de las protecciones

Sequence-of-Operation Events - Output Report: coci					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: BARRA 4					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 30-10-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
123	Relay7	12,067	123		Phase - OC1 - 51
223	CB12		100		Tripped by Relay7 Phase - OC1 - 51
392	Relay3	2,194	392		Phase - OC1 - 51
492	CB5		100		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51
1715	Relay1	1,856	1715		Phase - OC1 - 51
1815	CB2		100		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51
3533	Relay0	1,856	3533		Phase - OC1 - 51
3633	CB1		100		Tripped by Relay0 Phase - OC1 - 51
6185	Relay9	0,868	6185		Overload Phase - Thermal
6285	CB10		100		Tripped by Relay9 Overload Phase - Thermal
8492	Relay10	1,68	8492		Overload Phase - Thermal
8592	CB11		100		Tripped by Relay10 Overload Phase - Thermal
15453	Relay8	1,054	15453		Overload Phase - Thermal
15553	CB9		100		Tripped by Relay8 Overload Phase - Thermal
30961	Relay2	0,35	30961		Phase - OC1 - 51
31061	CB4		100		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51
83521	Relay6	0,734	83521		Overload Phase - Thermal
83621	CB8		100		Tripped by Relay6 Overload Phase - Thermal

Así, en la Figura 4.8 se presenta la carta de coordinación, estableciendo la correcta operación de las protecciones para esta condicon de falla.

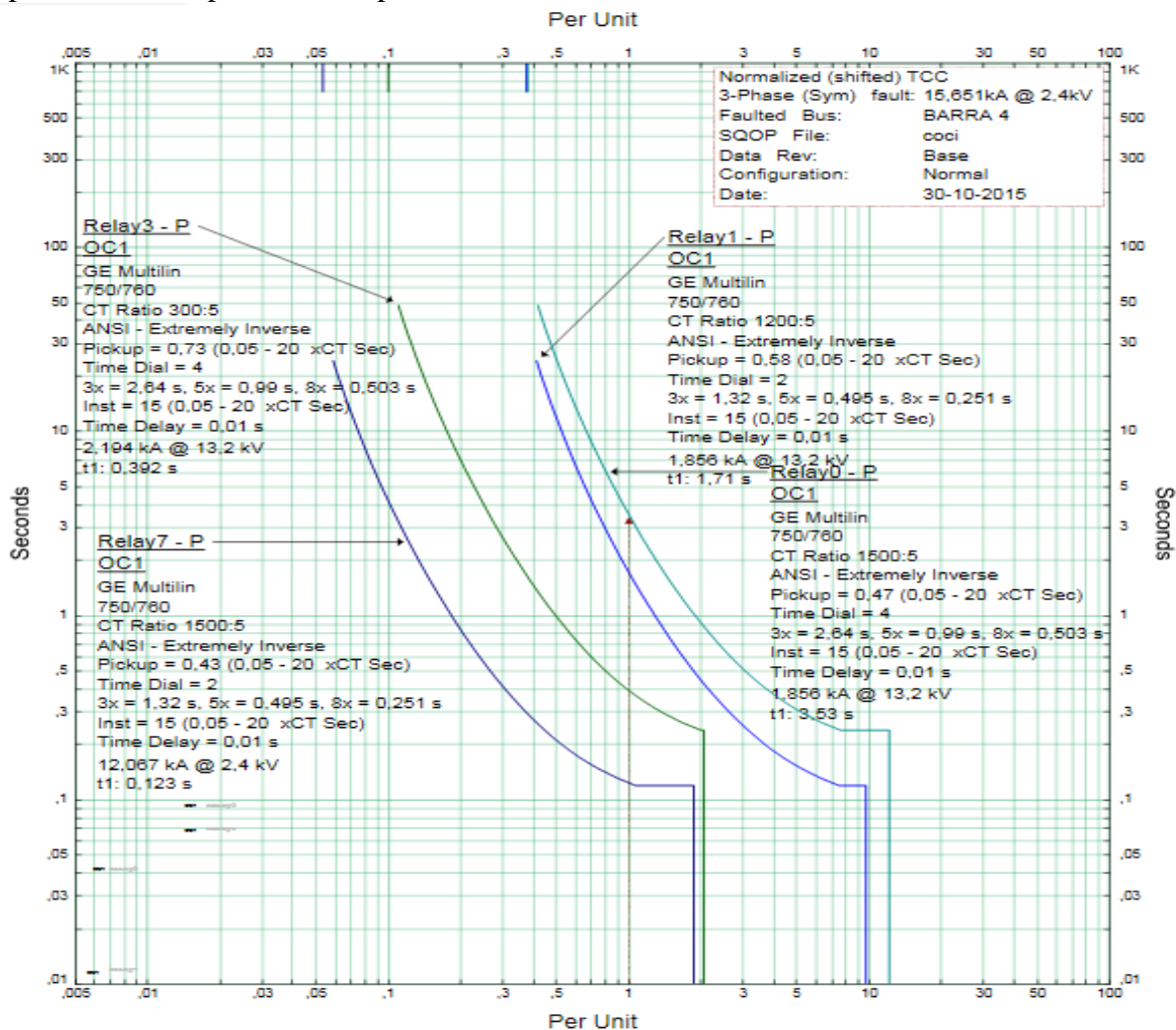


Figura 4.8: Carta de coordinación

4.3.5 Análisis de falla trifásica motor de inducción MI1

Referente al diagrama unilineal de la Figura 4.9 se puede visualizar la operación de las protecciones CB9, F3, CB12, CB5, CB2, CB1 y sus corrientes de falla correspondiente, con respecto a la falla analizada en motor de inducción MI1.

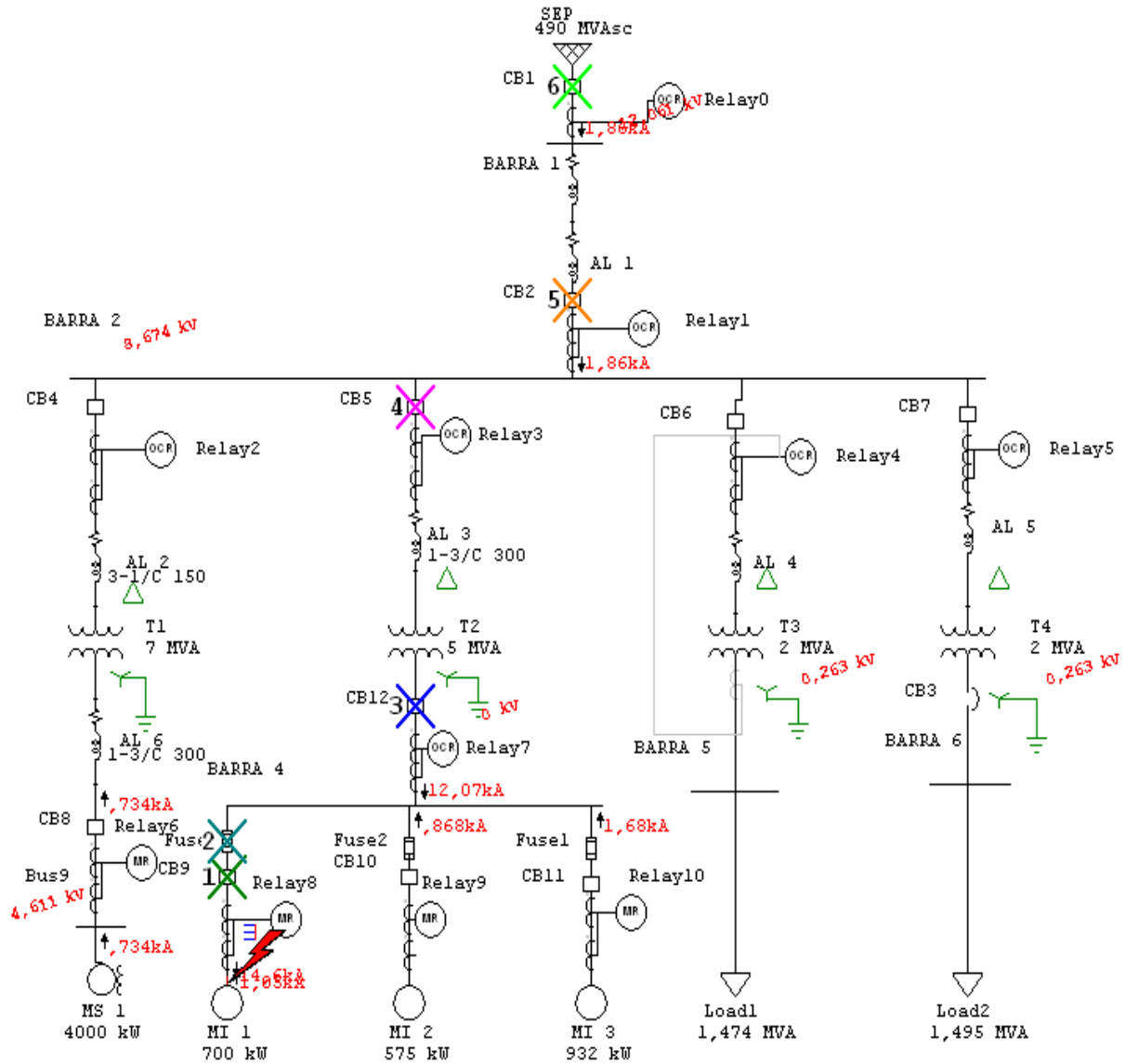


Figura 4.9: Falla trifásica en motor de inducción MI1

En relación a la información de la Tabla 4.11, para la falla trifásica en motor de inducción MI1, el relé R8 detecta la corriente de falla, dando la señal al interruptor CB9, eliminando el aporte de la red eléctrica y de los motores MS, MI2 y MI3 a la falla en motor de inducción MI1.

Tabla 4.11: Secuencia y tiempo de operación de las protecciones

Sequence-of-Operation Events - Output Report: coci					
3-Phase (Symmetrical) fault on connector between CT12 & MI 1. Adjacent bus: BARRA 4					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 30-10-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10,0	Relay8	14,601	10,0		Overload Phase - Instantaneous
110	CB9		100		Tripped by Relay8 Overload Phase - Instantane...
123	Relay7	12,067	123		Phase - OC1 - 51
132	Fuse3	14,601	86,7	132	
223	CB12		100		Tripped by Relay7 Phase - OC1 - 51
392	Relay3	2,194	392		Phase - OC1 - 51
492	CB5		100		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51
1715	Relay1	1,856	1715		Phase - OC1 - 51
1815	CB2		100		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51
3533	Relay0	1,856	3533		Phase - OC1 - 51
3633	CB1		100		Tripped by Relay0 Phase - OC1 - 51
6185	Relay9	0,868	6185		Overload Phase - Thermal
6285	CB10		100		Tripped by Relay9 Overload Phase - Thermal
8492	Relay10	1,68	8492		Overload Phase - Thermal
8592	CB11		100		Tripped by Relay10 Overload Phase - Thermal
30961	Relay2	0,35	30961		Phase - OC1 - 51
31061	CB4		100		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51
83521	Relay6	0,734	83521		Overload Phase - Thermal
83621	CB8		100		Tripped by Relay6 Overload Phase - Thermal

Así, en la Figura 4.10 se presenta la carta de coordinación, estableciendo la correcta operación de las protecciones para esta condicon de falla.

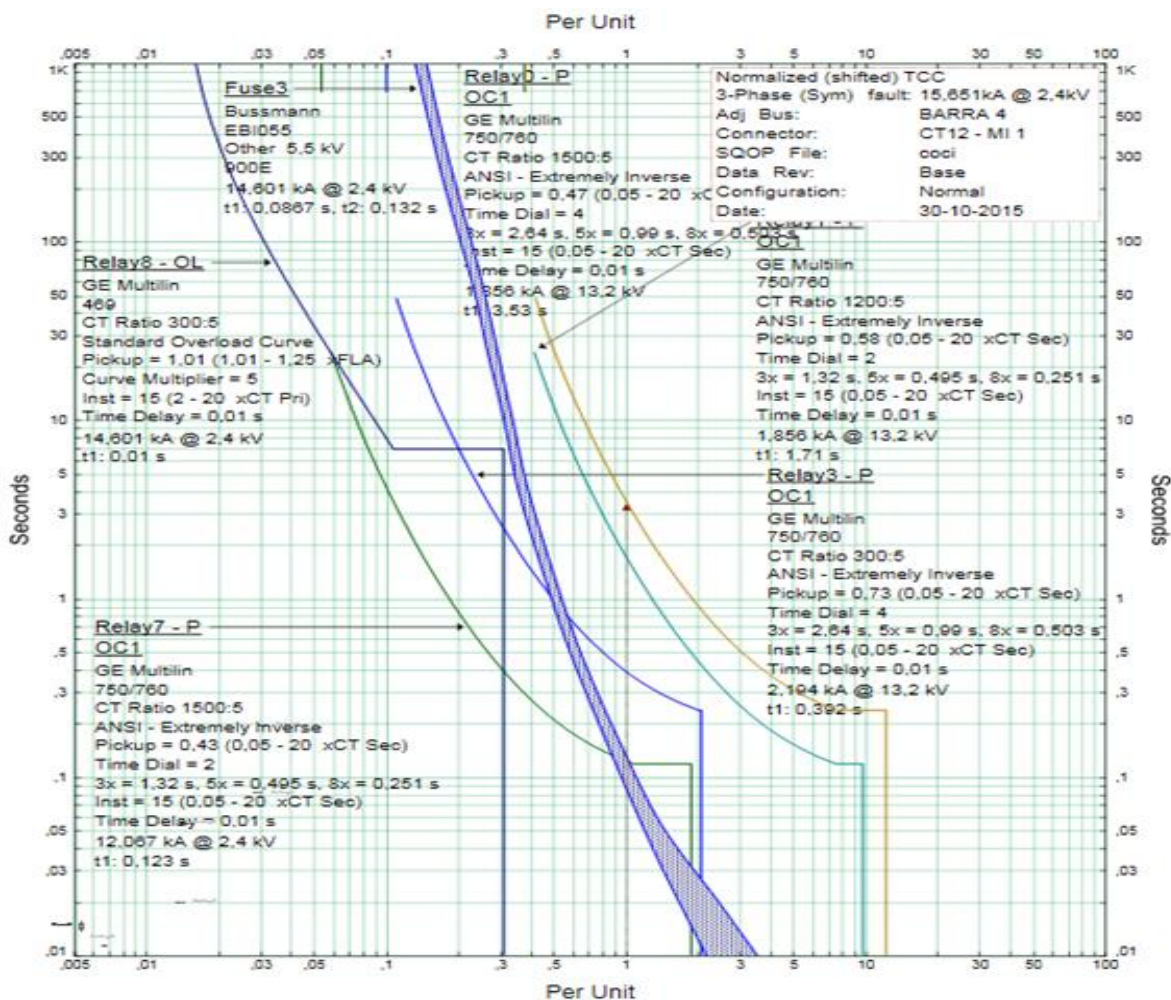


Figura 4.10: Carta de coordinación

4.3.6 Análisis de falla trifásica motor de inducción MI2

Referente al diagrama unilineal de la Figura 4.11 se puede visualizar la operación de las protecciones CB10, F2, CB12, CB5, CB2, CB1 y sus corrientes de falla correspondiente, con respecto a la falla analizada en motor de inducción MI2.

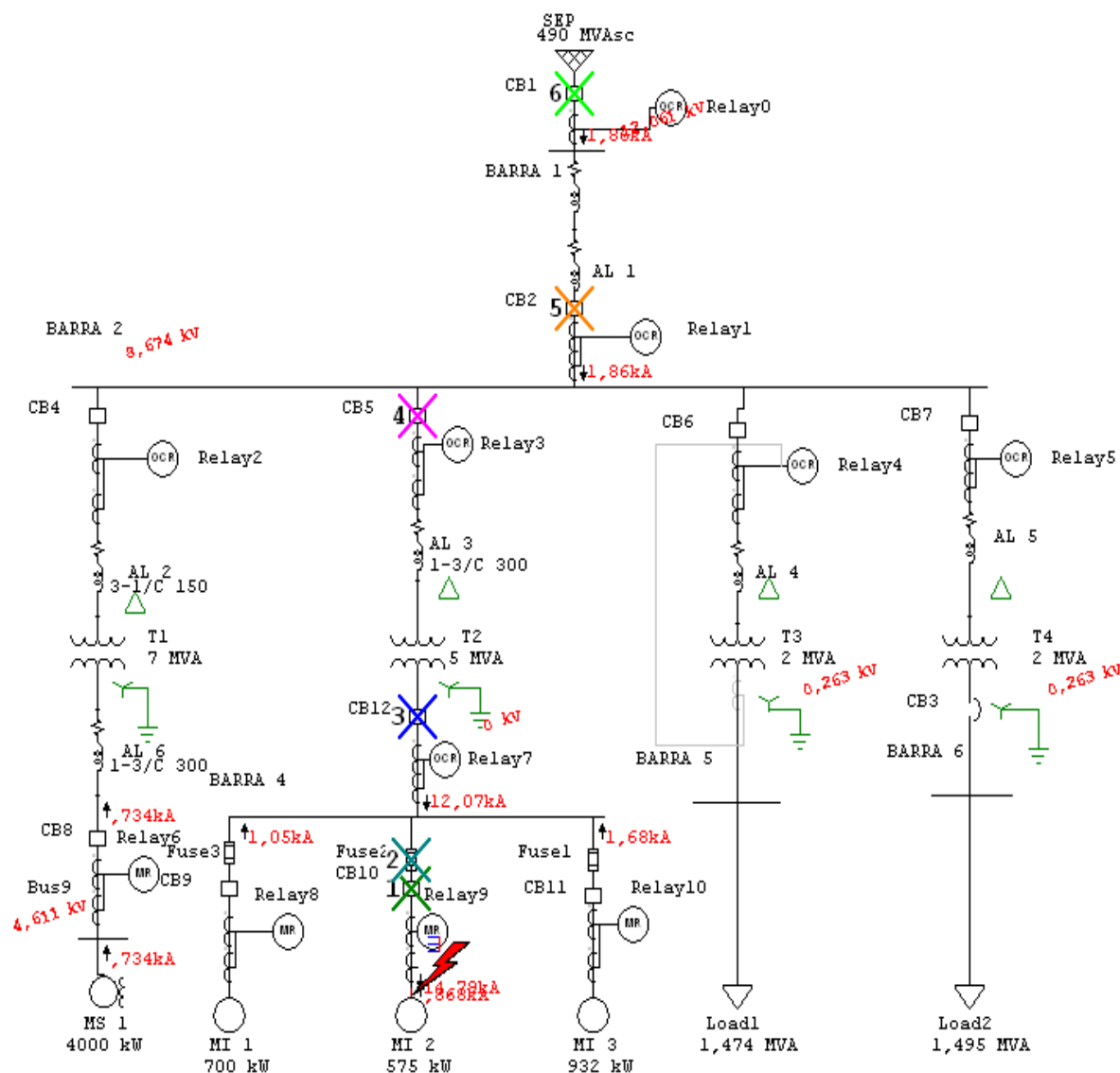


Figura 4.11: Falla trifásica en motor de inducción MI2

En relación a la información de la Tabla 4.12, para la falla trifásica en motor de inducción MI2, el relé R9 detecta la corriente de falla, dando la señal al interruptor CB10, eliminando el aporte de la red eléctrica y de los motores MS, MI1 y MI3 a la falla en motor de inducción MI2.

Tabla 4.12: Secuencia y tiempo de operación de las protecciones

Sequence-of-Operation Events - Output Report: coci					
3-Phase (Symmetrical) fault on connector between MI 2 & CT19. Adjacent bus: BARRA 4					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 30-10-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10,0	Relay9	14,786	10,0		Overload Phase - Instantaneous
110	CB10		100		Tripped by Relay9 Overload Phase - Instantane...
123	Relay7	12,067	123		Phase - OC1 - 51
127	Fuse2	14,786	83,3	127	
223	CB12		100		Tripped by Relay7 Phase - OC1 - 51
392	Relay3	2,194	392		Phase - OC1 - 51
492	CB5		100		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51
1715	Relay1	1,856	1715		Phase - OC1 - 51
1815	CB2		100		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51
3533	Relay0	1,856	3533		Phase - OC1 - 51
3633	CB1		100		Tripped by Relay0 Phase - OC1 - 51
8492	Relay10	1,68	8492		Overload Phase - Thermal
8592	CB11		100		Tripped by Relay10 Overload Phase - Thermal
15453	Relay8	1,054	15453		Overload Phase - Thermal
15553	CB9		100		Tripped by Relay8 Overload Phase - Thermal
30961	Relay2	0,35	30961		Phase - OC1 - 51
31061	CB4		100		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51
83521	Relay6	0,734	83521		Overload Phase - Thermal
83621	CB8		100		Tripped by Relay6 Overload Phase - Thermal

Así, en la Figura 4.12 se presenta la carta de coordinación, estableciendo la correcta operación de las protecciones para esta condicon de falla.

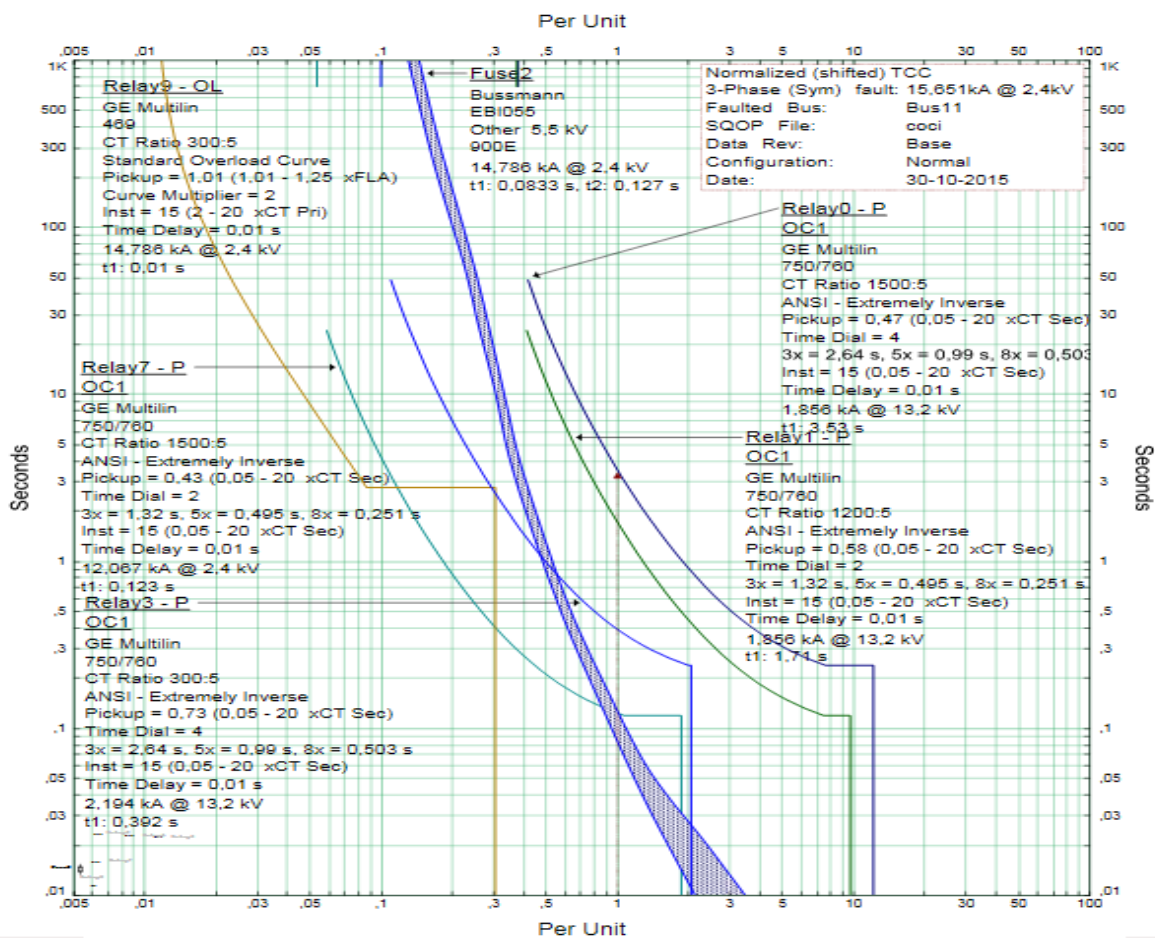


Figura 4.12: Carta de coordinación

4.3.7 Análisis de falla trifásica motor de inducción MI3

Referente al diagrama unilineal de la Figura 4.13 se puede visualizar la operación de las protecciones CB11, F1, CB12, CB5, CB2, CB1 y sus corrientes de falla correspondiente, con respecto a la falla analizada en motor de inducción MI3.

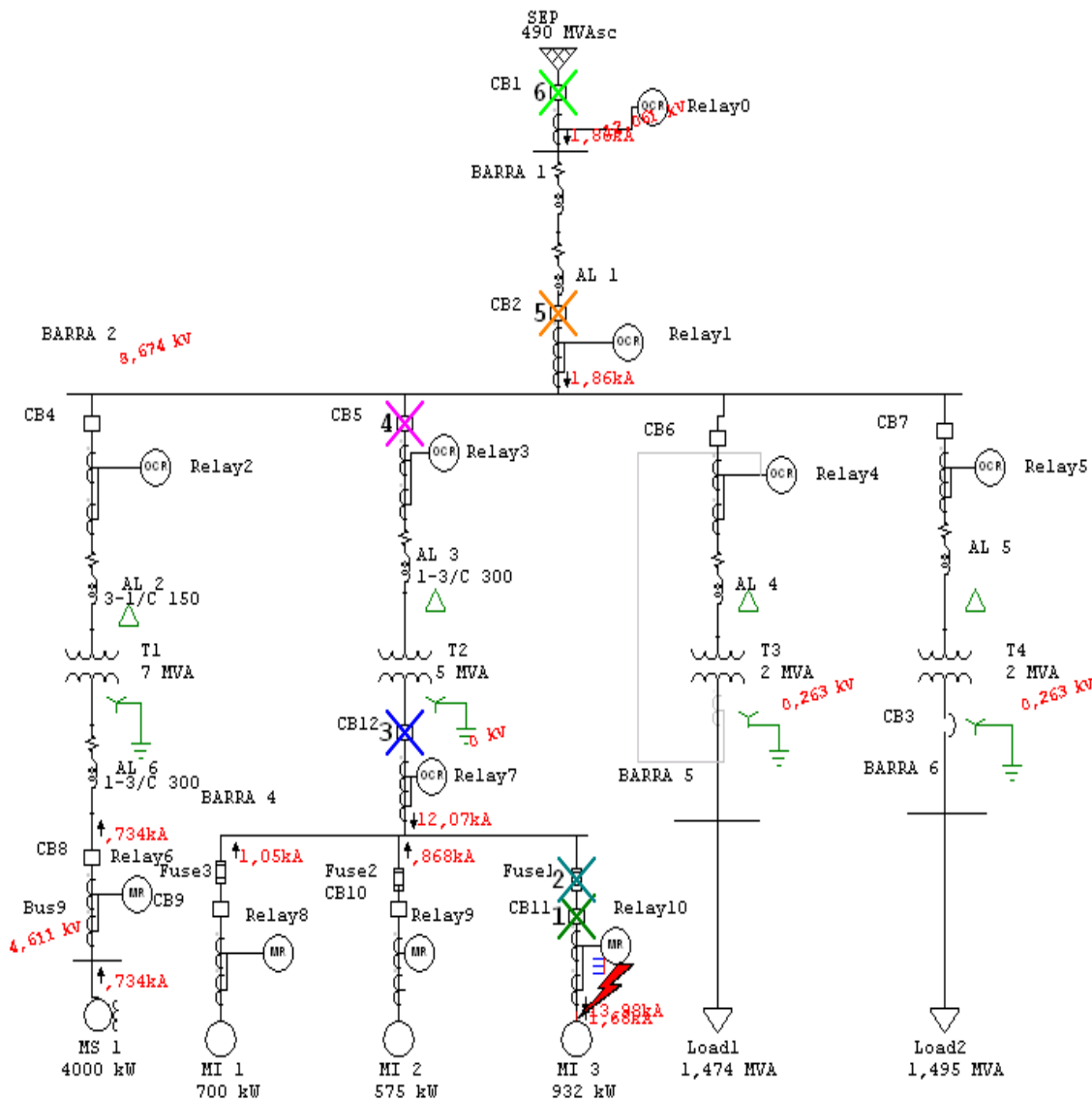


Figura 4.13: Falla trifásica en motor de inducción MI3

En relación a la información de la Tabla 4.13, para la falla trifásica en motor de inducción MI2, el relé R10 detecta la corriente de falla, dando la señal al interruptor CB11, eliminando el aporte de la red eléctrica y de los motores MS, MI2 y MI3 a la falla en motor de inducción MI3.

Tabla 4.13: Secuencia y tiempo de operación de las protecciones

Sequence-of-Operation Events - Output Report: coei					
3-Phase (Symmetrical) fault on connector between MI 3 & CT20. Adjacent bus: BARRA 4					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 30-10-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
10,0	Relay10	13,978	10,0		Overload Phase - Instantaneous
110	CB11	100	100		Tripped by Relay10 Overload Phase - Instantan...
123	Relay7	12,067	123		Phase - OC1 - 51
150	Fuse1	13,978	99,5	150	
223	CB12	100	100		Tripped by Relay7 Phase - OC1 - 51
392	Relay3	2,194	392		Phase - OC1 - 51
492	CB5	100	100		Tripped by Relay3 Phase - OC1 - 51
1715	Relay1	1,856	1715		Phase - OC1 - 51
1815	CB2	100	100		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51
3533	Relay0	1,856	3533		Phase - OC1 - 51
3633	CB1	100	100		Tripped by Relay0 Phase - OC1 - 51
6185	Relay9	0,868	6185		Overload Phase - Thermal
6285	CB10	100	100		Tripped by Relay9 Overload Phase - Thermal
15453	Relay8	1,054	15453		Overload Phase - Thermal
15553	CB9	100	100		Tripped by Relay8 Overload Phase - Thermal
30961	Relay2	0,35	30961		Phase - OC1 - 51
31061	CB4	100	100		Tripped by Relay2 Phase - OC1 - 51
83521	Relay6	0,734	83521		Overload Phase - Thermal
83621	CB8	100	100		Tripped by Relay6 Overload Phase - Thermal

Así, en la Figura 4.14 se presenta la carta de coordinación, estableciendo la correcta operación de las protecciones para esta condicon de falla.

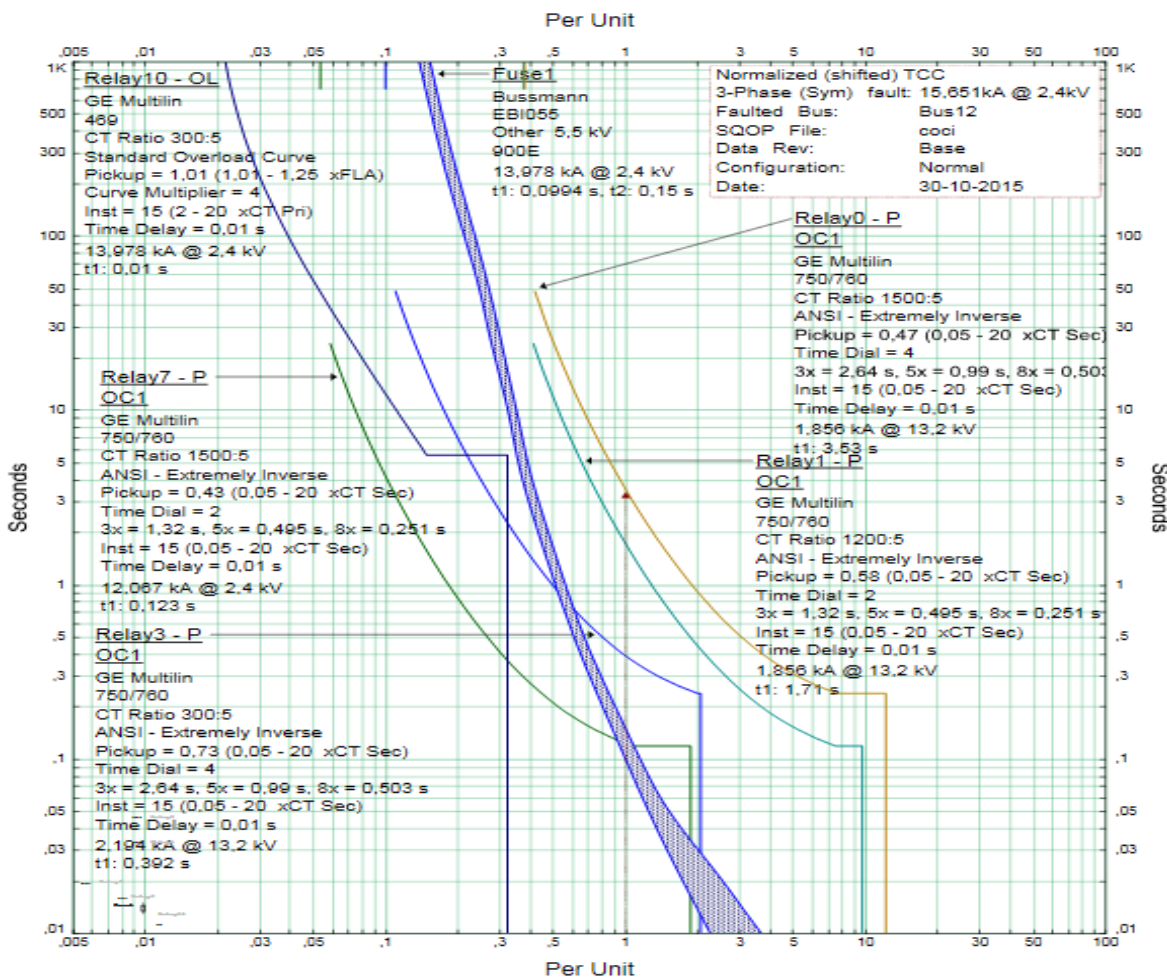


Figura 4.14: Carta de coordinación

4.3.8 Análisis de falla trifásica en barra 5

Referente al diagrama unilineal de la Figura 4.15 se puede visualizar la operación de las protecciones CB12, CB5, CB2, CB1 y sus corrientes de falla correspondiente, con respecto a la falla analizada en barra 5.

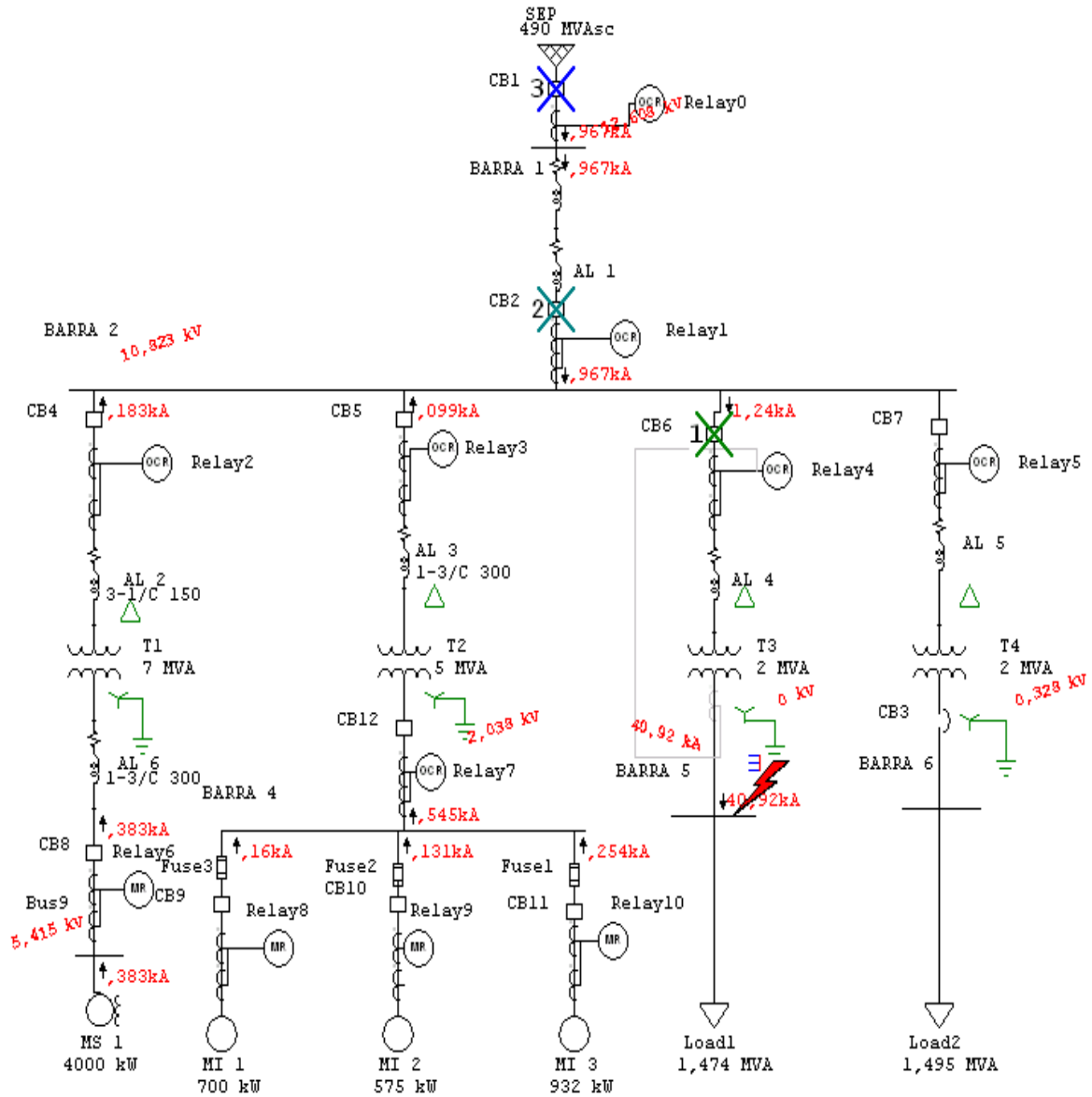


Figura 4.15: Falla trifásica en barra 5

En relación a la información de la Tabla 4.14, para la falla trifásica en la barra 5, el relé R4 detecta la corriente de falla, dando la señal al interruptor CB6, eliminando el aporte de la red eléctrica y de los motores MS, MI1, MI2 y MI3 a la falla en barra 5.

Tabla 4.14: Secuencia y tiempo de operación de las protecciones

Sequence-of-Operation Events - Output Report: coci					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: BARRA 5					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 30-10-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
509	Relay4	1,24	509		Phase - OC1 - 51
609	CB6		100		Tripped by Relay4 Phase - OC1 - 51
10245	Relay1	0,967	10245		Phase - OC1 - 51
10345	CB2		100		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51
21391	Relay0	0,967	21391		Phase - OC1 - 51
21491	CB1		100		Tripped by Relay0 Phase - OC1 - 51

Así, en la Figura 4.16 se presenta la carta de coordinación, estableciendo la correcta operación de las protecciones para esta condiconona de falla.

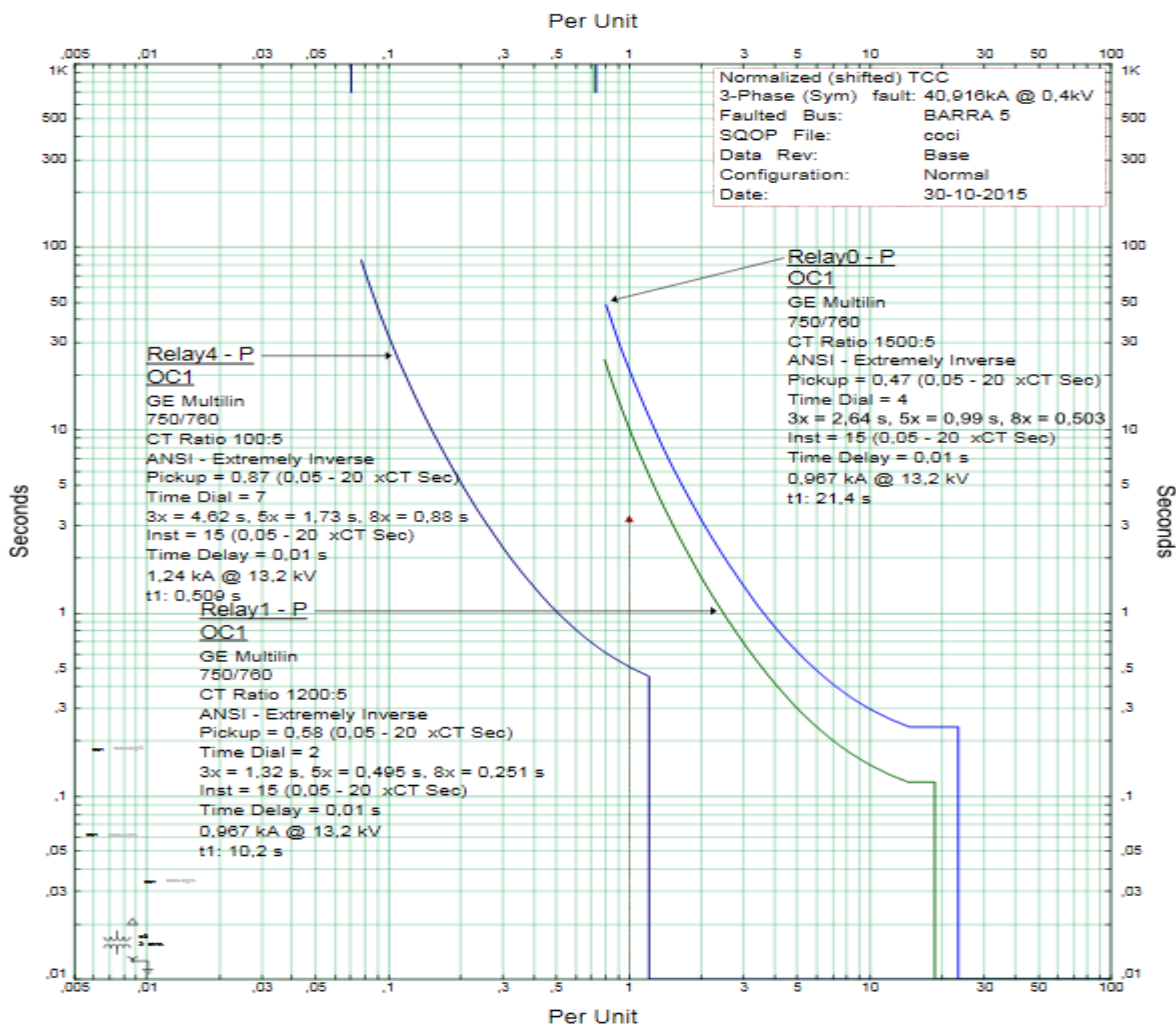


Figura 4.16: Carta de coordinación

4.3.8 Análisis de falla trifásica en barra 6

Referente al diagrama unilineal de la Figura 4.17 se puede visualizar la operación de las protecciones CB3, CB7, CB2, CB1 y sus corrientes de falla correspondiente, con respecto a la falla analizada en barra 5.

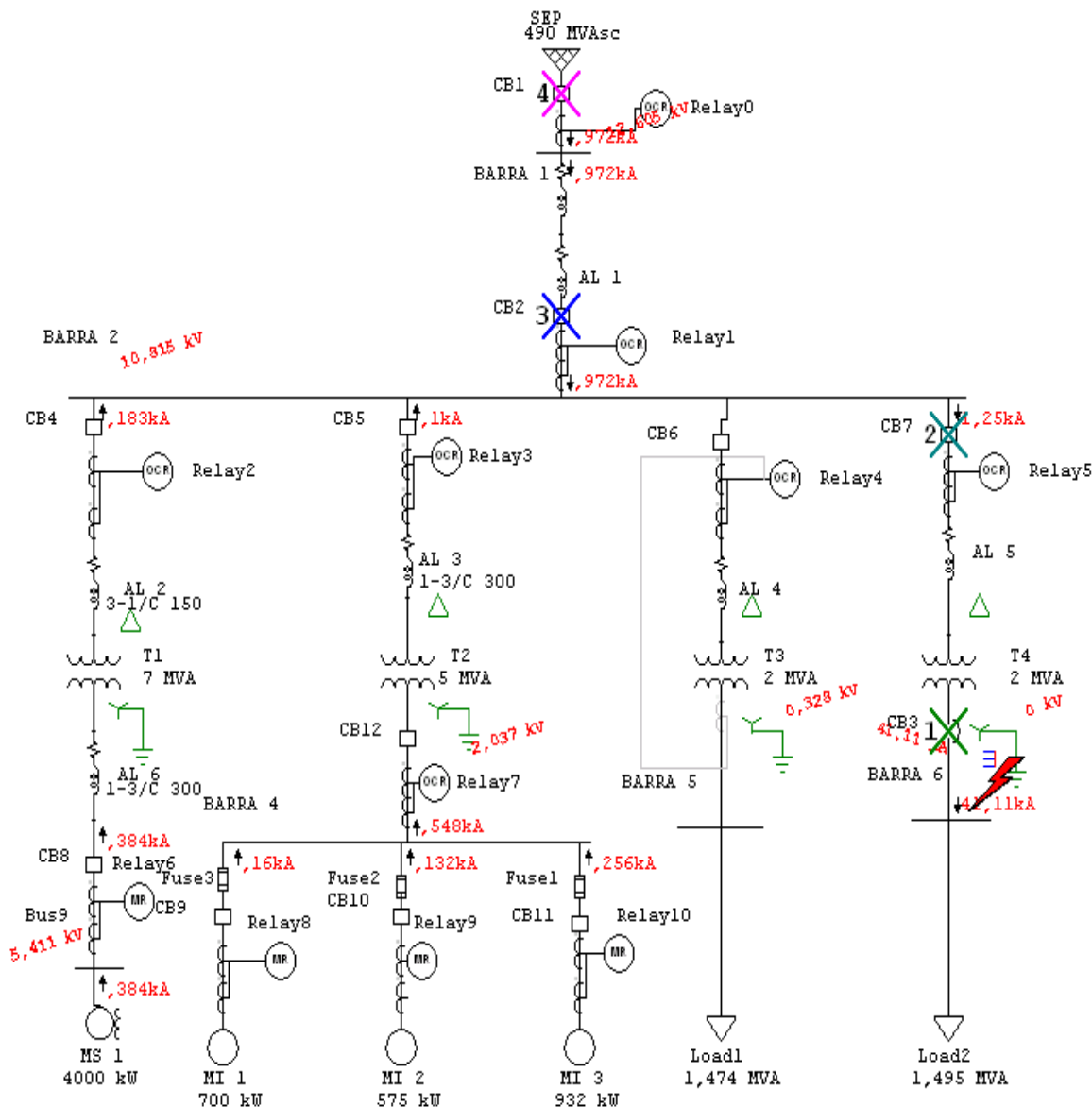


Figura 4.17: Falla trifásica en barra 6

En relación a la información de la Tabla 4.15, para la falla trifásica en la barra 6, el relé R5 detecta la corriente de falla, dando la señal al interruptor CB7, eliminando el aporte de la red eléctrica y de los motores MS, MI1, MI2 y MI3 a la falla en barra 6.

Tabla 4.15: Secuencia y tiempo de operación de las protecciones

Sequence-of-Operation Events - Output Report: coci					
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: BARRA 6					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 30-10-2015	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
60,0	CB3	41,106	20,0	60,0	Phase
435	Relay5	1,246	435		Phase - OC1 - 51
535	CB7		100		Tripped by Relay5 Phase - OC1 - 51
10088	Relay1	0,972	10088		Phase - OC1 - 51
10188	CB2		100		Tripped by Relay1 Phase - OC1 - 51
21059	Relay0	0,972	21059		Phase - OC1 - 51
21159	CB1		100		Tripped by Relay0 Phase - OC1 - 51

Así, en la Figura 4.18 se presenta la carta de coordinación, estableciendo la correcta operación de las protecciones para esta condicon de falla.

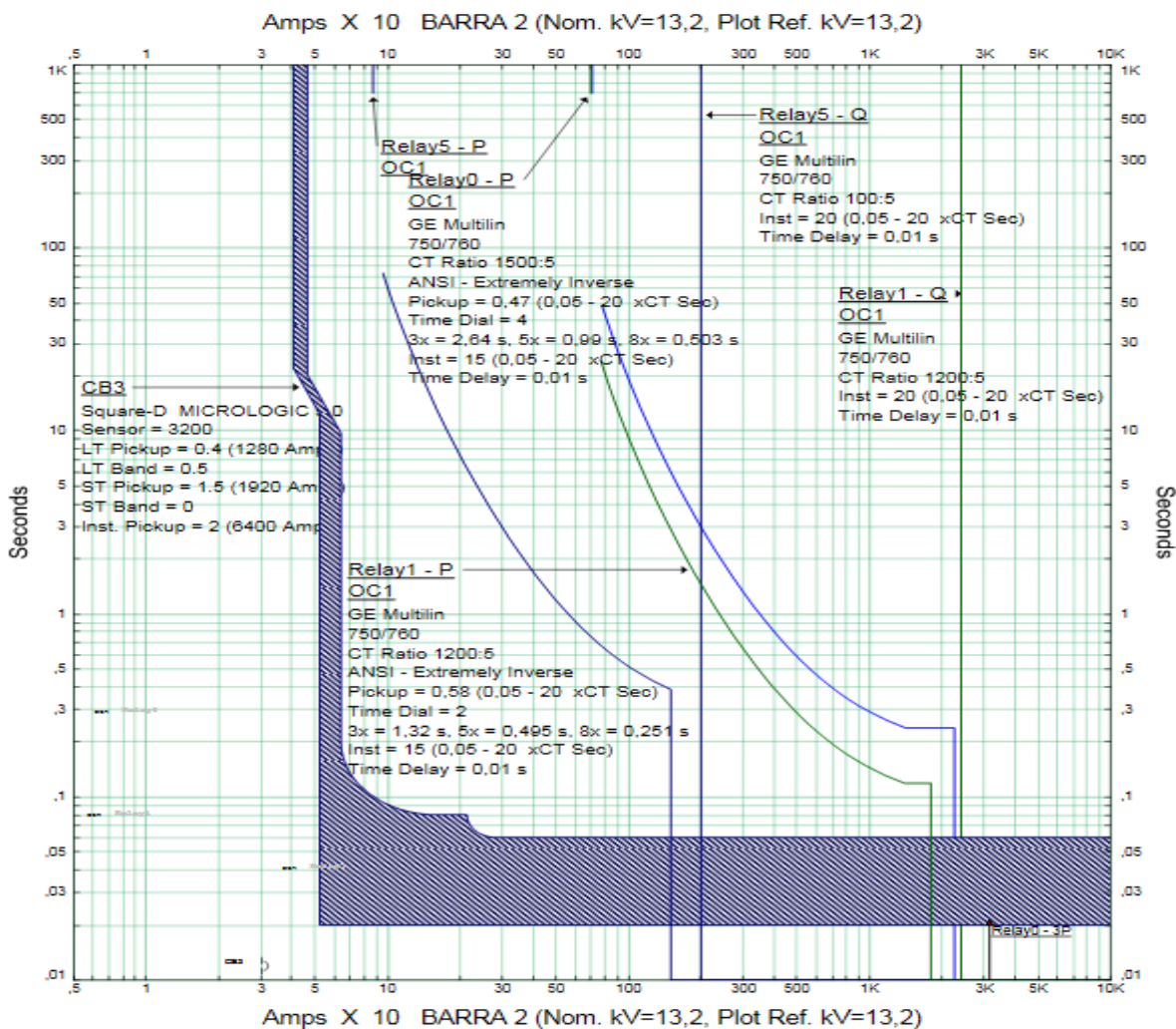


Figura 4.18: Carta de coordinación

Capítulo V

Comentarios y Conclusiones

Capítulo V: Comentarios y Conclusiones

5.1 Comentarios y conclusiones

A través de nuestro seminario fue posible realizar distintos tipos de estudios, que fueron: cálculos de líneas aéreas, cortocircuitos y operación de protecciones mediante el software y cálculos aprendidos en los distintos años de estudios. Para esto nos abocamos en el estudio eléctrico de la Planta de celulosa “Río Bravo”.

En primera instancia se comienza con el levantamiento de componentes, cálculos de datos técnicos, características principales de los distintos dispositivos y cables aéreos. Determinados y definidos los elementos se realiza diagrama de la red eléctrica utilizando el software ETAP 6.0.

Con los parámetros analizados se procede a realizar cálculos eléctricos y mecánicos de la línea aérea para determinar el tipo y sección del conductor y por otro lado la soportación del conductor .

Además, con los parámetros obtenidos en un inicio, se procede con los cálculos de cortocircuitos trifásicos para la estimación de cada falla de la red eléctrica en estudio y sus respectivos aportes, para luego realizar la comparación con el software ETAP 6.0, lo que se describe en el capítulo III.

Para el estudio y coordinación de las protecciones se consideran los ajustes obtenidos en terreno, para ser ingresados en el software ETAP 6.0 e iniciar el estudio aplicando fallas en cada barra en estudio, y así observar la secuencia de cada protección en lo que se describe en el capítulo IV, donde se adjuntan tablas de registros, cartas de coordinación y por último cada diagrama con las secuencia de operación.

De los datos obtenidos en terreno podemos observar cada una de las situaciones y acotar que las protecciones existentes en sus mayorías los ajustes son favorables, se recomienda a futuro realizar modificaciones en los tiempos de operación, para mayor eficiencia de los equipos. Para la falla trifásica en barra 3 se recomienda realizar ajustes entre R6 y R2 debido que R6 es el cuarto componente en actuar, siendo que debiera ser el primero, por esto, se debe modificar el pick up de la unidad 50 del relé Multilin 469.

Para terminar podemos decir que el tiempo invertido en el desarrollo de nuestra tesis nos entregó una valiosa experiencia, puesto que se utilizó los conocimientos adquiridos en el proceso de nuestra formación académica complementado con la experiencia laboral y metodologías informáticas.

Anexo A
Tablas normalizadas

A.3 Tablas normalizadas

Tabla A.3: Tensiones y longitudes en función de la relación FLECHA-VANO.

V/s	Y/s	f/s	l/s	V/s	Y/s	f/s	l/s
Factor de tensión horizontal	Factor de tensión	Flecha Unitaria	Longitud Unitaria	Factor de tensión horizontal	Factor de tensión	Flecha Unitaria	Longitud Unitaria
100,0000	100,0013	0,001250	1,0000042	6,2500	6,2700	0,02001	1,001066
90,9091	90,9105	0,001375	1,0000051	5,8824	5,9036	0,02126	1,001265
83,3333	83,3348	0,001500	1,0000061	5,5555	5,5781	0,02252	1,001351
76,9231	76,9247	0,001625	1,0000071	5,2632	5,2869	0,02377	1,001503
71,4286	71,4303	0,001750	1,0000082	5,0000	5,0250	0,02502	1,001668
66,6667	66,6685	0,001875	1,0000094	4,7619	4,7882	0,02627	1,001839
62,5000	62,5020	0,002000	1,0000107	4,5455	4,5730	0,02753	1,002017
58,8235	58,8257	0,002125	1,0000120	4,3478	4,3766	0,02878	1,002205
55,5555	55,5578	0,002250	1,0000135	4,1667	4,1967	0,03004	1,002402
52,6316	52,6339	0,002375	1,0000150	4,0000	4,0313	0,03129	1,002606
50,0000	50,0025	0,002500	1,000017	3,8462	3,8787	0,03255	1,002819
45,4545	45,4573	0,00275	1,000020	3,7037	3,7342	0,03380	1,003040
41,6667	41,6697	0,00300	1,000025	3,5714	3,6065	0,03506	1,003270
40,0000	40,0031	0,00313	1,000026	3,4483	3,4846	0,03631	1,003508
38,4615	38,4648	0,00325	1,000028	3,3333	3,3709	0,03757	1,003754
35,7143	35,7178	0,00350	1,000033	2,9412	2,9838	0,04260	1,004825
33,3333	33,3371	0,00375	1,000037	2,5000	2,5502	0,05017	1,006680
31,2500	31,2540	0,00400	1,000043	2,2727	2,3280	0,05522	1,008086
29,4118	29,4160	0,00425	1,000048	2,0000	2,0628	0,06283	1,010444
28,5714	28,5758	0,00438	1,000051	1,8519	1,9198	0,06791	1,012194
27,7777	27,7823	0,00450	1,000054	1,6667	1,7422	0,07556	1,015068
26,3158	26,3205	0,00475	1,000060	1,5625	1,6432	0,08068	1,017154
25,0000	25,0050	0,00500	1,000067	1,4286	1,5170	0,08840	1,020542
22,7273	22,7328	0,00550	1,000081	1,3514	1,4449	0,09356	1,022973
20,8333	20,8393	0,00600	1,000096	1,2500	1,3513	0,10134	1,026881
20,0000	20,0063	0,00625	1,000104	1,1905	1,2070	0,10655	1,029660
19,2308	19,2373	0,00650	1,000113	1,1111	1,2255	0,11441	1,034093
17,8571	17,8641	0,00700	1,000131	1,0638	1,1835	0,11968	1,037224
16,6667	16,6742	0,00750	1,000150	1,0000	1,1276	0,12763	1,04219
15,6250	15,6330	0,00800	1,000171	0,9091	1,0501	0,14100	1,05119
14,7059	14,7144	0,00850	1,000193	0,8333	0,9879	0,15455	1,06109
13,8889	13,8079	0,00900	1,000216	0,7143	0,8965	0,18226	1,08369
13,1579	13,1674	0,00950	1,000241	0,6250	0,8358	0,21083	1,11013
12,5000	12,5100	0,01000	1,000267	0,5555	0,7962	0,24061	1,14057
11,6279	11,6387	0,01075	1,000308	0,5000	0,77154	0,27154	1,17520
10,6383	10,6501	0,01175	1,000368	0,4545	0,75842	0,30387	1,21423
10,0000	10,0125	0,01250	1,000417	0,4167	0,75444	0,33777	1,25788
9,0909	9,1047	0,01375	1,000504	0,3846	0,75804	0,37343	1,29645
8,3333	8,3483	0,01500	1,000600	0,3571	0,76818	0,41104	1,36021
7,6923	7,7084	0,01626	1,000704	0,3333	0,78414	0,45080	1,41952
7,1428	7,1604	0,01751	1,000817	0,3125	0,80546	0,49296	1,48473
6,6667	6,6854	0,01876	1,000938				

Tabla normalizada en referencia a valores unitarios referente a relación de propiedades de conductores para cálculo mecánico en punto 2.3 capítulo II.

A.4 Tablas de conductores Madeco

Tabla A.4: Impedancia de los conductores.

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. uF/Km
							DUCTO tº 20°C	TIERRA tº 20°C	CONDUIT 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

Tabla normalizada en referencia a las especificaciones técnicas de conductores MADECO para cálculo eléctrico en punto 2.2.3 capítulo III para el desarrollo de selección de conductor.

Anexo B

Descripción de los equipamientos de Protección en MT y BT

Anexo B: Descripción de los equipamientos de Protección en MT y BT

B.1 Relé multifunción SR 750

B.1.1 Descripción general

El relé SR750 de General Electric es un equipo digital diseñado para la gestión y protección de alimentadores de distribución, además, permite diseño para gestión y protección de respaldo para barra, transformadores y líneas de transmisión. El equipo registra la frecuencia del sistema de potencia y ajusta el rango de muestreo para mantener la precisión en todo momento. Este equipo está especialmente diseñado para ofrecer un sistema de gestión de alimentadores y cumple con todos los requisitos de protección, control, medida, así como interfaces de usuario locales y remotas. Es así, que en la Figura B.1 se presenta una vista frontal del relé, con una descripción general de las funciones del panel frontal del relé.



Figura B.1 Vista frontal de Relé SR 750

Por otro lado, en la Figura B.2 se presenta un diagrama esquemático de conexionado del relé.

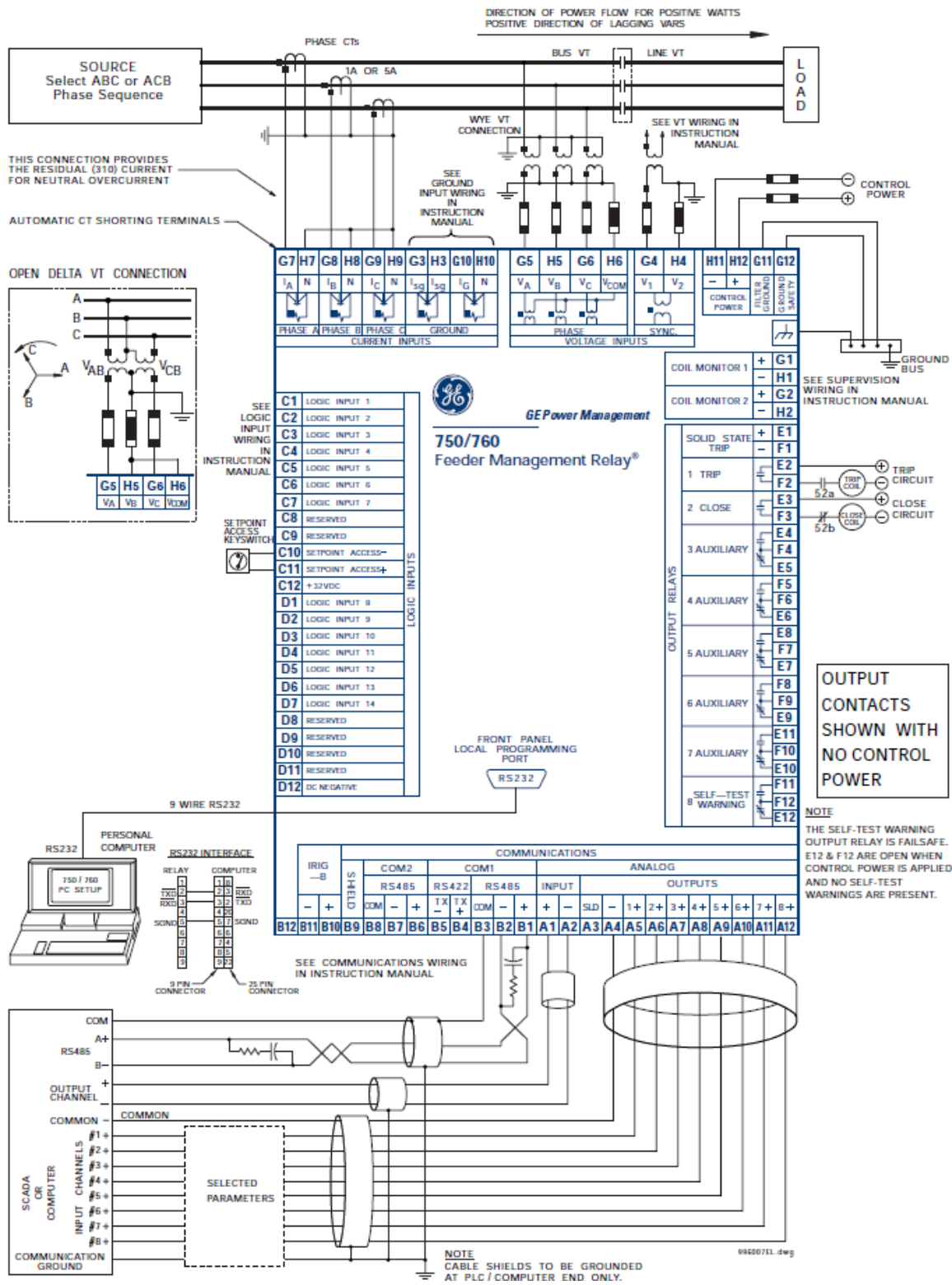


Figura B.2 Diagrama de cableado

B.1.2 Funcionalidades del relé multifunción SR 750

El 750 proporciona una completa protección de sobre intensidad. Esta incluye protecciones para fase, neutro, tierra y secuencia inversa, para sobre intensidad temporizada e instantánea, además de control direccional, funciones de máxima tensión, mínima tensión y mínima frecuencia entre otros. Gracias a sus entradas y salidas lógicas programables, el relé SR 750 puede ser configurado fácilmente para las aplicaciones específicas. Así, en la Figura B.3 se muestran las principales funciones del relé SR 750.

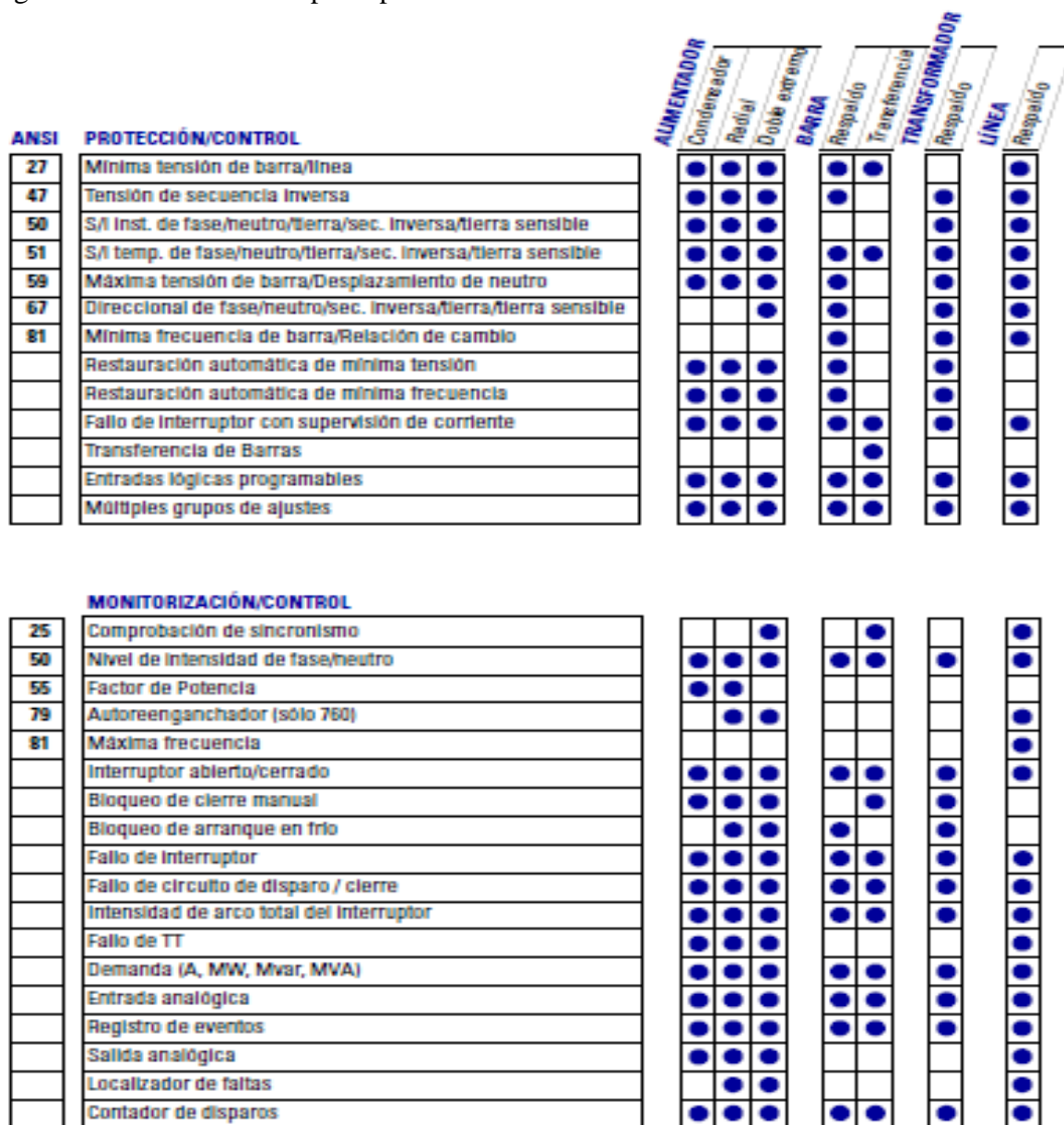


Figura B.3 Principales funciones del relé SR750

B.1.3 Funciones de protección de sobre corriente

Si bien el relé presenta una gran variedad de funciones de protección, para los propósitos del presente seminario se describe las características de las funciones de protección de sobre corriente.

B.1.3.1 Sobre intensidad temporizada (51)

El relé dispone de elemento sobre intensidad temporizada de fase las que incluye detectores de nivel para cada fase. Asimismo, dispone de elementos de sobre intensidad temporizada de neutro y elemento de sobre intensidad temporizada diferente para tierra, tierra sensible, y secuencia inversa. Cada elemento de sobre intensidad temporizada posee características programables, empleando para ello cuatro familias de curvas, esto es:

- **Curvas ANSI:** Extremadamente inversa, Muy inversa, Normalmente inversa, moderadamente inversa y de tiempo definido.
- **Curvas IEC:** Curva A (BS142), curva B (BS142), curva C (BS142), inversa corta
- **Curvas IAC:** Extremadamente inversa, muy inversa, inversa e inversa corta
- **Curvas Personalizadas :** Flex Curve A y Flex Curve B

B.1.3.2 Sobre intensidad instantánea (50)

El 750 dispone de elementos de sobre intensidad instantánea de fase. Cada uno de ellos incluye detectores de nivel para cada fase. Así mismo, dispone de dos elementos de sobre intensidad instantánea de neutro, y un elemento de sobre intensidad instantánea diferente para tierra, tierra sensible y secuencia inversa. Cada uno de ellos dispone de intensidad de arranque programable, un periodo de tiempo durante el cual la corriente debe exceder el valor de arranque para el funcionamiento, y el número mínimo de fases necesarias para la maniobra.

B.1.3.3 Control direccional

El control direccional de sobre intensidad de fase es necesario para la protección de alimentadores con fuente múltiple, cuando resulta imprescindible limitar el disparo del relé a faltas en una única dirección.

En el caso del direccional de neutro, la corriente residual de los transformadores de fase se utiliza como corriente de operación. Esta unidad puede ser polarizada por tensión, intensidad o ambas.

B.2 Relé Multifunción SR 469

B.2.1 Descripción General

El relé de protección de motores 469 está pensado para la protección de motores de media y alta potencia y equipos asociados. Se han integrado la protección de motor, diagnóstico de faltas, medida de potencia y funciones de comunicación. Este alto grado de integración permite la estandarización en un único relé de protección, independientemente de la aplicación. El fundamento del SR469 es el modelo térmico. Además de los elementos de protección de intensidad, dispone de entradas de RTD para protección de temperatura del estator y los rodamientos. Las entradas de tensión proporcionan los elementos de protección de tensión y potencia. Dispone de entradas de transformadores de intensidad de fase para protección diferencial de fase. Todos los elementos de protección están incluidos en el relé y pueden ser habilitados. Este diseño hace sencilla la programación. Además, detecta el tiempo de aceleración, la intensidad de arranque y capacidad térmica requerida durante el arranque del motor. Si la carga del motor durante el arranque es relativamente constante, estos valores aprendidos pueden usarse para ajustar con precisión la protección de aceleración y puede también detectar la carga media del motor durante un periodo entre otros.

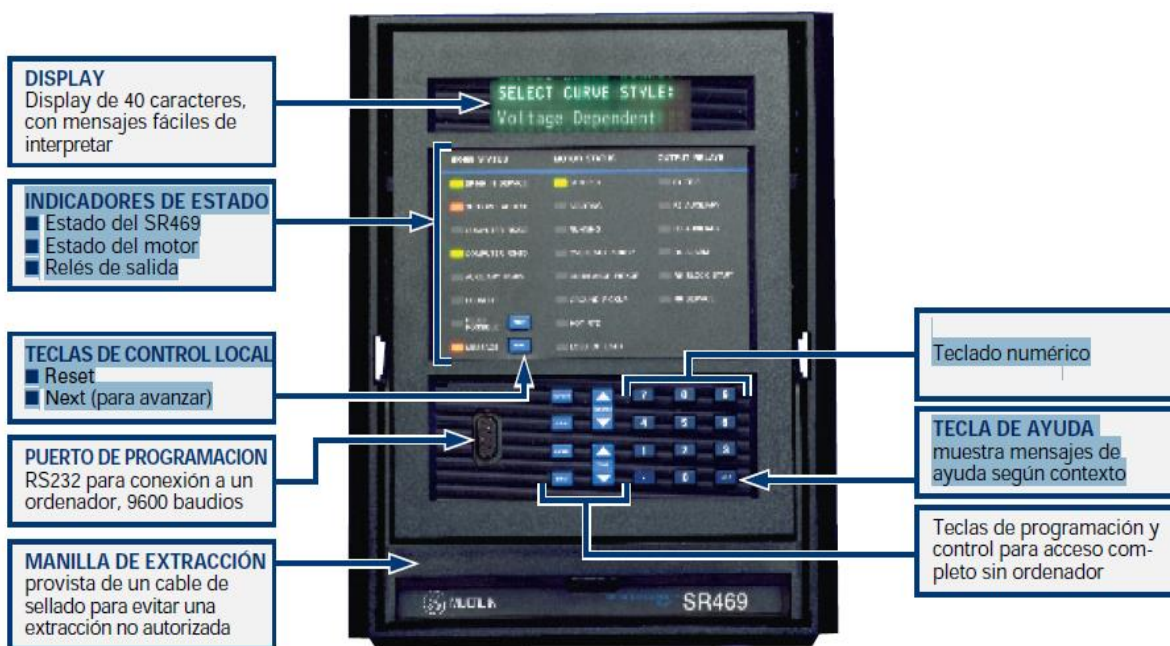


Figura B.4 Vista frontal de Relé SR 469

Por otro lado, en la Figura B.5 se presenta un diagrama esquemático de conexionado del relé.

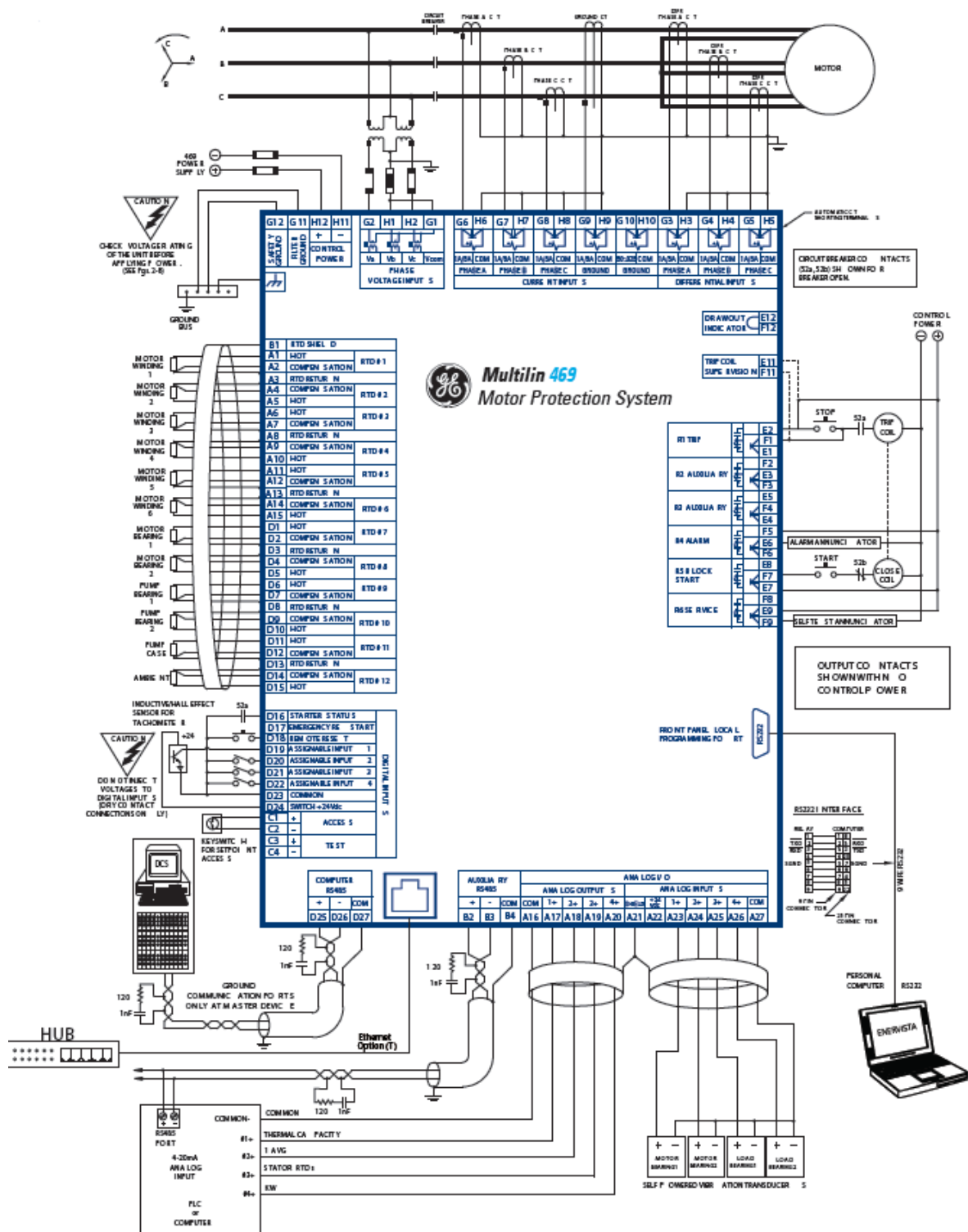


Figura B.5 Diagrama de cableado

B.2.2 Funcionalidades del relé multifunción SR 469:

El SR469 contiene una alta gama de protecciones propias, que se pueden habilitar individualmente y elementos de control como se detalla en la siguiente tabla.

Aplicación de las funciones del SR469

ANSI		Trip	Alarm	Block Start	Control
51	Sobrecarga	●	●	●	
86	Bloqueo por sobrecarga			●	
66	Tiempo de arranque y tiempo entre arranques			●	
	Bloqueo del re arranque			●	
50	Cortocircuito y respaldo del cortocircuito	●		●	
	Bloqueo mecánico	●		●	
37	Mínima intensidad/mínima potencia	●	●	●	
46	Desequilibrio de intensidades	●	●	●	
50G/51G	Falta a tierra y respaldo de falta a tierra	●	●	●	
87	Diferencial	●		●	
	Aceleración	●		●	
49	RTD del estator	●	●	●	
38	RTD de los rodamientos	●	●	●	
	Otras RTD y RTD ambiente	●	●	●	
	Alarma temperatura RTD		●		
	Baja RTD		●		
27/59	Mínima/máxima tensión	●	●	●	
47	Inversión de fase	●		●	
81	Frecuencia	●		●	
	Potencia reactiva	●	●	●	
55/78	Factor de potencia	●	●	●	
	Entrada analógica	●	●	●	
	Alarma demanda: A kW kvar k VA		●		
	Autochequeo del SR469, servicio		●		
	Supervisión de la bobina de disparo		●		
	Contactador		●		
	Fallo del interruptor		●		
	Entrada remota	●	●	●	
14	Entrada de velocidad y disparo por tacómetro	●	●	●	
	Entrada de deslastre de cargas	●		●	
	Entrada de presión	●	●	●	
	Entrada de vibración	●	●	●	
19	Arranque a tensión reducida				●
48	Secuencia incompleta	●		●	
	Arranque/paro remoto				●
	Par	●	●	●	

Figura B.6 Principales funciones del relé SR 469

La función fundamental de protección del SR469 es el modelo térmico que consiste en 4 elementos clave:

- Curvas de sobrecarga

La curva de sobrecarga del SR469 puede tomar uno de tres formatos: estándar, usuario o curvas dependientes de la tensión. Para cualquier tipo de curva el 469 guarda la memoria

térmica en un registro de capacidad térmica que se actualiza cada 0.1 segundos. El arranque por sobrecarga determina el comienzo de la curva de sobrecarga de funcionamiento. Las curvas de sobrecarga consisten en una forma de estándar curva con un valor multiplicador de 1 a 15. Además, permite al usuario crear su propia curva de sobrecarga, como indica la Figura B.7.

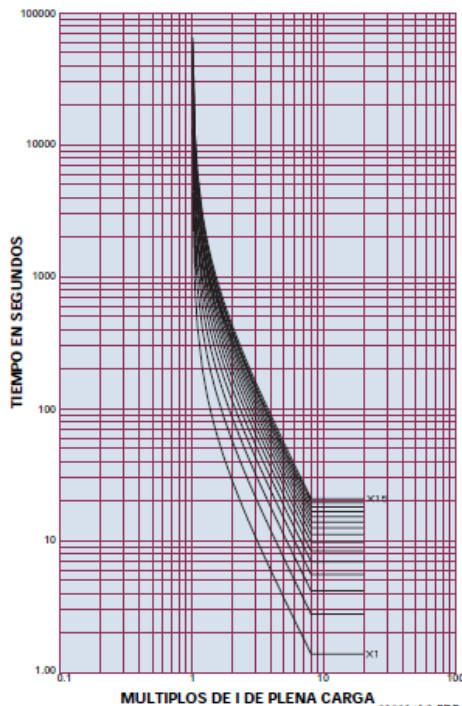


Figura B.7

- Desequilibrio

La intensidad de secuencia negativa, que tiene una rotación de fases inversa a la secuencia positiva y a la rotación del motor, puede inducir una tensión en el rotor que puede producir una intensidad elevada en el rotor.

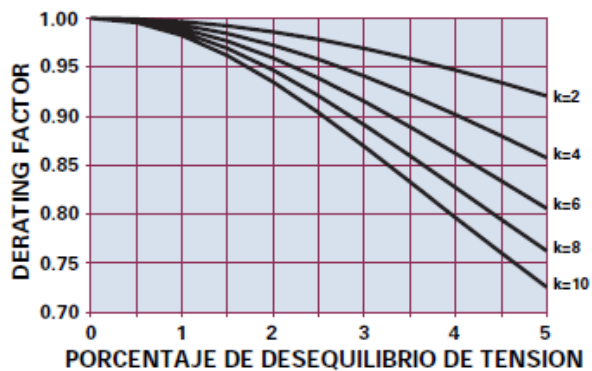


Figura B.8

- Compensación de motor caliente/frío

La protección SR469 tiene una única función para proteger el motor basada en la información del comportamiento térmico en caliente y en frío suministrado por el fabricante del motor. Se construye una curva de dos partes con 3 puntos:

- Compensación mínima RTD:
- Compensación máx. RTD:
- Punto de compensación centro RTD:

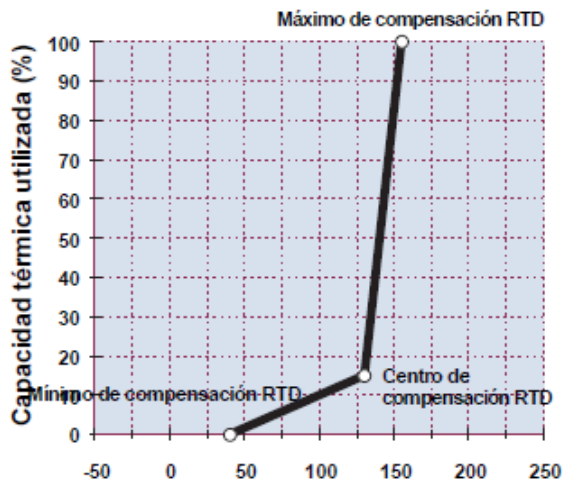


Figura B.9

- Constantes de enfriamiento del motor

El valor de capacidad térmica empleada se reduce exponencialmente cuando la intensidad del motor está por debajo del ajuste de arranque por sobrecarga. Esta reducción simula el enfriamiento del motor. Las constantes de tiempo de enfriamiento del motor se programan para motor parado y en funcionamiento, ya que normalmente un motor parado se enfría más lentamente que un motor en funcionamiento. Como el enfriamiento del motor es exponencial el modelo térmico seguirá los ciclos de calentamiento y enfriamiento de forma precisa.

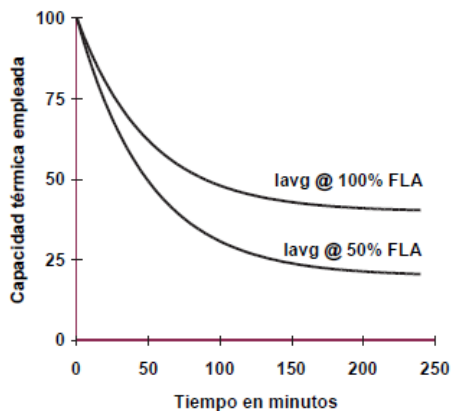


Figura B.10

B.3 Unidad micrologic 5.0

B.3.1 descripción general

Las unidades de control Micrologic están diseñadas para la protección de los circuitos de potencia y de las cargas asociadas, tienen la opción de integrar las medidas de tensiones, corrientes, frecuencia, potencia, energía, THD, Armónico individuales. Además permiten conocer el estado del interruptor y apagarlo remotamente vía comunicación. En este caso el micrologic 5.0 basara su funcionamiento en la protección de sobre intensidad temporizada e instantánea para un master pac NW40.

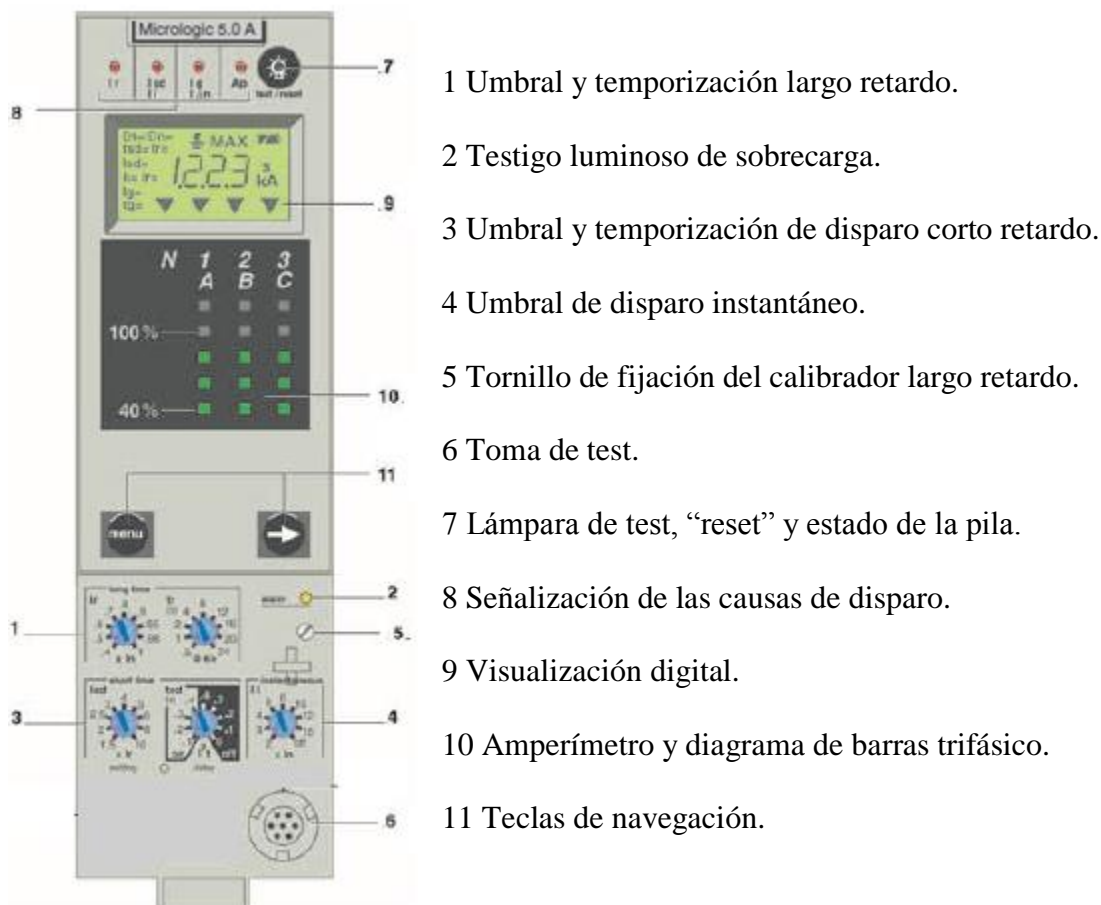


Figura B.11

B.3.2 Características de la Unidad de micrologic 5.0

En la Figura B.12 se puede apreciar un resumen de las funciones de la unidad de micrologic 5.0.

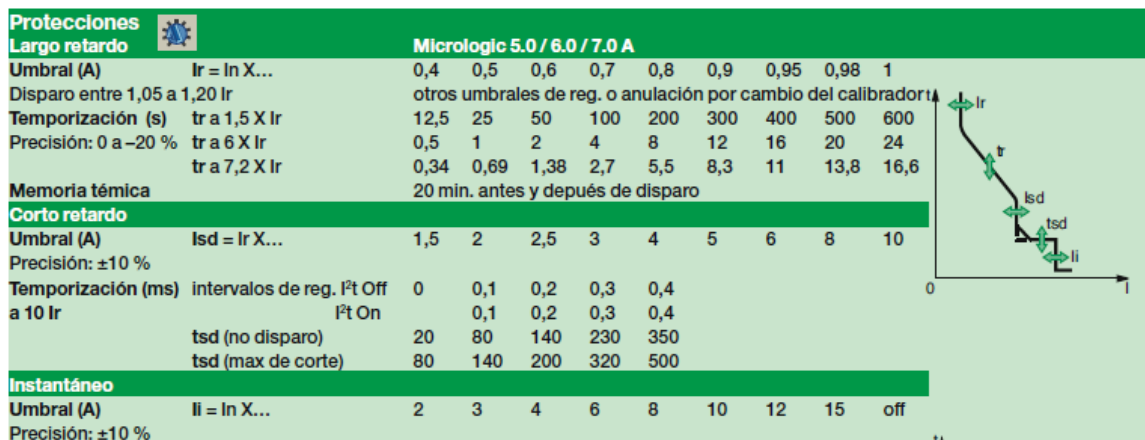


Figura B.12

