



UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPTO. INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

“COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN UNA RED DE MEDIA Y ALTA TENSIÓN”

FRANCISCO JAVIER ACUÑA GONZÁLEZ

SEMINARIO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO DE EJECUCIÓN EN ELECTRICIDAD

CONCEPCIÓN – CHILE

AÑO 2016



UNIVERSIDAD DEL BÍO-BÍO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DEPTO. INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

“COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN UNA RED DE MEDIA Y ALTA TENSIÓN”

FRANCISCO JAVIER ACUÑA GONZÁLEZ

LUIS MUÑOZ SÁEZ

JUAN CARLOS DELGADO NAVARRO

FABRICIO SALGADO DÍAZ

ÍNDICE

RESUMEN	7
INTRODUCCIÓN	8
DIAGRAMA UNILINEAL	9
CAPÍTULO I: REDES DE TRANSPORTE	10
1.1.- CONDUCTORES	10
1.1.1.- COBRE VS ALUMINIO	11
1.1.2.-SELECCIÓN DEL CONDUCTOR ELÉCTRICO	11
1.1.3.- CALIBRE DEL CONDUCTOR	12
1.2.- ESTRUCTURAS	13
1.2.1.- CÁLCULO MECÁNICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	14
1.2.1.1.- NORMATIVA.....	14
1.2.1.2.- FUERZA O CARGA HORIZONTAL $\rightarrow h$	16
1.2.1.3.- FUERZA O CARGA VERTICAL $\rightarrow V$	16
1.2.1.4.- FUERZA O CARGA RESULTANTE $\rightarrow g$	17
1.2.1.5.- SELECCIÓN DEL CALIBRE DEL CONDUCTOR PARA LA LT1	17
1.2.1.6.- CÁLCULO MECÁNICO DE LA LT1	18
CONDICIÓN CRÍTICA (PRIMERA CONDICIÓN)	18
1.2.1.7.- VANO Y FACTOR DE CARGA.....	18
INTERPOLACIÓN PARA OBTENER LA FLECHA	19
INTERPOLACIÓN PARA OBTENER EL LARGO DEL CONDUCTOR.....	19
CONDICIÓN DE INSTALACIÓN (SEGUNDA CONDICIÓN).....	19
1. CONDUCTOR SIN CARGA	19
2. CAMBIO DE TEMPERATURA.....	20
TENSIÓN MECÁNICA DE INSTALACIÓN	21
1.3.- AISLACIÓN	21
1.3.1.- CADENA DE AISLADORES	22
1.4.- DISTANCIA MÍNIMA DE SEPARACIÓN ENTRE CONDUCTORES	23
1.4.1.-ARTÍCULO 106°	23
1.5.- MÍNIMA SEPARACIÓN ENTRE CONDUCTORES Y LA ESTRUCTURA	24
1.5.1.-ARTÍCULO 105°	24
1.6.- ALTURA MÍNIMA DE LOS CONDUCTORES	24
1.7.- ESTRUCTURA A UTILIZAR PARA LA LT1	24
CAPÍTULO II: MODELADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA	25
2.1.- MODELAMIENTO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN (LT)	25
2.1.1.- IMPEDANCIA SERIE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 1	25
2.1.2.- RADIO MEDIO GEOMÉTRICO	25
2.1.3.- DISTANCIA MEDIA GEOMÉTRICA	26
2.1.4.- DISPOSICIÓN DE LOS CONDUCTORES	27
2.1.5.- IMPEDANCIA SERIE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 2 (LT2)	27
2.1.6.- DISPOSICIÓN DE LOS CONDUCTORES	28
2.1.7.- IMPEDANCIA SERIE DE LA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN (LD)	28
2.1.8.- DISPOSICIÓN DE LOS CONDUCTORES	28
2.2.- MODELAMIENTO DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS	30
2.2.1- TIPOS DE CONEXIONES DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS	31
- CONEXIÓN DELTA-DELTA:.....	31
- CONEXIÓN DELTA-ESTRELLA:	31

- CONEXIÓN ESTRELLA-ESTRELLA:	31
- CONEXIÓN ESTRELLA-DELTA:	31
2.2.2- CÁLCULO EN POR UNIDAD O TANTO POR UNO	31
2.2.3- MODELAMIENTO EN PU DE UN TRANSF. TRIF. DE 2 ENROLLADOS	31
2.2.4- TIPO DE ENFRIAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	33
- ONAN (<i>Oil Natural circulation Air Natural circulation</i>)	33
- ONAF (<i>Oil Natural circulation Air Forced circulation</i>)	33
- OFAF (<i>Oil Forced circulation Air Forced circulation</i>).....	33
- ODAF (<i>Oil forced circulation Directed Air Forced</i>)	33
2.2.5.- TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS DE 2 ENROLLADOS	33
2.2.5.1.- TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 2 ENROLLADOS T1	33
2.2.5.2.- TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 2 ENROLLADOS T2.....	33
2.2.5.3.- TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 2 ENROLLADOS T3.....	34
2.2.5.4.- TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 2 ENROLLADOS T4.....	35
2.2.5.5.- TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 2 ENROLLADOS T5.....	36
CAPÍTULO III: ANÁLISIS DE FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	37
3.1.- COMPONENTES DE LA CORRIENTE DE FALLA	37
- RESPUESTA TRANSITORIA DECRECIENTE:	37
- RESPUESTA PERMANENTESINUSOIDAL:	38
- CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO SIMÉTRICA:	38
- CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO ASIMÉTRICA:.....	38
3.2.- COMPONENTES QUE APORTAN ENERGÍA A UNA FALLA.....	38
- PUNTO DE EMPALME (SIC) / GENERADORES	38
- MOTORES SINCRÓNICOS:	39
3.3.- MODELAMIENTO DE MÁQUINAS ROTATIVAS DURANTE UN COCI	39
3.4.- TIPOS DE FALLAS	39
- FALLA TRIFÁSICA	39
- FALLA MONOFÁSICA A TIERRA	40
- FALLA BIFÁSICA AISLADA	40
- FALLA BIFÁSICA A TIERRA.....	40
3.5.- REDES DE SECUENCIA	40
- RED DE SECUENCIA POSITIVA:	40
- RED DE SECUENCIA NEGATIVA:.....	40
- RED DE SECUENCIA CERO:.....	40
3.6.- MODELADO DE LOS COMPONENTES DEL SEP EN LAS REDES DE SECUENCIA POSITIVA, NEGATIVA Y CERO	41
3.6.1.- LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	41
3.6.2.- PUNTOS DE EMPALME / GENERADORES / MOTORES SINCRÓNICOS	42
3.6.3.- TRANSFORMADORES.....	42
3.7.- FALLA MONOFÁSICA A TIERRA	43
CAPÍTULO IV: PARÁMETROS DE SECUENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA	44
4.1.- PARÁMETROS DE SECUENCIA DEL SIC.....	44
4.1.1.- IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA DEL SIC EN POR UNIDAD	45
4.1.2.- IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO DEL SIC EN POR UNIDAD	45
4.2.- PARÁMETROS DE SECUENCIA DEL GENERADOR TRIFÁSICO G	45
- POTENCIA PRIME:	45
- POTENCIA CONTINUA:	46
- POTENCIA STAND-BY:	46

GENERADOR TRIFÁSICO G	46
4.3.- PARÁMETROS DE SECUENCIA DE LOS MOTORES SINCRÓNICOS	47
4.3.1.- MOTOR SINCRÓNICO MS1	48
4.3.2.- MOTOR SINCRÓNICO MS2	49
4.3.3.- MOTOR SINCRÓNICO MS3	50
4.5.- PARÁMETROS DE SECUENCIA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	51
4.5.1.- IMPEDANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA.....	51
4.5.2.- IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO.....	52
4.6.- PARÁMETROS DE SECUENCIA DE TRANSFORMADORES	53
4.6.1.- IMPEDANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA, NEGATIVA Y CERO	53
TRANSFORMADOR T1	53
TRANSFORMADOR T2	54
TRANSFORMADOR T3	54
TRANSFORMADOR T4	54
TRANSFORMADOR T5	55
 CAPÍTULO V: SISTEMAS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS	 57
5.1.- INTERRUPTORES DE PODER	57
5.1.1.- CARACTERÍSTICAS DE UN INTERRUPTOR DE PODER	58
5.1.2.- CAPACIDAD MOMENTÁNEA PARA FALLA TRIFÁSICA	58
CÁLCULO DE CORRIENTE MOMENTÁNEA ASIMÉTRICA - INTERRUPTOR 52-1	59
CÁLCULO DE CORRIENTE MOMENTÁNEA ASIMÉTRICA - INTERRUPTOR 52-2	62
CÁLCULO DE CORRIENTE MOMENTÁNEA ASIMÉTRICA - INTERRUPTOR 52-3	64
CÁLCULO DE CORRIENTE MOMENTÁNEA ASIMÉTRICA - INTERRUPTOR 52-4	66
CÁLCULO DE CORRIENTE MOMENTÁNEA ASIMÉTRICA - INTERRUPTOR 52-5	68
CÁLCULO DE CORRIENTE MOMENTÁNEA ASIMÉTRICA - INTERRUPTOR 52-6	70
CÁLCULO DE CORRIENTE MOMENTÁNEA ASIMÉTRICA - INTERRUPTOR 52-7	72
CÁLCULO DE CORRIENTE MOMENTÁNEA ASIMÉTRICA - INTERRUPTOR 52-8	74
5.2.- TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC)	77
5.2.1.- CARACTERÍSTICAS DE UN TC.....	77
5.2.2.- DIMENSIONAMIENTO DE LOS TC	77
5.3.- RELÉS DE SOBRECORRIENTE	78
5.3.1.- RELÉ GENERAL ELECTRIC MULTILIN 750/760	80
5.4.- AJUSTE DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE	82
AJUSTE DE R8 - UNIDAD 51	83
AJUSTE DE R8 - UNIDAD 50.....	86
TIEMPO PARA SER RESPALDADO	88
AJUSTE DE R7 - UNIDAD 51	89
AJUSTE DE R7 - UNIDAD 50.....	91
TIEMPO PARA SER RESPALDADO	93
AJUSTE DE R5 - UNIDAD 51	93
AJUSTE DE R5 - UNIDAD 50.....	95
TIEMPO PARA SER RESPALDADO	95
AJUSTE DE R6 - UNIDAD 51	96
AJUSTE DE R6 - UNIDAD 50.....	98
AJUSTE DE R4 - UNIDAD 51	98
AJUSTE DE R4 - UNIDAD 50.....	101
AJUSTE DE R3 - UNIDAD 51	101

AJUSTE DE R3 - UNIDAD 50.....	103
AJUSTE DE R2 - UNIDAD 51.....	103
AJUSTE DE R2 - UNIDAD 50.....	106
Fig.5.21 TPSR - Falla máxima en R2 - F10	107
TIEMPO PARA SER RESPALDADO	108
AJUSTE DE R1 - UNIDAD 51.....	108
AJUSTE DE R1 - UNIDAD 50.....	109
5.5.- ASPECTOS NORMATIVOS.....	111
<i>CAPÍTULO VI: COMENTARIOS FINALES - BIBLIOGRAFÍA.....</i>	<i>112</i>
<i>ANEXO TABLAS.....</i>	<i>114</i>

RESUMEN

Los objetivos que se pretenden alcanzar con el desarrollo de este seminario de titulación son los siguientes:

- 1.- Efectuar el cálculo mecánico de una línea de transmisión para determinar: flecha y tensión mecánica de instalación, para así dar cumplimiento a lo establecido en el Reglamento de Corrientes Fuertes.
- 2.- Determinar los aisladores a utilizar, la distancia mínima entre conductores y entre conductores y la estructura y la altura mínima que debe existir entre estos y el suelo.
- 3.- Modelar los elementos que conforman un sistema eléctrico de potencia en las redes de secuencia positiva, negativa y cero.
- 4.- Dimensionar: interruptores de poder y transformadores de corriente.
- 5.- Elaborar una propuesta de ajuste de relés electrónicos de sobrecorriente para falla trifásica.

Lo anterior se realiza en concordancia con los aspectos normativos establecidos en el Reglamento de Corrientes Fuertes (NCh 4/2004) y la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

El ajuste propuesto debe: proteger correctamente a los equipos y ser selectivo a la hora de despejar las fallas.

Por último, es importante destacar, que se le da especial énfasis no solo a obtener los ajustes de los relés, sino en cómo se llegan a estos ajustes disponiendo sólo de las características más básicas de la red de media y alta tensión.

INTRODUCCIÓN

El seminario de titulación está estructurado en 6 capítulos. Cada capítulo responde a diferentes problemáticas y requerimientos, permitiendo, en su conjunto, plantear los ajustes necesarios para lograr una correcta coordinación de relés de sobrecorriente en una red de media y alta tensión. La red eléctrica se compone de: 5 transformadores de poder, 2 líneas de transmisión, 1 línea de distribución, 1 generador, 3 motores sincrónicos y 4 alimentadores. Los capítulos a desarrollar son:

- CAPÍTULO I: "REDES DE TRANSPORTE".

En este capítulo se establecen: fundamentos de líneas, estructuras, cálculo mecánico, aislación y todos aquellos requerimientos normativos mínimos que se deben cumplir al momento de diseñar e implementar redes de transporte.

- CAPÍTULO II: "MODELADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA".

En este capítulo se efectúa el modelamiento, en ohm, de líneas y transformadores.

- CAPÍTULO III: "ANÁLISIS DE FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA".

En este capítulo se realiza un análisis teórico de falla trifásica y falla monofásica a tierra, con el objetivo de modelar el sistema eléctrico de potencia en las redes de secuencia positiva, negativa y cero.

- CAPÍTULO IV: "PARÁMETROS DE SECUENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA".

Se establecen los procedimientos que permiten determinar los parámetros de secuencia de: puntos de empalme, transformadores, motores sincrónicos y líneas.

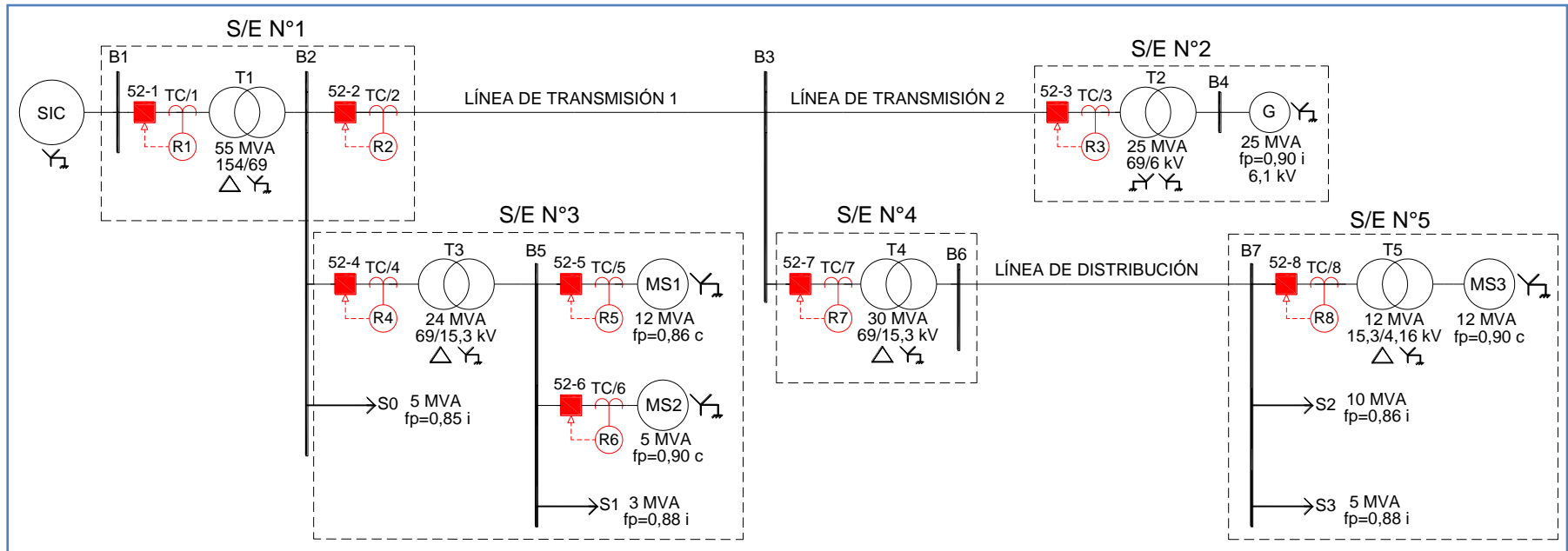
- CAPÍTULO V: "SISTEMAS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS".

Cálculo de capacidades momentáneas asimétricas de interruptores de poder, características y dimensionamiento de los transformadores de corriente, de los relés y propuesta de ajuste de las unidades 50/51 de los relés de sobrecorriente

- CAPÍTULO VI: "COMENTARIOS FINALES".

Por último se presentan los comentarios finales tras la realización de este seminario de titulación.

DIAGRAMA UNILINEAL



CAPÍTULO I: REDES DE TRANSPORTE

Una red de transporte de energía eléctrica está formada por un conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados a:

- Transmitir la energía eléctrica desde las centrales de generación (puntos de producción) hacia los centros de consumo (cargas). En Chile, por Ley, se considera como transmisión a toda línea o subestación con un voltaje igual o superior a 23 kV.
- Interconectar distintas centrales de generación.
- Distribuir la energía eléctrica hacia los centros de consumo. Por Ley, se considera como distribución a toda tensión por debajo de los 23 kV.

El transporte de la energía eléctrica se realiza a altas tensiones, ya que esto permite reducir la corriente que circula por las líneas, disminuyendo así las pérdidas por efecto Joule (pérdidas por calentamiento del conductor al paso de la corriente eléctrica, ya que parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor).

1.1.- CONDUCTORES

Para la transmisión de la energía eléctrica se utilizan casi exclusivamente conductores metálicos desnudos en líneas aéreas. Los conductores utilizados deben poseer:

- ALTA CONDUCTIVIDAD, lo que se traduce en menores pérdidas por efecto Joule, es decir, deben presentar una baja resistencia eléctrica.
- ELEVADA RESISTENCIA MECÁNICA, de forma tal de ofrecer una alta resistencia a los esfuerzos mecánicos permanentes e imprevistos. En líneas aéreas se generan grandes esfuerzos debido a las condiciones extremas que deben soportar los conductores (calor, frío, viento, nieve).
- BAJO PESO por unidad de longitud.
- COSTO LIMITADO.

Los metales que satisfacen estas condiciones son:

- **COBRE:** cobre macizo de forma cilíndrica, cobre cableado formado por varias hebras conductoras y el conductor Copperweld que combina la alta resistencia mecánica del acero con la conductividad y resistencia a la corrosión del cobre.
- **ALUMINIO:** aluminio puro, aluminio con refuerzo de acero (ACSR) y el aluminio cableado, formado por una aleación de cobre y acero.

El conductor debe ser seleccionado con un criterio técnico-económico que permita minimizar los costos de inversión y de operación (pérdidas eléctricas) de la línea de transmisión.

1.1.1.- COBRE VS ALUMINIO

El cobre es el tercer metal más cotizado en el mundo y el mejor conductor de electricidad en cables e instalaciones eléctricas gracias a su baja resistencia eléctrica, alta resistencia mecánica y alta resistencia a la corrosión, lo que lo convierte en el conductor ideal en litorales o plantas industriales donde el ambiente es altamente corrosivo.

No obstante lo anterior, si se le compara con el aluminio, resulta ser más caro, más pesado, su precio fluctúa con mucha rapidez en el mercado y para un mismo valor de resistencia el aluminio presenta una sección mayor, lo que permite disminuir las pérdidas por efecto corona, ya que las líneas de flujo eléctrico se encuentran más separadas entre sí para la misma tensión, existiendo un menor gradiente de voltaje en la superficie del conductor y una menor tendencia a ionizar el aire en la periferia del mismo. Esto ha traído como consecuencia que el cobre deje de ser utilizado en la construcción de líneas aéreas, en especial en líneas de alta y muy alta tensión y sea reemplazado por el aluminio o aleaciones de este material con acero.

Los conductores de aluminio utilizados para la construcción de líneas aéreas son:

- **AAC:** cables homogéneos de aluminio puro.
- **AAAC:** cables homogéneos de aleación de aluminio.
- **ACSR:** aluminio desnudo con alma de acero.

1.1.2.-SELECCIÓN DEL CONDUCTOR ELÉCTRICO

Para seleccionar un conductor eléctrico se deben considerar sus características mecánicas y eléctricas.

- **Características mecánicas:** El comportamiento mecánico del conductor queda caracterizado por el módulo de elasticidad y el coeficiente de dilatación lineal. Este último, al disminuir la temperatura, provoca una reducción de la longitud del conductor aumentando su sollicitación mecánica.
- **Características eléctricas:** El comportamiento eléctrico del conductor, depende de su resistencia eléctrica.

Los conductores empleados en líneas aéreas son cilíndricos. Su tamaño queda definido por el calibre del conductor, que es el área de la sección transversal de este.

1.1.3.- CALIBRE DEL CONDUCTOR

Para definir el calibre de los conductores existen 2 sistemas internacionalmente aceptados:

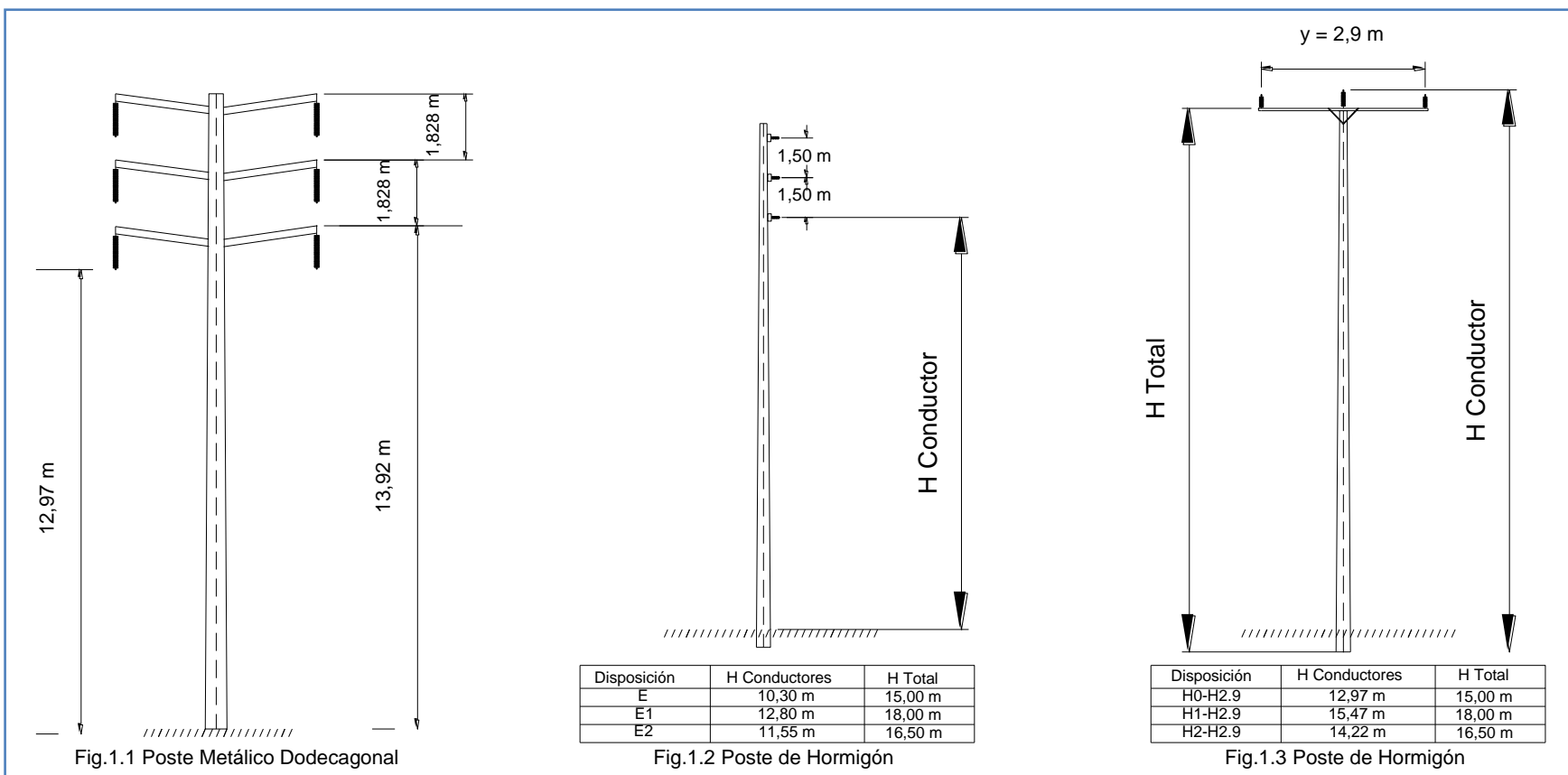
- **SISTEMA MKS:** diámetro del conductor en mm (milímetros) y sección en mm^2 . Este sistema también es conocido como sistema AWG (American Wire Gauge), donde se definen 40 calibres normalizados, siendo el mayor 4/0 (460 Mils) y el menor 5 Mils (Calibre 40).
- **SISTEMA INGLÉS:** diámetro del conductor medido en Mils y sección en CM (Circular Mils), en donde 1 CM corresponde al área de un círculo cuyo diámetro es 1 Mils. Para secciones mayores a 4/0 se utiliza la designación MCM (Mil Circular Mils).

1.2.- ESTRUCTURAS

Los conductores quedan soportados mecánicamente por estructuras que pueden ser: metálicas, de madera o de hormigón.

No hay una regla o ley que permita definir la estructura que se deba utilizar. En la medida que se cumplan los requerimientos eléctricos, de seguridad y de economía, la disposición de los conductores puede ser: horizontal, vertical o triangular.

Las siguientes son estructuras típicas utilizadas por la Compañía General de Electricidad (CGE) Transmisión en 66/69 kV y serán utilizadas en la línea de transmisión 1, línea de transmisión 2 y la línea de distribución.



1.2.1.- CÁLCULO MECÁNICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Efectuar el cálculo mecánico de una línea de transmisión significa calcular los esfuerzos a los que queda sometido un conductor flexible de longitud L, suspendido entre 2 apoyos A y B situados a la misma altura y soportando la acción conjunta de sobrecargas y variaciones de temperatura. Lo anterior permite:

1.- Determinar la flecha (distancia entre el punto más bajo situado en el centro de la curva y la recta que une los puntos A y B) y la tensión mecánica con la que se debe instalar el conductor, de modo que cuando quede sometido a las peores condiciones ambientales (baja de temperatura, aumento de la presión del viento y acumulación de nieve o hielo), la tensión mecánica (esfuerzos a los que es sometido) no supere el 50% de su tensión mecánica de ruptura (Artículo 113.1 - 113.2 NSEG 5 E.n. 71. ELECTRICIDAD - Instalaciones de Corrientes Fuertes).

1.2.1.1.- NORMATIVA

- ARTÍCULO 113° NSEG 5 E.n. 71. ELECTRICIDAD

113.1.- En las hipótesis de sobrecarga y temperatura que se especifican en el inciso siguiente, la tensión mecánica máxima que se admitirá en los conductores de una línea aérea será en general el 50% de la tensión de ruptura del conductor.

113.2.- Las hipótesis desfavorables de sobrecargas y temperaturas simultáneas que se considerará en cada zona, para la verificación del cumplimiento de la disposición del inciso anterior, son las siguientes:

Tabla N°1.1 Condiciones más desfavorables por zonas

ZONAS	PRESIÓN DEL VIENTO (kg/m²)	ESPESOR RADIAL DE LA CAPA DE HIELO (mm)	TEMPERATURA (°C)
ZONA I	20	10	-10
ZONA II	50		0
ZONA III	40		-5
ZONA IV		NO SE ESPECIFICA	NO SE ESPECIFICA

- ARTÍCULO 112° NSEG 5 E.n. 71. ELECTRICIDAD

112.1.- Para los efectos de la verificación de las solicitaciones mecánicas de los conductores y soportes de las líneas aéreas, se considerará la región en que éstas están ubicadas, de acuerdo a la siguiente división del país:

ZONA I.- Cordillera. Comprenderá en general regiones ubicadas a una altura en metros superior a la dada por la siguiente tabla.

Entre los paralelos de:	Altitud (m)
Puerto Montt y Los Ángeles	600
Los Ángeles y San Felipe	1000
San Felipe y Copiapó	1500
Al Norte de Copiapó	2000

ZONA II.- Comprenderá en general una faja costera de 20 km. De ancho entre los paralelos de Tongoy y Puerto Montt.

ZONA III.- El resto del país al norte del paralelo de Puerto Montt.

ZONA IV.- El resto del país al sur del paralelo de Puerto Montt.

2.-Determinar la altura mínima de los soportes de forma tal que se cumplan las mínimas distancias especificadas en el Reglamento de Corrientes Fuertes. (Artículo 107.1 NSEG 5 E.n. 71. ELECTRICIDAD - Instalaciones de Corrientes Fuertes).

- ARTÍCULO 94° NSEG 5 E.n. 71. ELECTRICIDAD

Para los efectos de la aplicación de los artículos siguientes se designará a las líneas aéreas por su categoría como sigue:

Categoría A.- Las líneas aéreas en baja tensión o sea aquellas cuyo voltaje nominal entre conductores no exceda los 1.000 Volts.

Categoría B.- Las líneas aéreas de alta tensión cuyo voltaje nominal entre conductores no exceda los 25.000 Volts.

Categoría C.- Las líneas de alta tensión cuyo voltaje nominal entre conductores sea superior a 25.000 Volts.

- ARTÍCULO 107° NSEG 5 E.n. 71. ELECTRICIDAD

107.1- Como regla general la altura mínima de los conductores sobre el suelo, a la temperatura de 30°C, y con el conductor sin sobrecarga, será la indicada en la tabla que sigue:

Tabla N°1.2 Altura mínima de conductores sobre el suelo

LUGAR	DISTANCIA MEDIDA VERTICALMENTE EN METROS				
	Categoría A		Categoría B		Categoría C
	Fases	Neutro	Fases	Neutro	Fases
Regiones poco transitables (montañas, praderas, cursos de agua no navegables)	5	4,6	5	4,6	5+0,006 kV
Regiones transitables (localidades, cambios principales, calles y plazas públicas)	5	5	6	5,5	6,5+0,006 por kV
En cruces de caminos y calles	5,5	5,5	6	5,5	6,5+0,006 por kV

3.-Determinar los esfuerzos ejercidos por los conductores sobre los soportes.

La tensión de ruptura es la tensión mecánica a la que se rompe el conductor. La tensión mecánica a la que queda sometido un conductor se incrementa en aquellos lugares o sectores dónde hay viento, hielo y las temperaturas son más bajas, ya que producen una sobrecarga del conductor aumentando los esfuerzos mecánicos en los apoyos. Se establece que la sobrecarga del conductor no depende sólo de su peso, sino que también de las condiciones ambientales a las que queda sometido. Sobre el conductor actúan diferentes fuerzas, tanto en sentido horizontal como vertical.

1.2.1.2.- FUERZA O CARGA HORIZONTAL → h

La presión del viento (*p*), en *g/cm²*, ejerce una fuerza horizontal.

$$h = 0.01 * p * D \text{ (kg/m)} \tag{1.2.1.1}$$

Donde: *p* = presión del viento (*g/cm²*) ~ *D* = diámetro del conductor (*mm*)

1.2.1.3.- FUERZA O CARGA VERTICAL → V

Actúan 2 fuerzas sobre el conductor:

- 1.- El peso propio del conductor, simbolizado por *V_c*. Está dado en *kg/m*.
- 2.- El peso del hielo, simbolizado por *V_h*, dado en *kg/m*

$$V_h = 0,000717 * \{(D + 2r)^2 - D^2\} \tag{1.2.1.2}$$

Donde: *r* = espesor del hielo (*mm*)

$$V = V_c + V_h \tag{1.2.1.3}$$

1.2.1.4.- FUERZA O CARGA RESULTANTE → g

$$g = \sqrt{V^2 + h^2} \tag{1.2.1.4}$$

Antes de realizar el cálculo mecánico de la LT1, se debe dimensionar esta línea, es decir, seleccionar el calibre del conductor calculando la corriente nominal que circula por ella, de forma tal de elegir un conductor con una capacidad térmica superior a la corriente nominal. La mayor circulación de corriente por la LT1 ocurre cuando el generador G queda fuera de servicio, circulando corriente demandada por las siguientes cargas:

$$S_{MS3} = 12 \text{ MVA} \sim fdp = 0,90 \text{ c} \rightarrow \varphi = -\cos^{-1}(0,90) = -25,841933^\circ$$

$$\therefore \dot{S}_{MS3} = (12 \angle -25,841933^\circ) \text{ MVA} = (10,80 \text{ MW} - j5,230679 \text{ MVAR})$$

$$\dot{S}_2 = 10 \text{ MVA} \sim fdp = 0,86 \text{ i} \rightarrow \varphi = \cos^{-1}(0,86) = 30,683417^\circ$$

$$\therefore \dot{S}_2 = (10 \angle 30,683417^\circ) \text{ MVA} = (8,6 \text{ MW} + j5,102940 \text{ MVAR})$$

$$\dot{S}_3 = 5 \text{ MVA} \sim fdp = 0,88 \text{ i} \rightarrow \varphi = \cos^{-1}(0,88) = 28,357637^\circ$$

$$\therefore \dot{S}_3 = (5 \angle 28,357637^\circ) \text{ MVA} = (4,40 \text{ MW} + j2,374868 \text{ MVAR})$$

$$\dot{S}_{LT1} = \dot{S}_{MS3} + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 \rightarrow \text{Potencia Aparente que circula por LT1}$$

$$\dot{S}_{LT1} = ((12 \angle -25,841933^\circ) + (10 \angle 30,683417^\circ) + (5 \angle 28,357637^\circ)) = (23,905848 \angle 5,393719^\circ) \text{ MVA}$$

$$I_{LT1} = \frac{S_{LT1}}{\sqrt{3} * V} = \frac{23,905848 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}} = 200,029678 \text{ A} \rightarrow \dot{I}_{LT1} = (200,029678 \angle -5,393719^\circ) \text{ A}$$

1.2.1.5.- SELECCIÓN DEL CALIBRE DEL CONDUCTOR PARA LA LTI

De Tabla N°1.3 se selecciona un conductor de 33,63 mm²(N° 2 AWG) de 7 hebras. Las características mecánicas y propiedades físicas de este conductor son extraídas de las Tablas N°1.4 y N°1.5 y se presentan, de forma ordenada, en la Tabla N°1.6.

Tabla N°1.6. Características mecánicas y físicas del conductor 2 AWG

DIÁMETRO	7,42 mm
TENSIÓN DE RUPTURA	1381 kg
PESO PROPIO	305 kg/km
MÓDULO DE ELASTICIDAD	10200 kg/mm ²
COEFICIENTE DE DILATACIÓN LINEAL	1,7 x 10 ⁻⁵

1.2.1.6.- CÁLCULO MECÁNICO DE LA LT1

CONDICIÓN CRÍTICA (PRIMERA CONDICIÓN)

La instalación de la LT1 se realizará en un sector cordillerano. El Artículo 112.1 del Reglamento de Corrientes Fuertes establece que, según esta ubicación, le corresponde la Zona 1. Lo anterior permite, según el artículo 113.2, definir las peores condiciones ambientales a las que se verá sometido el conductor.

$$t = -10 \text{ °C} \quad \sim \quad p = 2 \frac{g}{cm^2} \quad \sim \quad r = 10 \text{ mm}$$

Para la condición crítica, la tensión mecánica a la que queda sometido el conductor no debe sobrepasar el 50 % de su tensión de ruptura.

$$F_a = (0,5 * 1381)kg = 690,5 \text{ kg}$$

$$h = (0,01 * 2 * 7,42) \left(\frac{kg}{m}\right) = 0,1484 \left(\frac{kg}{m}\right) \rightarrow \text{Fuerza o carga horizontal}$$

$$V_h = 0,000717 * \{(7,42 + 2 * 10^2) - 7,42^2\} \left(\frac{kg}{m}\right) = 0,499606 \left(\frac{kg}{m}\right)$$

$$V = V_c + V_h = (0,305 + 0,499606) \left(\frac{kg}{m}\right) = 0,804606 \left(\frac{kg}{m}\right) \rightarrow \text{Fuerza o carga vertical}$$

$$g = \sqrt{0,804606^2 + 0,1484^2} = 0,818177 \left(\frac{kg}{m}\right) \rightarrow \text{Fuerza o carga resultante}$$

1.2.1.7.- VANO Y FACTOR DE CARGA

La separación que existe entre las estructuras recibe el nombre de vano y se simboliza con una S. El vano seleccionado para soportar mecánicamente la LT1 será de 150 metros. El factor de carga se calcula a través de la siguiente expresión.

$$\frac{F_a}{S * g} = \frac{Y}{S} \tag{1.2.1.5}$$

$$\frac{F_a}{S * g} = \frac{Y}{S} = \frac{690,5}{150 * 0,818177} = 5,626329 \text{ pu} \rightarrow \text{Alturadelmodelomatemático}$$

Para calcular el largo y la flecha del conductor para la condición crítica, se deben interpolar los datos obtenidos de Tabla N°1.7.

Tabla N°1.8. Datos obtenidos de Tabla N°1.7

Y/S	f/S	l/S
5,9036	0,02126	1,001205
5,626329	Por calcular	Por calcular
5,5781	0,02252	1,001351

INTERPOLACIÓN PARA OBTENER LA FLECHA

$$\frac{f}{S} = A + Bx = 0,044113 + (-0,003871 * 5,626329) = 0,022333 \text{ pu} \rightarrow \text{Para la condición crítica}$$

La flecha del conductor, para la condición crítica, es:

$$f = 0,022333 * 150 \text{ m} = 3,349950 \text{ m}$$

INTERPOLACIÓN PARA OBTENER EL LARGO DEL CONDUCTOR

$$\frac{l_1}{S} = A + Bx = 0,998742 + (0,115873 * 0,022333) = 1,001330 \text{ pu} \rightarrow \text{Para la condición crítica}$$

El largo del conductor, para la condición crítica, es:

$$l_1 = 1,001330 * 150 \text{ m} = 150,1995 \text{ m} \rightarrow \text{Sensible a la } t^\circ \text{ y al cambio de carga}$$

CONDICIÓN DE INSTALACIÓN (SEGUNDA CONDICIÓN)

$$t = 30 \text{ }^\circ\text{C} \quad \sim \quad p = 0 \frac{\text{g}}{\text{cm}^2} \quad \sim \quad r = 0 \text{ mm}$$

$$h = 0 \left(\frac{\text{kg}}{\text{m}} \right) \rightarrow \text{Fuerza o carga horizontal}$$

$$V = V_c = 0,305 \left(\frac{\text{kg}}{\text{m}} \right) \rightarrow \text{Fuerza o carga vertical}$$

$$g = \sqrt{0,305^2} = 0,305 \left(\frac{\text{kg}}{\text{m}} \right) \rightarrow \text{Fuerza resultante - Para la condición de instalación}$$

Para pasar de una condición a otra se debe trabajar con el conductor *sin carga*.

1. CONDUCTOR SIN CARGA

$$\frac{l_0}{S} = \frac{\frac{l_1}{S}}{1 + \frac{Fa}{a*M}} \tag{1.2.1.6}$$

a: Sección del conductor (mm²)

M: Módulo de elasticidad (kg/mm²)

$\frac{l_0}{S} = \text{largo del conductor sin carga (pu)}$

$$\frac{l_0}{S} = \frac{1,001330}{1 + \frac{690,5}{33,63 * 10200}} = 0,999318 \text{ pu} \rightarrow \text{Largo del conductor a } -10^\circ\text{C sin carga}$$

2. CAMBIO DE TEMPERATURA

$$\frac{l_2}{S} = \frac{l_0}{S} * (1 + \alpha(t_2 - t_1)) \quad (1.2.1.7)$$

$\alpha = \text{coeficiente de dilatación lineal (1/}^\circ\text{C)}$

$\frac{l_2}{S} = \text{largo del conductor a la temperatura de instalación sin carga}$

$$\frac{l_2}{S} = 0,999318 * \left\{ 1 + \left(1,7 * 10^{-5} * (30^\circ\text{C} + 10^\circ\text{C}) \right) \right\} = 0,999998 \text{ pu} \rightarrow \text{Largo del conductor a } 30^\circ\text{C sin carga}$$

$P_1 = (0.999998, 0) \rightarrow \text{Primer punto de la Gráfica}$

El segundo punto se obtiene asignando un valor para el factor de carga.

$$\frac{F}{S * g} = 4 \rightarrow F = 4 * S * g = (4 * 150 * 0,305) \text{ kg} = 183 \text{ kg} \rightarrow \text{tensión a } 30^\circ\text{C}$$

$$\frac{l_3}{S} = \frac{l_2}{S} * \left(1 + \frac{F}{a * M} \right) = 0,999998 * \left(1 + \frac{183}{33,63 * 10200} \right) = 1,000531 \text{ pu} \rightarrow \text{Largo del conductor a } 30^\circ\text{C con carga}$$

$P_2 = (1.000531, 4) \rightarrow \text{Segundo punto de la Gráfica}$

Con estos 2 puntos se traza una recta y se ve en qué punto intersecta la recta a la gráfica de Thomas de “l/s”. Ese valor será el largo del conductor para la condición de instalación.

A partir de ese punto, se traza una recta horizontal y se obtiene el valor de flecha con la que se debe instalar el conductor, para que cuando ocurran las peores condiciones ambientales, la tensión a la que quede sometido no supere el 50 % de su tensión mecánica de ruptura.

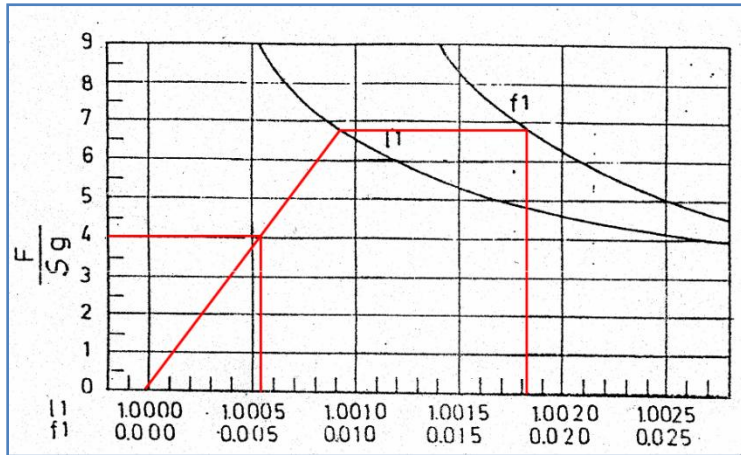


Fig.1.4 Determinación de la flecha y la tensión en la curva de Thomas

$$f = 0,01820 \rightarrow f = 0,01820 * 150 = 2,7300 \text{ m}$$

El conductor debe ser instalado con una flecha de 2,73 m. Usando la Tabla N°1.7, se calcula la altura del modelo matemático (Y/S), para así obtener la tensión mecánica a la que debe ser instalado el conductor.

Tabla N°1.9. Datos obtenidos de Tabla N°1.7

f/S	Y/S
0,01751	7,1604
0,01820	Por calcular
0,01876	6,6854

TENSIÓN MECÁNICA DE INSTALACIÓN

$$y = A + Bx = 13,814200 + (-380 * 0,01820) = 6,898200 \text{ pu} \rightarrow \text{Alturadelmodelomatemático}$$

$$\frac{F}{S * g} = \frac{Y}{S} \rightarrow F = \left(S * g * \frac{Y}{S} \right) = (150 * 0,305 * 6,898200)$$

$$F = 315,592650 \text{ kg} \rightarrow \text{Tensiónmecánicaalaquedebeserinstaladoelconductor}$$

1.3.- AISLACIÓN.

Los elementos que forman parte de la aislación de una LT son: la cadena de aisladores y la distancia mínima de separación entre conductores y entre conductores y la estructura.

1.3.1.- CADENA DE AISLADORES

De acuerdo a la Norma IEC 71-1 y 71-2 la longitud de la cadena de aisladores depende de: la tensión de operación de la línea de transmisión y las sobretensiones temporales a las que ésta se vea sometida, según el grado de contaminación de la zona en donde está instalada.

El mínimo número de aisladores requeridos se calcula a través de:

$$\text{Número de Aisladores} = \frac{\text{Distancia de Fuga Requerida}}{\text{Distancia de Fuga de Cada Aislador}} = \frac{D \text{ (mm)}}{D_f \text{ (mm)}}$$

$$D = \frac{V_{\text{máx}}(\text{RMS})}{\sqrt{3}} * \frac{1}{k_a} * k_f \quad (1.3.1.1)$$

- $V_{\text{máx}}$ = Tensión máxima de servicio, en kV (RMS)
- k_a = Factor de corrección por altura
- k_f = Coeficiente de fuga (mm/kV)

El Factor k_a es igual a la densidad relativa del aire (δr) para la altura sobre el nivel del mar, donde estará instalada la cadena de aisladores. La densidad relativa del aire está dada por:

$$\delta r = 1,013 - 0,000107283 * h = k_a$$

-h = Altura sobre el nivel del mar donde estará instalada la cadena de aisladores

La LT1 estará instalada a 600 metros sobre el nivel del mar.

$$h = 600 \rightarrow \delta r = (1,013 - (0,000107283 * 600)) = k_a = 0,948630$$

El grado de contaminación, según Tabla N°1.10 es II $\rightarrow k_f = 20 \text{ mm/kV}$

$$D = \frac{V_{\text{máx}}(\text{RMS})}{\sqrt{3}} * \frac{1}{k_a} * k_f = \frac{69 \text{ kV}}{\sqrt{3}} * \frac{1}{0,948630} * 20 = 839,888441 \text{ mm}$$

Se utilizarán aisladores de suspensión Modelo 1.512 (vidrio templado) cuya distancia de fuga (D_f) es 291mm.

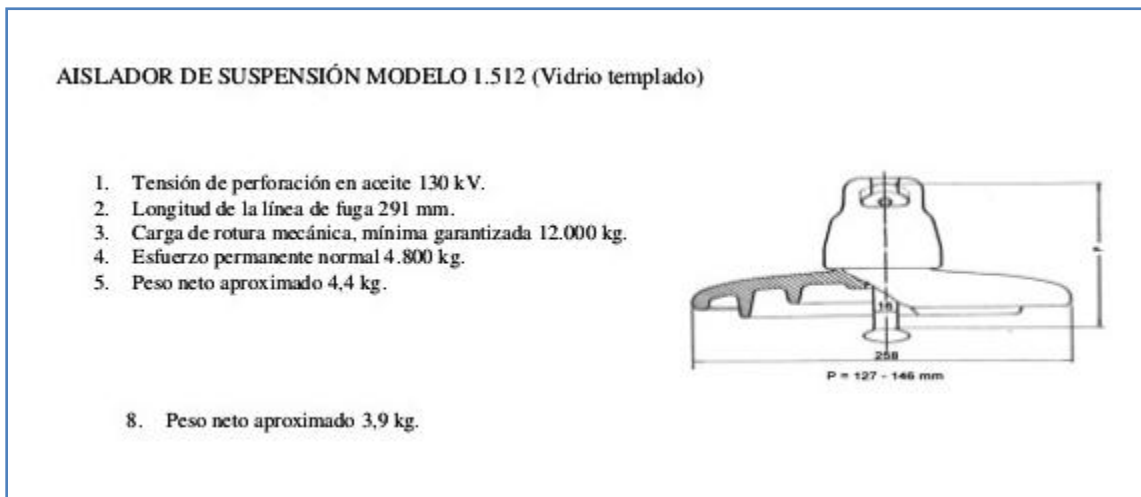


Fig.1.5 Aisladores de Suspensión Modelo 1.512

$$\text{Número de Aisladores} = \frac{D \text{ (mm)}}{Df \text{ (mm)}} = \frac{839,888441 \text{ mm}}{291 \text{ mm}} = 2,886215 \rightarrow 3 \text{ Aisladores}$$

1.4.- DISTANCIA MÍNIMA DE SEPARACIÓN ENTRE CONDUCTORES

1.4.1.-ARTÍCULO 106*

106.1.- En las líneas aéreas la separación mínima entre 2 conductores desnudos, medida en el centro del tramo, será la indicada por las expresiones siguientes, excepto en los casos contemplados en 106.2:

1. Separación en metros = $(0,36 * \sqrt{f}) + \left(\frac{kV}{130}\right) + (0,5 * C) \rightarrow$ Sección igual o superior a 33 mm²

2. Separación en metros = $(0,60 * \sqrt{f - 0.60}) + \left(\frac{kV}{130}\right) + (0,5 * C) \rightarrow$ Sección inferior a 33 mm²

f: Flecha aparente, en metros, del conductor a 30 °C de temperatura y sin sobrecarga. Se tomará a lo menos igual a 1 metro. Por flecha aparente se entiende la distancia entre la línea de los apoyos y la tangente al conductor paralela a ella.

kV: Tensión nominal entre los conductores considerados, en kV.

C: Longitud en metros de la cadena de aisladores de suspensión. En el caso de usar aisladores rígidos o cuando se trata de cadenas de anclaje, se tomará C=0.

Cada aislador de suspensión mide 126 mm, por tanto se tiene:

$$\text{Separación mínima (metros)} = (0,36 * \sqrt{2,73}) + \left(\frac{69}{130}\right) + (0,5 * (3 * 126 * 10^{-3})) = 1,188587 \text{ metros}$$

1.5.- MÍNIMA SEPARACIÓN ENTRE CONDUCTORES Y LA ESTRUCTURA

1.5.1.-ARTÍCULO 105°

105.1- Las distancias mínimas entre un conductor y la estructura serán las siguientes:

Tensión de la línea	Distancia en cm.
Hasta 250 Volts entre conductor y tierra	3
Más de 250 Volts entre conductor y tierra, y hasta 1.000 Volts entre 2 conductores	5
Más de 1.000 Volts, hasta 10.000 Volts entre conductores	8
Para tensiones más elevadas	8+0,6 por cada 1.000 Volts sobre 10.000 Volts

$Distancia_{Mínima} = 8 + (0,6 * 59) \text{ cm} = 43,4 \text{ cm}$
--

1.6.- ALTURA MÍNIMA DE LOS CONDUCTORES

Según el Artículo 94°, la línea de transmisión 1 es clasificada como Categoría C, ya que tiene un voltaje nominal entre conductores superior a los 25 kV.

Al estar ubicada en una región poco transitable (montañas, praderas, cursos de agua no navegables), la altura mínima de los conductores sobre el suelo responde a la siguiente expresión:

$$Altura \text{ mínima de los conductores sobre el suelo} = 5 + (0,006 * kV) = 5 + (0,006 * 69)$$

$Altura \text{ mínima de los conductores sobre el suelo} = 5,4140 \text{ m}$
--

1.7.- ESTRUCTURA A UTILIZAR PARA LA LTI

$Flecha \text{ para la condición crítica} = 3,349950 \text{ m}$

$Altura \text{ mínima de los conductores sobre el suelo} = 5,4140 \text{ m}$
--

$Altura \text{ mínima de los conductores sobre el suelo} = 3,349950 \text{ m} + 5,4140 \text{ m} = 8,763950 \text{ m}$
--

Se utilizará la estructura metálica de la Fig.1.1 ya que cumple con todos los requerimientos mínimos calculados anteriormente (a 12,97 metros con respecto al suelo queda el conductor situado en la parte más baja de la torre).

CAPÍTULO II: MODELADO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

2.1.- MODELAMIENTO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN (LT)

Para modelar una LT se utiliza un Modelo de Línea Corta, siempre y cuando la longitud de la línea no supere los 80 kilómetros. Este modelo simplifica notablemente los cálculos ya que permite despreciar el efecto capacitivo, modelando la línea a través de un modelo serie.

2.1.1.- IMPEDANCIA SERIE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 1

$$\dot{Z}_{LT1} = R_a + j(X_a + X_d) \quad (2.1.1.1)$$

– R_a : Resistencia del conductor (Ω/km)

– X_a : Reactancia propia (Ω/km)

– X_d : Reactancia mutua (Ω/km)

Conductor de $33,63 \text{ mm}^2$ ($N^\circ 2 \text{ AWG}$) \rightarrow De Tabla $N^\circ 1.3 \rightarrow R_a = 0,5990 \text{ } \Omega/km$ a 50 Hz

El efecto magnético total en cada conductor es la suma de 2 efectos magnéticos:

1. El efecto magnético propio, que depende de cada conductor.
2. El efecto magnético mutuo, que depende de la distancia de separación que exista entre los conductores de cada fase, es decir, es el efecto magnético a una distancia D del conductor.

De esta forma, es posible definir 2 reactancias inductivas, que sumadas permiten determinar la reactancia total de la línea de transmisión. En un conductor real de radio r, cuando circula una corriente eléctrica a través de él, se genera un campo magnético interno y un campo magnético externo. Para simplificar el análisis, en especial cuando se trabaja con conductores cableados o con líneas con más de un conductor por fase, se calcula el Radio Medio Geométrico (RMG) o Radio Medio Geométrico Equivalente respectivamente.

2.1.2.- RADIO MEDIO GEOMÉTRICO

El *Radio Medio Geométrico* es el radio equivalente de un conductor macizo, ficticio, que permite un cálculo simplificado de la reactancia propia, ya que el conductor de RMG produce el mismo efecto magnético propio que el original.

La reactancia propia está dada por:

$$X_a = 4\pi * 10^{-4} * f * \ln\left(\frac{1 \text{ pies}}{RMG_{equiv}}\right) \Omega/km \quad (2.1.2.1)$$

$$RMG_{equiv} = RMG = 0,0088 \text{ pies} \rightarrow \text{de Tabla N}^\circ 1.3 \rightarrow \text{LT1 formada por 1 conductor por fase}$$

$$X_a = 4\pi * 10^{-4} * 50 * \ln\left(\frac{1 \text{ pies}}{0,0088 \text{ pies}}\right) \Omega/km = 0,297383 \Omega/km$$

En la medida que los conductores de las 3 fases sean iguales, los efectos magnéticos propios son iguales. Esto significa que las reactancias propias son las mismas.

Sin embargo, los efectos magnéticos mutuos sobre cada fase no siempre serán iguales, ya que dependen de la distancia de separación que exista entre ellas. El único caso donde los efectos magnéticos mutuos son iguales es cuando la configuración de la línea es equilátera, en caso contrario, las reactancias mutuas serán diferentes.

Si la LT presenta una **configuración no equilátera**, se debe realizar una **transposición**, procedimiento mediante el cual se divide el largo de la línea en 3 partes iguales y en cada parte se reubican los conductores. El objetivo es **distribuir proporcionalmente** el efecto magnético de forma tal de que la reactancia promedio en cada fase sea la misma.

La transposición permite llevar una línea de transmisión en configuración no equilátera a una línea en configuración equilátera equivalente, para ello se debe calcular la **Distancia Media Geométrica (DMG)**.

2.1.3.- DISTANCIA MEDIA GEOMÉTRICA

La **Distancia Media Geométrica (DMG)** es la distancia de una línea equilátera equivalente que mantiene el mismo efecto inductivo que la línea original (en configuración no equilátera), con la ventaja que permite la realización de un modelo por fase.

Para el cálculo de la DMG se debe conocer la **disposición real de los conductores**. Se concluye que si los conductores no están en configuración equilátera, se realiza transposición y se calcula la DMG, lo que permite determinar la reactancia mutua a través de la siguiente expresión.

$$X_d = 4\pi * 10^{-4} * f * \ln\left(\frac{DMG}{1 \text{ pies}}\right) \Omega/km \quad \sim \quad DMG = \sqrt[3]{D_{AB} * D_{BC} * D_{AC}} \quad (2.1.3.1)$$

2.1.4.- DISPOSICIÓN DE LOS CONDUCTORES

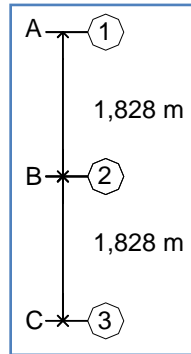


Fig.2.1 Disposición vertical de los conductores - estructura Fig.1.1

$$D_{AB} = D_{BC} = 1,828 \text{ m} \quad - \quad D_{AC} = 3,656 \text{ m}$$

$$DMG = \sqrt[3]{1,828 * 1,828 * 3,656} = 2,303136 \text{ m} \rightarrow 7,556220 \text{ pies}$$

$$X_d = 4\pi * 10^{-4} * 50 * \ln \left(\frac{7,556220 \text{ pies}}{1 \text{ pies}} \right) = 0,127069 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$\dot{Z}_{LT1} = R_a + j(X_a + X_d) = [0,5990 + j(0,297383 + 0,127069)] \Omega/\text{km} = (0,5990 + j0,424452) \Omega/\text{km} * 3,2 \text{ km}$$

$$\dot{Z}_{LT1} = (1,916800 + j1,358246) \Omega$$

2.1.5.- IMPEDANCIA SERIE DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 2 (LT2)

La LT2 es la encargada de llevar la energía eléctrica desde el generador de 25 MVA ubicado en la subestación eléctrica N°2 hacia los diferentes centros de consumo que la requieran. El generador opera de forma permanente con una tensión de 6 kV y un factor de potencia de 0,90 inductivo. La LT2 debe ser dimensionada para la máxima potencia que es capaz de suministrar el Generador.

$$\begin{aligned} \dot{S}_G &= 25 \text{ MVA} \sim fdp = 0,90 \text{ i} \rightarrow \varphi = \cos^{-1}(0,90) = 25,841933^\circ \\ \therefore \dot{S}_G &= (25 \angle 25,841933^\circ) \text{ MVA} = (22,50 \text{ MW} + j10,897247 \text{ MVAR}) \end{aligned}$$

$$\dot{I}_{LT2} = \left(\frac{S_{LT2}}{\sqrt{3} * V} \right) \angle (-\cos^{-1}(0,90)) = \frac{25 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}} \angle (-\cos^{-1}(0,90)) = (209,184880 \angle -25,841933^\circ) \text{ A}$$

De Tabla N°1.3 se selecciona un conductor de 33,63 mm²(N° 2 AWG) de 7 hebras. Al tratarse del mismo conductor utilizado para la LT1, la **resistencia** y **reactancia propia** no varían.

$$R_a = 0,5990 \text{ } \Omega/\text{km} \sim X_a = 0,297383 \text{ } \Omega/\text{km}$$

2.1.6.- DISPOSICIÓN DE LOS CONDUCTORES

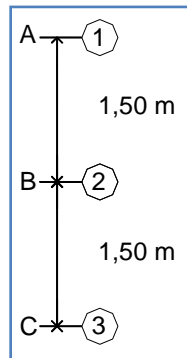


Fig.2.2 Disposición vertical de los conductores- estructura Fig.1.2

$$D_{AB} = D_{BC} = 1,50 \text{ m} - D_{AC} = 3,00 \text{ m}$$

$$DMG = \sqrt[3]{1,50 * 1,50 * 3,00} = 1,889882 \text{ m} \rightarrow 6,200400 \text{ pies}$$

$$X_d = 4\pi * 10^{-4} * 50 * \ln \left(\frac{6,200400 \text{ pies}}{1 \text{ pies}} \right) = 0,114644 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$\dot{Z}_{LT2} = R_a + j(X_a + X_d) = [0,5990 + j(0,297383 + 0,114644)] \Omega/\text{km} = (0,5990 + j0,412027) \Omega/\text{km} * 1 \text{ km}$$

$$\dot{Z}_{LT2} = (0,5990 + j0,412027) \Omega$$

2.1.7.- IMPEDANCIA SERIE DE LA LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN (LD)

$$\dot{S}_{LD} = \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_{MS3} = (23,905848 \angle 5,393719^\circ) \text{ MVA}$$

$$\dot{I}_{LD} = \left(\frac{S_{LD}}{\sqrt{3} * V} \right) \angle (-5,393719^\circ) = \left(\frac{23,905848 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 15,3 \text{ kV}} \right) \angle (-5,393719^\circ) = (902,094626 \angle -5,393719^\circ) \text{ A}$$

Esta corriente hace necesario utilizar más de un conductor por fase con la condición de que los conductores utilizados sean del mismo material, sección y longitud.

2.1.8.- DISPOSICIÓN DE LOS CONDUCTORES

Para la LD planteada se utilizarán 2 conductores por fase en disposición horizontal, separados 15 centímetros los de una misma fase y separados 1,45 metros entre fases, tal como se muestra a continuación.

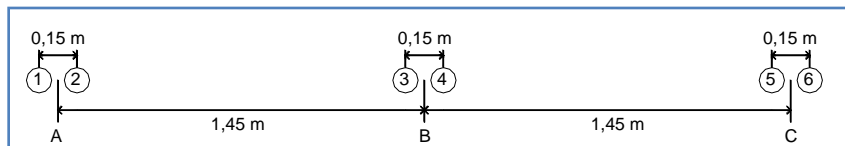


Fig.2.3 2 conductores por fase - estructura Fig.1.3

$$I_{C/CONDUCTOR} = \frac{I_{LD}}{2} = \frac{902,094626}{2} = 451,047313 \text{ A}$$

De Tabla N°1.3 se selecciona un conductor de 107,22 mm² (N° 4/0 AWG) de 7 hebras.

Tabla N°2.1 Características del conductor 4/0 AWG

CONDUCTOR A UTILIZAR	4/0 AWG
NÚMERO DE HEBRAS	7
DIÁMETRO	13,26 mm
SECCIÓN	107,22 mm ²
RESISTENCIA	0,1883 Ω/km → a 50 Hz
RMG	0,0158 pies

$$\dot{Z}_{LD} = R_T + j(X_a + X_d) \quad (2.1.8.1)$$

R_T : Resistencia del conductor equivalente por ser dos conductores en paralelo (Ω/km)

$$R_T = \frac{R_1 * R_2}{R_1 + R_2} = \frac{0,1883 \text{ Ω/km}}{2} = 0,094150 \text{ Ω/km}$$

$$RMG_{equiv} = \sqrt[4]{RMG_{C1} * RMG_{C2} * d_{12} * d_{21}} \quad (2.1.8.2)$$

$$RMG_{equiv} = \sqrt[4]{0,0158 * 0,0158 * \frac{0,15}{0,3048} * \frac{0,15}{0,3048}} = 0,088179 \text{ pies}$$

$$X_a = 4\pi * 10^{-4} * 50 * \ln\left(\frac{1 \text{ pies}}{0,088179 \text{ pies}}\right) \text{ Ω/km} = 0,152580 \text{ Ω/km}$$

$$D_{AB} = D_{BC} = \sqrt[4]{d_{13} * d_{14} * d_{23} * d_{24}} = \sqrt[4]{1,45 * 1,60 * 1,30 * 1,45} = 1,446105 \text{ m}$$

$$D_{AC} = \sqrt[4]{d_{15} * d_{16} * d_{25} * d_{26}} = \sqrt[4]{2,90 * 3,05 * 2,75 * 2,90} = 2,898058 \text{ m}$$

$$DMG = \sqrt[3]{1,446105 * 1,446105 * 2,898058} = 1,823205 \text{ m} \rightarrow 5,981644 \text{ pies}$$

$$X_d = 4\pi * 10^{-4} * 50 * \ln\left(\frac{5,981644 \text{ pies}}{1 \text{ pies}}\right) = 0,112387 \text{ Ω/km}$$

$$\dot{Z}_{LD} = R_T + j(X_a + X_d) = 0,094150 + j(0,152580 + 0,112387) = (0,094150 + j0,264967) \text{ Ω/km} * 1,5 \text{ km}$$

$$\dot{Z}_{LD} = (0,141225 + j0,397451) \text{ Ω}$$

2.2.- MODELAMIENTO DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

El **Transformador** es una máquina eléctrica estática de corriente alterna que modifica las características de voltaje y corriente según necesidades específicas de transporte y distribución de la energía eléctrica, manteniendo la frecuencia y la potencia constante (transformador ideal). Se clasifican en 2 grandes grupos: **Transformadores Monofásicos** y **Transformadores Trifásicos**.

- **Transformador Trifásico de 2 Enrollados** - La gran mayoría son de este tipo. Muy utilizados en aplicaciones industriales. Estos transformadores incluyen taps, que básicamente son una posibilidad de modificar el número de vueltas del lado primario y/o lado secundario para aumentar o disminuir la tensión según sea el caso.

Según la conexión de los devanados primario y secundario se provoca un desfase entre la tensión primaria y secundaria, teniendo distintos **índices horarios (h)**, de forma tal que el ángulo de desfase entre el primario y secundario resulta ser $\beta = h * 30^\circ$. El desfase se toma siempre en sentido contrario a las manecillas del reloj, en múltiplos de 30° y se establece entre las tensiones de línea.

La **IEC (International Electrotechnical Commission)** establece un código de 2 o 3 letras, seguido de uno o dos dígitos. Las letras representan la conexión de los devanados, como sigue:

- *D o d* : Conexión en Delta (Triángulo)
- *Y o y* : Conexión en Estrella
- *N* : Neutro en el lado de A.T.
- *n* : Neutro en el lado de B.T.

Cada letra corresponde a un bobinado, siendo el bobinado de alta tensión representado con una mayúscula y el bobinado de baja tensión con una letra minúscula. La diferencia en el ángulo de desfase se calcula como el número indicado en el código multiplicado por 30° , tal como se muestra a continuación en el siguiente ejemplo.

→ **Yd1**

- Bobinado de A.T. conectado en Estrella
- Bobinado de B.T. conectado en Delta
- Desfase de 30° entre primario y secundario

El desfase de 30° entre primario y secundario significa que la tensión de línea del secundario está retrasada 30° con respecto a la tensión de línea del primario.

2.2.1- TIPOS DE CONEXIONES DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

- CONEXIÓN DELTA-DELTA:

Muy utilizada en autotransformadores para recuperar la pérdida de tensión en alimentadores de gran longitud, su principal ventaja es que no tiene inconvenientes con cargas desequilibradas o armónicos. La principal desventaja de este tipo de conexión es que no dispone de salida de neutro, lo que limita bastante su uso.

- CONEXIÓN DELTA-ESTRELLA:

Es el tipo de conexión más utilizada tanto en transmisión como distribución. Tiene como ventaja disponer de neutro en el lado secundario y es muy utilizado como transformador elevador.

- CONEXIÓN ESTRELLA-ESTRELLA:

Permite la posibilidad de tener neutro tanto en el lado de A.T. como en el de B.T, es decir, tener tensiones de fase en el lado primario y lado secundario, o bien conectar estos puntos a tierra como medida de seguridad en las instalaciones.

- CONEXIÓN ESTRELLA-DELTA:

Se usa generalmente para reducir la tensión de un voltaje alto a uno medio o bajo, permitiendo aterrizar el lado de A.T.

2.2.2- CÁLCULO EN POR UNIDAD O TANTO POR UNO

$\text{Cantidad en pu} = \frac{\text{Cantidad en unidades reales}}{\text{Cantidad base}} \quad (2.2.2.1)$

Las principales ventajas de emplear este sistema son:

- Simplifica notablemente los cálculos asociados a transformadores, ya que evita tener que referir las cantidades de un lado a otro.
- Evita el uso de raíz de 3 en circuitos trifásicos.
- Se establece una banda numérica para la tensión que permite fácilmente detectar errores.

2.2.3- MODELAMIENTO EN PU DE UN TRANSF. TRIF. DE 2 ENROLLADOS

El modelo de un transformador trifásico de 2 enrollados se sustenta en un circuito serie, formado por una resistencia y una reactancia inductiva, siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones:

- 1.- Trabajar en por unidad.

2.- La impedancia vista desde el lado primario debe ser igual a la impedancia vista desde el lado secundario.

$$a_T = \frac{V_P}{V_S} \rightarrow \text{Razón de transformación del T3}\phi \text{ de 2 enrollados} \quad (2.2.3.1)$$

→ Si el trafo es ideal (sin pérdidas) $\rightarrow S_P = S_S \Leftrightarrow (\dot{V}_P * \dot{I}_P^*) = (\dot{V}_S * \dot{I}_S^*)$

$$\rightarrow \left(\frac{\dot{V}_P}{\dot{V}_S} \right) = \left(\frac{\dot{I}_S}{\dot{I}_P} \right)^*$$

→ Si sólo se consideran los módulos: $\left(\frac{V_P}{V_S} \right) = \left(\frac{I_P}{I_S} \right) = a$

→ Impedancia vista desde el primario: $Z_P = \frac{V_P}{I_P}$

→ Impedancia vista desde el secundario: $Z_S = \frac{V_S}{I_S}$

→ Por tanto, se tiene: $\left(\frac{Z_P}{Z_S} \right) = \left(\frac{V_P}{I_P} * \frac{I_S}{V_S} \right) \rightarrow \left(\frac{V_P}{V_S} \right) * \left(\frac{I_S}{I_P} \right) = a * a = a^2 \rightarrow Z_P = a^2 * Z_S$

Según la expresión anterior, para que el punto 2 se cumpla, la razón de transformación del transformador 3 ϕ debe ser 1 en por unidad $\rightarrow a (pu) = 1$

$$a (pu) = \frac{a (Placa)}{a (Base)} = \left(\frac{V_{P-PLACA}}{V_{S-PLACA}} \right) * \left(\frac{V_{S-BASE}}{V_{P-BASE}} \right) = 1 \quad (2.2.3.2)$$

La selección más simple es elegir voltajes bases iguales a los voltajes nominales del transformador, ya que esto asegura que el a (pu) del transformador sea 1.

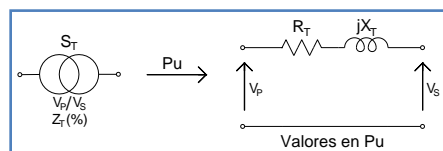


Fig.2.4 Circuito serie que permite modelar un T3 ϕ 2E

El fabricante entrega la impedancia del transformador en % (en tanto por uno al dividir este valor por 100%) y las pérdidas en el cobre de los devanados. Con esta información se determina R_T y jX_T , valores que una vez calculados estarán en por unidad pero en **base propia**.

2.2.4- TIPO DE ENFRIAMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

–ONAN (Oil Natural circulation Air Natural circulation)

Refrigeración mediante circulación natural del aceite y del aire en los radiadores.

–ONAF (Oil Natural circulation Air Forced circulation)

Refrigeración mediante circulación natural del aceite y circulación forzada de aire a través de los radiadores.

–OFAF (Oil Forced circulation Air Forced circulation)

Refrigeración mediante circulación forzada de aceite (bombas de aceite hacia los radiadores) y circulación forzada de aire a través de los radiadores.

–ODAF (Oil forced circulation Directed Air Forced)

Refrigeración mediante circulación forzada y dirigida de aceite hacia los radiadores y circulación forzada de aire a través de los radiadores.

2.2.5.- TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS DE 2 ENROLLADOS

2.2.5.1.- TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 2 ENROLLADOS T1

– **Ubicación** → S/E N°1

– **Fabricante** → TUSAN

– **Potencia nominal** = $S_{T1} = 55 \text{ MVA}$

– $V_{NOMINAL-PRIMARIO-LL} = V_p = 154 \text{ kV}$ – $V_{NOMINAL-SECUNDARIO-LL} = V_s = 69 \text{ kV}$

– $Z_{T1} = 9,5 \% \rightarrow 0,095 \text{ pu}$ (En base de 55 MVA) → Dato proporcionado por ETAP

– $\left(\frac{X}{R}\right)_{T1} = 34,1 \rightarrow$ Dato proporcionado por ETAP

– **Tipo de enfriamiento** → ODAF

– **Taps** → AT: $\pm 1,5, \pm 2, \pm 4$ – BT: $\pm 1, \pm 2, \pm 3$

– **Primario:** Delta – **Secundario:** Estrella aterrizado

– **Conexión:** Dyn1

$$\text{Cálculo de la impedancia serie } \sim \phi_{T1} = \tan^{-1} \left(\frac{X}{R} \right)_{T1} = \tan^{-1}(34,1) = 88,320253^\circ$$

$$\dot{Z}_{T1}(\text{pu}) = (0,095 \angle 88,320253^\circ) \text{ pu} = (0,002785 + j0,094959) \text{ pu} \rightarrow \text{En Base de 55 MVA}$$

2.2.5.2.- TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 2 ENROLLADOS T2

– **Ubicación** → S/E N°2

– **Fabricante** → RHONA

– **Potencia nominal** = $S_{T2} = 25 \text{ MVA}$

– $V_{NOMINAL-PRIMARIO-LL} = V_p = 69 \text{ kV}$ – $V_{NOMINAL-SECUNDARIO-LL} = V_s = 6 \text{ kV}$

– $Z_{T2} = 8 \% \rightarrow 0,08 \text{ pu}$ (En base de 25 MVA) → Dato proporcionado por ETAP

- $\left(\frac{X}{R}\right)_{T2} = 23,7 \rightarrow$ Dato proporcionado por ETAP
- **Tipo de Enfriamiento** \rightarrow ONAF
- **Taps** \rightarrow AT: $\pm 1, \pm 2$ - BT: $\pm 2, \pm 3$
- **Primario:** Estrella aterrizado - **Secundario:** Estrella aterrizado
- **Conexión:** YNyn

$$\text{Cálculo de la impedancia serie } \sim \phi_{T2} = \tan^{-1}\left(\frac{X}{R}\right)_{T2} = \tan^{-1}(23,7) = 87,583890^\circ$$

$$\dot{Z}_{T2}(pu) = (0,08 \angle 87,583890^\circ) pu = (0,003373 + j0,079929) pu \rightarrow \text{En base de 25 MVA}$$

2.2.5.3.- TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 2 ENROLLADOS T3

- **Ubicación** \rightarrow S/E N°3
- **Fabricante** \rightarrow TUSAN
- **Potencia nominal** $= S_{T3} = 24 \text{ MVA}$
- $V_{NOMINAL-PRIMARIO-LL} = V_p = 69 \text{ kV}$ - $V_{NOMINAL-SECUNDARIO-LL} = V_s = 15,3 \text{ kV}$
- $Z_{T3} = 16,85 \% \rightarrow 0,1685 pu$
- $P_{Cu} = 150991 \text{ W}$
- **Tipo de enfriamiento** \rightarrow ONAF I
- **Taps** \rightarrow AT: $\pm 2,5, \pm 3$ - BT: $\pm 1, \pm 2$
- **Primario:** Delta - **Secundario:** Estrella aterrizado
- **Conexión:** Dyn1

$$R_{T3} = \frac{P_{Cu} * (V_{NOMINAL-PRIMARIO-LL})^2}{(S_{T3})^2} \rightarrow \text{Resistencia vista desde el primario } (\Omega) \quad (2.2.5.1)$$

$$R_{T3} = \frac{P_{Cu} * (V_{NOMINAL-SECUNDARIO-LL})^2}{(S_{T3})^2} \rightarrow \text{Resistencia vista desde el secundario } (\Omega) \quad (2.2.5.2)$$

$$R_{T3} = \frac{150991 * (69 * 10^3)^2}{(24 * 10^6)^2} \Omega = 1,248035 \Omega \rightarrow \text{Vista desde el primario}$$

$$X_{T3} = \sqrt{Z_{T3}^2 - R_{T3}^2} \quad (2.2.5.3)$$

$$\text{Zona 2} \rightarrow \text{Zona de } 69 \text{ kV} \rightarrow V_{B2} = 69 \text{ kV}$$

$$Z_{B2} = \frac{(V_{B2})^2}{S_B} = \frac{(69 \text{ kV})^2}{100 \text{ MVA}} = 47,61 \Omega$$

$$Z_{T3} = 0,1685 * 47,61 \Omega = 8,022285 \Omega \rightarrow \text{Vista desde el primario}$$

$$X_{T3} = \sqrt{8,022285^2 - 1,248035^2} = 7,924611 \Omega \rightarrow \text{Vista desde el primario}$$

$$\dot{Z}_{T3} = (R_{T3} + jX_{T3})\Omega = (1,248035 + j7,924611) \Omega \rightarrow \text{Impedancia serie vista desde el primario}$$

$$R_{T3} = \frac{150991 * (15,3 * 10^3)^2}{(24 * 10^6)^2} \Omega = 0,061364 \Omega \rightarrow \text{Vista desde el secundario}$$

$$\text{Zona 3} \rightarrow \text{Zona de } 15,3 \text{ kV} \rightarrow V_{B3} = 15,3 \text{ kV}$$

$$Z_{B3} = \frac{(V_{B3})^2}{S_B} = \frac{(15,3 \text{ kV})^2}{100 \text{ MVA}} = 2,3409 \Omega$$

$$Z_{T3} = 0,1685 * 2,3409 \Omega = 0,394442 \Omega \rightarrow \text{Vista desde el secundario}$$

$$X_{T3} = \sqrt{0,394442^2 - 0,061364^2} = 0,389640 \Omega \rightarrow \text{Vista desde el secundario}$$

$$\dot{Z}_{T3} = (R_{T3} + jX_{T3})\Omega = (0,061364 + j0,389640) \Omega \rightarrow \text{Impedancia serie vista desde el secundario}$$

2.2.5.4.- TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 2 ENROLLADOS T4

- **Ubicación** → S/E N°4
- **Fabricante** → TUSAN
- **Potencia nominal** = $S_{T1} = 30 \text{ MVA}$
- $V_{\text{NOMINAL-PRIMARIO-LL}} = V_p = 69 \text{ kV}$ - $V_{\text{NOMINAL-SECUNDARIO-LL}} = V_s = 15,3 \text{ kV}$
- $Z_{T4} = 21,06 \% \rightarrow 0,2106 \text{ pu}$
- $P_{Cu} = 235924 \text{ W}$
- **Tipo de enfriamiento** → ONAF II
- **Taps** → AT: $\pm 2,5, \pm 3,5$ ~ BT: $\pm 1,5, \pm 2,5$
- **Primario:** Delta - **Secundario:** Estrella aterrizado
- **Conexión:** Dyn1

$$R_{T4} = \frac{235924 * (69 * 10^3)^2}{(30 * 10^6)^2} \Omega = 1,248038 \Omega \rightarrow \text{Vista desde el primario}$$

$$Z_{T4} = 0,2106 * 47,61 \Omega = 10,026666 \Omega \rightarrow \text{Vista desde el primario}$$

$$X_{T4} = \sqrt{10,026666^2 - 1,248038^2} = 9,948690 \Omega \rightarrow \text{Vista desde el primario}$$

$$\dot{Z}_{T4} = (R_{T4} + jX_{T4})\Omega = (1,248038 + j9,948690) \Omega \rightarrow \text{Impedancia serie vista desde el primario}$$

$$R_{T4} = \frac{235924 * (15,3 * 10^3)^2}{(30 * 10^6)^2} \Omega = 0,061364 \Omega \rightarrow \text{Vista desde el secundario}$$

$$Z_{T4} = 0,2106 * 2,3409 \Omega = 0,492994 \Omega \rightarrow \text{Vista desde el secundario}$$

$$X_{T4} = \sqrt{Z_{T4}^2 - R_{T4}^2} = \sqrt{0,492994^2 - 0,061364^2} = 0,489160 \Omega \rightarrow \text{Vista desde el secundario}$$

$$\dot{Z}_{T4} = (R_{T4} + jX_{T4})\Omega = (0,061364 + j0,489160) \Omega \rightarrow \text{Impedancia serie vista desde el secundario}$$

2.2.5.5.- TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 2 ENROLLADOS T5

- **Ubicación** → S/E N°5
- **Fabricante** → RHONA
- **Potencia nominal** = $S_{T5} = 12 \text{ MVA}$
- $V_{\text{NOMINAL-PRIMARIO-LL}} = V_p = 15,3 \text{ kV}$ - $V_{\text{NOMINAL-SECUNDARIO-LL}} = V_s = 4,16 \text{ kV}$
- $Z_{T5} = 6,5 \%$ → $0,065 \text{ pu}$ (En Base de 12 MVA) → Dato proporcionado por ETAP
- $\left(\frac{X}{R}\right)_{T5} = 18,6$ → Dato proporcionado por ETAP
- **Tipo de enfriamiento** → ONAF
- **Taps** → AT: $\pm 2, \pm 1$ ~ BT: $\pm 2, \pm 3$
- **Primario:** Delta - **Secundario:** Estrella aterrizado

$$\text{Cálculo de la impedancia serie } \sim \phi_{T5} = \tan^{-1}\left(\frac{X}{R}\right)_{T5} = \tan^{-1}(18,6) = 86,922545^\circ$$

$\dot{Z}_{T5}(\text{pu}) = (0,065 \angle 86,922545^\circ) \text{ pu} = (0,003490 + j0,064906) \text{ pu} \rightarrow \text{En base de 12 MVA}$
--

CAPÍTULO III: ANÁLISIS DE FALLAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Un cortocircuito es la unión de **2 o más puntos** que se encuentran en diferentes fases, mediante una impedancia muy pequeña. Un cortocircuito no intencionado se produce por:

- PÉRDIDA DE AISLACIÓN DE LOS CONDUCTORES:

Debido a un envejecimiento del medio de transporte de la energía eléctrica.

- SOBRECARGAS:

Sobretensiones debidas a diferentes factores, siendo el más relevante el mal dimensionamiento de los conductores, problema que puede ser pesquisado mediante una detección de puntos calientes en la red eléctrica.

- EFECTOS MECÁNICOS:

Roturas, deformaciones, desplazamientos y vibraciones. Más del 75% de la energía que consume una planta industrial es debida a motores, los cuales sin un adecuado alineamiento producirán vibraciones, pudiendo entrar en contacto el estator con el rotor perdiendo así: aislación el rotor y torque el motor, que comienza a demandar una mayor cantidad de corriente siendo la antesala de un cortocircuito.

El estudio de cortocircuito permite estimar las corrientes de falla para dimensionar de forma correcta los conductores, soportes y las protecciones del sistema. Un cortocircuito no sólo produce un alza repentina de corriente, sino que también:

- Calentamiento de los conductores, pudiendo provocar deterioros irreversibles.
- Sobreesfuerzos electrodinámicos.
- En algunos casos, alzas de tensión en las fases no involucradas en el cortocircuito.

3.1.- COMPONENTES DE LA CORRIENTE DE FALLA

Al producirse una falla en una instalación eléctrica la corriente de cortocircuito es la suma de 2 componentes:

- RESPUESTA TRANSITORIA DECRECIENTE:

También llamada *componente unidireccional* o *componente continua*. Produce la asimetría de la forma de onda y depende de la Relación R/X_L que hay en el punto de falla.

- RESPUESTA PERMANENTE SINUSOIDAL:

Es la respuesta alterna permanente del circuito, es decir, la evolución de la corriente de falla y depende del tipo de falla y del SEP que se esté analizando.

La componente continua provoca un aumento del valor total de la corriente de cortocircuito, definiéndose así:

- CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO SIMÉTRICA:

Es aquella que no considera el aporte de la componente continua.

- CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO ASIMÉTRICA:

Es aquella que sí considera el aporte de la componente continua. Por tanto:

$$I_{CC-ASIM} > I_{CC-SIM}$$

Luego se define:

$$I_{CC-ASIM} = k * I_{CC-SIM}$$

$$k = \sqrt{1 + 2e^{-4\pi * f * \frac{R}{X} * t}} \quad (3.1.1)$$

$$\text{Caso extremo} \rightarrow R = 0 \Omega \Rightarrow k = \sqrt{3} \Rightarrow I_{CC-ASIM} = \sqrt{3} * I_{CC-SIM}$$

Es importante destacar que cuando ocurre un cortocircuito las reactancias inductivas de las máquinas rotativas disminuyen drásticamente su valor y a medida que evoluciona el tiempo estas son capaces de recuperar su valor de reactancia inductiva que tenían bajo condiciones normales de operación (no siempre las máquinas rotativas pueden realizar esto, hay casos en que simplemente pierden sincronismo). A partir de esto, el fenómeno de cortocircuito se separa en 3 estados: **Subtransiente**, **Transiente** y **Régimen Permanente**.

- **Subtransiente** : 2 primeros ciclos
- **Transiente** : Entre el 3^{er} y 5^{to} ciclo
- **Régimen Permanente** : Sobre el 5^{to} ciclo

3.2.- COMPONENTES QUE APORTAN ENERGÍA A UNA FALLA

Hay 3 componentes o elementos que son las fuentes alimentadoras de corriente de falla:

- PUNTO DE EMPALME (SIC) / GENERADORES

Son los principales elementos que suministran energía al momento de ocurrir una falla. La generación continúa produciendo voltaje porque la excitación de campo se

mantiene, produciendo una corriente de cortocircuito de gran magnitud que fluye al punto de falla.

- MOTORES SINCRÓNICOS:

Al producirse una falla, el voltaje se reduce a un valor muy bajo, el motor deja de entregar energía a la carga mecánica y comienza a detenerse, sin embargo, la inercia del rotor y de la carga impiden que el motor se detenga, moviendo al motor cómo si este fuera un generador, debido a esto el motor sincrónico suministra energía al momento de ocurrir una falla.

3.3.- MODELAMIENTO DE MÁQUINAS ROTATIVAS DURANTE UN COCI

Debido a la naturaleza inductiva de las máquinas rotativas y dependiendo del estado en el que se analice el cortocircuito, se consideran 3 reactancias inductivas, las cuales son:

- X''_d : *Reactancia Subtransitoria de Eje Directo*
- X'_d : *Reactancia Transitoria de Eje Directo*
- X_d : *Reactancia Permanente o Sincrónica de Eje Directo*

$$X''_d < X'_d < X_d$$

3.4.- TIPOS DE FALLAS

- FALLA TRIFÁSICA

Las 3 fases quedan conectadas sólidamente a tierra mediante una impedancia de falla, que se considera cero para efecto de obtener las máximas corrientes de cortocircuito. Es una falla equilibrada ya que las 3 fases están involucradas al mismo tiempo y en el mismo punto, lo que permite realizar un análisis mediante un circuito equivalente monofásico.

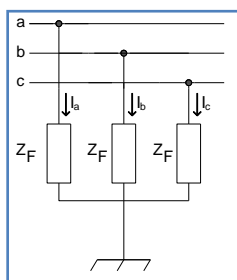


Fig.3.1 Falla trifásica

En este caso, las 3 corrientes de fase son iguales y están desfasadas 120° entre sí. La corriente de cortocircuito trifásico se calcula a través de:

$$i_{CC-3\phi-FALLA} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{Z_{TH-FALLA}} \quad (3.4.1)$$

- FALLA MONOFÁSICA A TIERRA

- FALLA BIFÁSICA AISLADA

- FALLA BIFÁSICA A TIERRA

Estas 3 fallas tienen la particularidad de estar asociadas a una operación no equilibrada del SEP, por tanto no es posible utilizar un modelo equivalente por fase. Fortescue desarrolló un procedimiento que permite trabajar con sistemas trifásicos desequilibrados llamado **Método de las Componentes Simétricas**. Este método toma la red original desequilibrada y la descompone en 3 redes equilibradas, llamadas **Redes de Secuencia**.

3.5.- REDES DE SECUENCIA

- RED DE SECUENCIA POSITIVA:

Red de tensiones que presenta la misma secuencia que la red original.

- RED DE SECUENCIA NEGATIVA:

Red de tensiones opuesta a la secuencia original.

- RED DE SECUENCIA CERO:

Red donde las 3 tensiones tienen la misma magnitud y la misma fase. Hace referencia a la puesta a tierra de los elementos de la red eléctrica.

Frente a falla trifásica la red se comporta de forma equilibrada, por lo que sólo se trabaja con la red de secuencia positiva.

Pero frente a falla monofásica a tierra, falla bifásica aislada y falla bifásica a tierra, la red se comporta de forma desequilibrada y se debe trabajar con el método de las componentes simétricas, que contempla el uso de las 3 redes de secuencia y que se sustenta en la ***Matriz de Fortescue***, que establece un nexo entre valores de secuencia (voltajes y corrientes) y valores reales de la red eléctrica, tal como se muestra a continuación.

$$(V_{abc}) = (F) * (V_{012}) \quad (3.5.1)$$

$$(V_{012}) = (F)^{-1} * (V_{abc}) \quad (3.5.2)$$

$$(I_{abc}) = (F) * (I_{012}) \quad (3.5.3)$$

$$(I_{012}) = (F)^{-1} * (I_{abc}) \quad (3.5.4)$$

– (V_{abc}) : Voltajes en las fases a, b y c (reales)

– (I_{abc}) : Corrientes en las fases a, b y c (reales)

– (V_{012}) : Voltajes de secuencia

– (I_{012}) : Corrientes de secuencia

– (F) : Matriz de Fortescue $\rightarrow \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$, $a = (1 \angle 120^\circ)$; $a^2 = (1 \angle -120^\circ)$

– $(F)^{-1}$: Matriz inversa de Fortescue $\rightarrow \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$

3.6.- MODELADO DE LOS COMPONENTES DEL SEP EN LAS REDES DE SECUENCIA POSITIVA, NEGATIVA Y CERO

Para evaluar fallas desequilibradas es necesario representar los componentes del SEP para secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero, es decir, representar líneas de transmisión, transformadores, máquinas rotativas y puntos de empalme en las redes de secuencia.

3.6.1.- LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

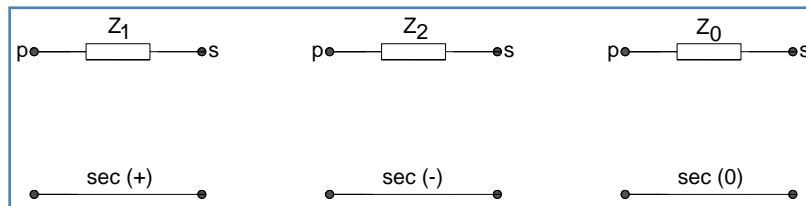


Fig.3.2 Redes de secuencia para una LT.

3.6.2.- PUNTOS DE EMPALME / GENERADORES / MOTORES SINCRÓNICOS

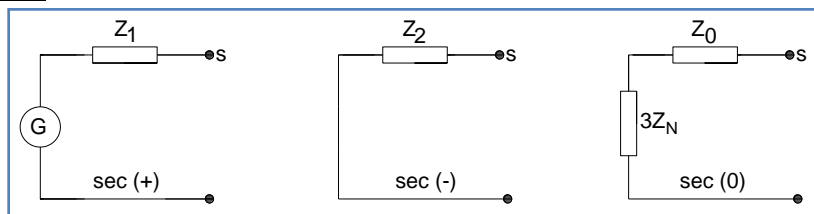


Fig.3.3 Redes de secuencia para puntos de empalme/generadores/motores sincrónicos

– Z_N : Impedancia de Puesta a Tierra

3.6.3.- TRANSFORMADORES

En el caso de los transformadores trifásicos, la red de secuencia cero depende de la conexión a tierra del transformador, existiendo 32 posibles combinaciones.

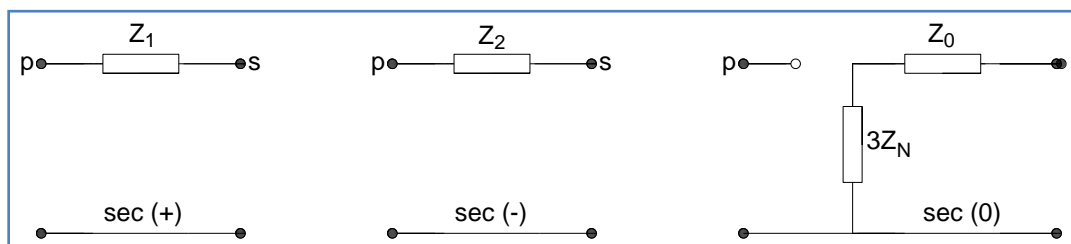


Fig.3.4 Redes de Secuencia para un Transformador Delta - Estrella Aterrizado con Z_N

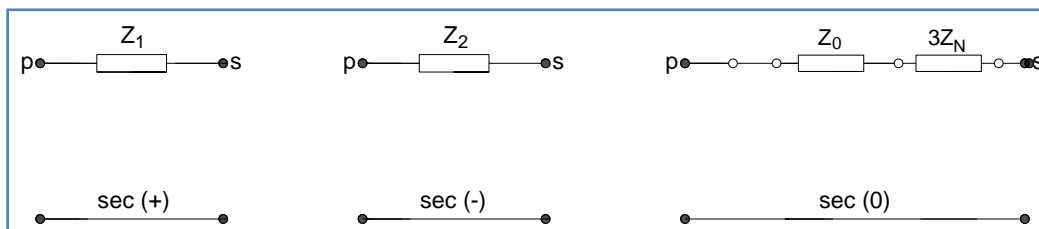


Fig.3.5 Redes de secuencia para un transformador estrella aterrizado - estrella aterrizado con Z_N

En la práctica se prefiere utilizar una resistencia de puesta a tierra, tanto para generadores, motores y transformadores, con el fin de limitar la corriente de falla monofásica a tierra (ya que es el tipo de falla más frecuente).

3.7.- FALLA MONOFÁSICA A TIERRA

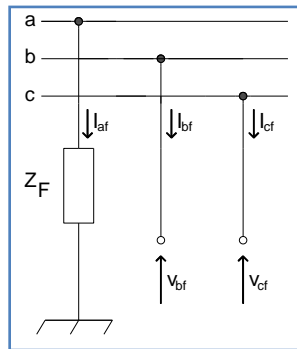


Fig.3.6 Falla monofásica a tierra

Se deben construir, por separado, las redes de secuencia. En el caso de una falla monofásica a tierra, las redes de secuencia se *interconectan en serie* a partir del punto de falla, lo que permite establecer:

$$I_0 = I_1 = I_2 \quad (3.7.1)$$

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (3.7.2)$$

$$I_{CC-1\phi T} = 3 * I_0 \quad (3.7.3)$$

CAPÍTULO IV: PARÁMETROS DE SECUENCIA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

4.1.- PARÁMETROS DE SECUENCIA DEL SIC

Una vez conocida la carga que se desea conectar, es decir, conocida su potencia aparente, se debe solicitar a la empresa eléctrica concesionaria del sector, un informe técnico de factibilidad de suministro, que permita asegurar que existe disponibilidad de potencia para conectar dicha carga. A continuación se deben solicitar los niveles de cortocircuito en el punto de empalme y sus correspondientes relaciones (X/R). El cobro por esta información no está reglamentado, quedando a libre albedrío de las empresas eléctricas, que cobran hasta 5 Unidades de Fomento por esta información.

Para conocer la *impedancia del SIC* o *impedancia del punto de empalme* con la red eléctrica, se utiliza la siguiente información proporcionada por la empresa eléctrica concesionaria del sector, que en el caso particular de este seminario es TRANSNET.

– $I_{cc3\phi}$: Corriente de cortocircuito trifásica en el punto de empalme

– $\left(\frac{X}{R}\right)_{3\phi}$: Razón $\left(\frac{X}{R}\right)$ para falla trifásica $\rightarrow \left(\frac{X}{R}\right)_{3\phi} = \frac{X_1}{R_1}$

– $I_{cc1\phi_T}$: Corriente de cortocircuito monofásica a tierra en el punto de empalme

– $\left(\frac{X}{R}\right)_{1\phi_T}$: Razón $\left(\frac{X}{R}\right)$ para falla monofásica a tierra $\rightarrow \left(\frac{X}{R}\right)_{1\phi_T} = \frac{X_1 + X_2 + X_0}{R_1 + R_2 + R_0}$

Estos datos permiten calcular:

– La impedancia de secuencia positiva del SIC $\rightarrow \dot{Z}_{1-SIC}$

– La impedancia de secuencia negativa del SIC $\rightarrow \dot{Z}_{2-SIC}$

– La impedancia de secuencia cero del SIC $\rightarrow \dot{Z}_{0-SIC}$

TRANSNET es una empresa dedicada a la transmisión y transporte de la energía eléctrica formando parte del grupo CGE. Su cobertura se extiende desde la subestación Caldera en la Región de Atacama hasta la subestación Pullinque en la Región de Los Ríos, con 3370 kilómetros de líneas de transmisión y 173 subestaciones transformadoras.

Los niveles de cortocircuito, proporcionados por TRANSNET, en el punto de empalme (Barra de 154 kV - Barra 1) son:

$$I_{cc3\phi} = 8612 \text{ A} - \left(\frac{X}{R}\right)_{3\phi} = 6,82 \quad \sim \quad I_{cc1\phi_T} = 8866 \text{ A} - \left(\frac{X}{R}\right)_{1\phi_T} = 7,58$$

4.1.1.- IMPEDANCIA DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA DEL SIC EN POR UNIDAD

$$Zona 1 \rightarrow Zona de 154 kV \rightarrow V_{B1} = 154 kV$$

$$I_{B1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} * V_{B1}} = \frac{100 MVA}{\sqrt{3} * 154 kV} = 374,902772 A$$

$$\dot{i}_{cc3\phi}(pu) = \frac{\dot{i}_{cc3\phi}(A)}{I_{B1}} = \frac{(8612 \angle -81,658302^\circ) A}{374,902772 A}$$

$$\dot{i}_{cc3\phi}(pu) = (22,971289 \angle -81,658302^\circ) pu$$

$$\dot{Z}_{1-SIC}(pu) = \dot{Z}_{2-SIC}(pu) = \frac{(1,0 \angle 0^\circ) pu}{(22,971289 \angle -81,658302^\circ) pu}$$

$$\dot{Z}_{1-SIC}(pu) = \dot{Z}_{2-SIC}(pu) = (0,043533 \angle 81,658302^\circ) pu = (0,006316 + j0,043072) pu$$

4.1.2.- IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO DEL SIC EN POR UNIDAD

$$\dot{i}_{cc1\phi_T}(pu) = \frac{\dot{i}_{cc1\phi_T}(A)}{I_{B1}} = \frac{(8866 \angle -82,484590^\circ) A}{374,902772 A} = (23,648798 \angle -82,484590^\circ) pu$$

$$\dot{i}_0(pu) = \frac{\dot{i}_{cc1\phi_T}(pu)}{3} = \frac{(23,648798 \angle -82,484590^\circ) pu}{3} = (7,882933 \angle -82,484590^\circ) pu$$

$$\dot{Z}_{0-SIC}(pu) = \frac{(1,0 \angle 0^\circ) - (2 \cdot (7,882933 \angle -82,484590^\circ) \cdot (0,043533 \angle 81,658302^\circ))}{(7,882933 \angle -82,484590^\circ)}$$

$$\dot{Z}_{0-SIC}(pu) = (0,039820 \angle 84,291481^\circ) pu = (0,003961 + j0,039623) pu$$

4.2.- PARÁMETROS DE SECUENCIA DEL GENERADOR TRIFÁSICO G

Un generador es una máquina eléctrica capaz de mantener una diferencia de potencial en sus bornes convirtiendo energía mecánica en energía eléctrica. A los generadores se les conoce como grupos electrógenos y permiten abastecer de energía eléctrica frente a cortes o ausencia de esta. La Norma ISO 8528-1 define las potencias que es capaz de suministrar un generador.

- POTENCIA PRIME:

Potencia nominal que es capaz de suministrar bajo condiciones de carga variable por un número ilimitado de horas al año. Este régimen incorpora un 10% de sobrecarga, disponible durante 2 horas por evento con un tiempo de operación que no debe superar el

8% del tiempo total de operación. Este es un régimen restringido, que sólo debe utilizarse como respaldo para las horas puntas de consumo de energía eléctrica.

- POTENCIA CONTINUA:

Potencia nominal que es capaz de entregar con carga constante durante un número ilimitado de horas al año, normalmente es un 80% de la potencia prime.

- POTENCIA STAND-BY:

Potencia nominal ante cargas variables, disponible durante 500 horas al año. Este régimen no contempla capacidad de sobrecarga, se usa sólo en plantas de generación de emergencia, no para aplicaciones industriales.

Los valores de reactancias para los diferentes regímenes de estudio se obtuvieron de la Tabla N°4.1. Cabe destacar que esta tabla es utilizada por el CDEC-SIC (Centro de Despacho Económico de Carga) para validar las unidades generadoras del SIC.

Las razones X/R para generadores y motores sincrónicos se obtienen de la Fig. 4.1 y permiten calcular la resistencia de estas máquinas eléctricas (en base propia).

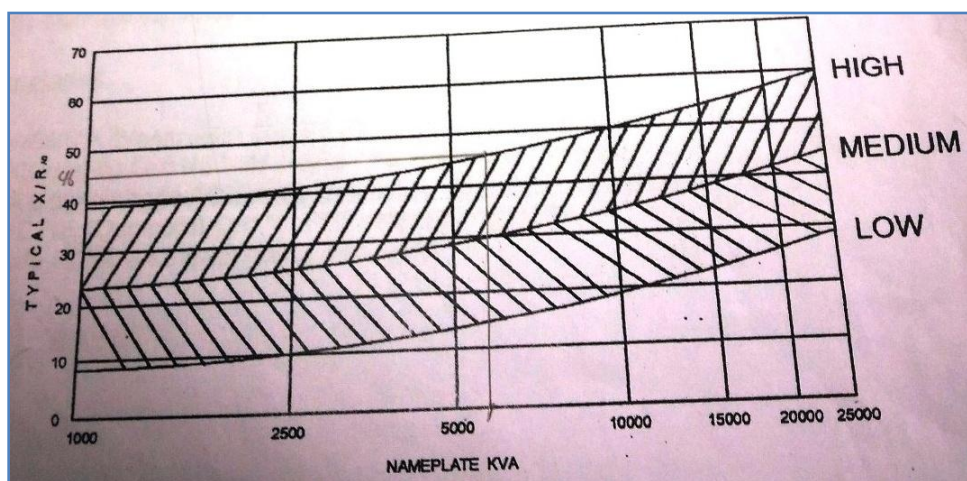


Fig.4.1 Razones X/R para generadores y motores sincrónicos

GENERADOR TRIFÁSICO G

- **Ubicación** → S/E N°2 - **Fabricante** → LUREYE
- **Potencia Continua** = 22,5 MW
- $V_{NOMINAL-LL} = V_G = 6 \text{ kV}$ - $f_{Potencia-Operación} = 0,90 \text{ i}$
- **Número de Polos** = 4
- **Tipo de Generador** → Turbo - Generador

- **Tipo de Enfriamiento** → *Enfriamiento Convencional*
- $X''_d = 0,19 \text{ pu}$ (En Base de 25 MVA) → Dato de Tabla N°4.1
- $X'_d = 0,26 \text{ pu}$ (En Base de 25 MVA) → Dato de Tabla N°4.1
- $X_d = X_1 = 1,38 \text{ pu}$ (En Base de 25 MVA) → Dato de Tabla N°4.1
- $X_2 = X_0 = X''_d = 0,19 \text{ pu}$ (En Base de 25 MVA) → Dato de Tabla N°4.1
- $\frac{X_d}{R} = 45 \rightarrow$ De Fig. 4.1 $\rightarrow R = \frac{X_d}{45} = \frac{1,38 \text{ pu}}{45} = 0,030667 \text{ pu}$ (En Base de 25 MVA)

La información proporcionada por la Tabla N°4.1 y la Fig.4.1 se encuentra en base propia, siendo necesario efectuar un cambio de base aplicando la siguiente expresión.

$$X_N(\text{pu}) = X_A(\text{pu}) * \left(\frac{S_N}{S_A}\right) * \left(\frac{V_A}{V_N}\right)^2 \quad (4.2.1)$$

$$X''_d(\text{pu}) = 0,19 * \left(\frac{100 \text{ MVA}}{25 \text{ MVA}}\right) * \left(\frac{6 \text{ kV}}{6 \text{ kV}}\right)^2$$

$$X''_d(\text{pu}) = 0,76 \text{ pu} \rightarrow \text{Reactancia subtransitoria de eje directo en base de 100 MVA}$$

$$X'_d(\text{pu}) = 0,26 * \left(\frac{100 \text{ MVA}}{25 \text{ MVA}}\right) * \left(\frac{6 \text{ kV}}{6 \text{ kV}}\right)^2$$

$$X'_d(\text{pu}) = 1,04 \text{ pu} \rightarrow \text{Reactancia transitoria de eje directo en base de 100 MVA}$$

$$X_d(\text{pu}) = 1,38 * \left(\frac{100 \text{ MVA}}{25 \text{ MVA}}\right) * \left(\frac{6 \text{ kV}}{6 \text{ kV}}\right)^2$$

$$X_d(\text{pu}) = X_1(\text{pu}) = 5,52 \text{ pu} \rightarrow \text{Reactancia permanente de eje directo en base de 100 MVA}$$

$$X_2(\text{pu}) = X_0(\text{pu}) = 0,19 * \left(\frac{100 \text{ MVA}}{25 \text{ MVA}}\right) * \left(\frac{6 \text{ kV}}{6 \text{ kV}}\right)^2$$

$$X_2(\text{pu}) = X_0(\text{pu}) = 0,76 \text{ pu} \rightarrow \text{Reactancias de secuencia negativa y cero en base de 100 MVA}$$

$$R = 0,030667 * \left(\frac{100 \text{ MVA}}{25 \text{ MVA}}\right) * \left(\frac{6 \text{ kV}}{6 \text{ kV}}\right)^2$$

$$R = 0,122668 \text{ pu} \rightarrow \text{Resistencia en base de 100 MVA}$$

4.3.- PARÁMETROS DE SECUENCIA DE LOS MOTORES SINCRÓNICOS

El motor sincrónico está formado por un estator (parte fija) y rotor (parte móvil). El estator contiene un devanado trifásico llamado devanado inducido y un circuito magnético. El rotor contiene un devanado de corriente continua, denominado devanado de campo y un devanado en cortocircuito que impide que el motor opere a una velocidad distinta que la velocidad sincrónica (devanado amortiguador). El rotor es accionado por una fuente mecánica mientras que se alimenta con corriente continua el devanado de campo, creando

un campo magnético en el entrehierro que genera una tensión senoidal en los bornes del estator. Los motores sincrónicos tienen las siguientes aplicaciones en la industria.

- CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA:

Al operar con un factor de potencia capacitivo, permite disminuir los niveles de potencia reactiva consumida por cargas inductivas, mejorando el rendimiento del sistema.

- OPERACIÓN A VELOCIDAD CONSTANTE:

Es capaz de mantener la velocidad constante bajo sobrecarga y durante oscilaciones de tensión.

- ALTA CAPACIDAD DE TORQUE:

Es capaz de mantener la velocidad constante con grandes variaciones de carga, ya que posee una alta capacidad de sobrecarga.

- ALTO RENDIMIENTO:

Posee una alta eficiencia en la conversión de energía eléctrica en energía mecánica.

Los valores de reactancias para los diferentes regímenes de estudio se obtuvieron de la Tabla N°4.2. Esta tabla es utilizada por el CDEC-SIC (Centro de Despacho Económico de Carga) para validar motores sincrónicos en el SIC.

4.3.1.- MOTOR SINCRÓNICO MS1

- **Ubicación** → S/E N°3 - **Fabricante** → WEG

- **Potencia** = 12 MVA

- $V_{NOMINAL-LL} = V_{MS1} = 15,3 \text{ kV}$

- $f_{Potencia-Operación} = 0,86 \text{ c}$

- **Velocidad de Operación** → Rápida

- $X''_d = 0,18 \text{ pu}$ (En Base de 12 MVA) → Dato de Tabla N°4.2

- $X'_d = 0,30 \text{ pu}$ (En Base de 12 MVA) → Dato de Tabla N°4.2

- $X_d = X_1 = 0,65 \text{ pu}$ (En Base de 12 MVA) → Dato de Tabla N°4.2

- $X_2 = 0,19 \text{ pu}$ (En Base de 12 MVA) → Dato de Tabla N°4.2

- $X_0 = 0,05 \text{ pu}$ (En Base de 12 MVA) → Dato de Tabla N°4.2

- $\frac{X_d}{R} = 52 \rightarrow$ De Fig. 4.1 $\rightarrow R = \frac{X_d}{52} = \frac{0,65 \text{ pu}}{52} = 0,012500 \text{ pu}$ (En Base de 12 MVA)

$$X''_d(\text{pu}) = 0,18 * \left(\frac{100 \text{ MVA}}{12 \text{ MVA}}\right) * \left(\frac{15,3 \text{ kV}}{15,3 \text{ kV}}\right)^2$$

$X''_d(\text{pu}) = 1,5 \text{ pu} \rightarrow$ Reactancia subtransitoria de eje directo en base de 100 MVA

$$X'_d(\text{pu}) = 0,30 * \left(\frac{100 \text{ MVA}}{12 \text{ MVA}}\right) * \left(\frac{15,3 \text{ kV}}{15,3 \text{ kV}}\right)^2$$

$X'_d(\text{pu}) = 2,5 \text{ pu} \rightarrow$ Reactancia transitoria de eje directo en base de 100 MVA

$$X_d(pu) = 0,65 * \left(\frac{100 \text{ MVA}}{12 \text{ MVA}}\right) * \left(\frac{15,3 \text{ kV}}{15,3 \text{ kV}}\right)^2$$

$$X_d(pu) = X_1(pu) = 5,416667 \text{ pu} \rightarrow \text{Reactancia permanente de eje directo en base de 100 MVA}$$

$$X_2(pu) = 0,19 * \left(\frac{100 \text{ MVA}}{12 \text{ MVA}}\right) * \left(\frac{15,3 \text{ kV}}{15,3 \text{ kV}}\right)^2$$

$$X_2(pu) = 1,583333 \text{ pu} \rightarrow \text{Reactancia de secuencia negativa en base de 100 MVA}$$

$$X_0(pu) = 0,05 * \left(\frac{100 \text{ MVA}}{12 \text{ MVA}}\right) * \left(\frac{15,3 \text{ kV}}{15,3 \text{ kV}}\right)^2$$

$$X_0(pu) = 0,416667 \text{ pu} \rightarrow \text{Reactancia de secuencia cero en base de 100 MVA}$$

$$R = 0,012500 * \left(\frac{100 \text{ MVA}}{12 \text{ MVA}}\right) * \left(\frac{15,3 \text{ kV}}{15,3 \text{ kV}}\right)^2$$

$$R = 0,104167 \text{ pu} \rightarrow \text{Resistencia en base de 100 MVA}$$

4.3.2.- MOTOR SINCRÓNICO MS2

– **Ubicación** → S/E N°3 – **Fabricante** → WEG

– **Potencia** = 5 MVA

– $V_{NOMINAL-LL} = V_{MS1} = 15,3 \text{ kV}$

– $f_{Potencia-Operación} = 0,90 \text{ c}$

– **Velocidad de Operación** → Rápida

– $X''_d = 0,18 \text{ pu}$ (En Base de 5 MVA) → Dato de Tabla N°4.2

– $X'_d = 0,30 \text{ pu}$ (En Base de 5 MVA) → Dato de Tabla N°4.2

– $X_d = X_1 = 0,65 \text{ pu}$ (En Base de 5 MVA) → Dato de Tabla N°4.2

– $X_2 = 0,19 \text{ pu}$ (En Base de 5 MVA) → Dato de Tabla N°4.2

– $X_0 = 0,05 \text{ pu}$ (En Base de 5 MVA) → Dato de Tabla N°4.2

– $\frac{X_d}{R} = 45 \rightarrow$ De De Fig. 4.1 → $R = \frac{X_d}{45} = \frac{0,65 \text{ pu}}{45} = 0,014444 \text{ pu}$ (En Base de 5 MVA)

$$X''_d(pu) = 0,18 * \left(\frac{100 \text{ MVA}}{5 \text{ MVA}}\right) * \left(\frac{15,3 \text{ kV}}{15,3 \text{ kV}}\right)^2$$

$$X''_d(pu) = 3,6 \text{ pu} \rightarrow \text{Reactancia subtransitoria de eje directo en base de 100 MVA}$$

$$X'_d(pu) = 0,30 * \left(\frac{100 \text{ MVA}}{5 \text{ MVA}}\right) * \left(\frac{15,3 \text{ kV}}{15,3 \text{ kV}}\right)^2$$

$$X'_d(pu) = 6 \text{ pu} \rightarrow \text{Reactancia transitoria de eje directo en base de 100 MVA}$$

$$X_d(pu) = 0,65 * \left(\frac{100 \text{ MVA}}{5 \text{ MVA}}\right) * \left(\frac{15,3 \text{ kV}}{15,3 \text{ kV}}\right)^2$$

$$X_d(pu) = X_1(pu) = 13 \text{ pu} \rightarrow \text{Reactancia permanente de eje directo en base de 100 MVA}$$

$$X_2 (pu) = 0,19 * \left(\frac{100 \text{ MVA}}{5 \text{ MVA}}\right) * \left(\frac{15,3 \text{ kV}}{15,3 \text{ kV}}\right)^2$$

$$X_2(pu) = 3,8 pu \rightarrow \text{Reactancia de secuencia negativa en base de 100 MVA}$$

$$X_0 (pu) = 0,05 * \left(\frac{100 \text{ MVA}}{5 \text{ MVA}}\right) * \left(\frac{15,3 \text{ kV}}{15,3 \text{ kV}}\right)^2$$

$$X_0(pu) = 1,0 pu \rightarrow \text{Reactancia de secuencia cero en base de 100 MVA}$$

$$R = 0,014444 * \left(\frac{100 \text{ MVA}}{5 \text{ MVA}}\right) * \left(\frac{15,3 \text{ kV}}{15,3 \text{ kV}}\right)^2$$

$$R = 0,288880 pu \rightarrow \text{Resistencia en base de 100 MVA}$$

4.3.3.- MOTOR SINCRÓNICO MS3

– **Ubicación** → S/E N°5

– **Fabricante** → WEG

– **Potencia** = 12 MVA

– $V_{NOMINAL-LL} = V_{MS2} = 4,16 \text{ kV}$

– $f_{Potencia-Operación} = 0,90 \text{ c}$

– **Velocidad de Operación** → Lenta

– $X''_d = 0,20 pu$ (En Base de 12 MVA) → Dato de Tabla N°4.2

– $X'_d = 0,35 pu$ (En Base de 12 MVA) → Dato de Tabla N°4.2

– $X_d = X_1 = 0,80 pu$ (En Base de 12 MVA) → Dato de Tabla N°4.2

– $X_2 = 0,35 pu$ (En Base de 12 MVA) → Dato de Tabla N°4.2

– $X_0 = 0,07 pu$ (En Base de 12 MVA) → Dato de Tabla N°4.2

– $\frac{X_d}{R} = 22 \rightarrow$ De Fig. 4.1 $\rightarrow R = \frac{X_d}{22} = \frac{0,80 pu}{22} = 0,036364 pu$ (En Base de 12 MVA)

$$X''_d(pu) = 0,20 * \left(\frac{100 \text{ MVA}}{12 \text{ MVA}}\right) * \left(\frac{4,16 \text{ kV}}{4,16 \text{ kV}}\right)^2$$

$$X''_d(pu) = 1,666667 pu \rightarrow \text{Reactancia subtransitoria de eje directo en base de 100 MVA}$$

$$X'_d(pu) = 0,35 * \left(\frac{100 \text{ MVA}}{12 \text{ MVA}}\right) * \left(\frac{4,16 \text{ kV}}{4,16 \text{ kV}}\right)^2$$

$$X'_d(pu) = 2,916667 pu \rightarrow \text{Reactancia transitoria de eje directo en base de 100 MVA}$$

$$X_d(pu) = 0,80 * \left(\frac{100 \text{ MVA}}{12 \text{ MVA}}\right) * \left(\frac{4,16 \text{ kV}}{4,16 \text{ kV}}\right)^2$$

$$X_d(pu) = X_1(pu) = 6,666667 pu \rightarrow \text{Reactancia permanente de eje directo en base de 100 MVA}$$

$$X_2 (pu) = 0,35 * \left(\frac{100 \text{ MVA}}{12 \text{ MVA}}\right) * \left(\frac{4,16 \text{ kV}}{4,16 \text{ kV}}\right)^2$$

$$X_2(pu) = 2,916667 pu \rightarrow \text{Reactancia de secuencia negativa en base de 100 MVA}$$

$$X_0(pu) = 0,07 * \left(\frac{100 \text{ MVA}}{12 \text{ MVA}}\right) * \left(\frac{4,16 \text{ kV}}{4,16 \text{ kV}}\right)^2$$

$$X_0(pu) = 0,583333 pu \rightarrow \text{Reactancia de secuencia cero en base de 100 MVA}$$

$$R = 0,036364 * \left(\frac{100 \text{ MVA}}{12 \text{ MVA}}\right) * \left(\frac{4,16 \text{ kV}}{4,16 \text{ kV}}\right)^2$$

$$R = 0,303033 pu \rightarrow \text{Resistencia en base de 100 MVA}$$

4.5.- PARÁMETROS DE SECUENCIA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

4.5.1.- IMPEDANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA

$$\dot{Z}_{1-LT} = \dot{Z}_{2-LT} = \dot{Z}_{LT} \quad (4.5.1.1)$$

LÍNEA DE TRANSMISIÓN 1, EN OHM

$$\dot{Z}_{1-LT1}(\Omega) = \dot{Z}_{2-LT1}(\Omega) = \dot{Z}_{LT1}(\Omega) = (1,916800 + j1,358246)\Omega$$

LÍNEA DE TRANSMISIÓN 1, EN PU

$$\text{Zona 2} \rightarrow \text{Zona de 69 kV} \rightarrow V_{B2} = 69 \text{ kV} \rightarrow Z_{B2} = 47,61 \Omega$$

$$\dot{Z}_{1-LT1}(pu) = \dot{Z}_{2-LT1}(pu) = \dot{Z}_{LT1}(pu) = \frac{(1,916800 + j1,358246)\Omega}{47,61 \Omega}$$

$$\dot{Z}_{1-LT1}(pu) = \dot{Z}_{2-LT1}(pu) = \dot{Z}_{LT1}(pu) = (0,040260 + j0,028529) pu$$

LÍNEA DE TRANSMISIÓN 2, EN OHM

$$\dot{Z}_{1-LT2}(\Omega) = \dot{Z}_{2-LT2}(\Omega) = \dot{Z}_{LT2}(\Omega) = (0,5990 + j0,412027)\Omega$$

LÍNEA DE TRANSMISIÓN 2, EN PU

$$\text{Zona 2} \rightarrow \text{Zona de 69 kV} \rightarrow V_{B2} = 69 \text{ kV} \rightarrow Z_{B2} = 47,61 \Omega$$

$$\dot{Z}_{1-LT2}(pu) = \dot{Z}_{2-LT2}(pu) = \dot{Z}_{LT2}(pu) = \frac{(0,5990 + j0,412027)\Omega}{47,61 \Omega}$$

$$\dot{Z}_{1-LT2}(pu) = \dot{Z}_{2-LT2}(pu) = \dot{Z}_{LT2}(pu) = (0,012581 + j0,008654) pu$$

LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN, EN OHM

$$\dot{Z}_{1-LD}(\Omega) = \dot{Z}_{2-LD}(\Omega) = \dot{Z}_{LD}(\Omega) = (0,141225 + j0,397451)\Omega$$

LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN, EN PU

$$\text{Zona 3} \rightarrow \text{Zona de } 15,3 \text{ kV} \rightarrow V_{B3} = 15,3 \text{ kV} \rightarrow Z_{B3} = 2,3409 \Omega$$

$$\dot{Z}_{1-LD}(pu) = \dot{Z}_{2-LD}(pu) = \dot{Z}_{LD}(pu) = \frac{(0,141225 + j0,397451)\Omega}{2,3409 \Omega}$$

$$\dot{Z}_{1-LD}(pu) = \dot{Z}_{2-LD}(pu) = \dot{Z}_{LD}(pu) = (0,060329 + j0,169786) pu$$

4.5.2.- IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO

$$\dot{Z}_{0-LT} = R_a + R_e + j(X_a + X_e - 2X_d) \Omega/km \quad (4.5.2.1)$$

$$R_e = (0,0029646 * f) \Omega/km \rightarrow \text{Comportamiento resistivo de la tierra} \quad (4.5.2.2)$$

$$R_e = 0,0029646 * 50 = 0,148230 \Omega/km \rightarrow \text{Constante}$$

$$X_e = 0,0043413 * f * \log \left(4,6655 * 10^6 * \frac{\rho}{f} \right) \quad (4.5.2.3)$$

LÍNEA DE TRANSMISIÓN 1, EN OHM

$$\rho = 100 (\Omega * m) \rightarrow X_e = 0,0043413 * 50 * \log \left(4,6655 * 10^6 * \frac{100}{50} \right) = 1,512927 \Omega/km$$

$$\dot{Z}_{0-LT1} = [(0,5990 + 0,148230) + j(0,297383 + 1,512927 - (2 * 0,127069))] \Omega/km * 3,2 km$$

$$\dot{Z}_{0-LT1} = (2,391136 + j4,979750)\Omega$$

LÍNEA DE TRANSMISIÓN 1, EN PU

$$\dot{Z}_{0-LT1}(pu) = \frac{(2,391136 + j4,979750)\Omega}{47,61 \Omega} = (0,050223 + j0,104595) pu$$

LÍNEA DE TRANSMISIÓN 2, EN OHM

$$\rho = 120 (\Omega * m) \rightarrow X_e = 0,0043413 * 50 * \log \left(4,6655 * 10^6 * \frac{120}{50} \right) = 1,530115 \Omega/km$$

$$\dot{Z}_{0-LT2} = [(0,5990 + 0,148230) + j(0,297383 + 1,530115 - (2 * 0,114644))] \Omega/km * 1 km$$

$$\dot{Z}_{0-LT2} = (0,747230 + j1,598210)\Omega$$

LÍNEA DE TRANSMISIÓN 2, EN PU

$$\dot{Z}_{0-LT2}(pu) = \frac{(0,747230 + j1,598210)\Omega}{47,61 \Omega} = (0,015695 + j0,033569) pu$$

LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN, EN OHM

$$\rho = 120 (\Omega * m) \rightarrow X_e = 0,0043413 * 50 * \log \left(4,6655 * 10^6 * \frac{120}{50} \right) = 1,530115 \Omega/km$$

$$\dot{Z}_{0-LD} = [(0,094150 + 0,148230) + j(0,152580 + 1,530115 - (2 * 0,112387))] \Omega/km * 1,5 km$$

$$\dot{Z}_{0-LD} = (0,363570 + j2,186882) \Omega$$

LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN, EN PU

$$\dot{Z}_{0-LD}(pu) = \frac{(0,363570 + j2,186882) \Omega}{2,3409 \Omega} = (0,155312 + j0,934206) pu$$

4.6.- PARÁMETROS DE SECUENCIA DE TRANSFORMADORES

4.6.1.- IMPEDANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA, NEGATIVA Y CERO

$$\dot{Z}_1 = \dot{Z}_2 = \dot{Z}_0 = \dot{Z}_T \rightarrow \text{Para transformadores de poder} \quad (4.6.1.1)$$

TRANSFORMADOR T1

$$\dot{Z}_{T1}(pu) = (0,095 \angle 88,320253^\circ) pu = (0,002785 + j0,094959) pu \rightarrow \text{En Base de 55 MVA}$$

$$\dot{Z}_{1-T1} = \dot{Z}_{2-T1} = \dot{Z}_{0-T1} = (0,002785 + j0,094959) * \left(\frac{100 MVA}{55 MVA} \right) * \left(\frac{154 kV}{154 kV} \right)^2$$

$$\dot{Z}_{1-T1} = \dot{Z}_{2-T1} = \dot{Z}_{0-T1} = (0,005064 + j0,172653) pu \rightarrow \text{En base de 100 MVA}$$

IMPEDANCIA SERIE DE T1 VISTA DESDE EL PRIMARIO

$$\text{Zona 1} \rightarrow \text{Zona de 154 kV} \rightarrow V_{B1} = 154 kV$$

$$Z_{B1} = \frac{(V_{B1})^2}{S_B} = \frac{(154 kV)^2}{100 MVA} = 237,16 \Omega$$

$$\dot{Z}_{1-T1} = \dot{Z}_{2-T1} = \dot{Z}_{0-T1} = (0,005064 + j0,172653) * 237,16 \Omega = (1,200978 + j40,946385) \Omega$$

IMPEDANCIA SERIE DE T1 VISTA DESDE EL SECUNDARIO

$$\dot{Z}_{1-T1} = \dot{Z}_{2-T1} = \dot{Z}_{0-T1} = (0,005064 + j0,172653) * 47,61 \Omega = (0,241097 + j8,220009) \Omega$$

TRANSFORMADOR T2

$$\dot{Z}_{T2}(pu) = (0,08 \angle 87,583890^\circ) pu = (0,003373 + j0,079929) pu \rightarrow \text{En base de 25 MVA}$$

$$\dot{Z}_{1-T2} = \dot{Z}_{2-T2} = \dot{Z}_{0-T2} = (0,003373 + j0,079929) * \left(\frac{100 \text{ MVA}}{25 \text{ MVA}}\right) * \left(\frac{69 \text{ kV}}{69 \text{ kV}}\right)^2$$

$$\dot{Z}_{1-T2} = \dot{Z}_{2-T2} = \dot{Z}_{0-T2} = (0,013492 + j0,319716) pu \rightarrow \text{En base de 100 MVA}$$

IMPEDANCIA SERIE DE T2 VISTA DESDE EL PRIMARIO

$$\dot{Z}_{1-T2} = \dot{Z}_{2-T2} = \dot{Z}_{0-T2} = (0,013492 + j0,319716) * 47,61 \Omega = (0,642354 + j15,221679)\Omega$$

IMPEDANCIA SERIE DE T2 VISTA DESDE EL SECUNDARIO

$$\text{Zona 4} \rightarrow \text{Zona de 6 kV} \rightarrow V_{B4} = 6 \text{ kV}$$

$$Z_{B4} = \frac{(V_{B4})^2}{S_B} = \frac{(6 \text{ kV})^2}{100 \text{ MVA}} = 0,36 \Omega$$

$$\dot{Z}_{1-T2} = \dot{Z}_{2-T2} = \dot{Z}_{0-T2} = (0,013492 + j0,319716) * 0,36 \Omega = (0,004857 + j0,115098)\Omega$$

TRANSFORMADOR T3

IMPEDANCIA SERIE DE T3 VISTA DESDE EL PRIMARIO

$$\dot{Z}_{1-T3} = \dot{Z}_{2-T3} = \dot{Z}_{0-T3} = (1,248035 + j7,924611) \Omega$$

IMPEDANCIA SERIE DE T3 VISTA DESDE EL SECUNDARIO

$$\dot{Z}_{1-T3} = \dot{Z}_{2-T3} = \dot{Z}_{0-T3} = (0,061364 + j0,389640) \Omega$$

IMPEDANCIA SERIE DEL TRANSFORMADOR T3, EN PU

$$\dot{Z}_{T3}(pu) = \frac{(1,248035 + j7,924611) \Omega}{47,61 \Omega} = \frac{(0,061364 + j0,389640) \Omega}{2,3409}$$

$$\dot{Z}_{1-T3} = \dot{Z}_{2-T3} = \dot{Z}_{0-T3} = (0,026214 + j0,166448) pu \rightarrow \text{En base de 100 MVA}$$

TRANSFORMADOR T4

IMPEDANCIA SERIE DE T4 VISTA DESDE EL PRIMARIO

$$\dot{Z}_{1-T4} = \dot{Z}_{2-T4} = \dot{Z}_{0-T4} = (1,248038 + j9,948690) \Omega$$

IMPEDANCIA SERIE DE T4 VISTA DESDE EL SECUNDARIO

$$\dot{Z}_{1-T4} = \dot{Z}_{2-T4} = \dot{Z}_{0-T4} = (0,061364 + j0,489160) \Omega$$

IMPEDANCIA SERIE DEL TRANSFORMADOR T4, EN PU

$$\dot{Z}_{T4}(pu) = \frac{(1,248038 + j9,948690) \Omega}{47,61 \Omega} = \frac{(0,061364 + j0,489160) \Omega}{2,3409}$$

$$\dot{Z}_{1-T4} = \dot{Z}_{2-T4} = \dot{Z}_{0-T4} = (0,026214 + j0,208962) pu \rightarrow \text{En base de 100 MVA}$$

TRANSFORMADOR T5

$$\dot{Z}_{T5}(pu) = (0,065 \angle 86,922545^\circ) pu = (0,003490 + j0,064906) pu \rightarrow \text{En base de 12 MVA}$$

$$\dot{Z}_{1-T5} = \dot{Z}_{2-T5} = \dot{Z}_{0-T5} = (0,003490 + j0,064906) * \left(\frac{100 \text{ MVA}}{12 \text{ MVA}}\right) * \left(\frac{15,3 \text{ kV}}{15,3 \text{ kV}}\right)^2$$

$$\dot{Z}_{1-T5} = \dot{Z}_{2-T5} = \dot{Z}_{0-T5} = (0,029083 + j0,540883) pu \rightarrow \text{En base de 100 MVA}$$

IMPEDANCIA SERIE DE T5 VISTA DESDE EL PRIMARIO

$$\dot{Z}_{1-T5} = \dot{Z}_{2-T5} = \dot{Z}_{0-T5} = (0,029083 + j0,540883) * 2,3409 \Omega = (0,068080 + j1,266153) \Omega$$

IMPEDANCIA SERIE DE T5 VISTA DESDE EL SECUNDARIO

$$\text{Zona 5} \rightarrow \text{Zona de 4,16 kV} \rightarrow V_{B5} = 4,16 \text{ kV}$$

$$Z_{B5} = \frac{(V_{B5})^2}{S_B} = \frac{(4,16 \text{ kV})^2}{100 \text{ MVA}} = 0,173056 \Omega$$

$$\dot{Z}_{1-T5} = \dot{Z}_{2-T5} = \dot{Z}_{0-T5} = (0,029083 + j0,540883) * 0,173056 \Omega = (0,005033 + j0,093603) \Omega$$

Tabla N°4.3 Valores en 0/1 en base de 100 MVA

EQUIPO	DENOM.	Z''	Z'	Z1	Z2	Z0
PUNTO DE EMPALME	SIC			(0,006316+j0,043072)	(0,006316+j0,043072)	(0,003961+j0,039623)
GENERADOR	G	(0,122668+j0,760000)	(0,122668+j1,040000)	(0,122668+j5,520000)	(0,122668+j0,760000)	(0,122668+j0,760000)
MOTOR SINCRÓNICO 1	MS1	(0,104167+j1,500000)	(0,104167+j2,500000)	(0,104167+j5,416667)	(0,104167+j1,583333)	(0,104167+0,416667)
MOTOR SINCRÓNICO 2	MS2	(0,288880+j3,600000)	(0,288880+j6,000000)	(0,288880+j13,000000)	(0,288880+j3,800000)	(0,288880+j1,000000)
MOTOR SINCRÓNICO 3	MS3	(0,303033+j1,666667)	(0,303033+j2,916667)	(0,303033+j6,666667)	(0,303033+j2,916667)	(0,303033+j0,583333)
LÍNEA DE TRANSMISIÓN 1	LT1			(0,040260+j0,028529)	(0,040260+j0,028529)	(0,050223+j0,104595)
LÍNEA DE TRANSMISIÓN 2	LT2			(0,012581+j0,008654)	(0,012581+j0,008654)	(0,015695+j0,033569)
LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN	LD			(0,060329+j0,169786)	(0,060329+j0,169786)	(0,155312+j0,934206)
TRANSFORMADOR 1	T1			(0,005064+j0,172653)	(0,005064+j0,172653)	(0,005064+j0,172653)
TRANSFORMADOR 2	T2			(0,013492+j0,319716)	(0,013492+j0,319716)	(0,013492+j0,319716)
TRANSFORMADOR 3	T3			(0,026214+j0,166448)	(0,026214+j0,166448)	(0,026214+j0,166448)
TRANSFORMADOR 4	T4			(0,026214+j0,208962)	(0,026214+j0,208962)	(0,026214+j0,208962)
TRANSFORMADOR 5	T5			(0,029083+j0,540883)	(0,029083+j0,540883)	(0,029083+j0,540883)

CAPÍTULO V: SISTEMAS DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS

5.1.- INTERRUPTORES DE PODER

La Norma NEMA reúne a todos los fabricantes de equipos eléctricos americanos y designa con un número 52 a los interruptores de poder de media y alta tensión.

A diferencia de un interruptor de baja tensión, un 52 no es capaz, por sí solo, de discernir si debe o no abrir frente a una determinada falla. Este proceso es realizado por un relé de sobrecorriente, el cual censa, en todo momento, las corrientes que están fluyendo por la red eléctrica y en caso que estas superen valores prefijados con anterioridad (pickup), operará con la unidad 50/50N (operación instantánea) o unidad 51/51N (operación con retardo) según sea la magnitud de las corrientes de falla dando orden de apertura al 52.

En resumen, quién da la orden de apertura frente a una determinada contingencia es el relé de sobrecorriente, no el interruptor de poder. No obstante lo anterior, del punto de vista de las protecciones eléctricas, el elemento más sensible es el interruptor, ya que debe ser capaz de:

- 1.- **Soportar** la corriente de cortocircuito en el instante inmediatamente posterior a ocurrida la falla.
- 2.- **Abrir** una corriente de cortocircuito que dependiendo de la configuración de la red eléctrica, puede ser igual o inferior a la corriente de cortocircuito que debe ser capaz de soportar.

La corriente de cortocircuito que debe ser capaz de **soportar** el interruptor inmediatamente después de ocurrida la falla define la **capacidad momentánea** del mismo y se le conoce como **corriente momentánea** o **corriente de primer medio ciclo**. Para calcular esta corriente las máquinas rotativas deben ser modeladas con su **impedancia subtransiente**.

La corriente de cortocircuito que debe ser capaz de **abrir** el interruptor define la **capacidad de ruptura** del mismo. Para calcular esta corriente los **generadores** deben ser modelados con su **impedancia subtransiente**, los **motores sincrónicos** con su **impedancia transiente** y los **motores de inducción no aportan** bajo esta condición.

5.1.1.- CARACTERÍSTICAS DE UN INTERRUPTOR DE PODER

Las características más relevantes a la hora de dimensionar un interruptor son:

- Voltaje nominal
- Corriente nominal
- Capacidad momentánea
- Capacidad de ruptura
- Tiempo de operación, en ciclos, que tarda el 52 en interrumpir la corriente de coci
- Operación exterior (a la intemperie) u operación interior (switchgear)

5.1.2.- CAPACIDAD MOMENTÁNEA PARA FALLA TRIFÁSICA

El cálculo de la capacidad momentánea contempla determinar la corriente de cortocircuito más alta **que circula a través del interruptor**, para ello se deben simular 2 fallas: una falla justo antes y una falla justo después del 52, buscando calcular la mayor corriente de cortocircuito que pasa a través del interruptor.

Lo anterior se realiza sólo para falla trifásica, es decir, por cada interruptor se simulan 2 fallas, para estas fallas se calculan las corrientes de cortocircuito que pasan a través de los interruptores, siendo la capacidad momentánea la mayor de estas corrientes.

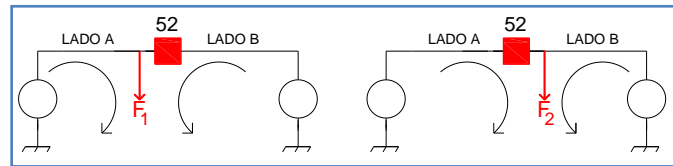


Fig.5.1 Cálculo de corrientes momentáneas para interruptores de poder

Tal como se ve en la Fig.5.1, en todas aquellas fallas impares importa la corriente proveniente del lado B, mientras que para las fallas pares es la corriente del lado A la que efectivamente pasa a través del interruptor. Se calculan la corriente de falla en el lado B para F1 y la corriente de falla en el lado A para F2, se comparan estas 2 corrientes y se elige la mayor, siendo esta la corriente más alta que debe ser capaz de soportar el interruptor de poder inmediatamente después de ocurrida la falla. En el caso particular de este seminario de titulación, sólo se calcularán las capacidades momentáneas asimétricas de los interruptores para falla trifásica, ya que esta es la peor condición del punto de vista de la máxima corriente de cortocircuito que deben soportar los interruptores de poder.

CÁLCULO DE CORRIENTE MOMENTÁNEA ASIMÉTRICA - INTERRUPTOR 52-1

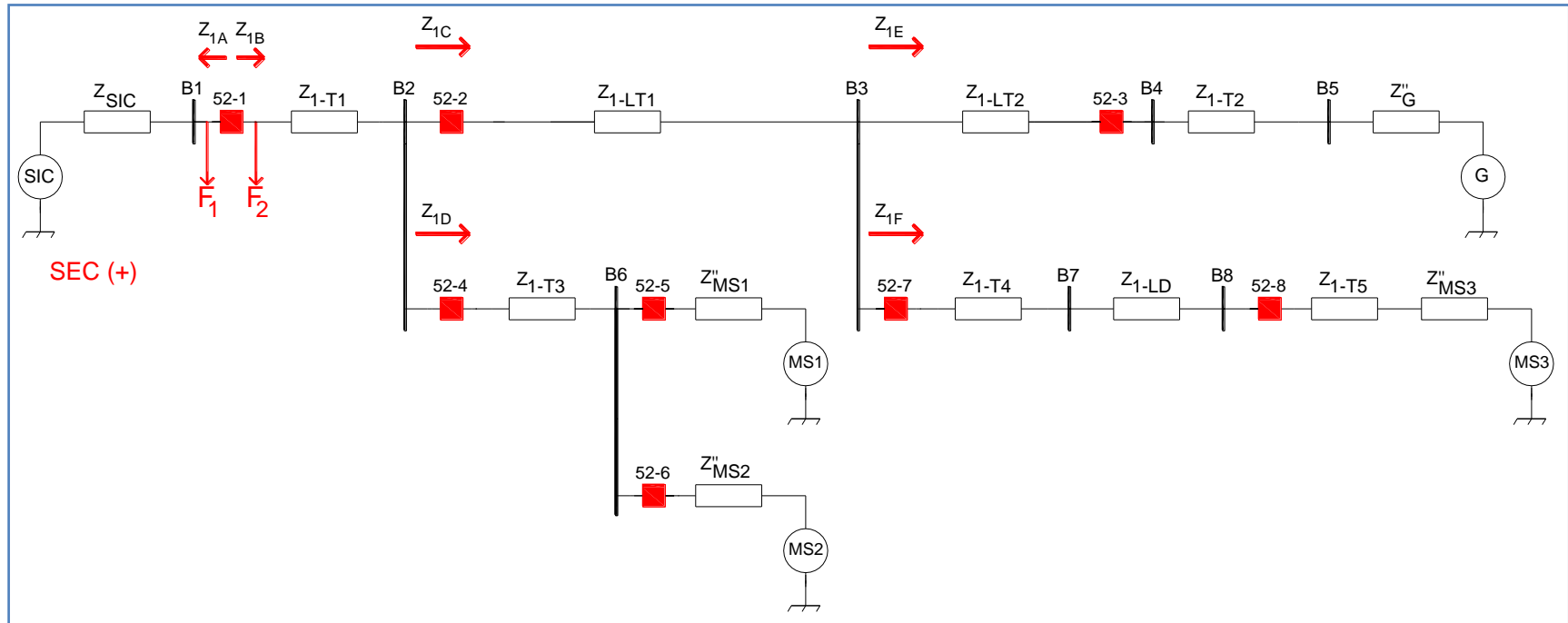


Fig.5.2 Red de secuencia positiva - cálculo de corrientes momentáneas para el interruptor 52-1

FALLA TRIFÁSICA F1

$$\dot{Z}_{1B} = \dot{Z}_{1-T1} + (\dot{Z}_{1C} // \dot{Z}_{1D})$$

$$\dot{Z}_{1C} = \dot{Z}_{1-LT1} + (\dot{Z}_{1E} // \dot{Z}_{1F})$$

$$\dot{Z}_{1D} = \dot{Z}_{1-T3} + (\dot{Z}''_{MS1} // \dot{Z}''_{MS2})$$

$$\dot{Z}_{1E} = (\dot{Z}_{1-LT2} + \dot{Z}_{1-T2} + Z''_G) = (0,012581 + j0,008654) + (0,013492 + j0,319716) + (0,122668 + j0,76)$$

$$\dot{Z}_{1E} = (0,148741 + j1,088370) pu$$

$$\dot{Z}_{1F} = (\dot{Z}_{1-T4} + \dot{Z}_{1-LD} + \dot{Z}_{1-T5} + Z''_{MS3})$$

$$\dot{Z}_{1F} = (0,026214 + j0,208962) + (0,060329 + j0,169786) + (0,029083 + j0,540883) + (0,303033 + j1,666667)$$

$$\dot{Z}_{1F} = (0,418659 + j2,586298) pu$$

$$\dot{Z}_{1C} = (0,040260 + j0,028529) + [(0,148741 + j1,088370) // (0,418659 + j2,586298)]$$

$$\dot{Z}_{1C} = (0,040260 + j0,028529) + (0,110391 + j0,766114)$$

$$\dot{Z}_{1C} = (0,150651 + j0,794643) pu$$

$$\dot{Z}_{1D} = (0,026214 + j0,166448) + [(0,104167 + j1,5) // (0,288880 + j3,6)]$$

$$\dot{Z}_{1D} = (0,026214 + j0,166448) + (0,076891 + j1,058849)$$

$$\dot{Z}_{1D} = (0,103105 + j1,225297) pu$$

$$\dot{Z}_{1B} = (0,005064 + j0,172653) + [(0,150651 + j0,794643) // (0,103105 + j1,225297)]$$

$$\dot{Z}_{1B} = (0,005064 + j0,172653) + (0,071233 + j0,483290)$$

$$\dot{Z}_{1B} = (0,076297 + j0,655943)$$

$$i_{CC3\phi\sim 52-1} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{\dot{Z}_{1B}} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{(0,076297 + j0,655943)}$$

$$i_{CC3\phi\sim 52-1} = (1,514313 \angle -83,365369^\circ) pu \rightarrow \text{Simétrica}$$

FALLA TRIFÁSICA F2

$$\dot{Z}_{1A} = \dot{Z}_{1-SIC} = (0,006316 + j0,043072) pu$$

$$i_{CC3\phi\sim 52-1} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{\dot{Z}_{1A}} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{(0,006316 + j0,043072)}$$

$$i_{CC3\phi\sim 52-1} = (22,971280 \angle -81,657706^\circ) pu \rightarrow \text{Simétrica}$$

$$I_{CC-ASIM} = k * I_{CC-SIM} \quad - \quad k = \sqrt{1 + 2e^{-4\pi * f * \frac{R}{X} * t}} \quad - \quad t = 0,01 \text{ seg}$$

$$k = \sqrt{1 + 2e^{-4\pi * f * \frac{R}{X} * t}} = \sqrt{1 + 2e^{-4\pi * 50 * \frac{0,006316}{0,043072} * 0,01}} = 1,340134$$

$$\dot{I}_{cc3\phi-52-1} = 1,340134 * 22,971280 = 30,784593 \text{ pu} \rightarrow \text{Asimétrica}$$

Por lo tanto, la capacidad momentánea asimétrica del 52-1 debe ser:

$$\text{Capacidad momentánea asimétrica}_{52-1} = 30,784593 \text{ pu}$$

$$\text{Zona 1} \rightarrow \text{Zona de } 154 \text{ kV} \rightarrow V_{B1} = 154 \text{ kV}$$

$$I_{B1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} * V_{B1}} = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 154 \text{ kV}} = 374,902772 \text{ A}$$

$$\text{Capacidad momentánea asimétrica}_{52-1} = (30,784593 * 374,902772 \text{ A}) = 11,541229 \text{ kA}$$

CÁLCULO DE CORRIENTE MOMENTÁNEA ASIMÉTRICA - INTERRUPTOR 52-2

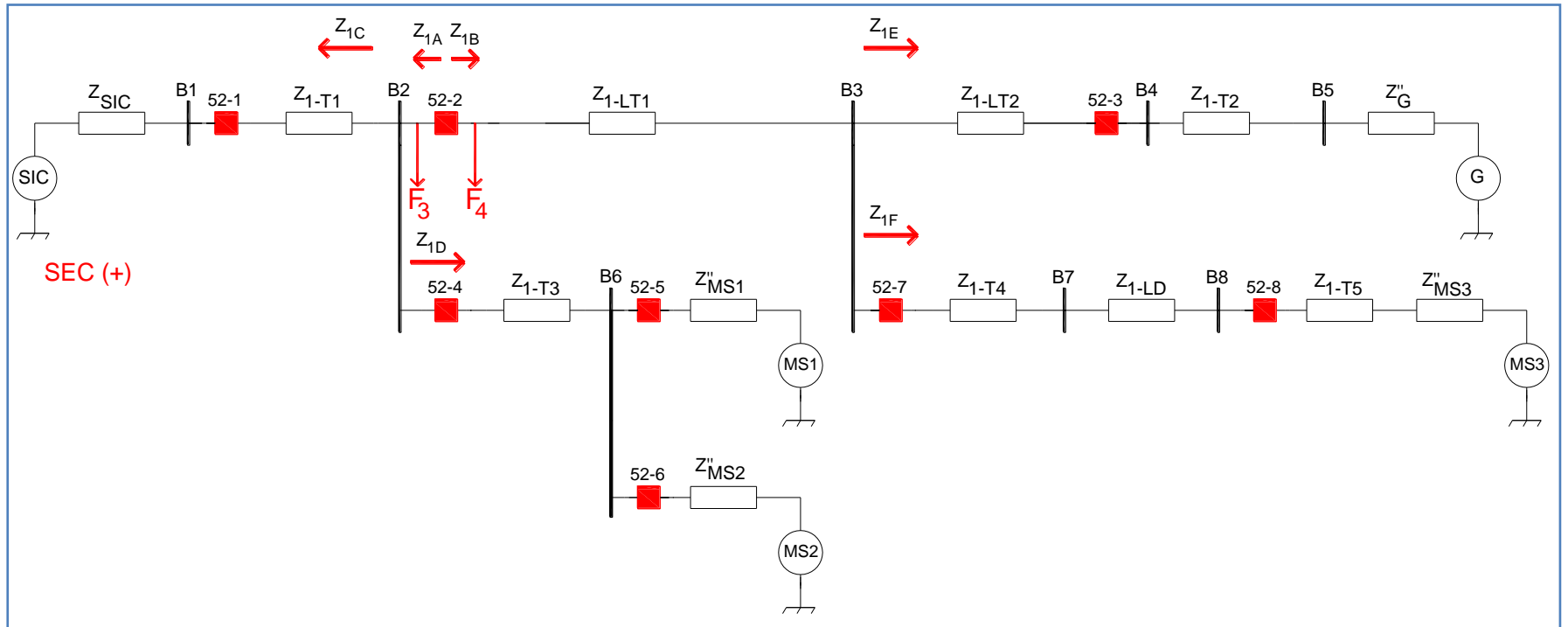


Fig.5.3 Red de secuencia positiva - cálculo de corrientes momentáneas para el interruptor 52-2

FALLA TRIFÁSICA F3

$$\dot{Z}_{1B} = \dot{Z}_{1-LT1} + (\dot{Z}_{1E} // \dot{Z}_{1F}) = (0,150651 + j0,794643) pu$$

$$i_{CC3\phi\sim 52-2} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{\dot{Z}_{1B}} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{(0,150651 + j0,794643)}$$

$$i_{CC3\phi\sim 52-2} = (1,236404 \angle -79,265081^\circ) pu$$

FALLA TRIFÁSICA F4

$$\dot{Z}_{1A} = (\dot{Z}_{1C} // \dot{Z}_{1D})$$

$$\dot{Z}_{1C} = \dot{Z}_{1-T1} + \dot{Z}_{1-SIC} = (0,005064 + j0,172653) + (0,006316 + j0,043072)$$

$$\dot{Z}_{1C} = (0,011380 + j0,215725) pu$$

$$\dot{Z}_{1D} = \dot{Z}_{1-T3} + (\dot{Z}''_{MS1} // \dot{Z}''_{MS2}) = (0,103105 + j1,225297) pu$$

$$\dot{Z}_{1A} = (0,011380 + j0,215725) // (0,103105 + j1,225297) = (0,010537 + j0,183453)$$

$$i_{CC3\phi\sim 52-2} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{\dot{Z}_{1A}} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{(0,010537 + j0,183453)}$$

$$i_{CC3\phi\sim 52-2} = (5,442018 \angle -86,712711^\circ) pu$$

$$k = \sqrt{1 + 2e^{-4\pi * f * \frac{R}{X} * t}} = \sqrt{1 + 2e^{-4\pi * 50 * \frac{0,010537}{0,183453} * 0,01}} = 1,547293$$

$$i_{CC3\phi\sim 52-2} = 1,547293 * 5,442018 = 8,420396 pu \rightarrow \text{Asimétrica}$$

Por lo tanto, la capacidad momentánea asimétrica del 52-2 debe ser:

$$\text{Capacidad momentánea asimétrica}_{52-2} = 8,420396 pu$$

$$\text{Zona 2} \rightarrow \text{Zona de 69 kV} \rightarrow V_{B2} = 69 kV$$

$$I_{B2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} * V_{B2}} = \frac{100 MVA}{\sqrt{3} * 69 kV} = 836,739521 A$$

$$\text{Capacidad momentánea asimétrica}_{52-2} = 8,420396 * 836,739521 A = 7,045678 kA$$

CÁLCULO DE CORRIENTE MOMENTÁNEA ASIMÉTRICA - INTERRUPTOR 52-3

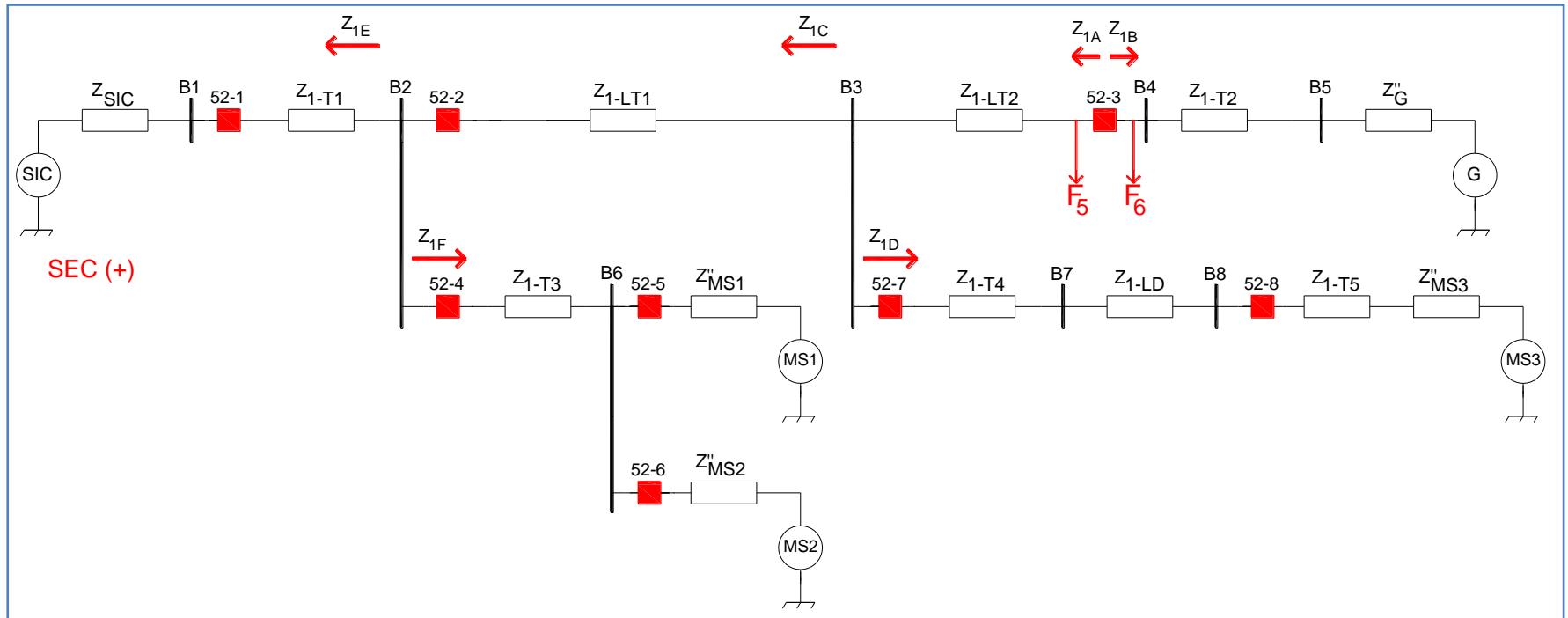


Fig.5.4 Red de secuencia positiva - cálculo de corrientes momentáneas para el interruptor 52-3

FALLA TRIFÁSICA F5

$$\dot{Z}_{1B} = \dot{Z}_{1-T2} + \dot{Z}''_G = (0,013492 + j0,319716) + (0,122668 + j0,76) = (0,136160 + j1,079716) \text{ pu}$$

$$i_{CC3\phi\sim 52-3} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{\dot{Z}_{1B}} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{(0,136160 + j1,079716)} = (0,918892 \angle -82,812528^\circ) \text{ pu}$$

FALLA TRIFÁSICA F6

$$\dot{Z}_{1A} = \dot{Z}_{1-LT2} + (\dot{Z}_{1C} // \dot{Z}_{1D})$$

$$\dot{Z}_{1C} = \dot{Z}_{1-LT1} + (\dot{Z}_{1E} // \dot{Z}_{1F})$$

$$\dot{Z}_{1E} = \dot{Z}_{1-T1} + \dot{Z}_{1-SIC} = (0,011380 + j0,215725) \text{ pu}$$

$$\dot{Z}_{1F} = \dot{Z}_{1-T3} + (\dot{Z}''_{MS1} // \dot{Z}''_{MS2}) = (0,103105 + j1,225297) \text{ pu}$$

$$\dot{Z}_{1C} = (0,040260 + j0,028529) + [(0,011380 + j0,215725) // (0,103105 + j1,225297)]$$

$$\dot{Z}_{1C} = (0,040260 + j0,028529) + (0,010537 + j0,183453) = (0,050797 + j0,211982) \text{ pu}$$

$$\dot{Z}_{1D} = \dot{Z}_{1-T4} + \dot{Z}_{1-LD} + \dot{Z}_{1-T5} + \dot{Z}''_{MS3}$$

$$\dot{Z}_{1D} = (0,418659 + j2,586298) \text{ pu}$$

$$\dot{Z}_{1A} = (0,012581 + j0,008654) + [(0,050797 + j0,211982) // (0,418659 + j2,586298)]$$

$$\dot{Z}_{1A} = (0,012581 + j0,008654) + (0,045781 + j0,196004) = (0,058362 + j0,204658) \text{ pu}$$

$$i_{CC3\phi\sim 52-3} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{\dot{Z}_{1A}} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{(0,058362 + j0,204658)} = (4,698876 \angle -74,083523^\circ) \text{ pu}$$

$$k = \sqrt{1 + 2e^{-4\pi * f * \frac{R}{X} * t}} = \sqrt{1 + 2e^{-4\pi * 50 * \frac{0,058362}{0,204658} * 0,01}} = 1,1547$$

$$i_{CC3\phi\sim 52-3} = 1,1547 * 4,698876 = 5,425792 \text{ pu} \rightarrow \text{Asimétrica}$$

Por lo tanto, la capacidad momentánea asimétrica del 52-3 debe ser:

$$\text{Capacidad momentánea asimétrica}_{52-3} = 5,425792 \text{ pu}$$

$$\text{Zona 2} \rightarrow \text{Zona de 69 kV} \rightarrow V_{B2} = 69 \text{ kV} \rightarrow I_{B2} = 836,739521 \text{ A}$$

$$\text{Capacidad momentánea asimétrica}_{52-3} = 5,425792 * 836,739521 \text{ A} = 4,539975 \text{ kA}$$

CÁLCULO DE CORRIENTE MOMENTÁNEA ASIMÉTRICA - INTERRUPTOR 52-4

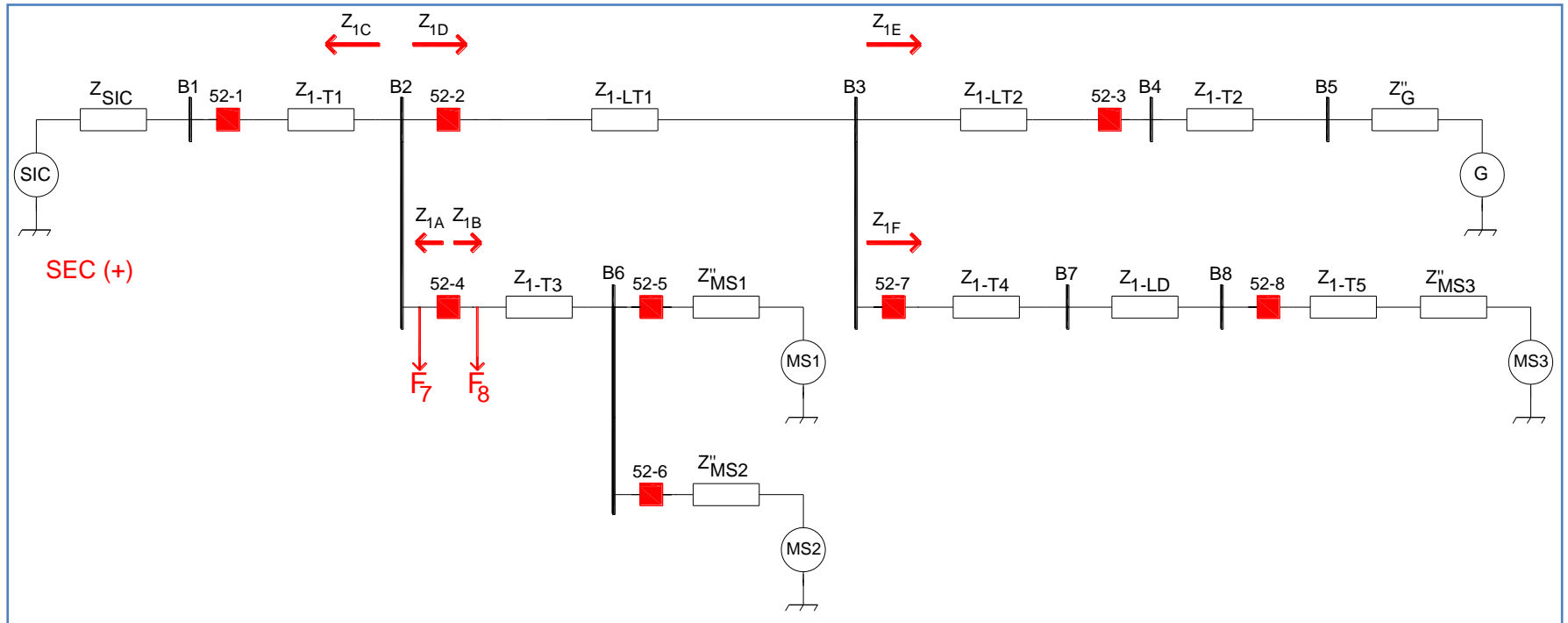


Fig.5.5 Red de secuencia positiva - cálculo de corrientes momentáneas para el interruptor 52-4

FALLA TRIFÁSICA F7

$$\dot{Z}_{1B} = \dot{Z}_{1-T3} + (\dot{Z}''_{MS1} // \dot{Z}''_{MS2})$$

$$\dot{Z}_{1B} = (0,103105 + j1,225297) pu$$

$$I_{CC3\phi \sim 52-4} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{\dot{Z}_{1B}} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{(0,103105 + j1,225297)} = (0,813255 \angle -85,190066^\circ) pu$$

FALLA TRIFÁSICA F8

$$\dot{Z}_{1A} = (\dot{Z}_{1C} // \dot{Z}_{1D})$$

$$\dot{Z}_{1C} = \dot{Z}_{1-T1} + \dot{Z}_{1-SIC} = (0,011380 + j0,215725) pu$$

$$\dot{Z}_{1D} = \dot{Z}_{1-LT1} + (\dot{Z}_{1E} // \dot{Z}_{1F}) = (0,150651 + j0,794643) pu$$

$$\dot{Z}_{1A} = (\dot{Z}_{1C} // \dot{Z}_{1D}) = (0,011380 + j0,215725) // (0,150651 + j0,794643) = (0,013824 + j0,170185) pu$$

$$I_{CC3\phi \sim 52-4} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{\dot{Z}_{1A}} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{(0,013824 + j0,170185)} = (5,856669 \angle -85,356103^\circ) pu$$

$$k = \sqrt{1 + 2e^{-4\pi * f * \frac{R}{X} * t}} = \sqrt{1 + 2e^{-4\pi * 50 * \frac{0,013824}{0,170185} * 0,01}} = 1,483421$$

$$I_{CC3\phi \sim 52-4} = 1,483421 * 5,856669 = 8,687906 pu \rightarrow \text{Asimétrica}$$

Por lo tanto, la capacidad momentánea asimétrica del 52-4 debe ser:

$$\text{Capacidad momentánea asimétrica}_{52-4} = 8,687906 pu$$

$$\text{Zona 2} \rightarrow \text{Zona de 69 kV} \rightarrow V_{B2} = 69 kV \rightarrow I_{B2} = 836,739521 A$$

$$\text{Capacidad momentánea asimétrica}_{52-4} = 8,687906 * 836,739521 A = 7,269514 kA$$

CÁLCULO DE CORRIENTE MOMENTÁNEA ASIMÉTRICA - INTERRUPTOR 52-5

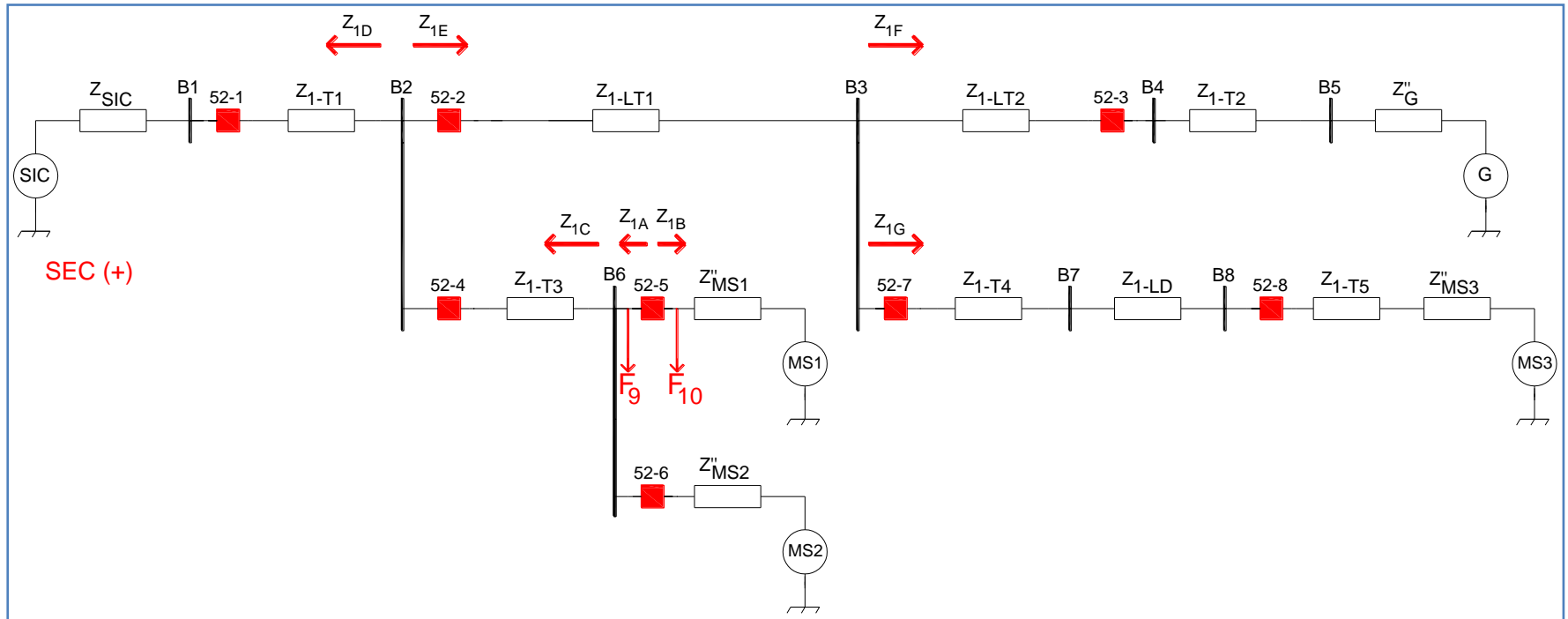


Fig.5.6 Red de secuencia positiva - cálculo de corrientes momentáneas para el interruptor 52-5

FALLA TRIFÁSICA F9

$$\dot{Z}_{1B} = \dot{Z}''_{MS1} = (0,104167 + j1,50) pu$$

$$\dot{I}_{CC3\phi \sim 52-5} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{\dot{Z}_{1B}} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{(0,104167 + j1,50)} = (0,666468 \angle -88,599703^\circ)$$

FALLA TRIFÁSICA F10

$$\dot{Z}_{1A} = (\dot{Z}_{1C} // \dot{Z}''_{MS2})$$

$$\dot{Z}_{1C} = \dot{Z}_{1-T3} + (\dot{Z}_{1D} // \dot{Z}_{1E})$$

$$\dot{Z}_{1D} = \dot{Z}_{1-T1} + \dot{Z}_{1-SIC} = (0,011380 + j0,215725) pu$$

$$\dot{Z}_{1E} = \dot{Z}_{1-LT1} + (\dot{Z}_{1F} // \dot{Z}_{1G}) = (0,150651 + j0,794643) pu$$

$$\dot{Z}_{1C} = (0,026214 + j0,166448) + [(0,011380 + j0,215725) // (0,150651 + j0,794643)]$$

$$\dot{Z}_{1C} = (0,026214 + j0,166448) + (0,013824 + j0,170185) = (0,040038 + j0,336633) pu$$

$$\dot{Z}_{1A} = (0,040038 + j0,336633) // (0,288880 + j3,6) = (0,035593 + j0,307882) pu$$

$$\dot{I}_{CC3\phi \sim 52-5} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{\dot{Z}_{1A}} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{(0,035593 + j0,307882)} = (3,226508 \angle -83,405539^\circ) pu$$

$$k = \sqrt{1 + 2e^{-4\pi * f * \frac{R}{X} * t}} = \sqrt{1 + 2e^{-4\pi * 50 * \frac{0,035593}{0,307882} * 0,01}} = 1,402612$$

$$\dot{I}_{CC3\phi \sim 52-5} = 1,402612 * 3,226508 = 4,525536 pu \rightarrow \text{Asimétrica}$$

Por lo tanto, la capacidad momentánea asimétrica del 52-5 debe ser:

$$\text{Capacidad momentánea asimétrica}_{52-5} = 4,525536 pu$$

$$\text{Zona 3} \rightarrow \text{Zona de } 15,3 \text{ kV} \rightarrow V_{B3} = 15,3 \text{ kV}$$

$$I_{B3} = \frac{S_B}{\sqrt{3} * V_{B2}} = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 15,3 \text{ kV}} = 3773,531171 \text{ A}$$

$$\text{Capacidad momentánea asimétrica}_{52-5} = 4,525536 * 3773,531171 \text{ A} = 17,077251 \text{ kA}$$

CÁLCULO DE CORRIENTE MOMENTÁNEA ASIMÉTRICA - INTERRUPTOR 52-6

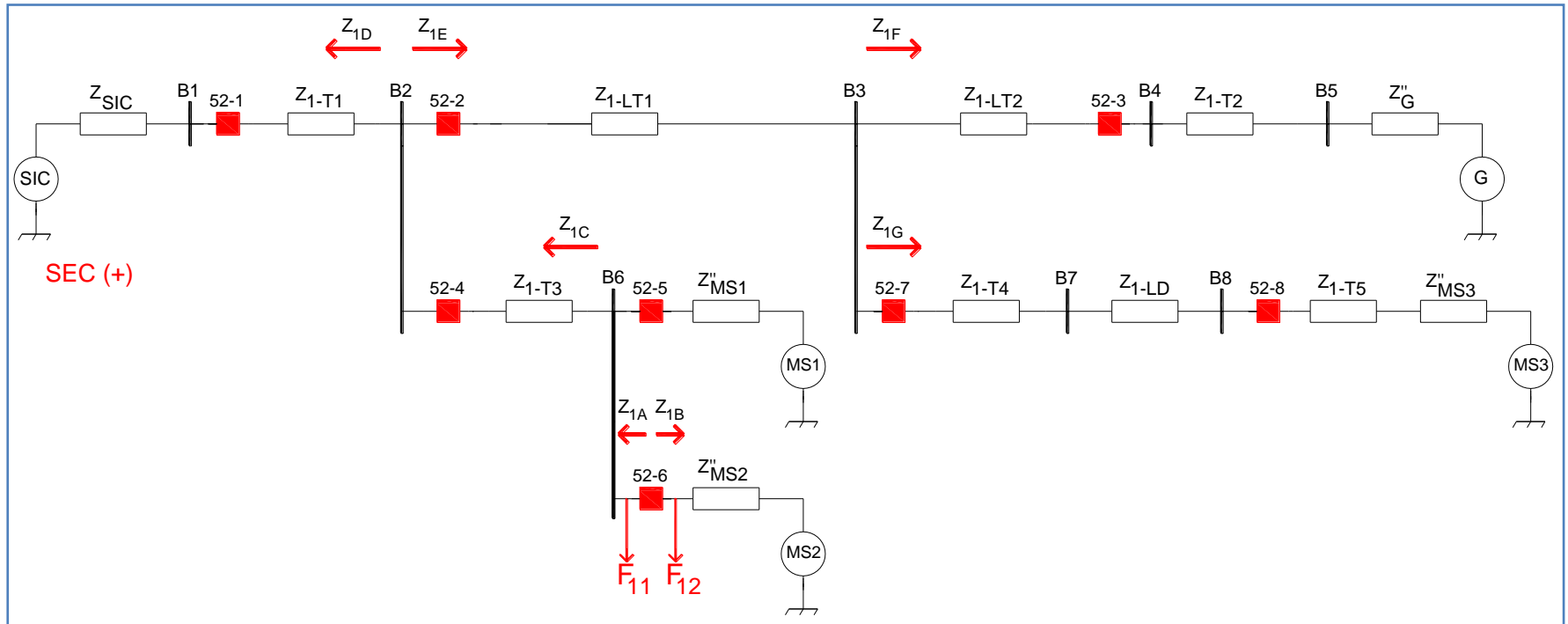


Fig.5.7 Red de secuencia positiva - cálculo de corrientes momentáneas para el interruptor 52-6

FALLA TRIFÁSICA F11

$$\dot{Z}_{1B} = \dot{Z}''_{MS2} = (0,288880 + j3,60) pu$$

$$\dot{I}_{CC3\phi\sim 52-6} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{\dot{Z}_{1B}} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{(0,288880 + j3,60)} = (0,276888 \angle -85,412162^\circ)$$

FALLA TRIFÁSICA F12

$$\dot{Z}_{1A} = (\dot{Z}_{1C} // \dot{Z}''_{MS1})$$

$$\dot{Z}_{1C} = (0,040038 + j0,336633) pu$$

$$\dot{Z}_{1A} = (0,040038 + j0,336633) // (0,104167 + j1,5) = (0,030198 + j0,275032) pu$$

$$\dot{I}_{CC3\phi\sim 52-6} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{\dot{Z}_{1A}} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{(0,030198 + j0,275032)} = (3,614220 \angle -83,734130^\circ) pu$$

$$k = \sqrt{1 + 2e^{-4\pi * f * \frac{R}{X} * t}} = \sqrt{1 + 2e^{-4\pi * 50 * \frac{0,030198}{0,275032} * 0,01}} = 1,415369$$

$$\dot{I}_{CC3\phi\sim 52-6} = 1,415369 * 3,614220 = 5,115455 pu \rightarrow \text{Asimétrica}$$

Por lo tanto, la capacidad momentánea asimétrica del 52-6 debe ser:

$$\text{Capacidad momentánea asimétrica}_{52-6} = 5,115455 pu$$

$$\text{Zona 3} \rightarrow \text{Zona de } 15,3 \text{ kV} \rightarrow V_{B3} = 15,3 \text{ kV}$$

$$I_{B3} = \frac{S_B}{\sqrt{3} * V_{B2}} = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 15,3 \text{ kV}} = 3773,531171 \text{ A}$$

$$\text{Capacidad momentánea asimétrica}_{52-6} = 5,115455 * 3773,531171 \text{ A} = 19,303329 \text{ kA}$$

CÁLCULO DE CORRIENTE MOMENTÁNEA ASIMÉTRICA - INTERRUPTOR 52-7

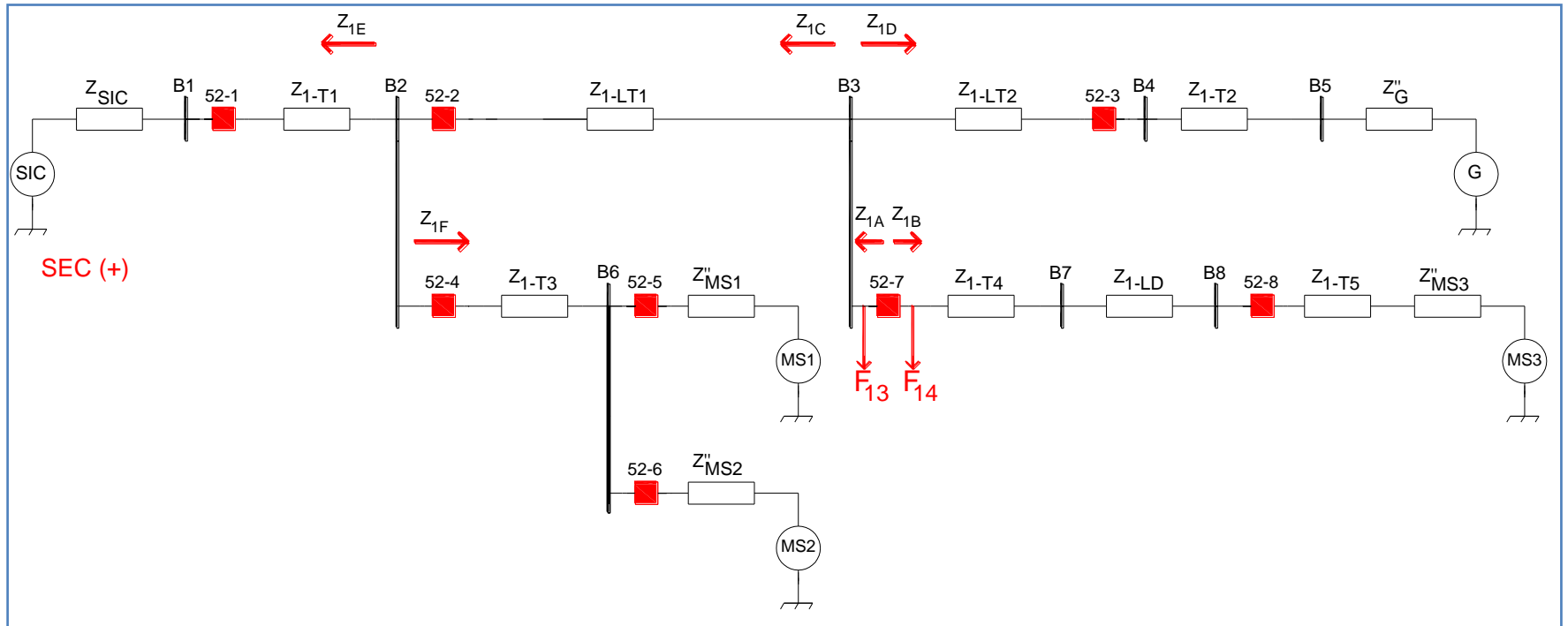


Fig.5.8 Red de secuencia positiva - cálculo de corrientes momentáneas para el interruptor 52-7

FALLA TRIFÁSICA F13

$$\dot{Z}_{1B} = (\dot{Z}_{1-T4} + \dot{Z}_{1-LD} + \dot{Z}_{1-T5} + Z''_{MS2}) = (0,418659 + j2,586298) pu$$

$$i_{CC3\phi\sim 52-7} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{\dot{Z}_{1B}} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{(0,418659 + j2,586298)}$$

$$i_{CC3\phi\sim 52-7} = (0,381685 \angle -80,804962^\circ)$$

FALLA TRIFÁSICA F14

$$\dot{Z}_{1A} = (\dot{Z}_{1C} // \dot{Z}_{1D})$$

$$\dot{Z}_{1C} = (0,050797 + j0,211982)$$

$$\dot{Z}_{1D} = (\dot{Z}_{1-LT2} + \dot{Z}_{1-T2} + Z''_G) = (0,148741 + j1,088370) pu$$

$$\dot{Z}_{1A} = (\dot{Z}_{1C} // \dot{Z}_{1D}) = (0,050797 + j0,211982) // (0,148741 + j1,088370)$$

$$\dot{Z}_{1A} = (0,039500 + j0,177676) pu$$

$$i_{CC3\phi\sim 52-7} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{\dot{Z}_{1A}} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{(0,039500 + j0,177676)} = (5,494090 \angle -77,466139^\circ) pu$$

$$k = \sqrt{1 + 2e^{-4\pi * f * \frac{R}{X} * t}} = \sqrt{1 + 2e^{-4\pi * 50 * \frac{0,039500}{0,177676} * 0,01}} = 1,222601$$

$$i_{CC3\phi\sim 52-7} = 1,222601 * 5,494090 = 6,717080 pu \rightarrow \text{Asimétrica}$$

Por lo tanto, la capacidad momentánea asimétrica del 52-7 debe ser:

$$\text{Capacidad momentánea asimétrica}_{52-7} = 6,717080 pu$$

$$\text{Zona 2} \rightarrow \text{Zona de 69 kV} \rightarrow V_{B2} = 69 kV \rightarrow I_{B2} = 836,739521 A$$

$$\text{Capacidad momentánea asimétrica}_{52-7} = 6,717080 * 836,739521 A = 5,620446 kA$$

CÁLCULO DE CORRIENTE MOMENTÁNEA ASIMÉTRICA - INTERRUPTOR 52-8

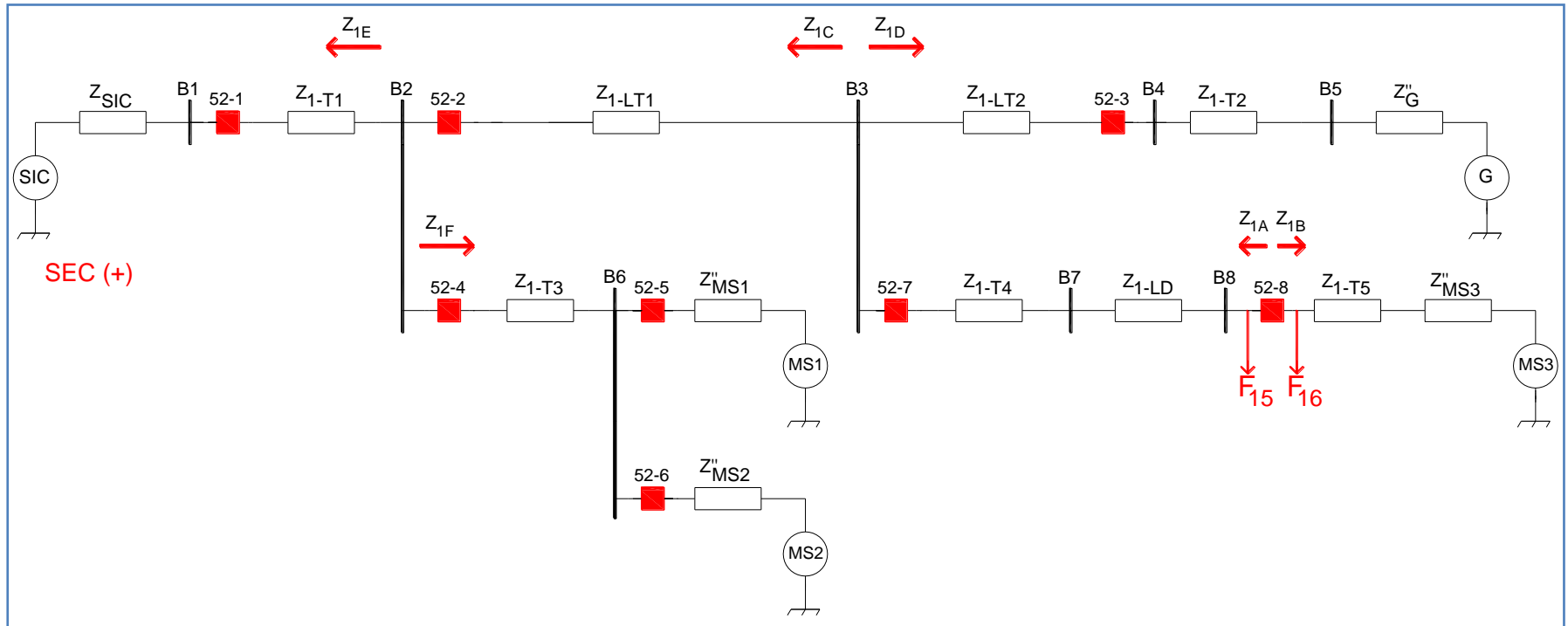


Fig.5.9 Red de secuencia positiva - cálculo de corrientes momentáneas para el interruptor 52-8

FALLA TRIFÁSICA F15

$$\dot{Z}_{1B} = \dot{Z}_{1-T5} + \dot{Z}''_{MS3}$$

$$\dot{Z}_{1B} = (0,029083 + j0,540883) + (0,303033 + j1,666667)$$

$$\dot{Z}_{1B} = (0,332116 + j2,207550) \text{ pu}$$

$$i_{CC3\phi\sim 52-8} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{\dot{Z}_{1B}} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{(0,332116 + j2,207550)}$$

$$i_{CC3\phi\sim 52-8} = (0,447950 \angle -81,444272^\circ)$$

FALLA TRIFÁSICA F16

$$\dot{Z}_{1A} = \dot{Z}_{1-LD} + \dot{Z}_{1-T4} + (\dot{Z}_{1C} // \dot{Z}_{1D})$$

$$\dot{Z}_{1C} = (0,050797 + j0,211982)$$

$$\dot{Z}_{1D} = (\dot{Z}_{1-LT2} + \dot{Z}_{1-T2} + Z''_G) = (0,148741 + j1,088370) \text{ pu}$$

$$\dot{Z}_{1A} = (0,060329 + j0,169786) + (0,026214 + j0,208962) + [(0,050797 + j0,211982) // (0,148741 + j1,088370)]$$

$$\dot{Z}_{1A} = (0,086543 + j0,378748) + (0,039500 + j0,177676)$$

$$\dot{Z}_{1A} = (0,126043 + j0,556424) \text{ pu}$$

$$i_{CC3\phi\sim 52-8} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{\dot{Z}_{1A}} = \frac{1,0 \angle 0^\circ}{(0,126043 + j0,556424)}$$

$$i_{CC3\phi\sim 52-8} = (1,752783 \angle -77,236571^\circ) \text{ pu}$$

$$k = \sqrt{1 + 2e^{-4\pi * f * \frac{R}{X} * t}} = \sqrt{1 + 2e^{-4\pi * 50 * \frac{0,126043}{0,556424} * 0,01}} = 1,217309$$

$$i_{CC3\phi\sim 52-8} = 1,217309 * 1,752783 = 2,133679 \text{ pu} \rightarrow \text{Asimétrica}$$

Por lo tanto, la capacidad momentánea asimétrica del 52-8 debe ser:

$$\text{Capacidad momentánea asimétrica}_{52-8} = 2,133679 \text{ pu}$$

$$\text{Zona 3} \rightarrow \text{Zona de } 15,3 \text{ kV} \rightarrow V_{B3} = 15,3 \text{ kV} \rightarrow I_{B3} = 3773,531171 \text{ A}$$

$$\text{Capacidad momentánea asimétrica}_{52-8} = 2,133679 * 3773,531171 \text{ A} = 8,051504 \text{ kA}$$

Tabla N°5.1 Características de los interruptores de poder

INTERRUPTOR	VOLTAJE NOMINAL	CORRIENTE NOMINAL	CAPACIDAD MOMENTÁNEA ASIMÉTRICA	TIEMPO DE APERTURA
52-1	154 kV	206,196525 A	11,541229 kA	5 ciclos
52-2	69 kV	251,021856 A	7,045678 kA	5 ciclos
52-3	69 kV	209,184880 A	4,539975 kA	5 ciclos
52-4	69 kV	200,817485 A	7,269514 kA	5 ciclos
52-5	15,3 kV	452,823741 A	17,077251 kA	5 ciclos
52-6	15,3 kV	188,676559 A	19,303329 kA	5 ciclos
52-7	69 kV	251,021856 A	5,620446 kA	5 ciclos
52-8	15,3 kV	452,823741 A	8,051504 kA	5 ciclos

5.2.- TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC)

Un transformador de corriente es la interface que relaciona y aísla eléctricamente el sistema eléctrico con los equipos destinados a la protección de este sistema. Permite reproducir en su secundario, una corriente dentro de márgenes adecuados para fines de medición y protección, en una proporción conocida y definida (normalizada).

5.2.1.- CARACTERÍSTICAS DE UN TC

Los parámetros más importantes en la definición de una TC son:

- RAZÓN DE TRANSFORMACIÓN:

Es la relación que existe entre la corriente nominal de servicio del TC y la corriente nominal en el secundario. La corriente nominal secundaria normalizada es de 5 A, sin embargo, si la distancia entre el TC y el equipo de medición/protección es superior a los 30 metros, se utiliza una corriente de 1 A.

- BURDEN:

También conocida como la potencia nominal de un TC, es la capacidad de carga que se puede conectar en su secundario, expresada en VA o en Ohms en presencia de los cuales debe mantener los límites de clase estipulados. La carga de un TC es la propia, la impedancia de los cables y la impedancia de los equipos conectados a su secundario.

- POLARIDAD:

Indica la dirección de la corriente mediante "marcas de polaridad". Cuando la corriente primaria "entra" por la marca, la corriente secundaria "sale" por la marca.

- PRECISIÓN:

Es el error máximo de transformación esperado para una carga determinada. La precisión varía dependiendo de si el TC se utiliza para Medición (M) o Protección (P).

5.2.2.- DIMENSIONAMIENTO DE LOS TC

Algunas razones de transformación disponibles son:

TC: 100/5 - 200/5 - 250/5 - 300/5 - 400/5 - 500/5 - 600/5 - 800/5 - 1200/5

- TC/I:

$$I_N = \frac{55 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 154 \text{ kV}} = 206,196525 \text{ A} \rightarrow T/C = 250/5$$

- TC/2:

$$I_N = \frac{30 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}} = 251,021856 \text{ A} \rightarrow T/C = 300/5$$

- TC/3:

$$I_N = \frac{25 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}} = 209,184880 \text{ A} \rightarrow T/C = 250/5$$

- TC/4:

$$I_N = \frac{24 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}} = 200,817485 \text{ A} \rightarrow T/C = 250/5$$

- TC/5:

$$I_N = \frac{12 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 15,3 \text{ kV}} = 452,823741 \text{ A} \rightarrow T/C = 500/5$$

- TC/6:

$$I_N = \frac{5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 15,3 \text{ kV}} = 188,676559 \text{ A} \rightarrow T/C = 200/5$$

- TC/7:

$$I_N = \frac{30 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}} = 251,021856 \text{ A} \rightarrow T/C = 300/5$$

- TC/8:

$$I_N = \frac{12 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 15,3 \text{ kV}} = 452,823741 \text{ A} \rightarrow T/C = 500/5$$

5.3.- RELÉS DE SOBRECORRIENTE

Es el 'cerebro' dentro del sistema de protecciones eléctricas. Recibe la información proveniente del TC, la compara con un ajuste preestablecido (PickUp) y en función del resultado de esta comparación toma una decisión, enviando una señal de trip al interruptor de poder para que abra. Los relés de sobrecorriente tienen las siguientes características:

- CONFIABILIDAD:

Aunque pase mucho tiempo sin que el relé opere, cuando ocurra una falla este debe operar sí o sí, es decir, se *confía* en que el dispositivo responda frente a una determinada contingencia.

- SELECTIVIDAD:

Hay situaciones anómalas que el relé debe dejar pasar, es decir, debe tener la cualidad de 'esperar un tiempo' antes de operar, ya que pueden ser varios los relés que vean una falla, pero sólo debe operar aquel que se encuentre más cerca del punto de falla, con el objetivo de minimizar los efectos derivados.

- SENSIBILIDAD:

El relé debe ser capaz de distinguir entre situaciones de falla y aquellas que si bien provocan un aumento repentino de corriente, no son anomalías del sistema, por ejemplo, la magnetización (energización) de un transformador.

- RAPIDEZ:

Debe actuar tan rápido o tan lento como se requiera. Si hay más de un dispositivo de protección en el sistema se puede retardar el tiempo de operación de un relé para privilegiar la operación de otros.

- RESPALDO:

El respaldo debe operar cuando la protección principal no cumple con su función, aunque eso implique dejar fuera de funcionamiento equipos que están funcionando de forma normal.

Las protecciones se dividen en:

- UNIDAD 51: Unidad de operación con retardo que facilita la coordinación entre protecciones.

- UNIDAD 50: Unidad de operación instantánea, con tiempos de despeje de 1 a 3 ciclos (sin considerar el tiempo que tarda el interruptor en abrir la corriente de cortocircuito).

5.3.1.- RELÉ GENERAL ELECTRIC MULTILIN 750/760

CARACTERÍSTICAS

- Protección de fase.
- Protección residual.
- Protección direccional.
- Protección por secuencia negativa.
- Por baja frecuencia, entre otras.

CURVAS DE OPERACIÓN

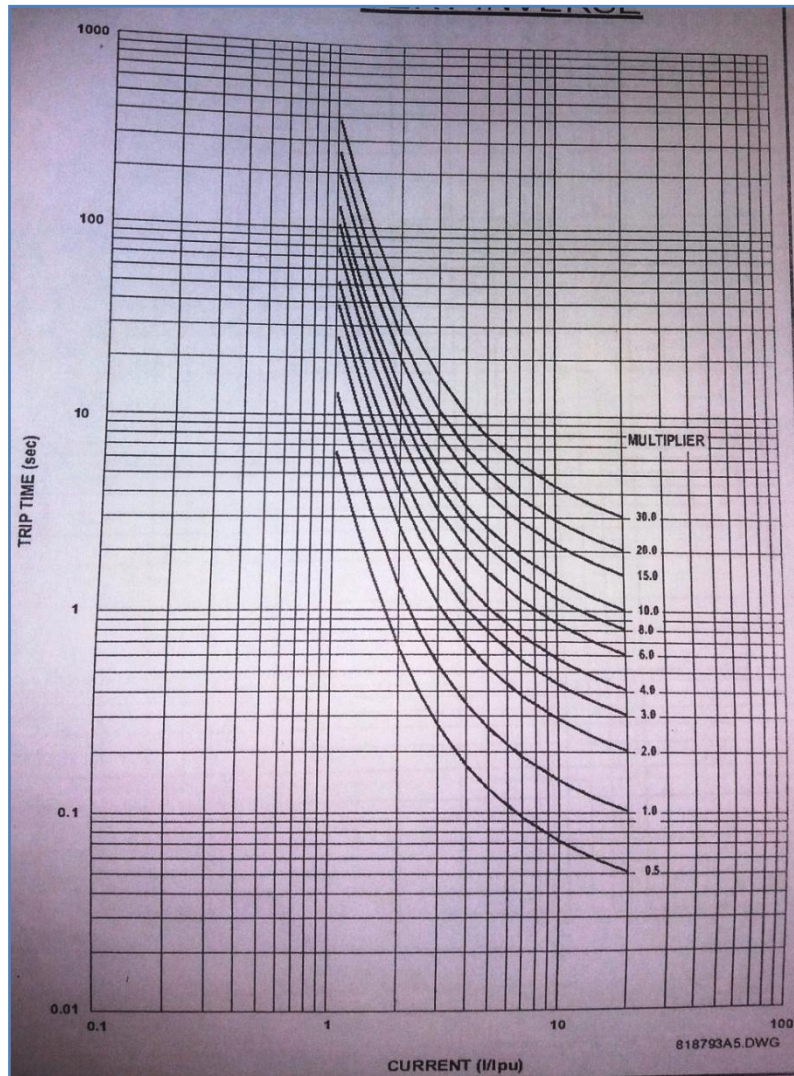


Fig.5.10 Curvas de operación muy inversa - relé GE Multilin 750/760

Tabla N°5.2 Funcionalidad de los relés de sobrecorriente

	R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8
T/C	250/5	300/5	250/5	250/5	500/5	200/5	300/5	500/5
UNIDADES	50/51	50/51	50/51	50/51	50/51	50/51	50/51	50/51
PROTECCIÓN	T1	LT1 y LT2	T2 y G	T3	MS1	MS2	T4 y LD	T5 y MS3
TIPO DE FALLA	TRIFÁSICA	TRIFÁSICA	TRIFÁSICA	TRIFÁSICA	TRIFÁSICA	TRIFÁSICA	TRIFÁSICA	TRIFÁSICA
RESPALDO	A R2	A R7	-	A R5	-	-	A R8	-
TIPO DE FALLA	TRIFÁSICA	-	-	TRIFÁSICA	-	-	TRIFÁSICA	-

5.4.- AJUSTE DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE

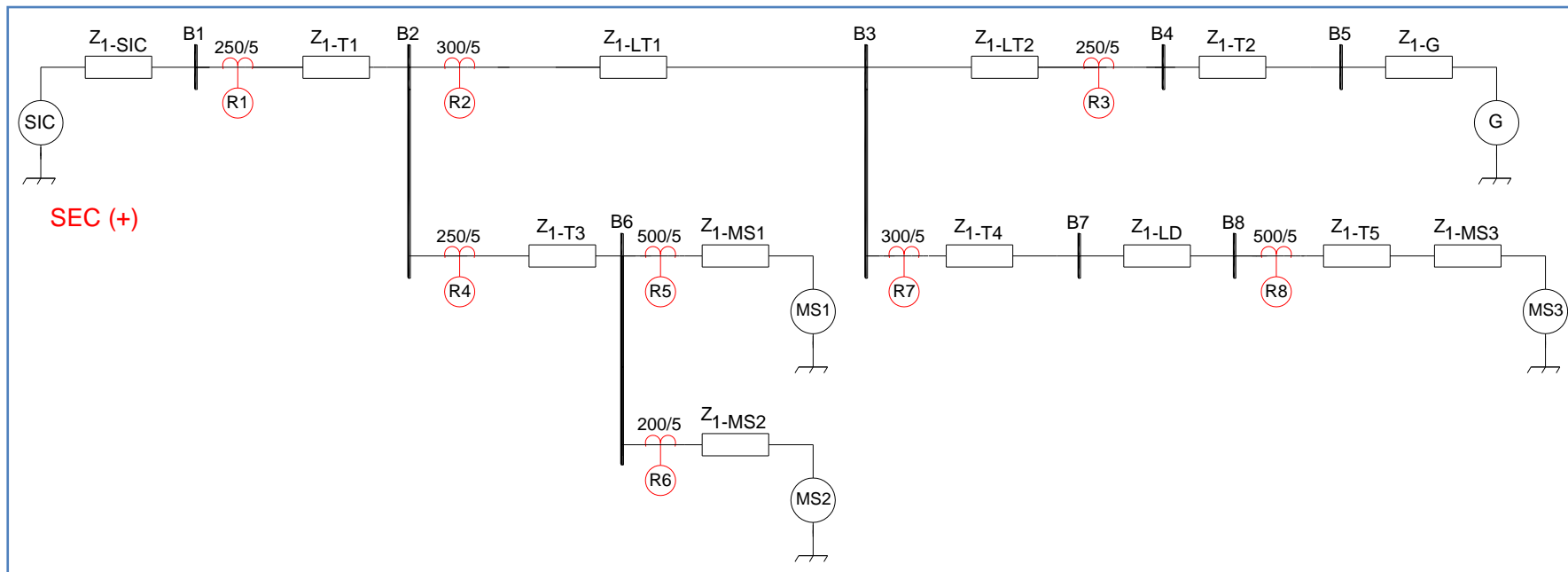


Fig.5.11 Red de secuencia positiva - coordinación de protecciones eléctricas

AJUSTE DE R8 - UNIDAD 51

a) PICKUP

$$I'_{R8} = \left(\frac{12 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 15,3 \text{ kV}} \right) * \left(\frac{5}{500} \right) = 452,823741 \text{ A} * \left(\frac{5}{500} \right) = 4,528237 \text{ As}$$

$$\text{Pickup U51} = 4,53 \text{ A}$$

b) LEVER

- PARTIDA DEL MS3

Se debe seleccionar una curva de operación que permita la partida del motor sincrónico MS3.

$$I_{\text{Partida-MS3}} = 4 * I_{\text{Nominal}} \rightarrow t_{\text{Partida-MS3}} = 1,5 \text{ segundos}$$

$$I'_{R8} = 4 * 452,823741 \text{ A} * \left(\frac{5}{500} \right) = 18,112950 \text{ As} \rightarrow \text{Corriente que ve el relé R8 cuando el MS3 parte}$$

$$N = \frac{18,112950}{4,53} = 3,998444 \cong 4 \xrightarrow{t > 1,5 \text{ segundos}} \mathbf{M\#5}$$

La elección de **M#5** es preliminar, se debe determinar el tiempo de operación del relé de forma exacta con la siguiente expresión, ocupando las constantes A,B,C,D y E correspondientes a la **Curva ANSI Very Inverse**.

$$t = M * \left(A + \frac{B}{(N - C)} + \frac{D}{(N - C)^2} + \frac{E}{(N - C)^3} \right)$$

$$A = 0,0615 \sim B = 0,7989 \sim C = 0,3400 \sim D = -0,2840 \sim E = 4,0505$$

$$\text{Para } M = 5 \sim N = 4 \rightarrow t = 5 * \left(0,0615 + \frac{0,7989}{(4 - 0,34)} + \frac{-0,2840}{(4 - 0,34)^2} + \frac{4,0505}{(4 - 0,34)^3} \right) = 1,705970 \text{ seg}$$

$$\text{Como } t_{\text{op-R8}} = 1,705970 \text{ seg} > 1,5 \text{ seg} = t_{\text{partida-MS3}} \rightarrow \mathbf{M\#5 \text{ permite la partida del MS3}}$$

- MAGNETIZACIÓN DEL TRANSFORMADOR

La *corriente de magnetización* o *corriente Inrush* es una *condición transitoria* que ocurre al momento de energizar un transformador. Esta condición demanda una alta corriente en el primario, dura aproximadamente 0,1 segundos y es posible estimarla en función de la potencia del transformador, utilizando para ello la Tabla N°5.3.

La corriente de magnetización *no es una corriente de falla* y se amortigua al cabo de unos pocos ciclos, por tanto las unidades 50 y 51 *deben* permitir que esta corriente fluya por el primario.

Para evitar una operación indeseada de las unidades 50 y 51 frente a este alto valor de corriente, los relés cuentan con filtros armónicos que estiman la cantidad de armónicos presentes en las corrientes censadas. Esto permite diferenciar la corriente Inrush de una corriente de falla, ya que la primera presenta un alto contenido de armónicos, especialmente de segundo orden, debido a la característica no lineal del núcleo. Si los armónicos de segundo orden superan un valor establecido como parámetro de calibración, se bloquea el disparo de la protección, impidiendo que el relé de orden de apertura al interruptor de poder cuando se energiza el transformador. Las unidades 50 y 51, junto con la protección diferencial 87 cuentan con esta característica, denominada **Retención del 2° Armónico**, que se ajusta para contenidos de 2° armónico de 15% y superiores.

Tabla N°5.3 Múltiplos para obtener el punto de magnetización de transformadores

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR	MÚLTIPLO
MENORES DE 1500 kVA	8
MAYORES QUE 1500 kVA y MENORES QUE 3750 kVA	10
MAYORES DE 3750 kVA	12

$$I_{Inrush-T5} = 12 * \left(\frac{12 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 15,3 \text{ kV}} \right) = 5433,884886 \text{ A} \rightarrow t = 0,1 \text{ segundos} \rightarrow \text{No hay orden de apertura}$$

Por lo tanto:

$$\text{Pickup U51} = 4,53 \text{ A} \sim \text{M\#5}$$

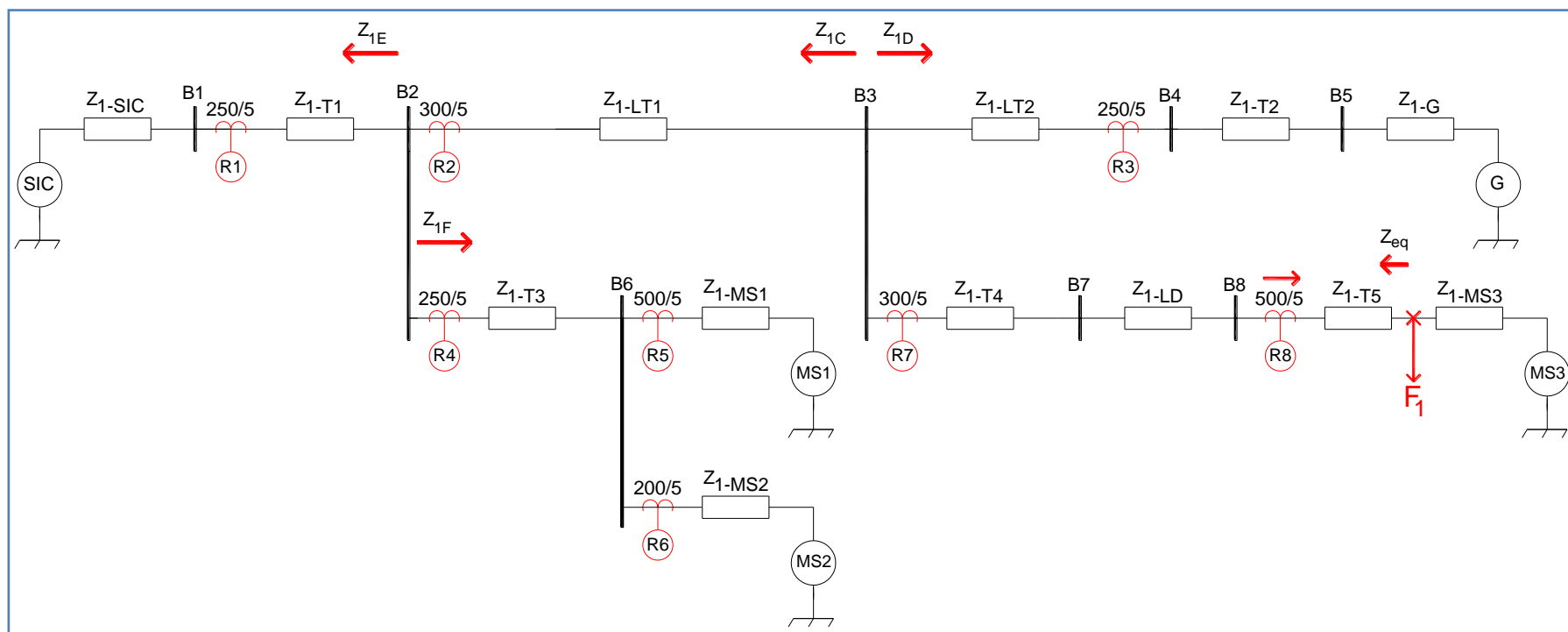


Fig.5.12 Ajuste de unidad 50 relé R8 - Falla F1

AJUSTE DE R8 - UNIDAD 50

- PROTECCIÓN DE T5 Y MS3 FRENTE A FALLA MÍNIMA TRIFÁSICA - F1.

$$\dot{Z}_{eq} = \dot{Z}_{1-T5} + \dot{Z}_{1-LD} + \dot{Z}_{1-T4} + (\dot{Z}_{1C} // \dot{Z}_{1D})$$

$$\dot{Z}_{1C} = \dot{Z}_{1-LT1} + (\dot{Z}_{1E} // \dot{Z}_{1F})$$

$$\dot{Z}_{1E} = \dot{Z}_{1-T1} + \dot{Z}_{1-SIC}$$

$$\dot{Z}_{1E} = (0,005064 + j0,172653) + (0,006316 + j0,043072)$$

$$\dot{Z}_{1E} = (0,011380 + j0,215725) pu$$

$$\dot{Z}_{1F} = \dot{Z}_{1-T3} + (\dot{Z}_{1-MS1} // \dot{Z}_{1-MS2})$$

$$\dot{Z}_{1F} = (0,026214 + j0,166448) + [(0,104167 + j5,416667) // (0,288880 + j13)]$$

$$\dot{Z}_{1F} = (0,026214 + j0,166448) + (0,076893 + j3,823537)$$

$$\dot{Z}_{1F} = (0,103107 + j3,989985) pu$$

$$\dot{Z}_{1C} = (0,040260 + j0,028529) + [(0,011380 + j0,215725) // (0,103107 + j3,989985)]$$

$$\dot{Z}_{1C} = (0,040260 + j0,028529) + (0,010514 + j0,204667)$$

$$\dot{Z}_{1C} = (0,050774 + j0,233196) pu$$

$$\dot{Z}_{1D} = \dot{Z}_{1-LT2} + \dot{Z}_{1-T2} + \dot{Z}_{1-G}$$

$$\dot{Z}_{1D} = (0,012581 + j0,008654) + (0,013492 + j0,319716) + (0,122668 + j5,52)$$

$$\dot{Z}_{1D} = (0,148741 + j5,848370) pu$$

$$\dot{Z}_{eq} = (0,029083 + j0,540883) + (0,060329 + j0,169786) + (0,026214 + j0,208962) + [(0,050774 + j0,233196) // (0,148741 + j5,848370)]$$

$$\dot{Z}_{eq} = (0,115626 + j0,919631) + [(0,050774 + j0,233196) // (0,148741 + j5,848370)]$$

$$\dot{Z}_{eq} = (0,115626 + j0,919631) + (0,047163 + j0,224560)$$

$$\dot{Z}_{eq} = (0,162789 + j1,144191) pu$$

$$I'_{R8} = \left(\frac{1}{\dot{Z}_{eq}}\right) * I_B * \left(\frac{1}{TC}\right) = \left(\frac{1}{(0,162789 + j1,144191)}\right) * 3773,531171 * \left(\frac{5}{500}\right)$$

$$I'_{R8} = (32,651100 \angle -81,902626^\circ) As \rightarrow \text{Para Falla Mínima } 3\phi F1$$

1. Pickup U50 < 32,651100 A → Para proteger a T5 y MS3 con U50

2. Pickup U50 > (18,112950 A * 1,1) = 19,924245 A → Para permitir la partida de MS3 (F.Seg. = 1,1)

$$\text{Pickup U50} = 25 A$$

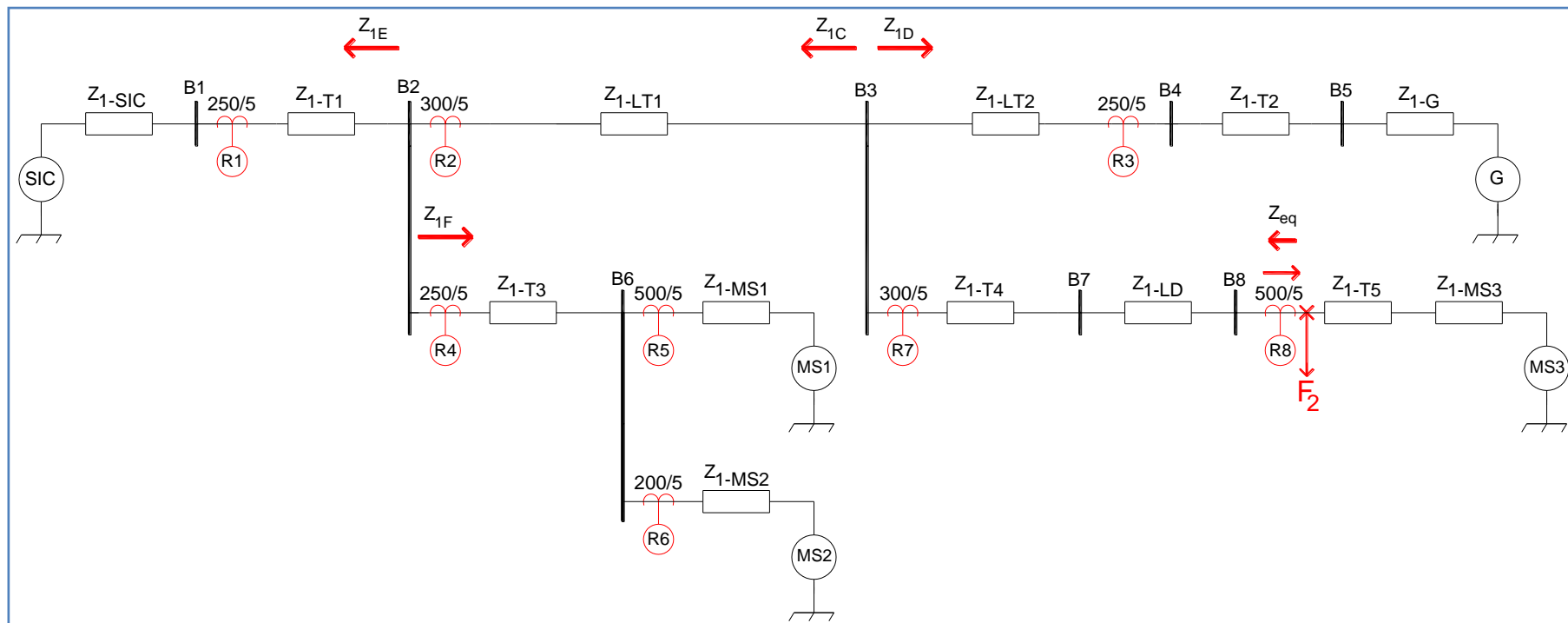


Fig.5.13 TPSR - Falla máxima en R8 - F2

TIEMPO PARA SER RESPALDADO

El relé R8 es respaldado por el relé R7 frente a falla trifásica máxima en R8 - F2.

- FALLA TRIFÁSICA MÁXIMA EN R8 - F2.

$$\dot{Z}_{eq} = \dot{Z}_{1-LD} + \dot{Z}_{1-T4} + (\dot{Z}_{1C} // \dot{Z}_{1D})$$

$$\dot{Z}_{1C} = (0,050774 + j0,233196) pu$$

$$\dot{Z}_{1D} = (0,148741 + j5,848370) pu$$

$$\dot{Z}_{eq} = (0,060329 + j0,169786) + (0,026214 + j0,208962) + [(0,050774 + j0,233196) // (0,148741 + j5,848370)]$$

$$\dot{Z}_{eq} = (0,060329 + j0,169786) + (0,026214 + j0,208962) + (0,047163 + j0,224560)$$

$$\dot{Z}_{eq} = (0,133706 + j0,603308) pu$$

$$I'_{R8} = \left(\frac{1}{\dot{Z}_{eq}} \right) * I_B * \left(\frac{1}{TC} \right) = \left(\frac{1}{(0,133706 + j0,603308)} \right) * 37703,531171 * \left(\frac{5}{500} \right)$$

$$I'_{R8} = (61,065665 \angle -77,503998^\circ) As \rightarrow Opera U50 \rightarrow t_{op-R8} = 0,02 seg$$

$$t_{op-R7}(Para F2) = tpsr_{f3\phi} R7 \geq 0,02 + 0,4 (PC) \geq 0,42 seg \rightarrow Para respaldar a R8$$

AJUSTE DE R7 - UNIDAD 51

a) PICKUP

$$I'_{R7} = \left(\frac{30 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 69 \text{ kV}} \right) * \left(\frac{5}{300} \right) = 251,021856 \text{ A} * \left(\frac{5}{300} \right) = 4,183698 \text{ As}$$

$$\text{Pickup U51} = 4,19 \text{ A}$$

b) LEVER

- RESPALDO A R8

Se debe seleccionar una curva de operación que permita respaldar al Relé R8 frente a falla máxima trifásica en R8 - F2.

$$I'_{R7} = \left(\frac{1}{Z_{1A}} \right) * I_B * \left(\frac{1}{TC} \right) = \left(\frac{1}{(0,133706 + j0,603308)} \right) * 836,739521 * \left(\frac{5}{300} \right) = (22,567746 \angle - 77,503998^\circ)$$

$$N = \frac{22,567746}{4,19} = 5,386097 \xrightarrow{t \geq 0,42 \text{ segundos}} M\#?$$

El relé electrónico GE permite seleccionar el multiplicador (M) que se ajuste a requerimientos específicos. En este caso en particular, se determinará un M tal que el tiempo de operación del relé R7, frente a falla máxima trifásica en R8 - F2, sea de 0,42 segundos.

$$M = \frac{0,42}{\left(0,0615 + \frac{0,7989}{(5,386097-0,34)} + \frac{-0,2840}{(5,386097-0,34)^2} + \frac{4,0505}{(5,386097-0,34)^3} \right)} = 1,748608$$

Para M = 1,75 ~ N = 5,386097

$$t = 1,75 * \left(0,0615 + \frac{0,7989}{(5,386097 - 0,34)} + \frac{-0,2840}{(5,386097 - 0,34)^2} + \frac{4,0505}{(5,386097 - 0,34)^3} \right) = 0,420334 \text{ seg}$$

Con M#1,75 se respalda a R8 frente a falla máxima trifásica en R8 – F2

Por lo tanto:

$$\text{Pickup U51} = 4,19 \text{ A} \sim M\#1,75$$

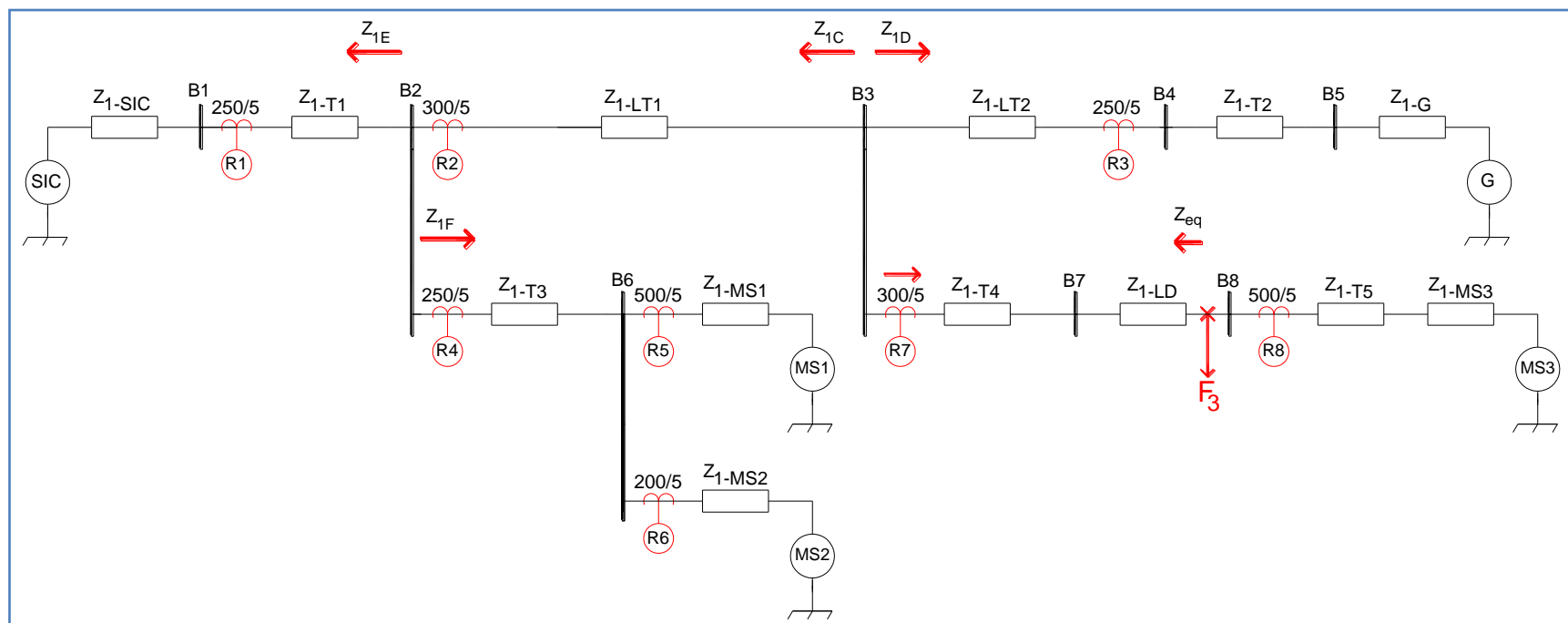


Fig.5.14 Ajuste de unidad 50 relé R7 - Falla F3

AJUSTE DE R7 - UNIDAD 50

- PROTECCIÓN DE T4 Y LD FRENTE A FALLA MÍNIMA TRIFÁSICA - F3.

$$\dot{Z}_{eq} = (0,133706 + j0,603308) \text{ pu}$$

$$I'_{R7} = \left(\frac{1}{\dot{Z}_{eq}}\right) * I_B * \left(\frac{1}{TC}\right) = \left(\frac{1}{(0,133706 + j0,603308)}\right) * 836,739521 * \left(\frac{5}{300}\right)$$

$$I'_{R7} = (22,567746 \angle -77,503998^\circ) \text{ As} \rightarrow \text{Para falla mínima } 3\phi \text{ F3}$$

1. Pickup U50 < 22,567746 A → Para proteger a T4 y LD con U50
2. Pickup U50 > 22,567746 A → Para que la U50 no opere y exista respaldo por parte de R7

$$\text{Pickup U50} = 23 \text{ A} \rightarrow \text{Se pierde \% de protección de T4 y LD}$$

En la práctica, se debe implementar una protección diferencial 87 para el transformador T4 y en el caso de la línea de distribución, a pesar de perder porcentaje de protección con la unidad 50, la unidad 51 la protege con tiempos de operación menor a 1 segundo.

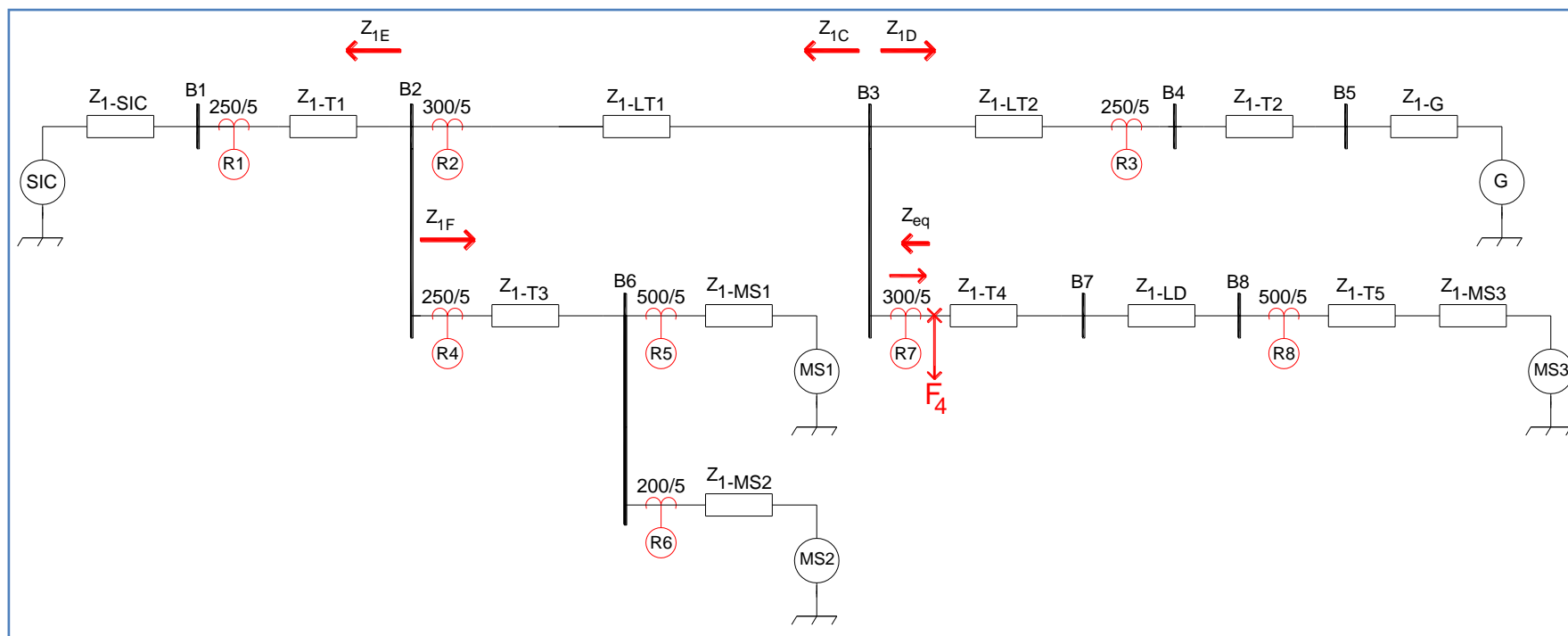


Fig.5.15 TPSR - Falla máxima en R7 - F4

TIEMPO PARA SER RESPALDADO

El relé R7 es respaldado por el relé R2 frente a falla trifásica máxima en R7 - F4.

- FALLA TRIFÁSICA MÁXIMA EN R7 - F4.

$$\dot{Z}_{eq} = (\dot{Z}_{1C} // \dot{Z}_{1D}) = (0,047163 + j0,224560)$$

$$I'_{R7} = \left(\frac{1}{\dot{Z}_{eq}} \right) * I_B * TC = \left(\frac{1}{(0,047163 + j0,224560)} \right) * 836,739521 * \left(\frac{5}{300} \right)$$

$$I'_{R7} = (60,776192 \angle -78,138901^\circ) \text{ As} \rightarrow \text{Opera U50} \rightarrow t_{op-R7} = 0,02 \text{ seg}$$

$$t_{op-R2}(\text{Para F4}) = tpsr_{f3\phi} R2 \geq 0,02 + 0,4 (PC) \geq 0,42 \text{ seg} \rightarrow \text{Para respaldar a R7}$$

AJUSTE DE R5 - UNIDAD 51

a) PICKUP

$$I'_{R5} = \left(\frac{12 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 15,3 \text{ kV}} \right) * \left(\frac{5}{500} \right) = 452,823741 \text{ A} * \left(\frac{5}{500} \right) = 4,528237 \text{ As}$$

$$\text{Pickup U51} = 4,53 \text{ A}$$

b) LEVER

- PARTIDA DE MS1

Se debe seleccionar una curva de operación que permita la partida del motor sincrónico MS1.

$$I_{partida-MS1} = 5 * I_{Nominal} \rightarrow t_{partida-MS1} = 1,8 \text{ segundos}$$

$$I'_{R5} = 5 * 452,823741 \text{ A} * \left(\frac{5}{500} \right) = 22,641187 \text{ As} \rightarrow \text{Corriente que ve el relé R5 cuando el MS1 parte}$$

$$N = \frac{22,641187}{4,53} = 4,998055 \cong 5 \xrightarrow{t > 1,8 \text{ segundos}} \mathbf{M\#8}$$

La elección de **M#8** es preliminar, se debe determinar el tiempo de operación del relé de forma exacta para comprobar que permita la partida del motor sincrónico MS1.

$$\text{Para } M = 8 \sim N = 5 \rightarrow t = 8 * \left(0,0615 + \frac{0,7989}{(5 - 0,34)} + \frac{-0,2840}{(5 - 0,34)^2} + \frac{4,0505}{(5 - 0,34)^3} \right) = 2,079091 \text{ seg}$$

$$\text{Como } t_{op-R5} = 2,079091 \text{ seg} > 1,8 \text{ seg} = t_{partida-MS1} \rightarrow \mathbf{M\#8 \text{ permite la partida del MS1}}$$

Por lo tanto:

$$\text{Pickup U51} = 4,53 \text{ A} \sim \mathbf{M\#8}$$

AJUSTE DE R5 - UNIDAD 50

- PROTECCIÓN DEL MS1 FRENTE A FALLA MÍNIMA TRIFÁSICA - F5.

$$\dot{Z}_{eq} = (\dot{Z}_{1C} // \dot{Z}_{1-MS2})$$

$$\dot{Z}_{1C} = \dot{Z}_{1-T3} + (\dot{Z}_{1D} // \dot{Z}_{1E})$$

$$\dot{Z}_{1D} = \dot{Z}_{1-T1} + \dot{Z}_{1-SIC} = (0,011380 + j0,215725) pu$$

$$\dot{Z}_{1E} = \dot{Z}_{1-LT1} + (\dot{Z}_{1F} // \dot{Z}_{1G})$$

$$\dot{Z}_{1F} = (\dot{Z}_{1-LT2} + \dot{Z}_{1-T2} + Z_{1-G}) = (0,148741 + j5,848370) pu$$

$$\dot{Z}_{1G} = (\dot{Z}_{1-T4} + \dot{Z}_{1-LD} + \dot{Z}_{1-T5} + \dot{Z}_{1-MS3})$$

$$\dot{Z}_{1G} = (0,026214 + j0,208962) + (0,060329 + j0,169786) + (0,029083 + j0,540883) + (0,303033 + j6,666667)$$

$$\dot{Z}_{1G} = (0,418659 + j7,586297) pu$$

$$\dot{Z}_{1E} = \dot{Z}_{1-LT1} + (\dot{Z}_{1F} // \dot{Z}_{1G})$$

$$\dot{Z}_{1E} = (0,040260 + j0,028529) + [(0,148741 + j5,848370) // (0,418659 + j7,586297)]$$

$$\dot{Z}_{1E} = (0,040260 + j0,028529) + (0,126735 + j3,303179) = (0,166995 + j3,331708) pu$$

$$\dot{Z}_{1C} = (0,026214 + j0,166448) + [(0,011380 + j0,215725) // (0,166995 + j3,331708)]$$

$$\dot{Z}_{1C} = (0,026214 + j0,166448) + (0,010656 + j0,202607) = (0,036870 + j0,369055) pu$$

$$\dot{Z}_{eq} = (0,036870 + j0,369055) // (0,288880 + j13) = (0,035081 + j0,358925) pu$$

$$I'_{R5} = \left(\frac{1}{\dot{Z}_{eq}}\right) * I_B * \left(\frac{1}{TC}\right) = \left(\frac{1}{(0,035081 + j0,358925)}\right) * 3773,531171 * \left(\frac{5}{500}\right)$$

$$I'_{R5} = (104,635652 \angle -84,417694^\circ) As \rightarrow \text{Para falla mínima } 3\phi \text{ F5}$$

1. Pickup U50 < 104,635652 A → Para proteger al MS1 con U50

2. Pickup U50 > (22,641187 * 1,1) A = 24,905306 A → Para permitir la partida del MS1

$$\text{Pickup U50} = 25 A$$

TIEMPO PARA SER RESPALDADO

El relé R5 es respaldado por el relé R4 para falla trifásica máxima en R5 - F5

$$I'_{R5} = (104,635652 \angle -84,417694^\circ) As \rightarrow \text{Para falla máxima } 3\phi \text{ F5}$$

$$I'_{R5} = (104,635652 \angle -84,417694^\circ) As \rightarrow \text{Opera U50} \rightarrow t_{op-R5} = 0,02 \text{ seg}$$

$$t_{op-R4}(\text{Para F5}) = tpsr_{f3\phi} R4 \geq 0,02 + 0,4 (PC) \geq 0,42 \text{ seg} \rightarrow \text{Para respaldar a R5}$$

AJUSTE DE R6 - UNIDAD 51

a) PICKUP

$$I'_{R6} = \left(\frac{5 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 15,3 \text{ kV}} \right) * \left(\frac{5}{200} \right) = 188,676559 \text{ A} * \left(\frac{5}{200} \right) = 4,716914 \text{ As}$$

$$\text{Pickup U51} = 4,72 \text{ A}$$

b) LEVER

- PARTIDA DE MS2

Se debe seleccionar una curva de operación que permita la partida del motor sincrónico MS2.

$$I_{Partida-MS2} = 3,5 * I_{Nominal} \rightarrow t_{Partida-MS2} = 1,25 \text{ segundos}$$

$$I'_{R6} = 3,5 * 188,676559 \text{ A} * \left(\frac{5}{200} \right) = 16,509199 \text{ As} \rightarrow \text{Corriente que ve el relé R6 cuando el MS2 parte}$$

$$N = \frac{16,509199}{4,72} = 3,497712 \cong 3,5 \xrightarrow{t > 1,25 \text{ segundos}} \mathbf{M\#4}$$

La elección de **M#4** es preliminar, se debe determinar el tiempo de operación del relé de forma exacta para comprobar que permita la partida del motor sincrónico MS2.

$$\text{Para } M = 4 \sim N = 3,5 \rightarrow t = 4 * \left(0,0615 + \frac{0,7989}{(3,5 - 0,34)} + \frac{-0,2840}{(3,5 - 0,34)^2} + \frac{4,0505}{(3,5 - 0,34)^3} \right) = 1,656964 \text{ seg}$$

$$\text{Como } t_{op-R6} = 1,656964 \text{ seg} > 1,25 \text{ seg} = t_{Partida-MS2} \rightarrow \mathbf{M\#4 \text{ permite la partida del MS2}}$$

Por lo tanto:

$$\text{Pickup U51} = 4,72 \text{ A} \sim \mathbf{M\#4}$$

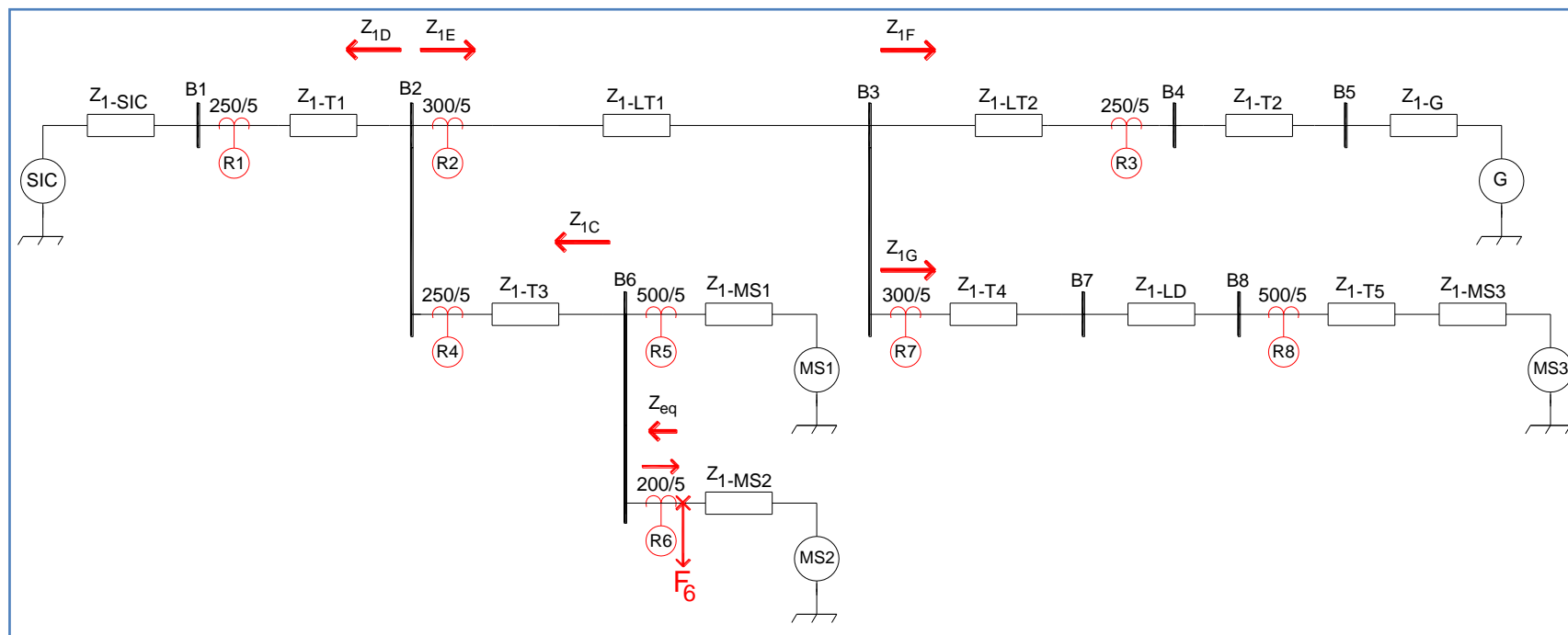


Fig.5.17 Ajuste de unidad 50 relé R6 - Falla F6

AJUSTE DE R6 - UNIDAD 50

- PROTECCIÓN DEL MS2 FRENTE A FALLA MÍNIMA TRIFÁSICA - F6.

$$\dot{Z}_{eq} = (\dot{Z}_{1C} // \dot{Z}_{1-MS1}) = (0,036870 + j0,369055) // (0,104167 + j5,416667)$$

$$\dot{Z}_{eq} = (0,032737 + j0,345648) pu$$

$$I'_{R6} = \left(\frac{1}{(0,032737 + j0,345648)} \right) * 3773,531171 * \left(\frac{5}{200} \right)$$

$$I'_{R5} = (271,715679 \angle -84,589544^\circ) As \rightarrow \text{Para falla mínima } 3\phi \text{ F6}$$

1. Pickup U50 < 271,715679 A → Para proteger al MS2 con U50
2. Pickup U50 > (16,509199 * 1,1) A = 18,160119 A → Para permitir la partida del MS2

$$\text{Pickup U50} = 40 A$$

AJUSTE DE R4 - UNIDAD 51

a) PICKUP

$$I'_{R4} = \left(\frac{24 MVA}{\sqrt{3} * 69 kV} \right) * \left(\frac{5}{250} \right) = 200,817485 A * \left(\frac{5}{250} \right) = 4,016350 As$$

$$\text{Pickup U51} = 4,02 A$$

b) LEVER

- RESPALDO A R5

Se debe seleccionar una curva de operación que permita respaldar al relé R5 frente a falla máxima trifásica en R5 - F5.

$$I_{R5} = \left(\frac{1}{(0,035081 + j0,358925)} \right) = (2,772884 \angle -84,417694^\circ) pu$$

$$I_{R4} = I_{R5} * \frac{Z_{1-MS2}}{Z_{1-MS2} + Z_{1C}} = (2,772884 \angle -84,417694^\circ) * \frac{(0,288880 + j13)}{(0,288880 + j13) + (0,036870 + j0,369055)}$$

$$I_{R4} = (2,696203 \angle -84,294894^\circ) pu$$

$$I'_{R4} = (2,696203 \angle -84,294894^\circ) * 836,739521 * \left(\frac{5}{250} \right) = 45,120392 \angle -84,294894^\circ$$

$$N = \frac{45,120392}{4,02} = 11,223978 \xrightarrow{t \geq 0,42 \text{ segundos}} M\#?$$

Se determinará un M tal que el tiempo de operación del relé R4, frente a falla máxima trifásica en R5 - F5, sea de 0,42 segundos.

$$M = \frac{0,42}{\left(0,0615 + \frac{0,7989}{(11,223978-0,34)} + \frac{-0,2840}{(11,223978-0,34)^2} + \frac{4,0505}{(11,223978-0,34)^3}\right)} = 3,096303$$

Para M = 3,1 ~ N = 11,223978

$$t = 3,1 * \left(0,0615 + \frac{0,7989}{(11,223978 - 0,34)} + \frac{-0,2840}{(11,223978 - 0,34)^2} + \frac{4,0505}{(11,223978 - 0,34)^3}\right) = 0,420503 \text{ seg}$$

Con M#3,1 se respalda a R5 frente a falla máxima trifásica en R5 – F5

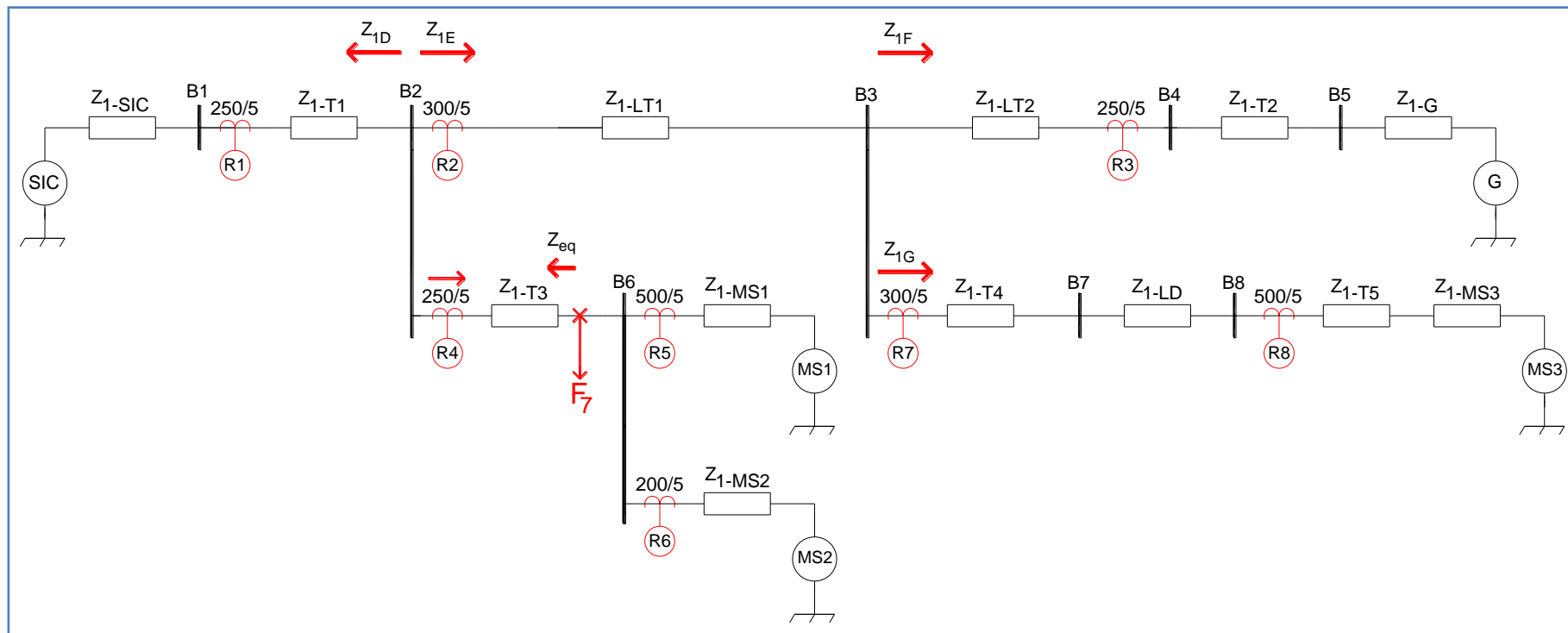


Fig.5.18 Ajuste de unidad 50 relé R4 - Falla F7

AJUSTE DE R4 - UNIDAD 50

- PROTECCIÓN DE T3 FRENTE A FALLA MÍNIMA TRIFÁSICA - F7.

$$\dot{Z}_{eq} = (0,036870 + j0,369055) pu$$

$$I'_{R4} = \left(\frac{1}{(0,036870 + j0,369055)} \right) * 836,739521 * \left(\frac{5}{250} \right)$$

$$I'_{R4} = (45,120368 \angle -84,294864^\circ) As \rightarrow \text{Para falla mínima } 3\phi F7$$

1. Pickup U50 < 45,120368 A → Para proteger a T3 con U50
2. Pickup U50 > 45,120392 A → Para respaldar a R5 frente a falla máxima 3φ F5

$$\text{Pickup U50} = 46 A \rightarrow \text{Se pierde \% de protección de T3 con la U50}$$

En la práctica, al perder % de protección de T3 con la U50 es incorporar una Protección Diferencial 87 para el Transformador T3.

AJUSTE DE R3 - UNIDAD 51

a) PICKUP

$$I'_{R3} = \left(\frac{25 MVA}{\sqrt{3} * 69 kV} \right) * \left(\frac{5}{250} \right) = 209,184880 A * \left(\frac{5}{250} \right) = 4,183698 As$$

$$\text{Pickup U51} = 4,19 A$$

b) LEVER

$$\text{En ausencia de condiciones} \rightarrow M\#5$$

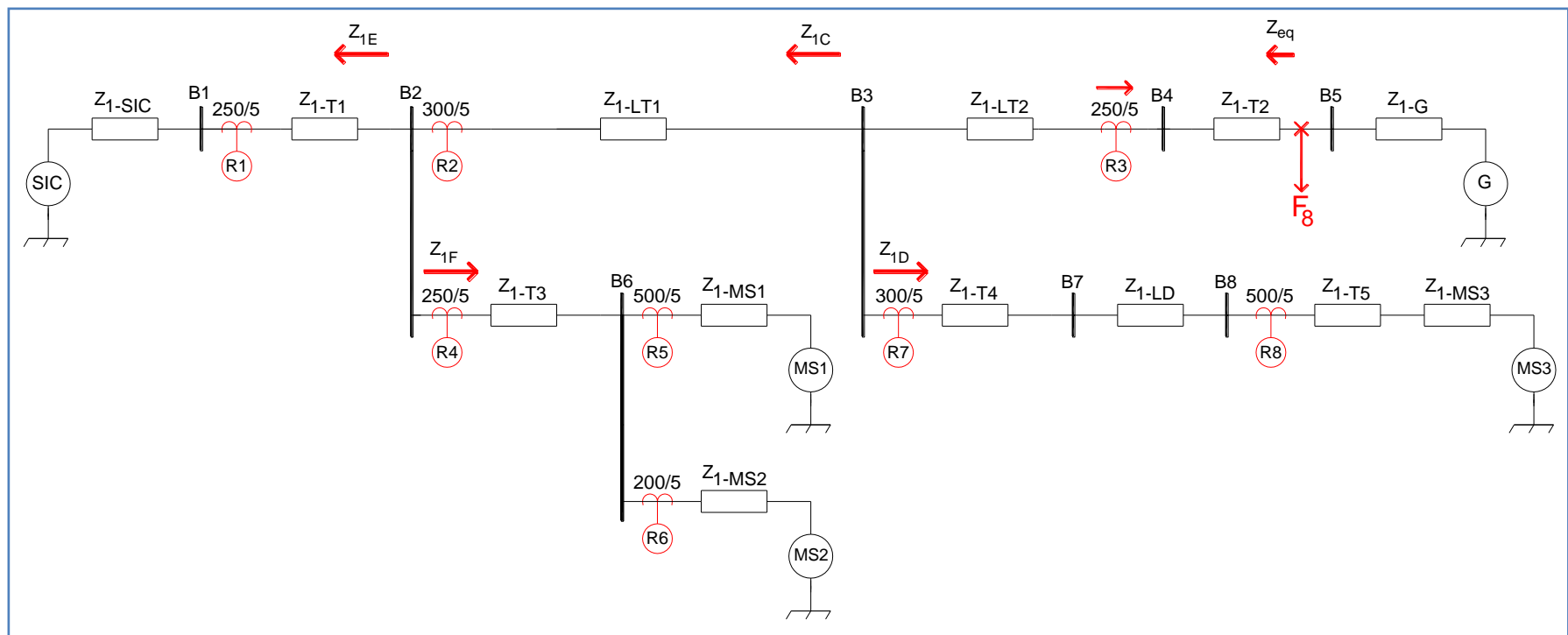


Fig.5.19 Ajuste de unidad 50 relé R3 - Falla F8

AJUSTE DE R3 - UNIDAD 50

- PROTECCIÓN DE T2 Y G FRENTE A FALLA MÍNIMA TRIFÁSICA - F8.

$$\dot{Z}_{eq} = \dot{Z}_{1-T2} + \dot{Z}_{1-LT2} + (\dot{Z}_{1C} // \dot{Z}_{1D})$$

$$\dot{Z}_{1C} = \dot{Z}_{1-LT1} + (\dot{Z}_{1E} // \dot{Z}_{1F}) = (0,050774 + j0,233196) pu$$

$$\dot{Z}_{1D} = \dot{Z}_{1-T4} + \dot{Z}_{1-LD} + \dot{Z}_{1-T5} + \dot{Z}_{1-MS3} = (0,418659 + j7,586297)$$

$$\dot{Z}_{eq} = (0,013492 + j0,319716) + (0,012581 + j0,008654) + (0,050774 + j0,233196) // (0,418659 + j7,586297)$$

$$\dot{Z}_{eq} = (0,026073 + j0,328370) + (0,048153 + j0,226414)$$

$$\dot{Z}_{eq} = (0,074226 + j0,554784) pu$$

$$I'_{R3} = \left(\frac{1}{(0,074226 + j0,554784)} \right) * 836,739521 * \left(\frac{5}{250} \right)$$

$$I'_{R3} = (29,898107 \angle -82,379503^\circ) As \rightarrow \text{Para falla mínima } 3\phi \text{ F8}$$

1. Pickup U50 < 29,898107 A → Para proteger a T2 y G con U50

$$\text{Pickup U50} = 29 A$$

AJUSTE DE R2 - UNIDAD 51

a) PICKUP

$$I'_{R2} = \left(\frac{30 MVA}{\sqrt{3} * 69 kV} \right) * \left(\frac{5}{300} \right) = 251,021856 A * \left(\frac{5}{300} \right) = 4,183698 As$$

$$\text{Pickup U51} = 4,19 A$$

b) LEVER

- RESPALDO A R7

Se debe seleccionar una curva de operación que permita respaldar al relé R7 frente a falla máxima trifásica en R7 - F4.

$$I_{R7} = \left(\frac{1}{(0,047163 + j0,224560)} \right) = (4,358073 \angle -78,138901^\circ) pu$$

$$I_{R2} = I_{R7} * \frac{Z_{1D}}{Z_{1D} + Z_{1C}} = (4,358073 \angle -78,138901^\circ) * \frac{(0,148741 + j5,848370)}{(0,148741 + j5,848370) + (0,050774 + j0,233196)}$$

$$I_{R2} = (4,190065 \angle -77,716784^\circ) pu$$

$$I'_{R2} = (4,190065 \angle -77,716784^\circ) * 836,739521 * \left(\frac{5}{300}\right) = (58,433216 \angle -77,716784^\circ)$$

$$N = \frac{58,433216}{4,19} = 13,945875 \xrightarrow{t \geq 0,42 \text{ segundos}} M\#?$$

Se determinará un M tal que el tiempo de operación del relé R2, frente a falla máxima trifásica en R7 - F4, sea de 0,42 segundos.

$$M = \frac{0,42}{\left(0,0615 + \frac{0,7989}{(13,945875-0,34)} + \frac{-0,2840}{(13,945875-0,34)^2} + \frac{4,0505}{(13,945875-0,34)^3}\right)} = 3,491524$$

Para $M = 3,5 \sim N = 13,945875$

$$t = 3,5 * \left(0,0615 + \frac{0,7989}{(13,945875 - 0,34)} + \frac{-0,2840}{(13,945875 - 0,34)^2} + \frac{4,0505}{(13,945875 - 0,34)^3}\right) = 0,4201019 \text{ seg}$$

Con $M\#3,5$ se respalda a R7 frente a falla máxima trifásica en R7 - F4

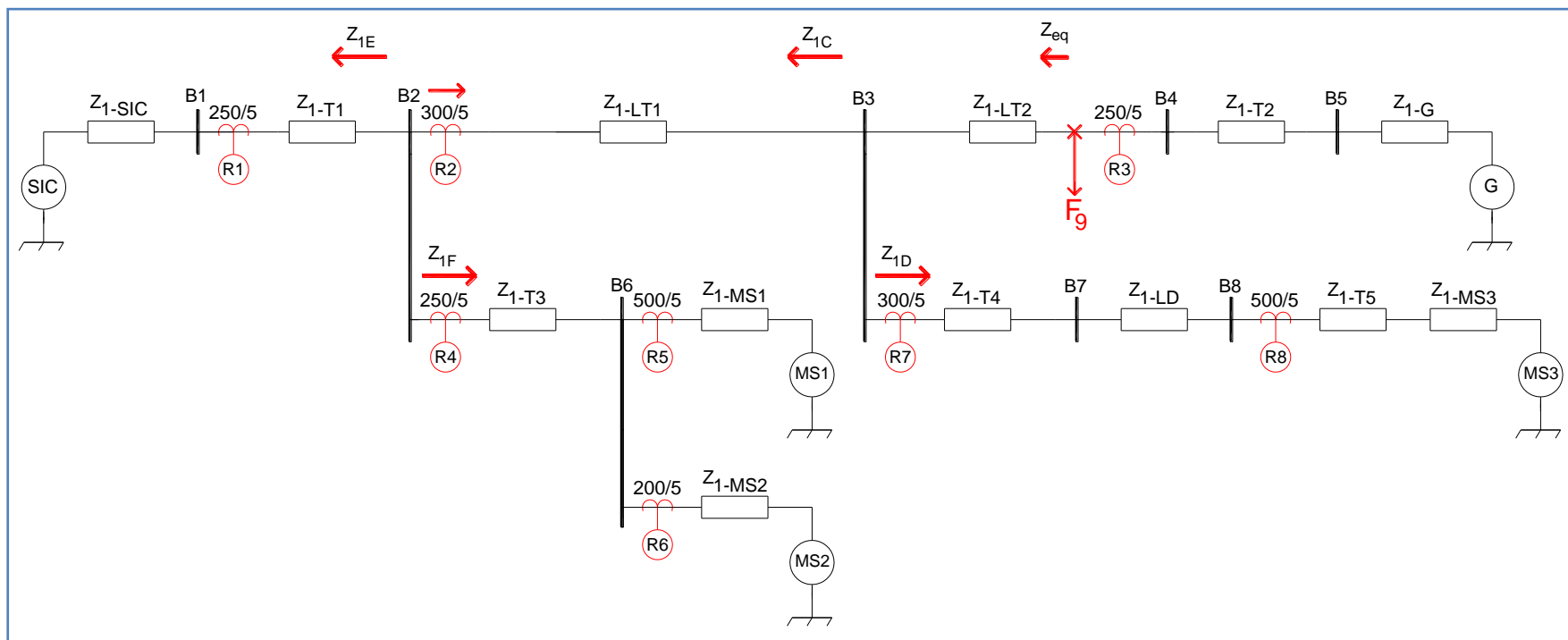


Fig.5.20 Ajuste de unidad 50 relé R2 - Falla F9

AJUSTE DE R2 - UNIDAD 50

- PROTECCIÓN DE LT1 Y LT2 FRENTE A FALLA MÍNIMA TRIFÁSICA - F9.

$$\dot{Z}_{eq} = \dot{Z}_{1-LT2} + (\dot{Z}_{1C} // \dot{Z}_{1D})$$

$$\dot{Z}_{1C} = \dot{Z}_{1-LT1} + (\dot{Z}_{1E} // \dot{Z}_{1F}) = (0,050774 + j0,233196) pu$$

$$\dot{Z}_{1D} = \dot{Z}_{1-T4} + \dot{Z}_{1-LD} + \dot{Z}_{1-T5} + \dot{Z}_{1-MS3} = (0,418659 + j7,586297)$$

$$\dot{Z}_{eq} = (0,012581 + j0,008654) + (0,050774 + j0,233196) // (0,418659 + j7,586297)$$

$$\dot{Z}_{eq} = (0,012581 + j0,008654) + (0,048153 + j0,226414) = (0,060734 + j0,235068) pu$$

$$\dot{I}_A = \left(\frac{1}{(0,060734 + j0,235068)} \right) = (4,118835 \angle -75,513416^\circ) pu$$

$$\dot{I}_{R2} = \dot{I}_A * \frac{\dot{Z}_{1D}}{\dot{Z}_{1D} + \dot{Z}_{1C}} = (4,118835 \angle -75,513416^\circ) * \frac{(0,418659 + j7,586297)}{(0,418659 + j7,586297) + (0,050774 + j0,233196)}$$

$$\dot{I}_{R2} = (3,994889 \angle -75,236595^\circ) pu$$

$$I'_{R2} = (3,995520 \angle -75,264591^\circ) * 836,739521 * \left(\frac{5}{300} \right)$$

$$I'_{R2} = (55,711358 \angle -75,236595^\circ) As \rightarrow \text{Para falla mínima } 3\phi F8$$

1. Pickup U50 < 55,720158 A → Para proteger a LT1 y LT2

2. Pickup U50 > 58,433216 A → Para respaldar a R7 frente a falla máxima 3φ F4

$$\text{Pickup U50} = 65 A \rightarrow \text{Se pierde \% de protección con la U50 de LT1 y LT2}$$

A pesar de perder porcentaje de protección con la U50, la unidad 51 protege a LT1 y LT2 con tiempos de despeje de falla menores a 1 segundo.

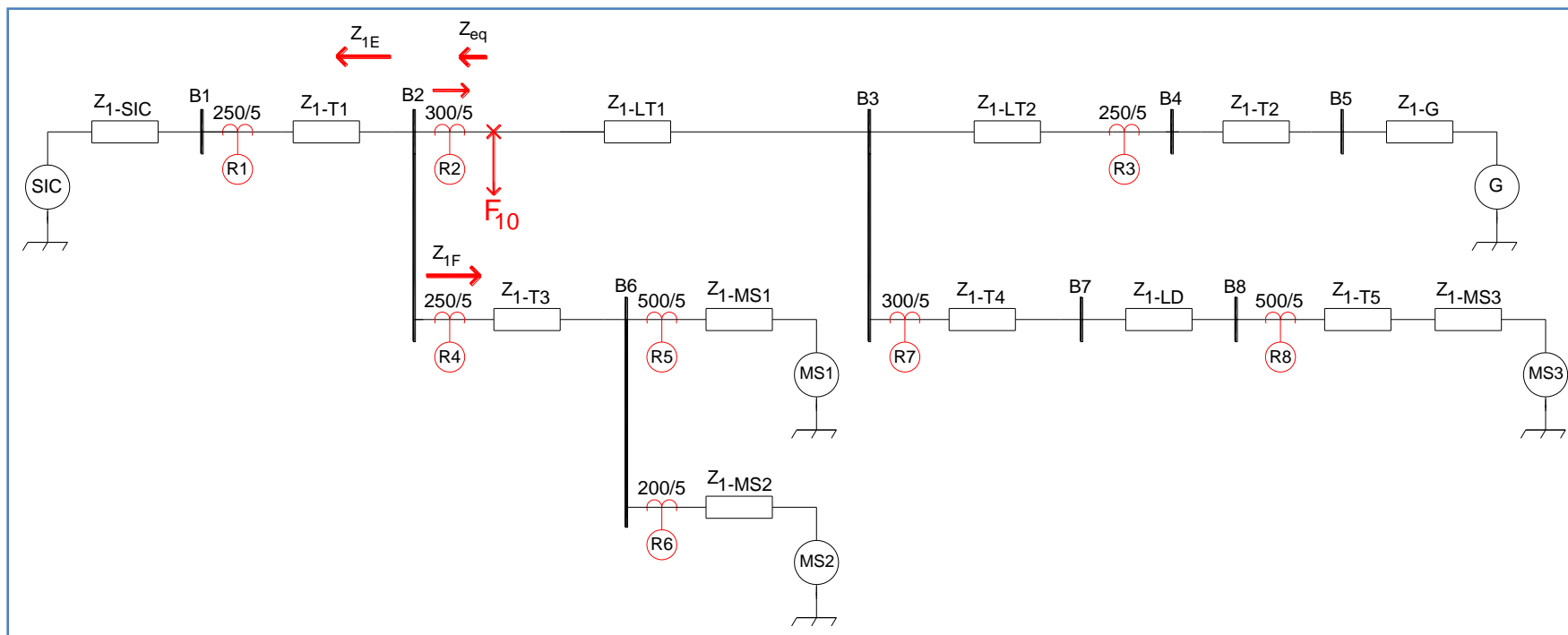


Fig.5.21 TPSR - Falla máxima en R2 - F10

TIEMPO PARA SER RESPALDADO

El relé R2 es respaldado por el relé R1 para falla trifásica máxima en R2 - F10

$$\dot{Z}_{eq} = (\dot{Z}_{1E} // \dot{Z}_{1F})$$

$$\dot{Z}_{1E} = (0,011380 + j0,215725) pu$$

$$\dot{Z}_{1F} = (0,103107 + j3,989985) pu$$

$$\dot{Z}_{eq} = (0,011380 + j0,215725) // (0,103107 + j3,989985) = (0,010514 + j0,204667) pu$$

$$I'_{R2} = \frac{1}{(0,010514 + j0,204667)} * 836,739521 * \left(\frac{5}{300}\right)$$

$$I'_{R2} = (68,048555 \angle -87,059229^\circ) As \rightarrow \text{Falla máxima } 3\phi \text{ en R2} \rightarrow \text{Opera U50} \rightarrow t_{op-R2} = 0,02 \text{ seg}$$

$$t_{op-R1}(\text{Para F10}) = tpsr_{f3\phi} R1 \geq 0,02 + 0,4 (PC) \geq 0,42 \text{ seg} \rightarrow \text{Para respaldar a R2}$$

AJUSTE DE R1 - UNIDAD 51

a) PICKUP

$$I'_{R1} = \left(\frac{55 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 154 \text{ kV}}\right) * \left(\frac{5}{250}\right) = 206,196525 A * \left(\frac{5}{250}\right) = 4,123931 As$$

$$\text{Pickup U51} = 4,13 A$$

b) LEVER

- RESPALDO A R2

Se debe seleccionar una curva de operación que permita respaldar al relé R2 frente a falla máxima trifásica en R2 - F10.

$$I_{R2} = \left(\frac{1}{(0,010514 + j0,204667)}\right) = (4,879551 \angle -87,059229^\circ) pu$$

$$I_{R1} = I_{R2} * \frac{Z_{1F}}{Z_{1F} + Z_{1E}} = (4,879551 \angle -87,059229^\circ) * \frac{(0,103107 + j3,989985)}{(0,103107 + j3,989985) + (0,011380 + j0,215725)}$$

$$I_{R1} = (4,629093 \angle -86,980196^\circ) pu$$

$$I'_{R1} = (4,629093 \angle -86,980196^\circ) * 374,902772 * \left(\frac{5}{250}\right) = (34,709196 \angle -86,980196^\circ)$$

$$N = \frac{34,709196}{4,13} = 8,404164 \xrightarrow{t \geq 0,42 \text{ segundos}} M\#?$$

Se determinará un M tal que el tiempo de operación del relé R1, frente a falla máxima trifásica F10, sea de 0,42 segundos.

$$M = \frac{0,42}{\left(0,0615 + \frac{0,7989}{(8,404164-0,34)} + \frac{-0,2840}{(8,404164-0,34)^2} + \frac{4,0505}{(8,404164-0,34)^3}\right)} = 2,562154$$

Para M = 2,6 ~ N = 8,404164

$$t = 2,6 * \left(0,0615 + \frac{0,7989}{(8,404156 - 0,34)} + \frac{-0,2840}{(8,404156 - 0,34)^2} + \frac{4,0505}{(8,404156 - 0,34)^3}\right) = 0,426205 \text{ seg}$$

Con M#2,6 se respalda a R2 frente a falla máxima trifásica en R2 – F10

AJUSTE DE R1 - UNIDAD 50

- PROTECCIÓN DE T1 FRENTE A FALLA MÍNIMA TRIFÁSICA - F11.

$$\dot{Z}_{1A} = \dot{Z}_{1-T1} + \dot{Z}_{1-SIC} = (0,011380 + j0,215725) \text{ pu}$$

$$I'_{R1} = \left(\frac{1}{(0,011380 + j0,215725)}\right) * 374,902772 * \left(\frac{5}{250}\right)$$

$$I'_{R1} = (34,709210 \angle -86,980312^\circ) \text{ As} \rightarrow \text{Para Falla Mínima } 3\phi \text{ F10}$$

1. Pickup U50 > 34,709196 A → Para respaldar a R2
2. Pickup U50 < 34,709210 A → Para proteger a T1 con U50

Pickup U50 = 40 A → Se pierde % de protección de T1 con la U50

Por lo tanto, se debe implementar una Protección Diferencial 87 en el Transformador T1.

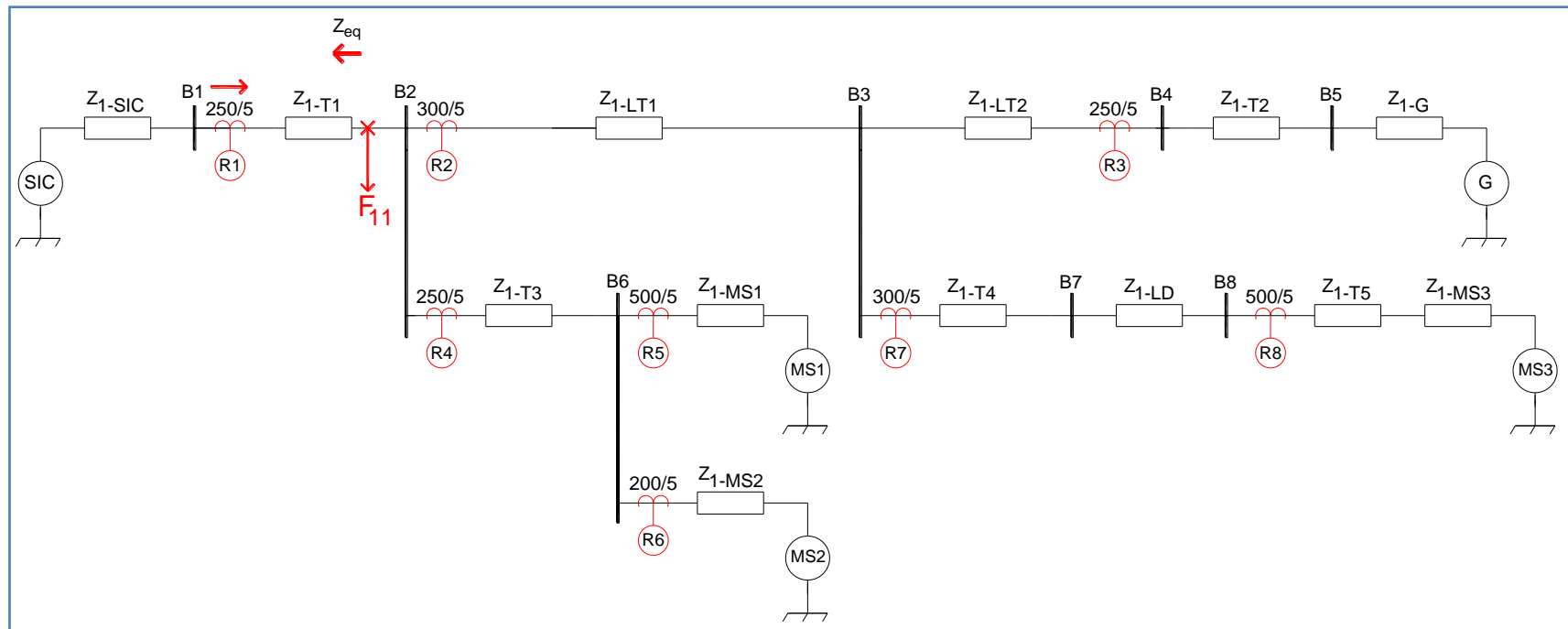


Fig.5.22 Ajuste de unidad 50 relé R3 - Falla F11

Tabla N°5.4 Ajuste de relés

		R1	R2	R3	R4	R5	R6	R7	R8
UNIDAD 51	PICKUP	4,13	4,19	4,19	4,02	4,53	4,72	4,19	4,53
	MULTIPLIER	2,6	3,5	5	3,1	8	4	1,75	5
UNIDAD 50	PICKUP	40	65	29	46	25	40	23	25

5.5.- ASPECTOS NORMATIVOS

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) establece:

- Para transformadores cuyo enrollado de mayor tensión sea inferior a 200 kV y superior a 100 kV, deberán contar con un simple esquema de protección diferencial y un esquema de protección propia con otra característica de operación.

Lo anterior implica que para el transformador de poder T1 es obligatoria la incorporación de una protección diferencial 87 y la protección del relé de sobrecorriente.

- Los transformadores cuyo enrollado de mayor tensión sea inferior a 100 kV y de potencia máxima superior a 12 MVA deberán utilizar un simple esquema de protección diferencial o un esquema de protección propia con otra característica de operación.

Lo anterior permite que los transformadores de poder T2-T3-T4-T5 sean protegidos sólo con relés de sobrecorriente (se incorporan protecciones diferenciales sólo en el caso que sea estrictamente necesario por criterios al momento de efectuar la coordinación).

CAPÍTULO VI: COMENTARIOS FINALES

En el presente seminario de titulación se realizó:

- Un estudio de las consideraciones mínimas, tanto eléctricas como normativas, que se deben considerar al momento de diseñar e implementar líneas de transmisión.
- Un modelamiento, en tanto por uno, de los diferentes elementos que conforman un sistema eléctrico de potencia, tales como: punto de empalme, líneas de transmisión, líneas de distribución, motores sincrónicos, transformadores trifásicos y alimentadores.
- Dimensionamiento de los sistemas de protecciones eléctricas: interruptores de poder, transformadores de corriente y relés de sobrecorriente de estado sólido, determinando las diferentes características de los equipos.
- Un estudio de cortocircuito y coordinación de protecciones eléctricas mediante un método analítico.

Es importante destacar que en la realización de este seminario se integraron los conocimientos de aquellas asignaturas claves en el proceso de formación académica. Confluyen competencias de Sistemas Eléctricos de Potencia, Distribución de la Energía, Sistemas de Protecciones Eléctricas, Motores Eléctricos, Proyectos Eléctricos y aspectos relevantes de la Norma Chilena Eléctrica y la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Se espera que este seminario, en el cual se desarrolló un estudio sobre la coordinación de protecciones eléctricas para falla trifásica, se convierta en una herramienta para las nuevas generaciones, es por esta razón que el énfasis se centró en el desarrollo paso a paso de cada uno de los cálculos.

Por último, el ajuste de protecciones es un procedimiento analítico que depende mucho de criterios. El criterio que se utilizó en este seminario es considerar el modelamiento de todas las máquinas rotativas con su impedancia de régimen permanente. Existen otros criterios, los cuales no fueron considerados en este seminario.

BIBLIOGRAFÍA

- DELGADO NAVARRO, Juan. Sistemas Eléctricos de Potencia: Libro guía de la asignatura.

- ARCHER E. KNOWLTON, Manual "Standard" del Ingeniero Electricista.

- Informes y documentos del CDEC.

- Nch 4/2003 – Reglamento de Corrientes Fuertes

- Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

- Información proporcionada por CGE Transmisión.

ANEXO TABLAS

Tabla N°1.3. Características de cables de cobre duro de 97.3 % de conductibilidad

TABLA 7. Características de cables de cobre duro de 97.3 % de conductibilidad

Dimensiones del conductor				Diámetro exterior		Radio geométrico medio (G. M. R.)		Intensidad máxima aproximada a 60 hz, ampère (1)	Resistencia en ohm por kilómetro de conductor a 50° C				Reactancia a 60 hz en ohm por kilómetro de conductor		
Sección en circular mils	Sección en mm²	N.º de la galga A. W. G. o B. & S.	Núm. de hilos	mm	Pulg.	cm	Pies		con c. c.	a 25 hz	a 50 hz	a 60 hz	X _a serie (inductiva) a 1 pie	X' _a shunt (capacitiva) a 1 pie	X _a interna (inductiva)
1,000,000	506.07	61	29.26	1.152	1.127	0.0370	1,300	0.0397	0.0403	0.0417	0.0425	0.2486	144,976	0.01945
900,000	456.00	61	27.76	1.093	1.073	0.0352	1,220	0.0442	0.0446	0.0459	0.0467	0.2523	147,488	0.01945
800,000	405.36	61	26.19	1.031	1.012	0.0332	1,130	0.0497	0.0501	0.0513	0.0520	0.2566	150,272	0.01945
750,000	380.02	61	25.35	0.998	0.978	0.0321	1,090	0.0530	0.0534	0.0546	0.0552	0.2591	151,831	0.01945
700,000	354.69	61	24.48	0.964	0.948	0.0311	1,040	0.0568	0.0572	0.0582	0.0588	0.2616	153,477	0.01945
600,000	304.02	37	22.63	0.891	0.869	0.0285	945	0.0665	0.0665	0.0677	0.0677	0.2684	157,285	0.02001
500,000	253.35	37	20.67	0.814	0.792	0.0260	842	0.0795	0.0795	0.0808	0.0808	0.2753	161,552	0.02001
400,000	202.68	19	18.41	0.725	0.698	0.0229	730	0.0994	0.0994	0.1000	0.1007	0.2846	167,082	0.02094
300,000	152.01	19	15.95	0.628	0.603	0.0198	607	0.1323	0.1330	0.1330	0.1336	0.2958	173,935	0.02094
250,000	126.67	19	14.58	0.574	0.552	0.0181	540	0.1591	0.1591	0.1597	0.1597	0.3026	178,228	0.02094
211,600	107.22	0000	19	13.42	0.523	0.509	0.0167	435	0.1877	0.1883	0.1883	0.1883	0.3088	182,255	0.02094
211,600	107.22	0000	7	13.26	0.522	0.481	0.0158	484	0.1877	0.1883	0.1883	0.1883	0.3132	181,768	0.02430
167,806	85.03	000	7	11.78	0.464	0.427	0.0140	416	0.2367	0.2367	0.2374	0.2374	0.3219	188,460	0.02430
133,077	67.43	00	7	10.51	0.414	0.378	0.0124	359	0.2989	0.2989	0.2989	0.2989	0.3306	193,836	0.02430
105,535	53.47	0	7	9.35	0.368	0.338	0.0111	309	0.3766	0.3766	0.3772	0.3772	0.3393	199,470	0.02430
83,693	42.48	1	7	8.33	0.323	0.302	0.0099	266	0.4754	0.4754	0.4754	0.4754	0.3480	204,941	0.02430
66,371	33.63	2	7	7.42	0.292	0.268	0.0088	230	0.5990	0.5990	0.5990	0.5990	0.3567	210,490	0.02430
52,635	26.67	3	7	6.60	0.260	0.241	0.0079	198	0.7581	0.7581	0.7581	0.7581	0.3654	216,059	0.02430
41,741	21.15	4	7	5.89	0.232	0.213	0.0070	171	0.9507	0.9507	0.9507	0.9507	0.3741	221,469	0.02430
33,102	16.77	5	7	5.23	0.206	0.189	0.0062	147	1.1993	1.1993	1.1993	1.1993	0.3828	227,179	0.02430
26,251	13.30	6	7	4.67	0.184	0.171	0.0056	127	1.5162	1.5162	1.5262	1.5162	0.3915	232,533	0.02430

(1) Basada en una temperatura de conductor de 75° C y un ambiente de 25° C.

Reactancia X, ohm por km = X_a + X'_a; X'_a se obtiene en la tabla 10. Susceptancia b, mho por km = $\frac{1}{X'_a + X'_d}$; X'_d se encuentra en la tabla 11.

Véase Nota importante sobre las tablas (N. del T.) al párr. 46, tabla 6 referente al Reglamento español. -- N. del T.

PROPIEDADES DE LOS CONDUCTORES Sec. 13 - 46

Tabla N°1.4. Características mecánicas en conductores cableados desnudos de cobre duro

TABLA 21. Características mecánicas y cargas en conductores cableados, desnudos, de cobre duro

Designación	Composición				Sección			Tensión de rotura en kilogramos	Peso en kilogramos por kilómetro	Kilogramos por metro lineal de conductor									
	Tamaño en circular mils o galga A. W. G.	Sección en mm²	Diámetro del cable		Número de hilos	Diámetro de cada hilo en milímetros	Circular mils			Pulgadas cuadradas	Milímetros cuadrados	Carga ligera		Carga media		Carga pesada			
			Pulgadas	Milímetros								Sólo el cable	Horizontal. Viento : 4.4 gr/cm² sobre el cable desnudo	Cable + 1/4 de pulgada de hielo	Horizontal. Viento : 1.95 gr/cm² sobre el cable con hielo	Cable + 1/4 pulgada de hielo	Horizontal. Viento : 1.95 gr/cm² sobre el cable con hielo	Cable + 1/4 pulgada de hielo + 1.95 gr de viento + K ; (K = 0.492)	
500,000	253.3	0.813	20.65	37	2.951	500,000	0.3927	253.3	10.200	2.298	2.30	0.907	2.545	2.79	0.652	3.148	8.511	0.899	4.058
500,000	253.3	0.811	20.60	19	4.120	500,000	0.3927	253.3	9.956	2,298	2.30	0.905	2.544	2.79	0.650	3.146	3.510	0.898	4.055
450,000	228.0	0.770	19.56	19	3.909	450,000	0.3594	228.0	8.958	2,069	2.07	0.859	2.312	2.538	0.630	2.899	3.242	0.878	3.790
400,000	202.7	0.726	18.44	19	3.685	400,000	0.3142	202.7	7.965	1,819	1.84	0.810	2.083	2.288	0.608	2.652	2.971	0.856	3.525
350,000	177.3	0.679	17.25	19	3.447	350,000	0.2749	177.3	7.072	1,609	1.61	0.758	1.852	2.038	0.585	2.408	2.699	0.833	3.256
350,000	177.3	0.710	18.03	12	4.338	350,000	0.2749	177.3	686.7	1,609	1.61	0.792	1.867	2.052	0.600	2.421	2.727	0.848	3.288
300,000	152.0	0.629	15.98	19	3.193	300,000	0.2356	152.0	6.128	1,379	1.38	0.702	1.622	1.786	0.560	2.153	2.422	0.808	2.985
300,000	152.0	0.657	16.69	12	4.016	300,000	0.2356	152.0	6.128	1,379	1.38	0.702	1.622	1.786	0.560	2.153	2.422	0.808	2.985
250,000	126.7	0.574	14.58	19	2.913	250,000	0.1964	126.7	5.153	1,149	1.15	0.641	1.389	1.530	0.533	1.903	2.143	0.781	2.74
250,000	126.7	0.600	15.24	12	3.665	250,000	0.1964	126.7	5.048	1,149	1.15	0.670	1.404	1.542	0.546	1.918	2.167	0.793	2.738
4/0	107.2	0.528	13.41	19	2.630	211,600	0.1662	107.2	4.362	973	0.97	0.589	1.211	1.332	0.510	1.710	1.922	0.758	2.498
4/0	107.2	0.552	14.02	12	3.373	211,600	0.1662	107.2	4.301	973	0.97	0.616	1.225	1.343	0.527	1.723	1.945	0.770	2.524
4/0	107.2	0.522	13.26	7	4.417	211,600	0.1662	107.2	4.152	973	0.97	0.583	1.208	1.329	0.507	1.705	1.918	0.755	2.492
3/0	85.0	0.492	12.50	12	3.005	167,800	0.1318	85.0	3.427	771	0.77	0.549	1.021	1.114	0.492	1.501	1.689	0.740	2.275
3/0	85.0	0.464	11.78	7	3.932	167,800	0.1318	85.0	3.341	771	0.77	0.518	1.003	1.101	0.478	1.483	1.662	0.726	2.245
2/0	67.4	0.414	10.51	7	3.503	133,100	0.1045	67.4	2.688	612	0.61	0.462	0.841	0.918	0.453	1.307	1.457	0.701	2.049
1/0	53.5	0.368	9.35	7	3.119	105,500	0.08286	53.5	2.155	485	0.48	0.411	0.710	0.770	0.430	1.165	1.288	0.688	1.887
1	42.4	0.328	8.33	7	2.776	83,690	0.06573	42.4	1.725	385	0.39	0.366	0.605	0.652	0.411	1.053	1.150	0.659	1.757
1	42.4	0.360	9.14	3	4.242	83,690	0.06573	42.4	1.642	381	0.38	0.402	0.628	0.663	0.427	1.071	1.176	0.674	1.787
2	33.6	0.292	7.42	7	2.474	66.370	0.05213	33.6	1.381	305	0.31	0.236	0.521	0.556	0.407	0.963	1.038	0.641	1.652
2	33.6	0.320	8.13	3	3.777	66.370	0.05213	33.6	1.321	302	0.30	0.357	0.542	0.586	0.407	0.979	1.061	0.655	1.678
3	26.7	0.285	7.24	3	3.365	52,630	0.04134	26.7	1.070	240	0.24	0.318	0.472	0.487	0.389	0.906	0.966	0.637	1.589
4	21.1	0.254	6.45	3	2.997	41,740	0.03278	21.1	852	190	0.19	0.283	0.416	0.423	0.374	0.847	0.887	0.622	1.515

ESTUDIO MECÁNICO DE VANOS AÉREOS Sec. 13 - 116

Tabla N°1.5. Propiedades físicas de los materiales conductores

Esta tabla enumera las propiedades físicas de los materiales conductores más corrientes para líneas y para conductores de tierra. Los módulos inicial y final señalados con un asterisco (*) son los recomendados por el Código Nacional Eléctrico de Seguridad de los Estados Unidos (National Electrical Safety Code)

Material	Tensión de rotura kg/mm ²	Módulo de elasticidad inicial kg/mm ²	Módulo de elasticidad final kg/mm ²	Coefficiente de dilatación por 1° C.
Cable de cobre duro.....	40.1-41.5			
3 a 12 hilos		9,850 *	12,000 *	0.000,017 *
7 a 19 hilos		10,200 *	12,000 *	0.000,017 *
37 hilos		10,200	12,000 *	0.000,017
Conductor macizo cobre duro ..	34.4-44.3	10,200 *	12,000 *	0.000,017 *
Cable aluminio duro	16.2-21.1	7,030	
Cable aluminio con alma de acero (A. C. S. R.) todos tamaños.....	28.0-39.5 (V. párr. 114)	(V. párr. 132)	$E_a H_a + E_s H_s$ Símbolos en párrafo 132	$\frac{E_a H_a}{E_{as}} \theta_a + \frac{E_s H_s}{E_{as}} \theta_s$
Acero	133.5	20,400	0.000,0115
Aluminio	16.2-21.1	7,030	0.000,0230
N.º 2 y n.º 4 7/i	38.0-38.7	8,150 *	8,860 *	0.000,0182 *
N.º 6 a n.º 4/0 6/1	30.2-34.45	7,200 *	8,080 *	0.000,0189 *
• Copperweld » macizo	56.2-119.5	15,460 *	16,870 *	0.000,0130 *
• Copperweld » cableado	70.3-119.5	14,400 *	16,170 *	0.000,0130 *
• Copperweld »-cobre :				
N.º 4 a 350.000 cir mil Cu eq.	45.7-67.5	(V. párr. 112)	(V. párr. 112)
N.º 6 A a n.º 2 A	60.5-67.5	11,600 *	13,360 *	0.000,0153 *
N.º 2 F a n.º 1/0 F	50.0-51.3	10,900 *	12,650 *	0.000,0164 *
Cable de acero galvanizado (todas calidades).....	31.6-133.6	18,980	0.000,0121
Cable de acero inoxidable (stainless), Page, tipo 301 ...	165.2	18,280	0.000,0166
Bronce, cable 8.5 a 85 cond. Aleación A. S. T. M. B. 105 ..	47.1-95.0	11.250	0.000,0169

Tabla N°1.7. Tensiones y longitudes según la relación flecha y vano

c_1	y_1	d_1	l_1	c_1	y_1	d_1	l_1
Factor de tracción horizontal	Factor de tracción o de tensado	Flecha-unidad	Longitud-unidad	Factor de tracción horizontal	Factor de tracción o de tensado	Flecha-unidad	Longitud-unidad
100.0000	100.001 3	0.001 250	1.000 004 2	6.2500	6.270 0	0.020 01	1.001 066
90.9091	90.910 5	0.001 375	1.000 005 1	5.8824	5.903 6	0.021 26	1.001 205
83.3333	83.334 8	0.001 500	1.000 006 1	5.5555	5.578 1	0.022 52	1.001 351
76.9231	76.924 7	0.001 625	1.000 007 1	5.2632	5.286 9	0.023 77	1.001 503
71.4286	71.480 3	0.001 750	1.000 008 2	6.0000	5.025 0	0.025 02	1.001 668
66.6667	66.668 5	0.001 875	1.000 000 4	4.7619	4.788 2	0.026 27	1.001 839
62.5000	62.502 0	0.002 000	1.000 010 7	4.5455	4.573 0	0.027 53	1.002 017
58.8235	58.825 7	0.002 125	1.000 012 0	4.3478	4.376 6	0.028 78	1.002 205
55.5555	55.557 8	0.002 250	1.000 013 5	4.1667	4.196 7	0.030 04	1.002 402
52.6316	52.633 9	0.002 375	1.000 015 0	4.0000	4.031 3	0.031 29	1.002 606
50.0000	50.002 5	0.002 50	1.000 017	3.8462	3.878 7	0.032 55	1.002 819
45.4545	45.457 3	0.002 75	1.000 020	3.7037	3.734 2	0.033 80	1.003 040
41.6667	41.669 7	0.008 00	1.000 025	3.5714	3.000 5	0.035 06	1.003 270
40.0000	40.003 1	0.003 13	1.000 026	3.4483	3.484 6	0.036 31	1.003 508
38.4615	38.464 8	0.003 25	1.000 028	3.3333	3.370 9	0.037 57	1.003 754
35.7143	35.717 8	0.003 50	1.000 033	2.0412	2.083 8	0.042 60	1.004 825
33.3333	33.337 1	0.003 75	1.000 037	2.5000	2.550 2	0.050 17	1.006 680
31.2500	31.254 0	0.004 00	1.000 043	2.2727	2.328 0	0.055 22	1.008 086
29.4118	29.416 0	0.004 25	1.000 048	2.0000	2.062 8	0.062 83	1.010 444
28.5714	28.575 8	0.004 38	1.000 051	1.8519	1.919 8	0.067 91	1.012 194
27.7777	27.782 3	0.004 50	1.000 054	1.6667	1.742 2	0.075 56	1.015 068
26.3158	26.320 5	0.004 75	1.000 060	1.5625	1.643 2	0.080 68	1.017 154
25.0000	25.005 0	0.005 00	1.000 067	1.4286	1.517 0	0.088 40	1.020 542
22.7273	22.732 8	0.005 50	1.000 081	1.4449	1.444 9	0.093 56	1.022 973
20.8333	20.839 3	0.006 00	1.000 096	1.2500	1.351 3	0.101 34	1.026 881
20.0000	20.006 3	0.006 25	1.000 104	1.1905	1.297 0	0.106 55	1.029 660
19.2308	19.237 3	0.006 50	1.000 113	1.1111	1.225 5	0.114 41	1.034 093
17.8571	17.864 1	0.007 00	1.000 131	1.0638	1.183 5	0.119 68	1.037 234
16.6667	16.674 2	0.007 50	1.000 150	1.0000	1.127 6	0.127 63	1.042 19
15.6250	15.633 0	0.008 00	1.000 171	0.9091	1.050 1	0.141 00	1.051 19
14.7059	14.714 4	0.008 50	1.000 193	0.8333	0.987 9	0.154 55	1.061 09
13.8889	13.897 9	0.009 00	1.000 216	0.7143	0.896 5	0.182 26	1.083 69
13.1579	13.167 4	0.009 50	1.000 241	0.6250	0.835 8	0.210 83	1.110 13
12.5000	12.510 0	0.010 00	1.000 267	0.5555	0.796 2	0.240 61	1.140 57
11.6279	11.638 7	0.010 75	1.000 308	0.5000	0.771 54	0.271 54	1.175 20
10.6383	10.650 1	0.011 75	1.000 368	0.4545	0.758 42	0.303 87	1.214 23
10.0000	10.012 5	0.012 50	1.000 417	0.4167	0.754 44	0.337 77	1.257 88
9.0000	9.104 7	0.013 75	1.000 504	0.3846	0.758 04	0.373 43	1.306 45
8.3333	8.348 3	0.015 00	1.000 600	0.3571	0.768 18	0.411 04	1.360 21
7.6923	7.708 4	0.016 26	1.000 704	0.3333	0.784 14	0.450 80	1.419 52
7.1428	7.160 4	0.017 51	1.000 817	0.3125	0.805 46	0.492 96	1.484 73
6.6667	6.685 4	0.018 76	1.000 938				

Tabla N°1.10. Distancias mínimas de fuga según grados de contaminación

Grado de Contaminación	Tipos de ambiente	Mínima distancia de fuga (kf) mm/kV
I-Insignificante	<p>Áreas no industriales y de baja densidad de casas equipadas con equipos de calefacción.</p> <p>Áreas con baja densidad de industrias o casas pero sometidas a frecuentes vientos y/o lluvia.</p> <p>Áreas agrícolas.</p> <p>Áreas montañosas.</p> <p>Todas las áreas anteriores deben estar situadas al menos entre 10 y 20 km del mar y no estar sometidas a vientos provenientes del mismo.</p>	16
II-Medio	<p>Áreas con industrias poco contaminantes y/o con casas equipadas con plantas de calefacción.</p> <p>Áreas con alta densidad de casas y/o industrias pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvias.</p> <p>Áreas expuestas a vientos del mar pero no próximas a la costa.</p>	20
III-Fuerte	<p>Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calefacción produciendo polución.</p> <p>Áreas próximas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar.</p>	25
IV-Muy Fuerte	<p>Áreas sometidas a humos contaminantes que producen depósitos conductores espesos.</p> <p>Áreas muy próximas al mar sujetas a vientos muy fuertes.</p> <p>Áreas desiertas expuestas a vientos fuertes que contienen arena y sal.</p>	31

Tabla N°4.1. Reactancias típicas de Generadores

706 APENDICE A

TABLA A.2
Reactancias típicas de máquinas sinerónicas trifásicas†
 Los valores están en por unidad. Se lista un rango de valores para cada reactancia abajo del valor típico.

	Turbo-generadores				Generadores de polos salientes	
	2 polos		4 polos		Con devanados amortiguadores	Sin devanados amortiguadores
	Enfriamiento convencional	Enfriamiento de conductores	Enfriamiento convencional	Enfriamiento de conductores		
X_d	1.76 1.7-1.82	1.95 1.72-2.17	1.38 1.21-1.55	1.87 1.6-2.13	1 0.6-1.5	1 0.6-1.5
X_q	1.66 1.63-1.69	1.93 1.71-2.14	1.35 1.17-1.52	1.82 1.56-2.07	0.6 0.4-0.8	0.6 0.4-0.8
X'_d	0.21 0.18-0.23	0.33 0.264-0.387	0.26 0.25-0.27	0.41 0.35-0.467	0.32 0.25-0.5	0.32 0.25-0.5
X''_d	0.13 0.11-0.14	0.28 0.23-0.323	0.19 0.184-0.197	0.29 0.269-0.32	0.2 0.13-0.32	0.30 0.2-0.5
X_2	$= X''_d$	$= X''_d$	$= X''_d$	$= X''_d$	0.2 0.13-0.32	0.40 0.30-0.45
X_0 ‡						

† Datos proporcionados por la Compañía ABB Power T&D, Inc.
 ‡ Las reactancias de las máquinas antiguas son, por lo general, próximas a los valores mínimos.
 § X_0 varía críticamente con el paso del devanado de la armadura que difícilmente se puede dar. La variación está entre 0.1 y 0.2 de X''_d .

Tabla N°4.2. Reactancias típicas de motores sincrónicos

React.	Generador		Compensador sincrónico	Motor	
	Polos salientes	Rot. cilíndrico		Rápido	Lento
x_f	0.10-0.20	0.10	0.10	0.10	0.10
x_d	0.70-1.30	1.15-2.00	1.60-2.20	0.65-0.90	0.80-1.50
x_q	0.40-0.90	1.00-1.50	1.00-1.40	0.50-0.70	0.60-1.10
x'_d	0.20-0.40	0.15-0.35	0.40-0.60	0.30	0.35
x''_d	0.15-0.25	0.10-0.20	0.20-0.35	0.18	0.2
x_2	0.15-0.25	0.10-0.20	0.20-0.35	0.19	0.35
x_0	0.04-0.20	0.04-0.10	0.04-0.15	0.05	0.07