

INTRODUCCIÓN Y ANÁLISIS DE FALLAS SIMÉTRICAS EN SISTEMAS DE POTENCIA



AUTOR

ALEJANDRO SÁNCHEZ MORENO



ISBN: 978-607-69969-8-0



9 786076 996980

INTRODUCCIÓN Y ANÁLISIS DE FALLAS SIMÉTRICAS EN SISTEMAS DE POTENCIA

AUTOR

ALEJANDRO SÁNCHEZ MORENO

Editorial

© Grupo de Ediciones y Publicaciones Xalapa S.A. de C.V.

Grupo de Ediciones y Publicaciones Xalapa S.A. de C.V.

Calle Emiliano Zapata, 15, Col. El Tanque.

C.P. 91156, Xalapa, Veracruz, México.

Tel. (228) 2014857

www.grepxa.mx

 Grupo de Ediciones
y Publicaciones
Xalapa S.A. de C.V.

Sello editorial: Grupo de Ediciones y Publicaciones Xalapa S.A. de C.V.

Primera Edición

Ciudad de Edición: Xalapa, Veracruz, México.

Presentación en medio electrónico:

Libro digital descargable

Formato PDF 10 Mb

ISBN: 978-607-69969-8-0

Fecha de aparición: 05/08/2025

ISBN: 978-607-69969-8-0



Xalapa-Enríquez, Ver., a 05 de agosto de 2025.

**A QUIEN CORRESPONDA
PRESENTE**

Grupo de Ediciones y Publicaciones Xalapa S.A. de C.V. (GREPXA) hace constar que el libro:

“INTRODUCCIÓN Y ANÁLISIS DE FALLAS SIMÉTRICAS EN SISTEMAS DE POTENCIA”

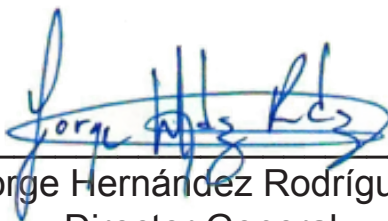
Fue publicado por nuestro sello editorial con **Nº 978-607-69969** y registrado con el **ISBN: 978-607-69969-8-0**, ambos otorgados por la Agencia Mexicana de ISBN, con fecha de aparición del **05 de agosto de 2025**, cumpliendo con todos los requisitos de calidad científica y normalización que exige nuestra política editorial.

La obra fue arbitrada y dictaminada en dos procesos; en el primero, se sometió a los capítulos incluidos en la obra a un proceso de dictaminación a doble ciego para constatar de forma exhaustiva la temática, pertinencia y calidad de los textos en relación a los fines y criterios académicos de **Grupo de Ediciones y Publicaciones Xalapa S.A. de C.V. (GREPXA)**, cumpliendo así con la primera etapa del proceso editorial. En el segundo proceso de dictaminación fue evaluado por pares académicos externos y aprobado por nuestro Comité Científico y pre-dictaminado por el Comité Editorial de **Grupo de Ediciones y Publicaciones Xalapa S.A. de C.V. (GREPXA)**

Todos los soportes concernientes a los procesos editoriales y de evaluación se encuentran bajo el poder y disponibles en **Editorial Grupo de Ediciones y Publicaciones Xalapa S.A. de C.V. (GREPXA)**, los cuales están a disposición de la comunidad académica interna y externa en el momento que se requieran.

La normativa editorial y repositorio se encuentran disponibles en la página.
<https://grepaxa.mx>

ATENTAMENTE

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Jorge Hernández Rodríguez', is written over a horizontal line.

Jorge Hernández Rodríguez
Director General

“LA GRATITUD ES LA MEMORIA DEL CORAZÓN”

AGRADECIMIENTOS

A Dios por mantenerme firme y no decaer durante este gran esfuerzo que comprendió mi postgrado como Doctor en Ingeniería.

Al Instituto Universitario José Martí por albergarme como estudiante y ser mi casa de estudios durante mi formación profesional, por todo lo brindado gracias.

A la Universidad Veracruzana por su gran ayuda y colaboración en cada momento de consulta y soporte en la elaboración de este proyecto, con admiración y respeto.

A los Doctores Alfredo Ramírez Ramírez y Ervin Jesús Álvarez Sánchez por su apoyo, presencia y entusiasmo, mi gratitud infinita.

DEDICATORIAS

A mis Padres

Isabel Alejandra Moreno Espinosa este esfuerzo y trabajo realizado también es tuyo, porque te debo la vida y el gran sacrificio que hiciste como madre para que yo pudiera finalizar este sueño, sin ti nada hubiera sido posible, gracias mamá.

Oliverio Sánchez Acosta por ser mi primer maestro, por cultivarme el gusto al estudio, el cual hoy rinde su mayor fruto, por los consejos y el apoyo brindado hoy recibo la herencia más valiosa que me pudiera ser entregada, por todo tu amor mil gracias, papá. (QEPD)

A mi esposa

Tita Lunagómez Valdivia, no me bastan mil palabras para decirte lo que guardo para ti en mi corazón. Te convertiste en mi compañera de esta gran aventura que se llama vida y madre de mis hijos, gracias por alentarme en el día a día, ya que sin ti nada sería posible, no dudo que este es uno de tantos sueños que vamos a cumplir juntos, te amo.

A mis hijos

Alejandro, Alejandra Sibel y Alí Antonio, se convirtieron en mi motor de fuerza, la más grande inspiración que uno puede tener como padre, su presencia ha sido y será siempre el motivo para seguir adelante, cumplir cada sueño que es por ustedes y para ustedes, los amo hijos míos.

A mis hermanas

Olivia y Maritza Por la unidad en momentos malos y buenos, por la gran familia que tenemos las amo

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
Definición de objeto de estudio	2
CAPÍTULO 1.....	5
BASES TEÓRICAS.....	5
1.1 Definición de cortocircuito	6
1.2 Generación de corriente alterna	7
1.3 Representación de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP)	12
1.4 Fuentes que aportan corrientes de cortocircuito	15
1.4.1 Generadores.....	16
1.4.2 Motores síncronos.....	16
1.4.3 Motores de inducción.....	17
1.4.4 Sistema de la compañía suministradora.....	17
1.5 Formas de onda de las corrientes de cortocircuito.....	18
1.5.1 Tipos de onda de cortocircuito	19
1.6 Importancia del cálculo de cortocircuito	26
1.6.1 Importancia en cortocircuito respecto al análisis del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)	27
1.7 Concepto cortocircuito	28
1.8 Los cortocircuitos con mayor incidencia	28
1.9 Software para análisis de sistemas de potencia	31
1.9.1 ELEC CALC™	32
1.9.2 ECODIAL ADVANCE CALCULATION	33
1.9.3 POWER*TOOLS SKM.....	33
1.9.4 CYME	34
1.9.5 ETAP.....	34
1.9.6 ASPEN ONE LINER.....	35
1.9.7 PALADIN.....	35
1.9.8 PowerWold Simulator 7.0.....	36
1.10 La normatividad para los estudios de cortocircuito.....	36
1.10.1 Normas aplicadas a uso eléctrico	36

CAPÍTULO 2	39
PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO	39
2.1 Recopilación de datos	40
2.2 Características en las reactancias de la corriente de cortocircuito.....	41
2.3 Diagrama unifilar.....	41
2.4 Diagrama de impedancia	43
2.5 Sistema por unidad	45
2.6 Cambio de base del sistema por unidad.....	53
CAPÍTULO 3	57
MÉTODO PARA EL CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO	57
3.1 Métodos de solución de cortocircuito.....	58
3.1.1 Teorema de Thévenin.....	59
3.1.2 Método manual para el cálculo de cortocircuito trifásico.....	62
3.1.3 Circuitos equivalentes para delta-estrella y estrella-delta.	65
3.1.4 Matriz de impedancias de bus en los cálculos de fallas.	67
3.1.5 Método de los MVA's.	75
CAPÍTULO 4	77
EJERCICIOS MUESTRA CON SOLUCIÓN	77
4.1 Ejercicio planteado del libro de Duncan.....	79
4.2 Ejercicio planteado del libro de D. Stevenson, Jr.....	86
4.3 Ejercicio planteado	89
4.4 Ejercicio planteado del libro de D. Stevenson, Jr.....	94
4.5 Solución en el software PowerWorld para verificación del ejercicio muestra.....	100
ANEXOS	111
Anexo 1.....	112
Anexo 2.....	115
Anexo 3.....	122
Bibliografía	127

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 La dirección de la corriente se invierte cuando la polaridad de la fuente se invierte.	7
Figura 2 Variación del voltaje vs tiempo.....	7
Figura 3 Forma de onda periódica.	8
Figura 4 Generación de voltaje CA	9
Figura 5 Voltaje de la bobina frente a la posición angular.....	9
Figura 6 Ejemplo de ciclos en Hertz.....	10
Figura 7 Un ciclo de onda sinusoidal con fase 2π (radianes).	11
Figura 8 El periodo T es la duración de un ciclo, medido en segundo.....	11
Figura 9 Voltaje pico a pico	12
Figura 10 Sistema Eléctrico Nacional Red Tronconal de Transmisión	13
Figura 11 Sistema Eléctrico Nacional.....	14
Figura 12 Diagrama esquematizado del sistema de suministro eléctrico	14
Figura 13 Diagrama unifilar del sistema de suministro eléctrico	15
Figura 14 Aportaciones de distintas fuentes a la corriente de cortocircuito	16
Figura 15 Principales Centrales Eléctricas en 2017 Estado y Privadas.....	18
Figura 16 Tipos de Onda de Cortocircuito en fallas de equipos rotativos	19
Figura 17 Onda senoidal simétrica, puede disminuir en magnitud.....	20
Figura 18 Onda senoidal asimétrica	21
Figura 19 Envolvente desplazadas con respecto al eje cero	21
Figura 20 Cortocircuito en el instante de un voltaje pico.....	22
Figura 21 Cortocircuito en el instante en voltaje cero	22
Figura 22 Corriente asimétrica total	23
Figura 23 Cortocircuito en algún punto entre los valores cero y pico.....	24
Figura 24 La corriente asimétrica inicial cambia a corriente simétrica	24
Figura 25 Factores de multiplicación de la componente de corriente directa	25
Figura 26 Falla trifásica simétrica	29
Figura 27 Falla Trifásico a tierra	29
Figura 28 Falla Trifásico a tierra	30
Figura 29 Falla de Línea a Línea.....	30
Figura 30 Falla de Doble línea a tierra	30
Figura 31 Procedimiento para el cálculo de cortocircuito y análisis de falla	40

Figura 32 Complejidad en diagrama trifilar.....	41
Figura 33 Diagrama trifilar con símbolos normalizados	42
Figura 34 Diagrama unifilar con circuitos equivalentes	42
Figura 35 Diagrama unifilar representa al sistema de potencia	43
Figura 36 Diagrama unifilar con motor y carga pasiva	43
Figura 37 Diagrama de impedancia del sistema de potencia.....	44
Figura 38 Diagrama de Impedancia que aplica al cálculo de fallas	44
Figura 39 Sistema sin falla	59
Figura 40 Con fallas en terminales del motor.....	59
Figura 41 Sistemas de tres buses ejemplo	68
Figura 42 Diagrama de impedancia del Sistema de tres buses	68
Figura 43 Diagrama de Admitancia del Sistemas de tres buses.....	69
Figura 44 Voltaje y corriente de falla en el bus tres	70
Figura 45 Con un solo juego de barras principales y uno de barra de transferencia para 115 kV....	122
Figura 46 Arreglo en anillo sencillo	122
Figura 47 Con un solo juego de barras principales y uno de barra de transferencia para 400 kV...	123
Figura 48 Doble Barra principal para 230 kV	123
Figura 49 Doble barra principal de 115 kV	124
Figura 50 Doble barra principal para 400 kV	124
Figura 51 Barra de interruptor y medio de 230 kV y 400 kV	125
Figura 52 Con arreglo en interruptor y medio	126

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Porcentaje de fallas por las razones diferentes.....	28
Tabla 2 Cortocircuito con mayor incidencia.....	29
Tabla 3 porcentaje de falla Autor: propio de los autores	73
Tabla 4 Valores de la matriz de Admitancia y su inversa en matlab	97

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1 Frecuencia angular	10
Ecuación 2 Periodo	11
Ecuación 3 frecuencia	11

Ecuación 4 Voltaje en función del tiempo.....	12
Ecuación 5 Valor por unidad	45
Ecuación 6 Valor por unidad en porcentaje.....	46
Ecuación 7 Voltaje con relación a impedancia para circuitos de corriente alterna.....	47
Ecuación 8 Potencia en sistemas de potencia	47
Ecuación 9 Corriente base	47
Ecuación 10 Impedancia base en relación a corriente base	48
Ecuación 11 Impedancia base en relación a potencia base	48
Ecuación 12 Voltaje de línea a neutro trifásica	48
Ecuación 13 Potencia Monofásica	49
Ecuación 14 Corriente de base con relación a Voltaje trifásico	49
Ecuación 15 Impedancia de Base con relación a corriente o potencia trifásica.....	49
Ecuación 16 Corriente de base monofásica	50
Ecuación 17 Impedancia de base monofásica con relación a los MVA de base	50
Ecuación 18 Potencia Aparente trifásica	51
Ecuación 19 Corriente base trifásica	51
Ecuación 20 Impedancia base trifásica	51
Ecuación 21 Impedancia base	52
Ecuación 22 Impedancia en valor Real	52
Ecuación 23 Corriente en valor Real	52
Ecuación 24 Voltaje en valor Real.....	52
Ecuación 25 Potencia Aparente en valor Real	53
Ecuación 26 Z_{pu} (nuevos).....	55
Ecuación 27 Impedancia equivalente de un sistema interconectado	58
Ecuación 28 Aportación de corriente de falla del generador aplicando Thévenin.....	60
Ecuación 29 Aportación de corriente de falla del motor aplicando Thevenin.....	60
Ecuación 30 Impedancia de Thevenin del circuito	61
Ecuación 31 Corriente de falla Thevenin.....	61
Ecuación 32 Corriente de falla del motor por división de corriente	61
Ecuación 33 Corriente de la falla del generador por división de corriente	62
Ecuación 34 Corriente del Generador considerando corriente de prefalla.....	62
Ecuación 35 Corriente del Motor considerando corriente de prefalla.....	62
Ecuación 36 Corriente de falla trifásica con impedancia	63

Ecuación 37 corriente de falla trifásica con reactancia	64
Ecuación 38 Potencia Aparente trifásica	64
Ecuación 39 Corriente de falla trifásica con relación a voltaje en el punto de falla	64
Ecuación 40 Para Calcular Z_a en equivalente en estrella a partir de una Delta	65
Ecuación 41 Para Calcular Z_b en equivalente en estrella a partir de una Delta	65
Ecuación 42 Para Calcular Z_c en equivalente en estrella a partir de una Delta	66
Ecuación 43 Para Calcular Z_{ab} en equivalente en delta a partir de una estrella	66
Ecuación 44 Para Calcular Z_{bc} en equivalente en delta a partir de una estrella	67
Ecuación 45 Para Calcular Z_{ac} en equivalente en delta a partir de una estrella	67
Ecuación 46 Conversión de reactancias a admitancias	69
Ecuación 47 Matriz de corrientes de buses	70
Ecuación 48 Corriente de buses en forma matricial	71
Ecuación 49 Matriz de admitancia de bus	71
Ecuación 50 Inversa de la matriz Y bus de impedancia	72
Ecuación 51 Cambios de voltaje en los buses durante la falla	72
Ecuación 52 Aportación de corriente de falla de los generadores	74
Ecuación 53 Circulación de corriente en las líneas de transmisión del sistema	74
Ecuación 54 Potencia Aparente de cortocircuito trifásica	75

Lista de Abreviaturas, siglas y símbolos

A	Amper
ANSI	American National Standard Institute
AWG	American Wire Gauge
CCF	Cortacircuitos fusible
CFE	Comisión Federal de Electricidad
cm	Centrímetros
CTRS	Conjunto Transformador Red Secundaria
Hz	Hertz
I_B	Corriente Base
kW	KiloWatt
Kg	Kilogramo
Km	Kilómetro
LAPEM	Laboratorio de Pruebas de Equipos y Medición
NOM	Norma Oficial Mexicana
MCOV	Tensión Máxima de Operación Continua
mm	Milímetro
msnm	Metros Sobre el Nivel del Mar
PAD	Polietileno de Alta Densidad
S_B	Potencia Base
SEP	Sistemas Eléctricos de Potencia
$S_{\emptyset}$	Potencia Monofásica
$S_{3\emptyset}$	Potencia Trifásica
THHW-	Thermoplastic Heat Wet – Low smoke
LS	
V	Voltaje
V_B	Voltaje Base
V_{LN}	Voltaje de Línea a Neutro
V_{LL}	Voltaje de Línea a Línea
W	Watts
°C	Grados Centígrados
XLP	Polietileno de Cadena Cruzada
Z_B	Impedancia Base

INTRODUCCIÓN

Este libro es una guía exclusivamente didáctica de temas relacionados con la línea de investigación: Uso eficiente de la energía (Requisito del Doctorado del Instituto José Martí para obtener el grado de titulación), en especial sobre análisis de cortocircuito en fallas simétricas, que forma parte de la curricular de los Programas Educativos de la Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con lo cual no se pretende sustituir libros sobre sistemas de Potencia de cualquier autor, pero si hacer una referencia a un capítulo de cualquier libro del tema mencionado.

En la actualidad es de suma importancia el estudio de cortocircuito en los Sistemas Eléctricos de Potencia, debido a que tienen gran variedad de elementos que son necesarios para transportar la energía desde la generación hasta el consumidor, ya sea industrial, comercial o doméstico.

El análisis y estudio del cortocircuito puede determinar las magnitudes de las corrientes que existen durante una falla eléctrica, con los valores obtenidos con el cálculo, se realiza un estudio de protecciones y poder obtener las características y coordinación óptima y poder configurar los dispositivos de protección, ya que un cortocircuito existente en los Sistemas Eléctricos de Potencia puede ser de fatales consecuencias inclusive llegar a causar paro de industrias, de hospitales, de bancos, explosiones, incluso el riesgo de arco eléctrico por ionización del tablero (*arc flash*) y otros servicios.

En el análisis de los estudios de cortocircuito se recomienda un profesional en Ingeniería eléctrica, Ingeniero Mecánico Electricista, Ingeniero en Sistemas de Control, Ingeniero Mecatrónico, entre otros, enfocado en la rama de la energía eléctrica con conocimiento de algún software de análisis de ingeniería eléctrica; algunos de los cuales se mencionan en este trabajo, los más importantes, ya que son de gran utilidad para verificar resultados.

Para poder analizar y realizar el estudio de cortocircuito es de suma importancia que en algún dibujo represente a un Sistema Eléctrico de Potencia de manera más simple, para esto existen los Diagramas Unifilares en él se muestran con simbología los equipos y como está interconectado.

A nivel mundial la electricidad es un elemento fundamental para el desarrollo de los países, México no es la excepción, el crecimiento del sector eléctrico ha seguido una ruta paralela al desarrollo y avance tecnológico del país, la demanda de la energía eléctrica crece en forma exponencial con el transcurso del tiempo. Lo anterior ha obligado a construir líneas de alta tensión para el transporte de grandes cantidades de energía, de las centrales generadoras hasta los centros de consumo; así mismo, para hacer más económica y eficiente su transformación y distribución, se han construido subestaciones de potencia elevadoras y reductoras aprovechando las nuevas tecnologías.

La energía es el “combustible” necesario para el crecimiento económico y la mejora del bienestar. La energía eléctrica es la que hace funcionar las fábricas y nos permite disfrutar de un ambiente confortable en nuestros hogares mediante la calefacción y el aire acondicionado. Por eso, todos los países donde crece la economía registran también un aumento de su consumo energético.

En los análisis de Cortocircuito en sistemas industriales incluyen: coordinación selectiva de dispositivos de protección, diseño de sistemas a tierra, caída de tensión ocasionada por los arranques de motores, puesta a tierra de sistemas, corrección del factor de potencia, sistemas de alimentación ininterrumpible, selección apropiada de transformadores, ahorro de energía eléctrica, eficiencia energética y combinaciones de los conceptos mencionados.

El material que se presenta propone un enfoque para el aprendizaje de los cortocircuitos para los futuros Ingenieros relacionados con el área.

Existen varios autores de análisis de cortocircuito trifásico; en este trabajo solo se explicará el estudio de cortocircuito en fallas simétricas, ya que existen diferentes temas para una integración general como pueden ser: Cálculo de flujos de carga, estabilidad transitoria de sistemas de potencia, estabilidad en el estado permanente en sistemas de potencia, operación económica en sistemas de potencia, cálculo de protecciones entre otros.

Definición de objeto de estudio

Interés personal:

Desarrollo de habilidades teórico-práctico para la enseñanza de los estudios de Cortocircuito en los Sistemas Eléctricos de Potencia, en el área del aprendizaje para la prevención y protección de éstos.

Impacto social:

Análisis de la tecnología, así como la teoría básica para analizar las fallas en los diferentes Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) ya que un mal cálculo podría originar pérdidas humanas y económicas para un país.

Área de investigación:

El postulante realizará procesos de desarrollo en aplicaciones para el estudio de cortocircuito, así como sus diferentes tipos de falla, procesos ingenieriles, así como en el fomento y desarrollo para los futuros Ingenieros especializados en el enfoque del tema.

Problemática

Dos argumentos:

1. La necesidad de electricidad para consumo de la humanidad es de vital importancia para un país, es parte de su soberanía energética.
2. La necesidad de definir enfoques sobre cortocircuitos en Sistemas Eléctricos de Potencia.

Planteamiento de investigación.

Propuestas para definir la participación en análisis de Cortocircuito en este trabajo. En fallas trifásicas con los datos correspondientes en los ejercicios propuestos por diferentes autores.

Enfoque Tecnológico.

—Análisis de tecnología con software de libre acceso o con licencia para utilizar, en la solución de ejercicios planteados para la enseñanza del Cortocircuito, como base después de realizar con algún método manual básico en escritorio.

Enfoque Pedagógico.

Es de vital importancia para que el ingeniero en el ramo de la electricidad tenga las bases relacionadas al estudio y concepto del Cortocircuito con la solución en escritorio y/o *software*, y con ello tenga las competencias para laborar en alguna empresa pública o privada.

CAPÍTULO 1

BASES TEÓRICAS

1.1 Definición de cortocircuito

Circuito que se produce, generalmente de manera accidental, por contacto entre dos conductores de polos opuestos y suele ocasionar una descarga.

[1]

En el contexto de ingeniería se menciona así: cuando dos o más puntos se ponen en contacto entre los cuales existe una diferencia de potencial, caracterizándose por elevadas corrientes circulantes hasta el punto de falla.

Un cortocircuito es un fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos puntos entre los cuales existe una diferencia de potencial se ponen en contacto entre sí, caracterizándose por elevadas corrientes circulantes hasta el punto de falla. La magnitud de la corriente de cortocircuito es mucho mayor que la corriente nominal o de carga que circula por el mismo. Aún en las instalaciones con las protecciones más sofisticadas se producen fallas por cortocircuito [2].

Lo mejor es llevar a cabo este estudio después de que el equipo eléctrico ha sido aprobado, pero antes de que llegue al sitio. Si se encuentra que no es apto para corriente de falla, todavía hay posibilidad de hacer los ajustes necesarios antes de que surja un problema. Esto representará un importante ahorro de tiempo y dinero. De no hacerlo, las consecuencias podrían ser desastrosas. [3]

Existen evidencias científicas de que el acceso a la energía moderna, como la electricidad, impulsa el crecimiento económico y progreso humano. Esto se debe a que la disponibilidad de energía tiene un efecto directo sobre la productividad, la salud, la educación, el abastecimiento de agua potable, los servicios de comunicación, y una larga lista de beneficios y servicios. [4]

Los sistemas de generación, transmisión y distribución de energía son los facilitadores clave de la economía moderna y de nuestra sofisticada vida cotidiana. Su operación confiable no solo es crucial para evitar pérdidas económicas debido a interrupciones, sino también para mantener todos los servicios vitales, como la atención médica y las comunicaciones, disponibles día y noche. En 2003, alrededor de 50 millones de personas en América del Norte se vieron afectadas por uno de los mayores apagones de la historia que causó una pérdida económica estimada entre 4 y 10 mil millones de dólares a la economía estadounidense. [5]

1.2 Generación de corriente alterna

Es de suma importancia saber cómo se genera la energía eléctrica, de las plantas generadoras de electricidad, la mayoría de la electricidad producida en el mundo es de tipo corriente alterna, la cual circula a través de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

La corriente alterna (CA) va de un sentido llega a la carga, tiene un ciclo positivo y un negativo. Como se observa en la figura 1

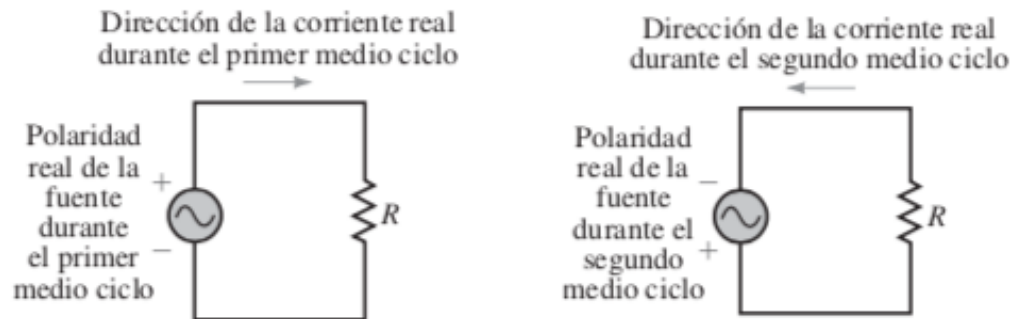


Figura 1 La dirección de la corriente se invierte cuando la polaridad de la fuente se invierte.

Autor: H Robbins 2007

La variación de un voltaje o corriente de Corriente Alterna (CA) contra el tiempo es llamada su forma de onda. Aunque muchas formas de onda son importantes, la fundamental es la onda seno. Ya que las formas de onda varían con el tiempo, se designan con letras minúsculas $v(t)$, $i(t)$, $e(t)$, entre otros.

[6]

Este voltaje tiene la forma que se observa en figura 2. A partir de cero, el voltaje se incrementa a un máximo positivo, disminuye a cero, cambia de polaridad, se incrementa a un máximo negativo y entonces retorna de nuevo a cero. Una variación completa se conoce como un ciclo.

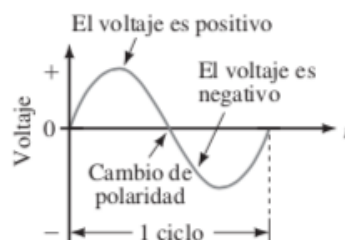


Figura 2 Variación del voltaje vs tiempo.

Autor: Robbison 2007

Ya que la forma de onda se repite a intervalos regulares se llama forma de onda periódica o frecuencia, como se observa en la figura 3.



Figura 3 Forma de onda periódica.

Autor: Robbison 2007

La forma de generar un voltaje inducido de corriente Alterna (CA) es girar una bobina de alambre (espira) a una velocidad angular constante en un campo magnético fijo, como se explica a continuación, la espira su nomenclatura es A, A' de un lado y B B' del otro como se observa en la figura 4 y también se tiene los anillos deslizantes y las escobillas conectan la bobina a la carga.

La posición 0° de la bobina como se observa en la figura 4(a), la espira lado A A' y B B' se mueve en sentido anti horario y paralelo a las líneas de flujo, en esta posición no cortan las líneas de flujo y el voltaje inducido de CA es cero.

La posición 90° de la bobina como se observa en la figura 4(b), el extremo A de la espira es positivo con respecto a B, se mueve en sentido anti horario y perpendicular a las líneas de flujo, en esta posición cortan las líneas de flujo y el voltaje inducido de CA es máximo, la dirección de la corriente sale del anillo deslizante A.

La posición 180° de la bobina de nuevo como se observa en la figura 4(c), se mueve en sentido anti horario y paralelo a las líneas de flujo, en esta posición no cortan las líneas de flujo y el voltaje inducido de CA es cero.

La posición 270° de la bobina como se observa en la figura 4(d), la polaridad de voltaje inducido de CA es máximo y se ha invertido, regresando a su posición de inicio, en México y varios países del mundo su frecuencia es de 60 Hertz.

En la práctica, las rotaciones son tan rápidas que a una lámpara incandescente no le da tiempo de apagarse y parece estar encendida continuamente.

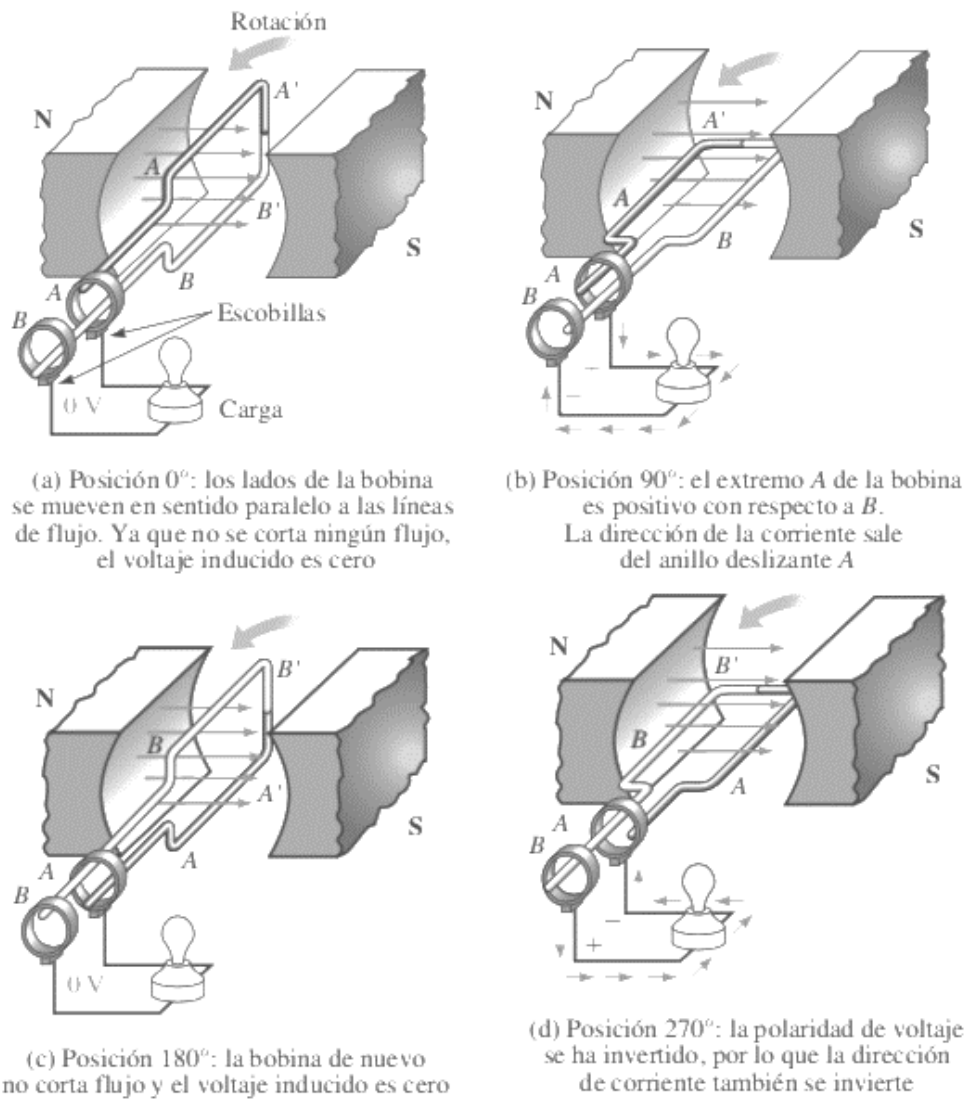


Figura 4 Generación de voltaje CA

Autor: Robbison 20017

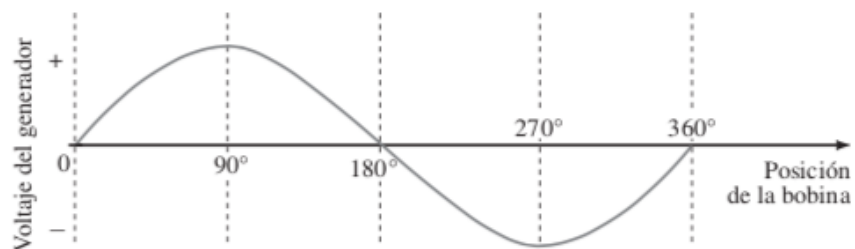


Figura 5 Voltaje de la bobina frente a la posición angular.

Autor: Robbison 2007

Como se observa en la figura 5, el inicio en 0° el voltaje es cero, en 90° el voltaje es máximo positivo, en 180° el voltaje es cero, en 270° el voltaje es máximo negativo y en 360° el voltaje es cero. Con respecto a la posición de la bobina.

Frecuencia (f)

El número de ciclos por segundo de una forma de onda se define como su frecuencia. Como se observa la figura 6(a) un ciclo ocurre en un segundo; entonces su frecuencia es un ciclo por segundo. De manera similar, la frecuencia de la figura 6(b) es dos ciclos por segundo y la de figura 6(c) es de 60 ciclos por segundo. La frecuencia se denota con la letra f . En el sistema internaciona, su unidad es el *Hertz* (Hz), por definición.

$$1 \text{ Hz} = 1 \text{ ciclo por segundo}$$



Figura 6 Ejemplo de ciclos en Hertz

Autor: Robbison 2007

La frecuencia angular ω

Las unidades de la frecuencia angular son radianes sobre segundos. La velocidad del ángulo para una onda es 2π . Como se observa en la figura 7.

$$\omega = \frac{2\pi}{T} = 2\pi f$$

Ecuación 1 Frecuencia angular

Donde:

ω = Frecuencia angular (rad/s)

T = Periodo (s)

f = Frecuencia (Hz)

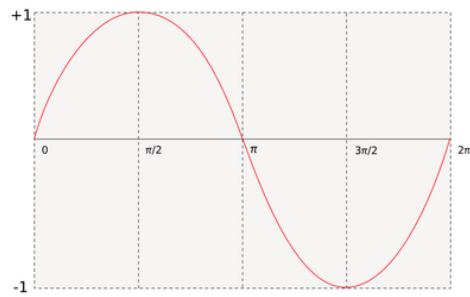


Figura 7 Un ciclo de onda sinusoidal con fase 2π (radianes).

Autor: wikibooks commons 2007

Período (T)

El periodo T , de una forma de onda, como se observa en la Figura 8, es la duración de un ciclo es el inverso de la frecuencia.

$$T = \frac{1}{f} \text{ (s)}$$

Ecuación 2 Periodo

Donde:

T = Periodo (s)

f = Frecuencia (Hz)

$$f = \frac{1}{T} \text{ (Hz)}$$

Ecuación 3 frecuencia

Donde:

f = Frecuencia (Hz)

T = Periodo (s)

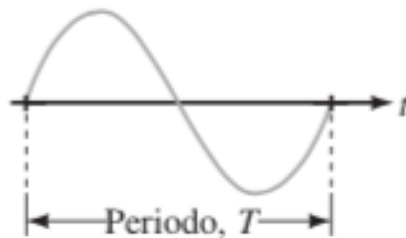


Figura 8 El periodo T es la duración de un ciclo, medido en segundo.

Autor: Robbison 2007

El voltaje pico a pico (V_{p-p}) Se mide entre los picos mínimo y máximo.

Los voltajes pico a pico se denotan como E_{p-p} , V_{p-p} ó $2V_p$.

El valor pico a pico de un voltaje o corriente es un valor máximo con respecto a cero. como se observa en la Figura 9.

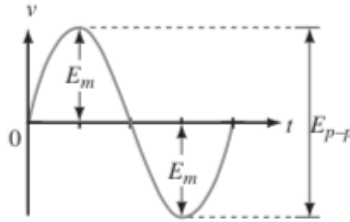


Figura 9 Voltaje pico a pico

Autor: Robbison 2007

Por consiguiente, la fórmula matemáticamente para representar el voltaje con respecto al tiempo se observa en la Ecuación 4:

$$V(t) = V_p \text{sen}(wt + \theta)$$

Ecuación 4 Voltaje en función del
tiempo

Donde:

$V(t)$ = Voltaje que depende del
tiempo

V_p = Tensión pico o amplitud

Sen = Tipo de señal senoidal

Wt = Frecuencia angular

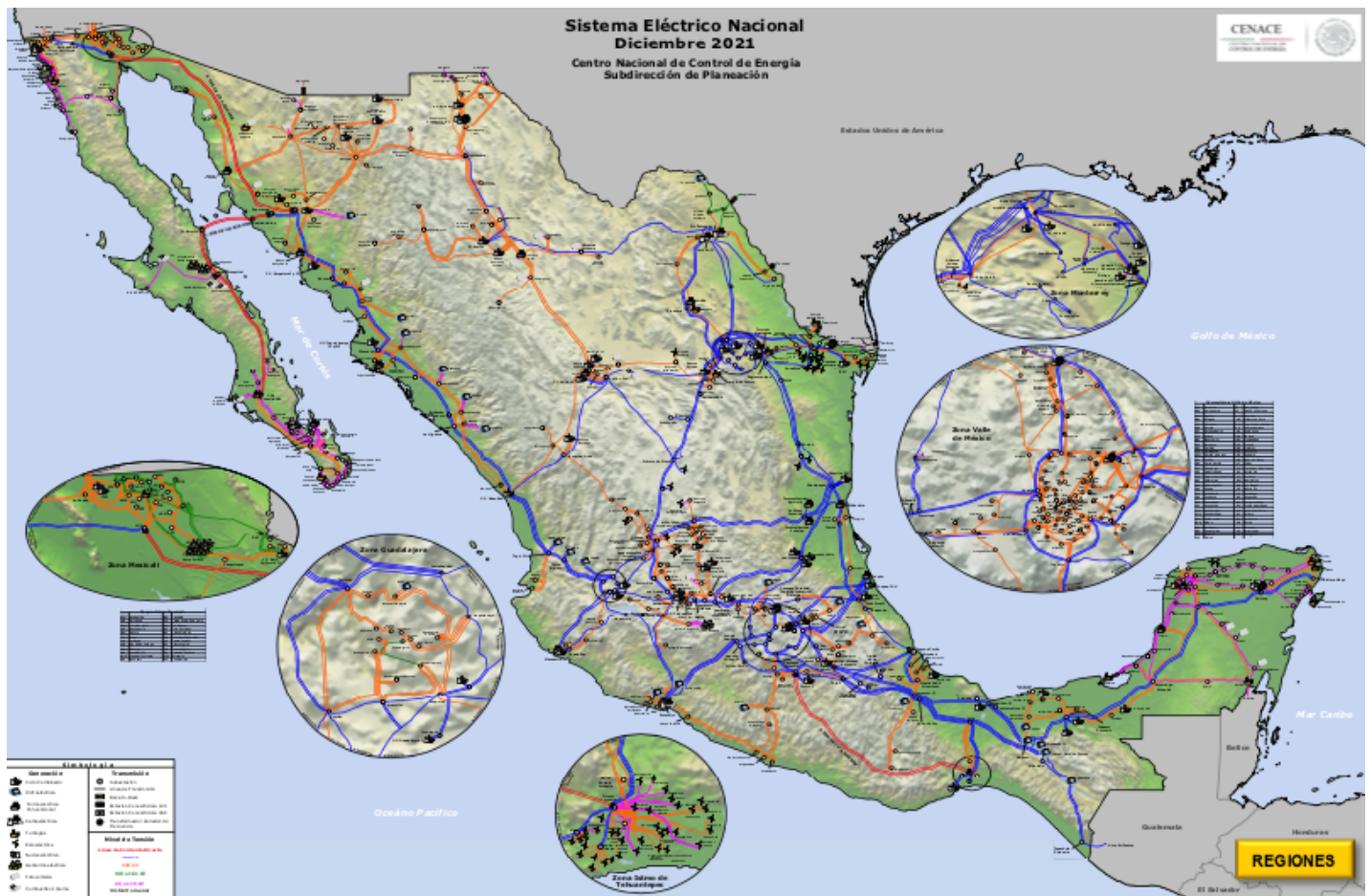
θ = Ángulo de fase

1.3 Representación de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP)

Desde los primeros cursos introductorios de circuitos eléctricos, se hace énfasis de la importancia que tiene el realizar un modelo matemático del sistema eléctrico a estudiar. Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) tiene un gran número de componentes interconectados adecuadamente con el objeto de conducir la energía eléctrica desde las centrales generadoras hasta los lugares de consumo. Para tal fin, se emplean dispositivos tales como generadores, transformadores, líneas de transmisión e interruptores.

1. El hecho de que el sistema de potencia sea trifásico
2. El gran número de unidades generadoras, de transformadores y de líneas de transmisión que componen el sistema
3. La característica de los transformadores que dividen al sistema en muchas secciones diferentes de voltaje.

En la figura 10 se observa la red del Sistema Eléctrico de Potencia para México con los diferentes tipos de generación, así como sus diferentes niveles de tensión y su transmisión; el estudio una falla de cortocircuito es de vital importancia.



Autor: CENACE 2021

En la figura 11 se observa la simbología de los diferentes tipos de generación eléctrica, así como sus niveles de tensión eléctrica.



Figura 11 Sistema Eléctrico Nacional

Autor: CENACE 2021

En la figura 12 se observa de manera esquemática como un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) es aquel que permite generar, transportar, distribuir y comercializar la energía eléctrica, hasta los diferentes tipos de consumidores, esto es en todas las partes del planeta.

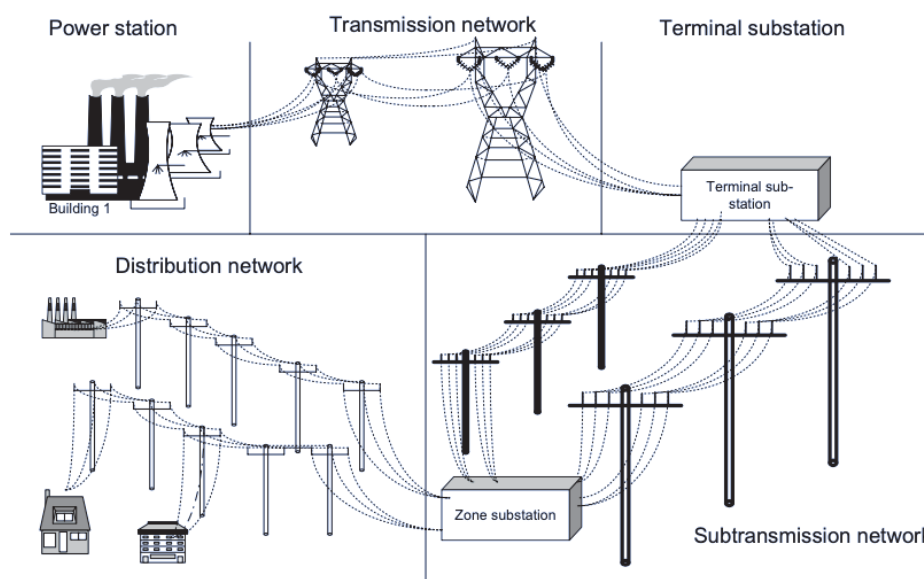


Figura 12 Diagrama esquematizado del sistema de suministro eléctrico

Autor: Electric Distribution System IEEE 2011

Como se puede observar en la figura 13 es el diagrama unifilar de un sistema eléctrico de potencia (SEP) para poder desarrollar los estudios y análisis correspondientes de fallas simétricas a los SEP, es como lo debe interpretar un estudiante de ingeniería y un ingeniero relacionado con el tema.

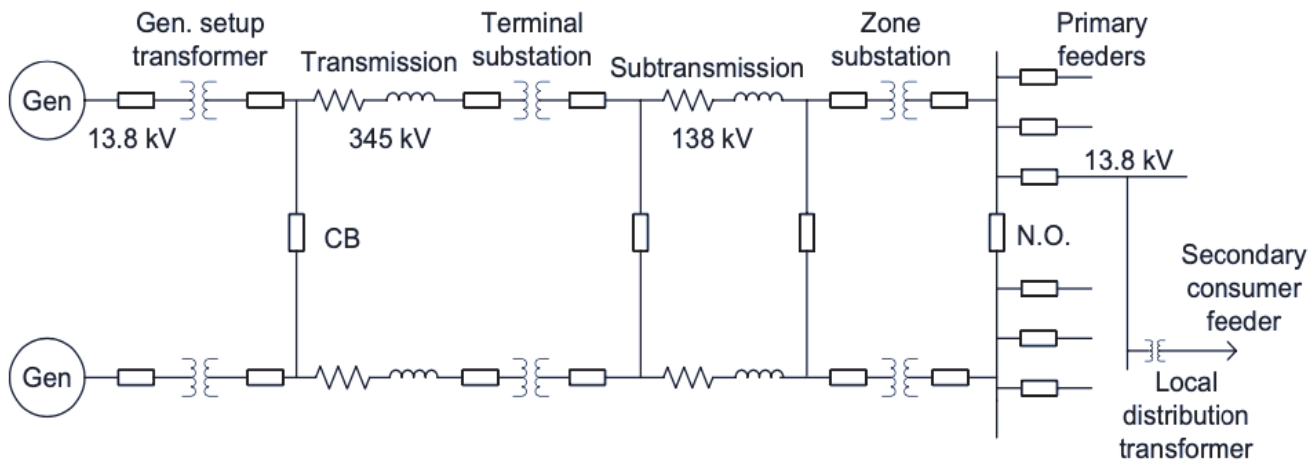


Figura 13 Diagrama unifilar del sistema de suministro eléctrico

Autor: Electric Distribution System IEEE 2011

1.4 Fuentes que aportan corrientes de cortocircuito

El análisis de fallas simétricas es, por supuesto, más sencillo de llevar a cabo. Una red de potencia comprende generadores síncronos, transformadores, líneas y cargas. Aunque las condiciones de operación en el momento de las fallas son importantes, las cargas se pueden despreciar durante la falla, ya que los voltajes caen a valores muy bajos de modo que las corrientes que toman las cargas se pueden despreciar en comparación con las corrientes de falla. [7] [8]

Cuando se realiza el análisis de cortocircuito es sumamente importante que se consideren todas las fuentes que aportan corrientes de cortocircuito y que las reactancias características de estas fuentes sean conocidas.

Se conocen cuatro fuentes aportadoras de corriente cuando hay una falla de cortocircuito, como se observa en la figura 14.

1. Generadores
2. Motores y condensadores síncronos
3. Motores de Inducción
4. Sistemas de la compañía suministradora

Todas alimentan corriente de cortocircuito a la falla

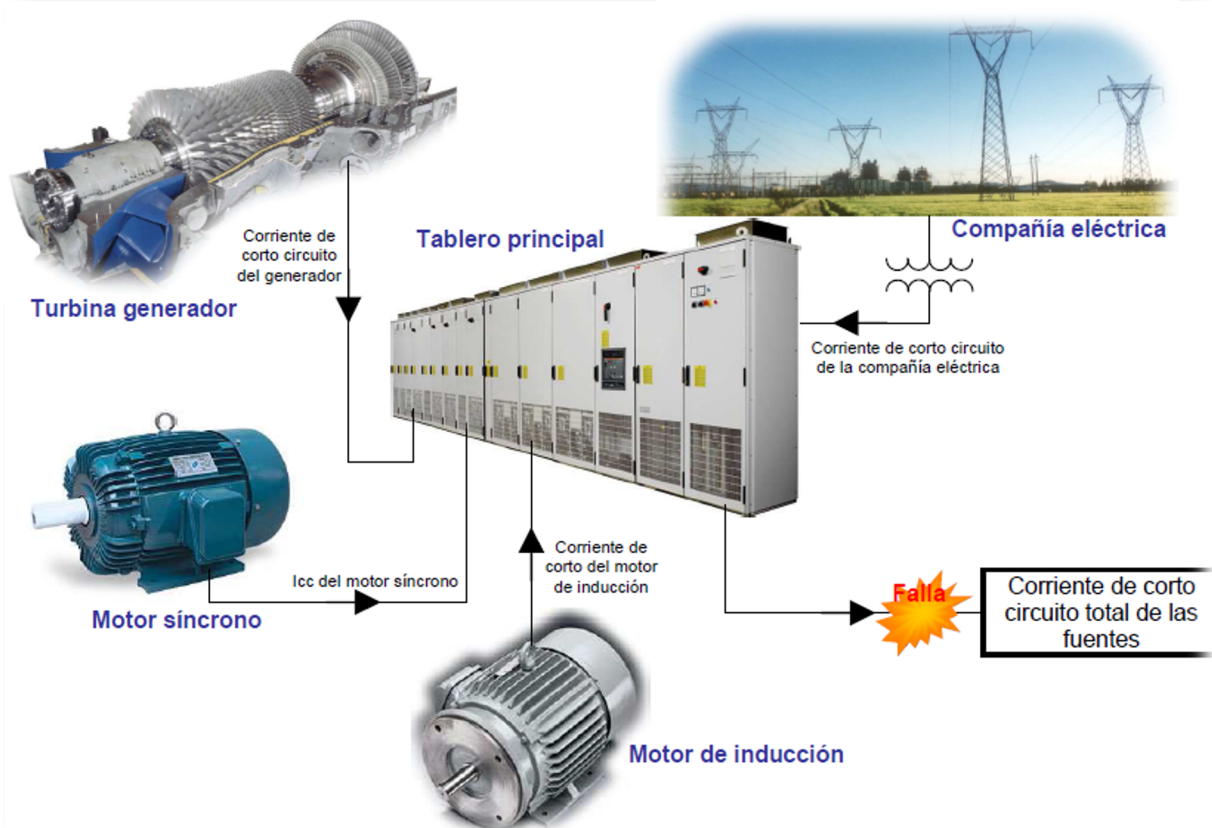


Figura 14 Aportaciones de distintas fuentes a la corriente de cortocircuito

Autor: wikibooks commons 2018

1.4.1 Generadores

Los generadores son accionados por turbinas, motores diésel, ruedas hidráulicas otro tipo de primomotores. Cuando ocurre un cortocircuito en el circuito al cual está conectado el generador, sigue para producir tensión en las terminales de éste, porque la excitación de campo se mantiene y el primomotor sigue moviéndolo a velocidad normal. El voltaje produce una corriente de cortocircuito de gran magnitud, la cual fluye del generador (o generadores) al punto de falla.

Este flujo de corriente se limita únicamente por la impedancia del generador y la impedancia del circuito entre el generador y el punto donde ocurre la falla. En el caso de un cortocircuito en los terminales del generador, la corriente queda limitada por la impedancia del generador solamente. [8] [9]

1.4.2 Motores síncronos

Los motores síncronos están contruidos substancialmente igual que los generadores; tienen un campo excitado por corriente directa y un devanado en el estator por la cual fluye la corriente alterna. Normalmente el motor toma la potencia de línea y convierte la energía eléctrica en energía mecánica.

Durante un cortocircuito en el sistema, el motor síncrono actúa como un generador y aporta corriente de cortocircuito. Tan pronto como el cortocircuito se establece, el voltaje en el sistema se reduce aún a un valor mucho más bajo. Por lo consiguiente el motor deja de entregar energía a la carga mecánica y empieza a detenerse.

Sin embargo, la inercia de la carga y el rotor impiden al motor que se detenga; en otras palabras, la energía rotatoria de la carga y el rotor mueven al motor síncrono como primo-motor mueve a un generador.

La magnitud de la corriente de cortocircuito depende de la potencia, voltaje nominal y reactancia del motor síncrono y de la reactancia del sistema hasta el punto de falla.[2] [3] [8]

1.4.3 Motores de inducción

La inercia de la carga y el rotor de un motor de inducción tienen exactamente el mismo efecto sobre el motor de inducción como en el motor síncrono; siguen moviendo al motor después de que ocurre un cortocircuito en el sistema. Sólo existe una diferencia: El motor de inducción no tiene un campo excitado por una corriente directa, pero existe un flujo en el motor durante la operación normal. Este flujo actúa en forma similar al flujo producido por el campo de corriente directa en el motor síncrono. El campo de motor de inducción se produce por inducción desde el estator en lugar del devanado de corriente directa.

El flujo del rotor permanece normal mientras se aplica voltaje al estator desde una fuente externa (el sistema eléctrico), sin embargo, si la fuente externa de voltaje se elimina súbitamente, esto es, cuando ocurre el cortocircuito en el sistema, el flujo en el rotor no puede cambiar instantáneamente.

Debido a que el flujo del rotor no puede decaer instantáneamente y la inercia sigue moviendo al motor, se genera un voltaje en el devanado del estator causando una corriente de cortocircuito que fluye hasta el punto de la falla, hasta que el flujo del rotor decae a cero.

La magnitud de la corriente de cortocircuito producida por el motor de inducción depende de su potencia, el voltaje nominal, reactancia del motor y la reactancia del sistema hasta el punto de falla. Consecuentemente, el valor inicial simétrico de la corriente de cortocircuito es aproximadamente igual a la corriente de arranque a tensión plena del motor [3] [8]

1.4.4 Sistema de la compañía suministradora

Los Sistemas Eléctricos de las compañías suministradoras, tanto del Estado como privadas, representan una gran red de plantas generadoras interconectadas.

En un sistema típico, los generadores no se ven afectados por las altas corrientes de cortocircuito que se producen en una planta industrial, únicamente aparece en ellos un incremento en su corriente de carga que tiende a permanecer constante.

Las líneas de transmisión y distribución, así como los transformadores, introducen impedancias entre las plantas generadoras y los consumidores industriales; de no ser así, las compañías suministradoras serían una fuente infinita de corriente de falla.

La representación de la compañía suministradora para el estudio de cortocircuito será una impedancia equivalente referida al punto de conexión (punto de acometida).

En la figura 15 se observan los diferentes tipos de plantas principales generadoras de electricidad de parte del estado como de privadas para México.



Figura 15 Principales Centrales Eléctricas en 2017 Estado y Privadas

Autor: CENACE

1.5 Formas de onda de las corrientes de cortocircuito

En la figura 16 se observa las formas de onda de las corrientes de cortocircuito con las que atribuye cada uno de los aspectos mencionados con anterioridad, con el fin de ilustrar cada una de las corrientes de falla que se suman y proporcionan la corriente de cortocircuito total en el punto de falla de un sistema eléctrico. Al presentarse el cortocircuito en una instalación, se presentará una corriente de una magnitud muy elevada que se reducirá con el tiempo hasta llegar a un valor permanente, por lo tanto, se puede decir que la corriente de cortocircuito tiene las siguientes características:

1. Es senoidal con un periodo dependiente de la frecuencia de la red de alimentación.
2. Se va amortiguando con una corriente de tiempo que depende de las características de la red de alimentación.
3. Contiene una componente asimétrica que depende del desfaseamiento entre la tensión y la corriente en el instante de la falla.

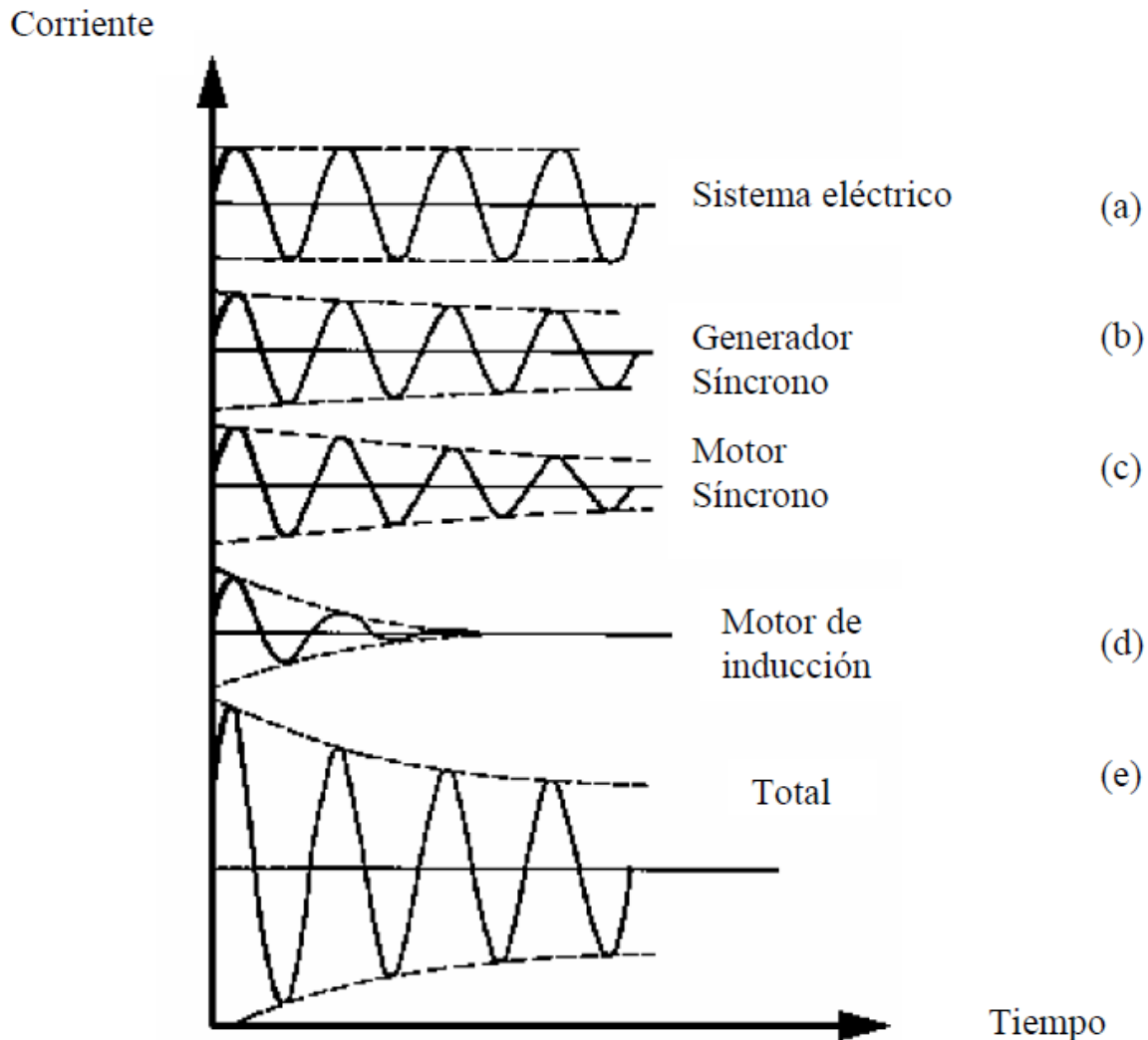


Figura 16 Tipos de Onda de Cortocircuito en fallas de equipos rotativos

Autor: Irvin Lazar Ed. Limusa 1994

1.5.1 Tipos de onda de cortocircuito

Transitorios en sistemas de potencia. El fenómeno transitorio es una función aperiódica del tiempo y no dura más. La duración por la que duran es muy insignificante en comparación con el tiempo de operación del sistema. Sin embargo, son muy importantes porque, dependiendo de la gravedad de

estos transitorios, el sistema puede provocar un apagón en una ciudad, el cierre de una planta, incendios en algún edificio, entre otros. [10]

Un cortocircuito tiene tres clases de componentes principales:

1. Fuentes que tienen reactancias variables con el tiempo y que producen corrientes de cortocircuito.
2. Componentes de circuito con reactancias constantes que limitan la magnitud de la corriente de cortocircuito.
3. Interruptores y fusibles que interrumpen el flujo de corriente de cortocircuito.

En el caso de una falla específica, el primer paso en el cálculo de cortocircuito es la determinación de sus reactancias. La corriente de cortocircuito en el primer medio ciclo se determina mediante las reactancias subtransitorias, $X''d$.

Éstas determinan el esfuerzo instantáneo de interruptores y fusibles, que es el mayor esfuerzo que deben de resistir.

Las ondas de corriente de cortocircuito en los sistemas industriales de alimentación son principalmente de forma senoidal como se observa en la figura 17.

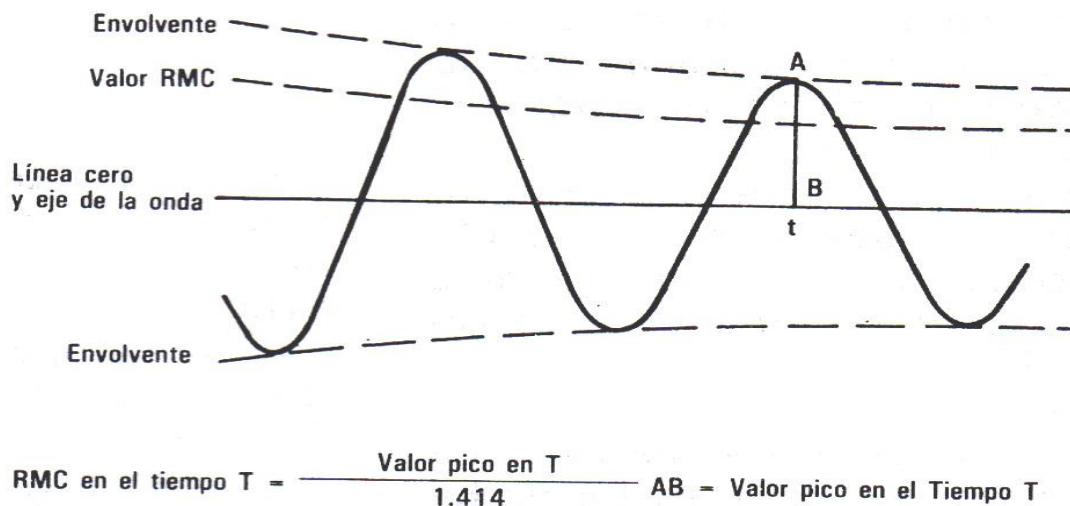


Figura 17 Onda senoidal simétrica, puede disminuir en magnitud.

Autor: Cuaderno Técnico nº 158 Schneider Electric

La resistencia de los circuitos de potencia normales es de poca importancia en comparación con su reactancia. Además, cuando ocurre un cortocircuito la mayor parte de la resistencia se elimina permaneciendo un circuito altamente reactivo.

Una onda senoidal simétrica tiene su eje con el eje cero establecido en condiciones normales, la onda senoidal puede disminuir en magnitud, como se observa en la figura 18.

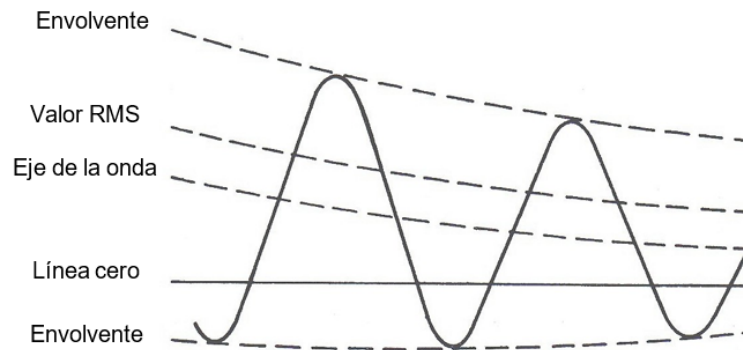


Figura 18 Onda senoidal asimétrica

Autor: Cuaderno Técnico n° 158 Schneíder Electric

El eje de una onda senoidal asimétrica no coincide con el eje normal cero. La envolvente define los valores pico de la onda en torno a su propio eje.

Cuando las envolventes no son simétricas con respecto al eje de las ordenadas, eje cero, se les llama envolventes de corriente asimétrica, como se observa en la figura 19.

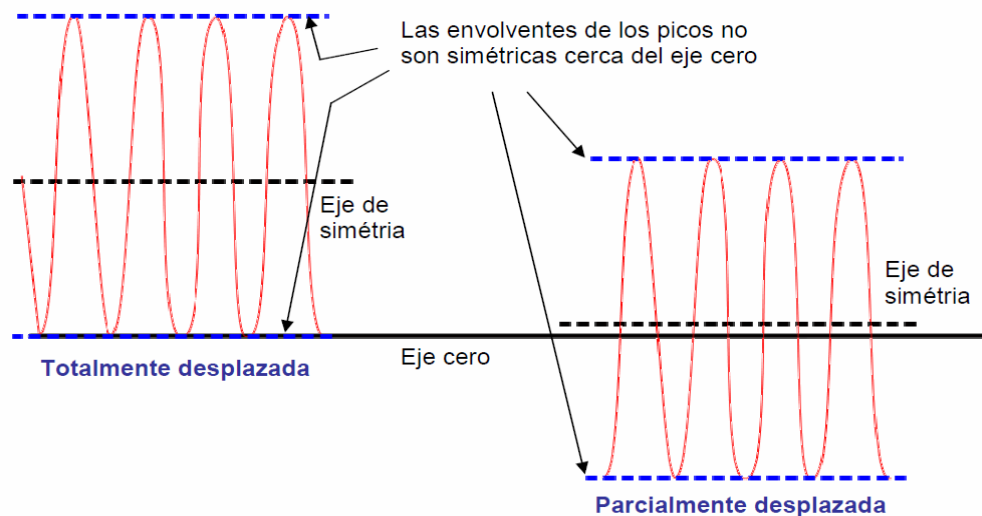


Figura 19 Envolvente desplazadas con respecto al eje cero

Autor: Elaborado a partir de Análisis y diseño de sistemas eléctricos para plantas industriales de Irwin Lazar Ed. Limusa 1994

Si en el circuito ocurre una falla en el instante del voltaje pico de la onda, la corriente de cortocircuito comienza casi en cero y su onda senoidal que debe estar 90° fuera de fase con respecto a la del voltaje, y por lo tanto se desplaza del eje cero como se observa en la figura 20.

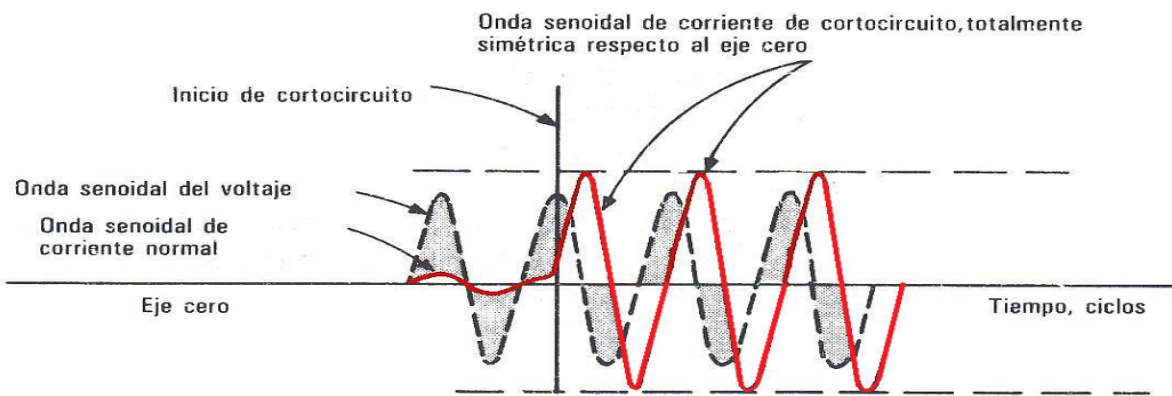


Figura 20 Cortocircuito en el instante de un voltaje pico

Autor: Elaborado a partir de Análisis y diseño de sistemas eléctricos para plantas industriales de Irwin Lazar Ed. Limusa 1994

Cuando el cortocircuito ocurre en el instante de un voltaje pico y el cortocircuito es totalmente reactivo, la onda de cortocircuito es simétrica en torno al eje cero.

Si el cortocircuito ocurre en el punto cero de la onda de voltaje, la corriente, también con inicio en cero, no se puede incrementar con el voltaje ni permanecer en fase con él. La onda de corriente debe retrasarse 90° con respecto al voltaje, y por lo tanto se desplaza del eje cero. A medida que el voltaje se aproxima a su pico, la onda de corriente continúa incrementándose hasta que el voltaje se vuelve cero, produciendo una corriente de cortocircuito totalmente asimétrica, como se observa en la figura 21. [11]

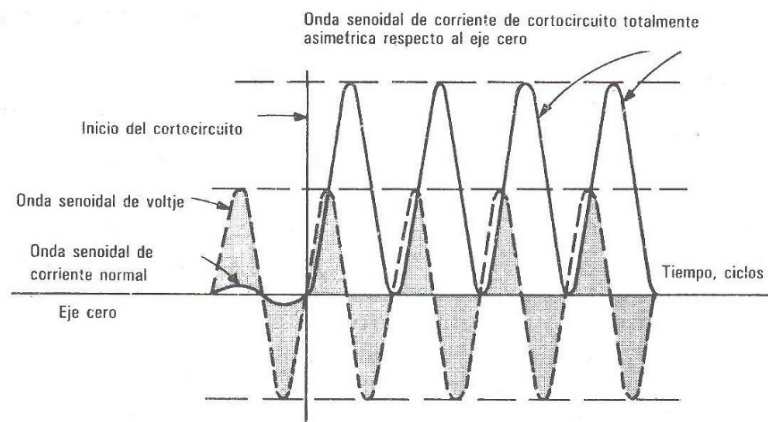


Figura 21 Cortocircuito en el instante en voltaje cero

Autor: Análisis y diseño de sistemas eléctricos para plantas industriales, de Irwin Lazar Ed. Limusa 1994

Cuando el cortocircuito ocurre a un voltaje cero y es totalmente reactivo, la onda de cortocircuito no tiene simetría con respecto al eje cero.

Se puede concebir la corriente asimétrica total como una corriente simétrica que tiene superpuesta una componente de CC como se observa en la figura 22.

La componente de CC representa el desplazamiento de la onda de senoidal desde el eje cero. La corriente de CC es eliminada en el periodo comprendido de 1 a 6 ciclos.

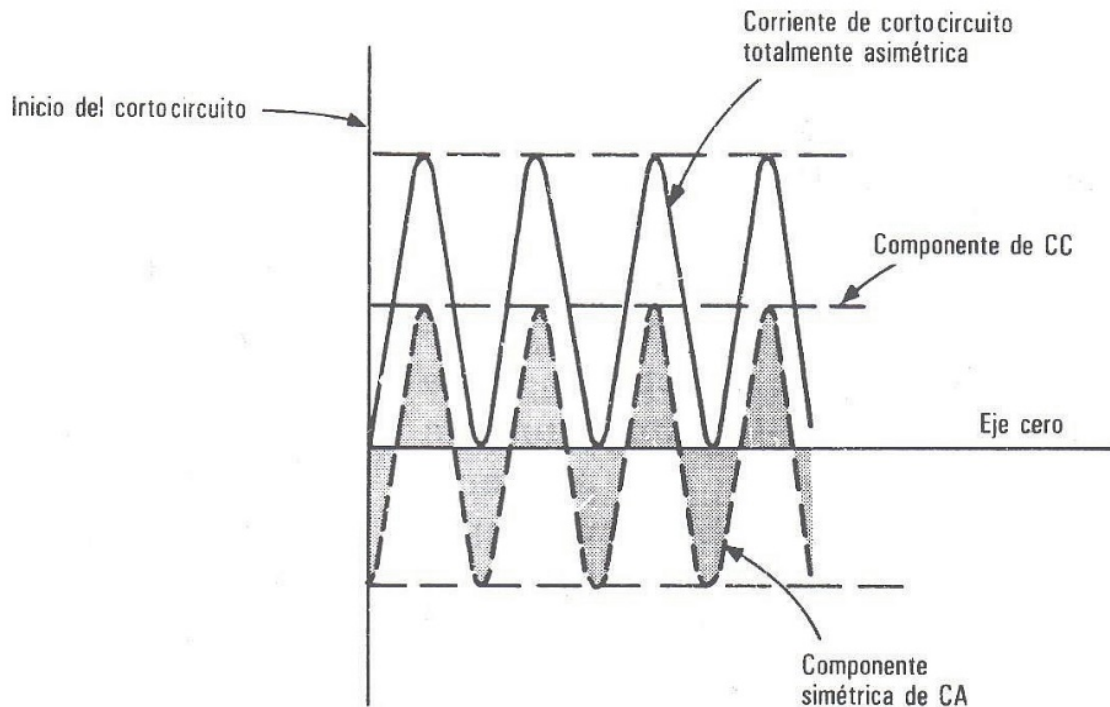


Figura 22 Corriente asimétrica total

Autor: Análisis y diseño de sistemas eléctricos para plantas industriales, de Irwin Lazar Ed. Limusa
1994

La corriente simétrica de cortocircuito se puede concebir como la suma de una corriente alterna simétrica y una componente de CC sobre puesta a ella.

Un cortocircuito se puede presentar en cualquier punto entre los valores cero y pico de voltaje. El desplazamiento de la onda de corriente de cortocircuito tiene lugar entre los dos extremos, dependiendo del punto de la onda del voltaje en el cual ocurre el cortocircuito como se observa en la figura 23.

En un circuito real, el cortocircuito ocurre con frecuencia en algún punto entre los valores cero y pico de la onda de voltaje. El circuito mostrado es totalmente reactivo.

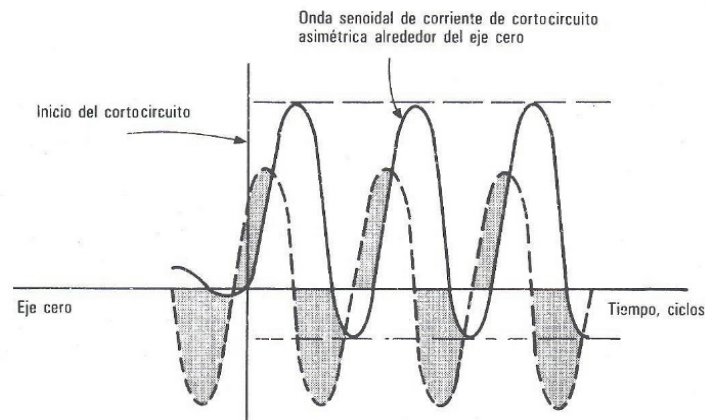


Figura 23 Cortocircuito en algún punto entre los valores cero y pico

Autor: Análisis y diseño de sistemas eléctricos para plantas industriales de Irwin Lazar Ed. Limusa
1994

Todo circuito real tiene resistencia, y ésta causa que la componente de CC disminuya a cero varios ciclos después de que se inicia la falla. El efecto resultante es la transformación de una corriente inicial asimétrica a una simétrica. Se considera que la componente de CC se genera en el sistema de CA y no por alguna fuente externa. Por lo tanto, su energía se disipará como una pérdida de $I^2 R$ en la resistencia del circuito, se muestran los factores de multiplicación para el decaimiento de la componente corriente directa como se observa en la figura 24.

Máxima corriente pico asimétrica instantánea = componente de CC + componente simétrica de CA. El valor a medio ciclo depende del valor X/R

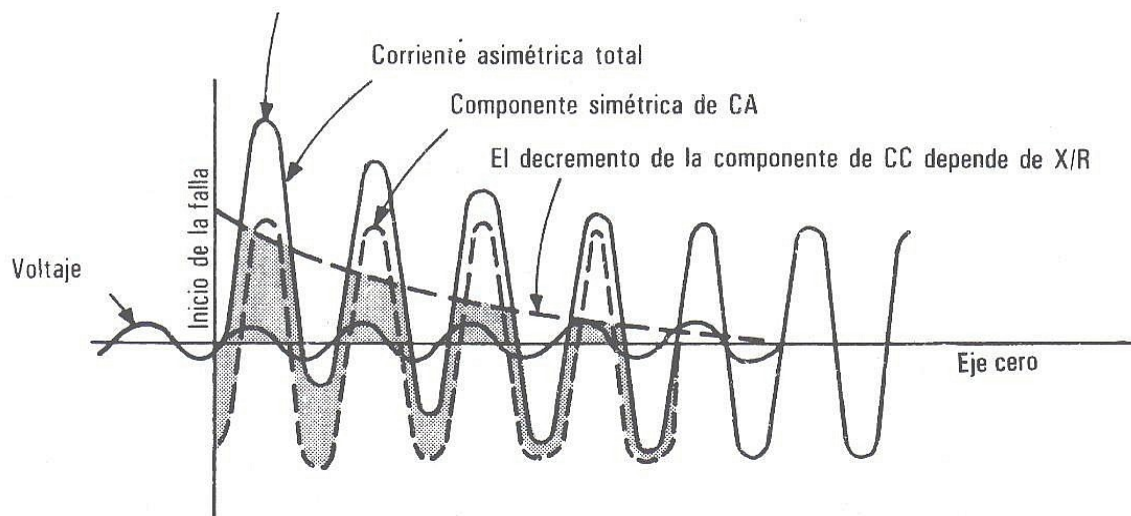


Figura 24 La corriente asimétrica inicial cambia a corriente simétrica

Autor: Análisis y diseño de sistemas eléctricos para plantas industriales de Irwin Lazar Ed. Limusa
1994

El factor X/R es la relación de la reactancia a la resistencia del circuito considerado. La disminución (o decremento) de la componente de CC depende de la relación X/R . X corresponde a la reactancia y R a la resistencia de todos los componentes del circuito entre la fuente y la falla. Si $R = 0$, la relación es infinita y la componente CC nunca disminuye. Si $X = 0$, la relación es cero y la componente CC disminuye instantáneamente. En el caso de relaciones intermedias, la componente de CC disminuye con el transcurso del tiempo a cero, dependiendo la duración de este lapso de la relación específica X/R como se observa en la figura 25. [11]

A mayor reactancia con respecto a la resistencia, más tiempo tardará en disminuir la componente de CC. La componente de CC en un circuito real disminuye con el tiempo debido a la presencia de alguna resistencia. La corriente asimétrica inicial cambia a corriente simétrica.

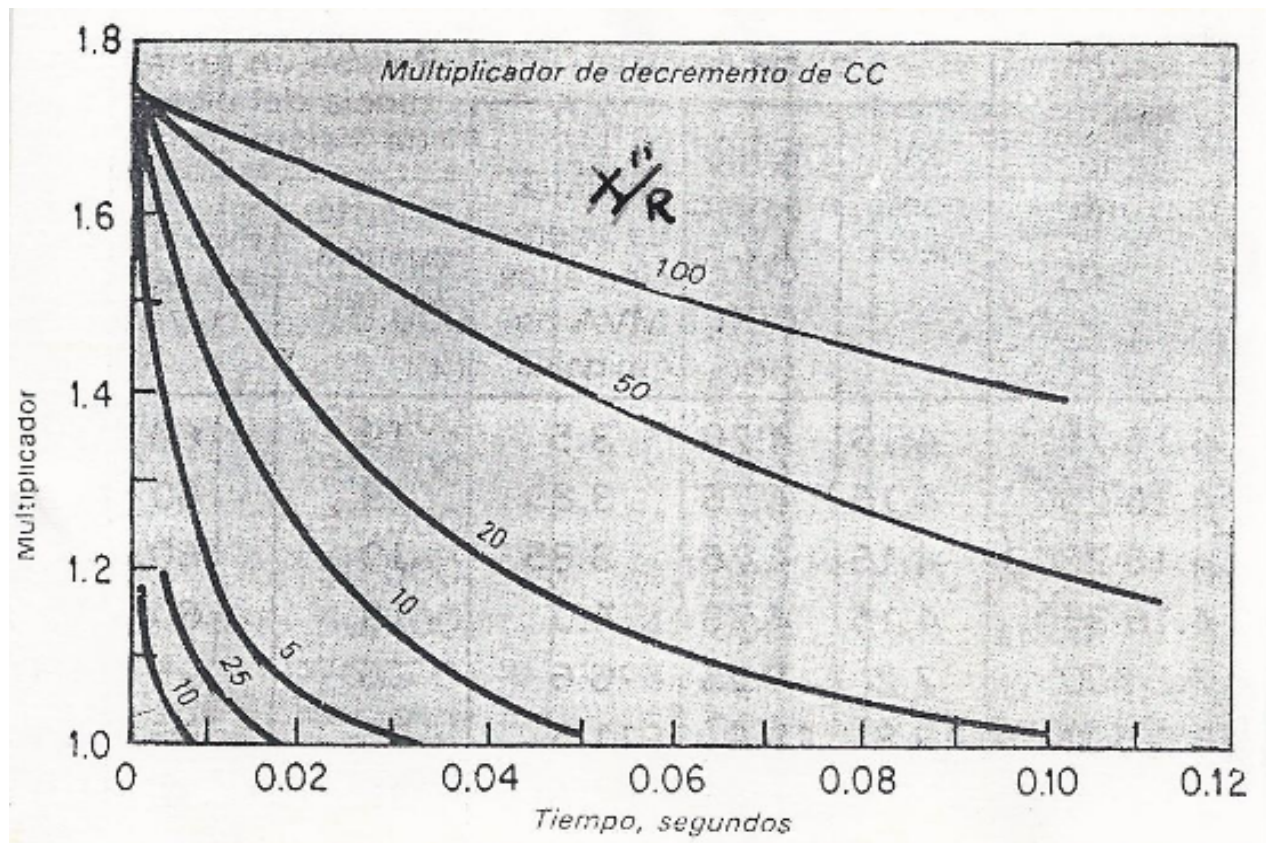


Figura 25 Factores de multiplicación de la componente de corriente directa

Autor: Análisis y diseño de sistemas eléctricos para plantas industriales de Irwin Lazar Ed. Limusa

1994

1.6 Importancia del cálculo de cortocircuito

Los sistemas eléctricos requieren de estudios para evaluar su comportamiento, confiabilidad y seguridad para ello se lleva a cabo la planificación, diseño y su correcta operación. Los cortocircuitos son claros ejemplos de que debemos considerar los cálculos pertinentes para la selección de equipos y la coordinación e sus respectivas protecciones.

Uno de los objetivos del estudio del cortocircuito es el cálculo de la corriente máxima y comportamiento durante el tiempo que permanece el mismo. Con esto podemos determinar el valor de la corriente que buscamos interrumpir y conocer el esfuerzo al que se someterán los equipos durante el tiempo transcurrido desde la presentación de la falla hasta su culminación y así determinar la protección pertinente. [12]

El análisis del cortocircuito tiene muchos propósitos, unos de estos son:

1. Proteger los equipos eléctricos de un posible estrés térmico (I^2t).
2. Determinar los rangos y calibraciones de los relés para la coordinación de protecciones.
3. Verificar la capacidad interruptiva de los dispositivos de protección.

Los cortocircuitos tienen diversas consecuencias dependiendo de su naturaleza y duración de falla, la magnitud de las corrientes y el punto de la instalación afectado.

Generalmente se puede considerar los siguientes efectos:

En el punto de falla podemos encontrar desde arcos eléctricos; los arcos pueden ocasionar el deterioro de conductores, así como fusión de los mismos, incluso pueden ser causa de incendios que pueden poner en riesgo tanto los elementos cercanos a la falla como la integridad física de las personas.

En el circuito se generan esfuerzos electrodinámicos que causan roturas de aisladores, deformación de los juegos de barras, daños en bobinas de transformadores o maquinas rotativas; de igual manera, se producen esfuerzos térmicos que por efecto *Joule* causan deterioro en los aislantes.

En el resto de la instalación, tenemos una disminución de la tensión durante el tiempo de la eliminación de la falla. gran parte de la instalación queda puesta fuera de servicio dado que se perturban los circuitos de control y comunicaciones ocasionando grandes pérdidas económicas.

La seguridad humana es otro de los objetivos ya que para el personal es común imaginarse y analizar los inmensos riesgos y consecuencias que presenta un cortocircuito por sus grandes corrientes y su incorrecto cálculo.

Un mal cálculo, como se ha hablado, trae inmensas consecuencias tanto en las instalaciones eléctricas como en los equipos eléctricos primarios o en la misma integridad del personal.

Con el cortocircuito encontramos aparte de las grandes corrientes, incremento en los campos magnéticos e incremento en la temperatura de los aisladores de los conductores lo cual puede causar incendio en materiales combustibles incluso explosiones peligrosas.

Los tres peligros principales asociados a los arcos eléctricos son:

1. Radiación térmica y haz de luz intenso

Es necesario el cálculo de cortocircuito para determinar la protección del trabajador contra la sobrecorriente en el arco eléctrico, ya que varios factores afectan la gravedad de lesiones, el color de la piel, el área expuesta, el tiempo de exposición y el tipo de ropa utilizada por el trabajador.

2. Explosión de onda causada por el arco de alto voltaje

El arco eléctrico de 25 kA es capaz de causar una explosión que puede impactar a un trabajador que se encuentra a 2 ft de distancia con una fuerza de casi 480 lb en el frente del cuerpo. Además de ello puede causar graves daños como auditivos y pérdida de la memoria debido a conmoción cerebral, esta fuerza puede expulsar a la víctima fuera del arco eléctrico, lo cual puede ser favorable para disminuir la exposición térmica, pero puede causar graves lesiones físicas. Esta dicha onda puede expulsar objetos grandes a grandes distancias. [13]

Existe registro de que dicha fuerza ha sido tal que desprende la cabeza de los tornillos de acero y derrumba muros.

3. Fundición de los componentes de cobre y aluminio de los equipos eléctricos debido a un arco de alto voltaje.

1.6.1 Importancia en cortocircuito respecto al análisis del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)

En el anexo 1 se puede analizar la importancia en cortocircuito respecto al análisis del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

En el apartado se citó completo del documento Niveles de cortocircuito de la Red Nacional de Transmisión marzo 2021 del CENACE Centro Nacional de Control de Energía del Gobierno de México. con el Tema: Niveles de cortocircuito de la Red Nacional de Transmisión 2023. [14]

Ver anexo 1.

1.7 Concepto cortocircuito

Cualquier evento que interfiere con el flujo normal de corriente dentro de un circuito se determina falla. La mayoría de estas son originadas por las descargas atmosféricas. La alta tensión entre un conductor y la torre aterrizada que lo sostiene provee de una trayectoria a tierra para la carga inducida por la descarga atmosférica. Una vez que se establece la trayectoria ionizada a tierra, la baja impedancia a tierra permite el flujo de corriente de potencia desde el conductor hasta la tierra y a través de la tierra. Las fallas líneas a línea que no involucran a la tierra son menos comunes. La apertura de los interruptores, para aislar la porción de la línea que ha fallado del resto del sistema, interrumpe el flujo de corriente y permite que se presente la deionización. Cuando esto no es así, frecuentemente se trata de fallas permanentes, en las que es imposible la reconexión. Entre 70% y 80% de las fallas en líneas de transmisión son fallas de línea a tierra. Aproximadamente en 5% de las fallas son trifásicas simétricas. también existen las fallas dobles línea a tierra.

Las fallas anteriormente mencionadas con excepción de la trifásica originan un desbalance entre las fases y por ello se les llama fallas asimétricas como se observa en la Tabla 1.

Tabla 1 Porcentaje de fallas por las razones diferentes

Tabla 1 Porcentaje de fallas por las razones diferentes		
Porcentaje (%)	Razón	Ejemplo
70 a 80	Atmosféricas	Rayos, salinidad, nieve, hielo, neblina, tempestades
7 a 15	Mecánicas	Roturas de conductores, aisladores, golpes, caídas
8 a 10	Eléctricas	Aislantes viejos, errores humanos

1.8 Los cortocircuitos con mayor incidencia

Los cortocircuitos más frecuentes son: Monofásicos 70 a 80%, bifásicos a tierra 10% trifásicos 8 a 10%.

Estadísticamente las fallas tienen la siguiente probabilidad de ocurrencia como se observa en la Tabla 2.

Tabla 2 Cortocircuito con mayor incidencia

Tabla 2 Cortocircuito con mayor incidencia	
Tipo de Falla	Probabilidad de Ocurrencia %
Monofásica (Fase a tierra)	70 A 80
Bifásica a tierra (Dos fases tierra)	10
Bifásica (Entre dos fases)	15
Trifásica (Entre tres fases)	8 A 10
Trifásica a tierra	1

Hay 5 posibilidades de falla en un sistema trifásico, fallas simétricas y asimétricas. Las fallas simétricas son aquellas donde las tres fases, de un sistema trifásico hacen contacto entre sí, las fallas asimétricas son aquellas donde están involucrados, 1 o 2 conductores de fase entre sí o a tierra.

Los dispositivos de protección deben operar para los siguientes tipos de fallas, conocidas como fallas paralelo (*Shunt*).

1) Cortocircuito trifásico o simétrico.

Tres conductores de fase unidos en un solo punto, como se observa en la figura 26.



Figura 26 Falla trifásica simétrica

Autor: Elaboración propia

2) Cortocircuito trifásico a tierra.

Tres conductores de fase aterrizados simultáneamente, como se observa en la figura 27.

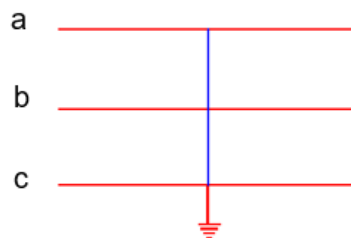


Figura 27 Falla Trifásico a tierra

Autor: Elaboración propia

3) Cortocircuito a línea a tierra.

Un conductor de fase aterrizado, como se observa en la figura 28.

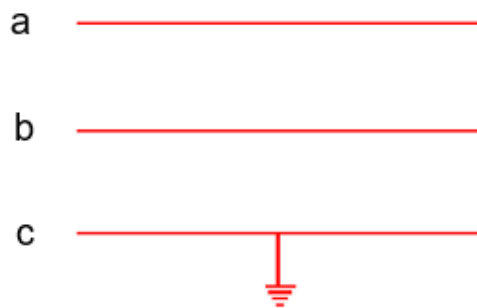


Figura 28 Falla Trifásico a tierra

Autor: Elaboración propia

4) Cortocircuito de línea a línea.

Cualesquiera dos conductores de fase unidos, como se observa en la figura 29.



Figura 29 Falla de Línea a Línea

Autor: Elaboración propia

5) Cortocircuito de doble línea a tierra.

Cualesquiera dos conductores de fase unidos y simultáneamente aterrizados, como se observa en la figura 30.

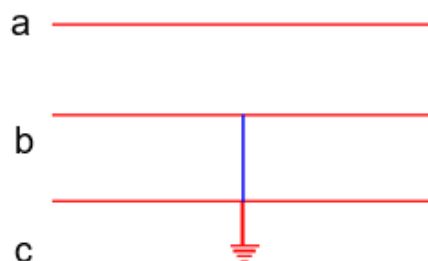


Figura 30 Falla de Doble línea a tierra

Autor: Elaboración propia

1.9 Software para análisis de sistemas de potencia

El software se refiere a los programas de computadora y los datos asociados que permiten a los dispositivos electrónicos realizar tareas específicas. Es una colección de instrucciones codificadas que indican a una computadora cómo procesar y manipular datos. El software puede ser clasificado en dos categorías principales: software de sistema y software de aplicación.

El software de aplicación se refiere a los programas diseñados para realizar tareas específicas o resolver problemas en particular. Estos programas son creados para satisfacer las necesidades de los usuarios y pueden abarcar una amplia gama de áreas, como procesamiento de texto, hojas de cálculo, diseño gráfico, navegadores web, juegos, entre otros.

El desarrollo de software implica varias etapas, que van desde la planificación y el diseño hasta la codificación, la prueba y el mantenimiento. Los programadores utilizan diferentes lenguajes de programación para escribir el código fuente del software, que luego se compila o interpreta para crear un programa ejecutable.

El software ha tenido un impacto significativo en la sociedad y ha transformado muchas industrias. Ha mejorado la eficiencia en diversas áreas, como la comunicación, la educación, el comercio, la medicina y el entretenimiento. Además, el software se actualiza y evoluciona constantemente para adaptarse a las necesidades cambiantes de los usuarios y aprovechar los avances tecnológicos.

En resumen, el software es el conjunto de programas y datos que permiten a los dispositivos electrónicos realizar tareas específicas. Se divide en software de sistema y software de aplicación, y su desarrollo implica diferentes etapas. Ha tenido un impacto significativo en la sociedad y ha transformado muchas áreas de la vida moderna.

Entre los principales softwares para el cálculo de cortocircuito se encuentran los siguientes:

1. ELEC CALC™
2. Ecodial Advance Calculation
3. POWER*TOOLS
4. CYME
5. ETAP
6. ASPEN ONE LINER
7. PALADIN
8. PowerWold Simulator 7.0
9. Entre otros.

1.9.1 ELEC CALC™ [15]



Es un software que calcula corrientes de cortocircuito de acuerdo con la norma IEC 60909, se utiliza el método de componente simétrico. Este método es el más preciso, lo que hace un tamaño optimizado en

comparación con los otros métodos conservadores simplificados.

Las corrientes de cortocircuito se recalculan automáticamente cada vez que se produce un cambio que pueda alterarlas en el diagrama de una línea. Dependiendo de su ubicación y del sistema de puesta a tierra.

Los comandos son accesibles, personalizables e intuitivos, así como los menús dinámicos y contextuales, permitiendo un acceso directo a instrucciones específicas en cualquier momento.

También incluye características que existen en cualquier software de Microsoft, como los botones Deshacer/Rehacer y Copiar/Pegar, disponibles en varios niveles, además de otros comandos típicos de software.

El producto tiene menús contextuales y menús de cinta que le permite acceder de forma natural a los comandos a medida que el proyecto se desarrolla. [16]

El software está actualmente disponible en 5 idiomas: inglés, francés, español, chino y holandés.

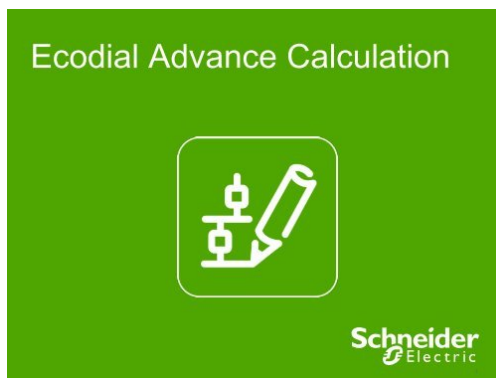
Sus principales beneficios son:

- Configuraciones personalizables
- Cálculo en tiempo real
- Visualización automática de alertas y observaciones
- Edición automática de listados de calidad
- Los requisitos del sistema para este programa son:
- Windows 7, Windows 8, Windows 10 (32 o 64 bits)
- 4GB RAM (mínimo)
- 1GB para los catálogos de aplicaciones y de Trace Software (mínimo)
- Tarjeta gráfica (se recomienda 1920 x 1080)
- Procesador Intel® o ADM®
- DVD o conexión a Internet de banda ancha
- Pago del servicio

Se puede gestionar los usos entre acceso libre, sólo lectura + impresión / exportación y sólo lectura

- Acceso libre
- Se puede modificar un proyecto abierto en este modo.
- Sólo lectura + impresión / exportación
- Este modo permite que el proyecto se abra pero impide su modificación. El proyecto se puede exportar e imprimir.
- Sólo lectura
- El proyecto puede ser abierto para consulta y no puede ser modificado.

1.9.2 ECODIAL ADVANCE CALCULATION



Es un software que se caracteriza por Optimizar la elección de equipos, la Instalación de varios y diferentes tipos de fuentes de alimentación.

Sus beneficios son:

1. Ahorro y mayor productividad.
2. Verificación de la consistencia de la red eléctrica antes del cálculo de las soluciones.
3. Informes de cálculo e información de uso inmediato.
4. Consistencia de las opciones entre los equipos de conmutación calculados y el equipo propuesto.

Pese a varios de sus beneficios en un grado industrial no nos resulta muy viable para la clase debido a su alto costo y sus requerimientos que son Windows 8 a 10, procesador Intel i3 (mínimo), una memoria RAM de 4.00 GB. [17]

1.9.3 POWER*TOOLS SKM



Es un software de la serie de programas de análisis de sistemas eléctricos desarrollados por la compañía SKM.

Calcula la energía incidente y el límite de arco eléctrico en cada ubicación en un

sistema de energía. Determinar automáticamente los tiempos de disparo a partir de la configuración del dispositivo de protección y los valores de corriente de falla. Los límites de energía incidente y arco eléctrico se calculan siguiendo los estándares NFPA 70E, IEEE 1584 y NESC.

Los requisitos de vestimenta se especifican en una biblioteca definida por el usuario. Los tiempos de compensación se pueden reducir automáticamente en función de las capacidades de limitación de corriente.

Sus beneficios son:

1. Diseño de sistemas de energía seguros mientras aplica los estándares o requisitos NEC 110.16, NFPA 70E, IEEE 1584 y NESC (OSHA 1910.269 Apéndice E).
2. Ahorro de tiempo con los módulos totalmente integrados de Cortocircuito, Coordinación de sobre corriente, Evaluación de equipos y Evaluación de arco eléctrico que trabajan junto con bibliotecas de niveles de ropa, dispositivos de protección y clasificaciones de autobuses.
3. Evaluación de alternativas rápida y fácilmente para establecer un diseño óptimo
4. Márgenes de seguridad con tolerancias de falla de arco definibles por el usuario

Sus costos van desde los 995 dls, hasta los 2495 dls esto para un solo usuario, sin embargo, puede alcanzar costos de más de 10,000 dls para un grupo de trabajo. [18]

1.9.4 CYME



El software CYME es una herramienta de análisis esencial para determinar las corrientes de cortocircuito que resultan de diferentes fenómenos de fallas, hacen un aproximado de su ubicación dentro de la red y determina si los componentes de protección son los correctos.

Este software cuenta con tres métodos de cálculo de corrientes. [19]

1. Cortocircuito IEC-60909©
2. Cortocircuito ANSI®/IEEE
3. Cortocircuito convencional

1.9.5 ETAP

ETAP es un software de ingeniería eléctrica para sistemas de potencia. [20]

Cuenta con distintos programas como:

1. Cortocircuito
2. Selectividad de protecciones
3. Flujo de cargas

4. Coordinación de protecciones
5. Estabilidad transitoria
6. Dimensionado de cables
7. Flujo de potencia optimo
8. *Arc flash*

Los métodos que utilizan su diverso software son:

1. Cortocircuito ANSI® / IEEE C37 & UL489
2. Cortocircuito IEC© 60909 & 61363

1.9.6 ASPEN ONE LINER



Aspen *one liner* puede simular fallas de cortocircuito para fines de estudio.

Ya que funciona principalmente para la simulación de fallas sus valores proporcionados vienen predeterminados, por lo que se basa en ellos para el ajuste de los parámetros de referencia en los elementos de protección.

El método de cálculo que emplea se basa en las recomendaciones establecidas por las normas. [21]
ANSI UL 198-1982/IEEE (C37.010, C33.40, 41, 42, 46, 47 y 48).

1.9.7 PALADIN



Paladin DesingBase funciona para modelar sistemas eléctricos de potencia que pueden usarse para crear, analizar y simular cualquier tipo de instalación eléctrica. [22]

Puede calcular de forma rápida y eficiente los efectos de las fallas en un sistema monofásico, trifásico y de corriente continua, tomando como base las normas internacionales IEC-60909©, IEC-61363 y ANSI®/IEEE

El software ocupa los siguientes métodos

1. AC ANSI®/IEEE (R y X separadas)
2. AC Classical (Z compleja)
3. AC IEC-60909©
4. AC IEC-61363©

1.9.8 PowerWold Simulator 7.0

PowerWorld Simulator 7.0 es un paquete de simulación de sistemas de potencia que posee una interfaz gráfica e interactiva con el usuario. Acepta las mismas plataformas operativas del ETAP Power Station. Las principales características del sistema son:

1. Simulación en el tiempo: permite que la solución de los flujos de carga se realice continuamente a medida que transcurre un periodo de tiempo determinado.
2. Objetos y registros: cada elemento del sistema tiene asociado un registro de datos y un objeto que representa en el diagrama unifilar.
3. Gráficos y variación de carga: la generación y la carga pueden visualizarse por medio de gráficos que son realizados a medida que se efectúa una simulación en el tiempo. [23]

1.10 La normatividad para los estudios de cortocircuito

El estudio de cortocircuito toma referencia las siguientes normatividades:

1. Norma Oficial Mexicana (NOM-001-SEDE-2012) En revisión y actualización la (NOM-001-SEDE-2018)
 2. International Electrotechnical Commission (IEC)
 3. American National Standard Institute/Institute of Electrical and Electronics Engineers (ANSI/IEEE)
- Sin embargo, existen diferencias fundamentales entre ella (modelo matemático, esfuerzos de cortocircuito, procedimiento de cálculo, entre otras) que originan resultados diferentes.

1.10.1 Normas aplicadas a uso eléctrico

Es un conjunto de publicaciones editadas por organismos especializados, que sirven de base en el diseño de instalaciones, equipos o partes dentro de cualquier área de la ingeniería.

Se puede definir la normalización como el proceso de formular y aplicar reglas con la aportación y colaboración de todas las áreas involucradas, para obtener una técnica y economía de conjunto óptimas

La normalización se apoya en la ciencia, la técnica y la experiencia y fija las bases para un entendimiento entre un fabricante y un comprador, respecto a la calidad de un producto. [24]

En forma general se considera que la normalización abarca tres niveles:

1. Niveles de empresa. Este nivel de normalización se desarrolla en empresas grandes y muy grandes, para satisfacer sus propias necesidades y optimizar el costo, el tiempo y la calidad de sus productos.

2. Nivel nacional. Este nivel de normalización se desarrolla dentro de algunos países, por lo general en los más desarrollados industrialmente, sirve como herramienta para reglamentar las transacciones desde el punto de vista técnico, entre los diferentes fabricantes y consumidores de un país.

Estas normas abarcan diferentes industrias, como son la eléctrica, la mecánica, la química, entre otros

Como ejemplos de estas instituciones se pueden citar las normas DIN alemanas, las ANSI americanas, las DGN mexicanas, entre otros

3. Nivel internacional. Este nivel de normalización es el caso general que abarca los casos anteriores. Estas normas se utilizan para reglamentar las transacciones técnicas entre diferentes países. Como un ejemplo se puede mencionar, la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), cuya responsabilidad cubre el campo de la electrotécnica, para unificar la nomenclatura, la clasificación de los aparatos y maquinas eléctricas, sus pruebas, entre otros.

Un organismo de normalización suele estar formado por un consejo directivo, un comité ejecutivo, y los comités y subcomités técnicos de normalización, cada uno de estos últimos operando dentro de su área específica.

El proceso para desarrollar una norma es el siguiente:

El comité correspondiente prepara un anteproyecto, que es estudiado y discutido hasta que hay unanimidad en los acuerdos.

Estos comités están formados por representaciones de fabricantes, consumidores, universidades y centros científicos.

Existen normas de la Administración de Seguridad y Salud Ocupacional (OSHA) de la Asociación Nacional de Protección contra incendios (NFPA) y otras normas de seguridad, estas establecen requisitos indispensables de seguridad para la operación de sistemas e instalaciones eléctricos.

Esto debido a que la onda de presión puede enviar esquirlas de metal fundido a grandes distancias, dañando la integridad física del personal o prender fuego a la vestimenta común del mismo, esto puede ser a distancias incluso mayores a 10ft. [25].

En el anexo 2 de la NOM-001-SEDE-2012 se citan los artículos 110-9 corriente de interrupción, 110-10 Impedancia del circuito, capacidades de cortocircuito y otras características, así como las reglas de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.

CAPÍTULO 2

PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO

2.1 Recopilación de datos

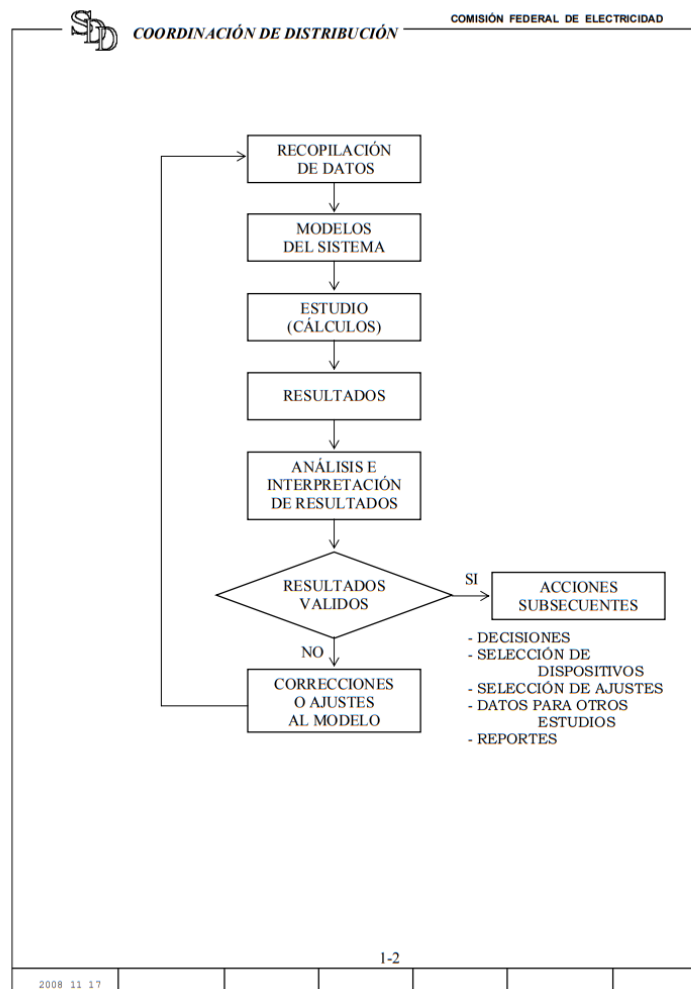


Figura 31 Procedimiento para el cálculo de cortocircuito y análisis de falla

Autor: Comisión Federal de Electricidad (CFE)

Es de suma importancia en el paso inicial la recopilación de los datos característicos de los elementos que los componen para un estudio óptimo de un sistema eléctrico.

Las fuentes de datos a recopilar son:

- Equivalente de Thevenin de la fuente
- Placas de datos de transformador de potencia
- Diagramas unifilares
- Bases de datos físicos de tramos de líneas
- Bases de datos de ajuste de dispositivos
- Estadísticas de demanda en Subestaciones
- Resultados de cálculos o procesos previos

2.2 Características en las reactancias de la corriente de cortocircuito

Son las que se consideran en estado subtransitorio, transitorio y en estado estacionario en máquinas rotatorias, en transformadores y líneas de transmisión.

2.3 Diagrama unifilar

Para iniciar el estudio de cortocircuito es necesario primero la preparación del diagrama unifilar de la instalación que muestre la conexión de todas las fuentes de las corrientes de cortocircuito, que ya sabemos son: generadores, motores y condensadores síncronos, motores de inducción, conexión de la red pública, convertidores rotativos y todos los elementos del circuito que se puedan incluir, tales como transformadores, cables, etc.

Con objeto de mostrar la gran utilidad que tiene un diagrama unifilar con respecto a uno trifilar, representaremos una parte de un sistema de potencia compuesto por un generador, un transformador, una línea de transmisión y una carga estática. Dicha representación la haremos de la manera siguiente:

- 1) Trifilar; estando cada uno de los dispositivos eléctricos representado por su circuito equivalente.
- 2) Trifilar; representando a cada uno de los dispositivos por su símbolo normalizado normalmente.
- 3) Unifilar; representando a los dispositivos eléctricos por su circuito equivalente correspondiente.
- 4) Unifilar, representando a los dispositivos eléctricos por sus símbolos normalizados.

Cada uno de los sistemas mencionados se muestra a continuación:

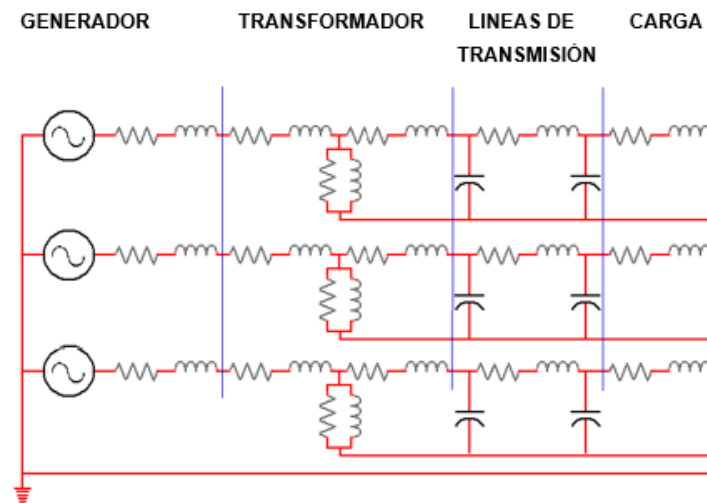


Figura 32 Complejidad en diagrama trifilar

Autor: Elaboración propia

1) El diagrama de la figura 32 muestra la complejidad presentada por un diagrama trifilar, donde los dispositivos eléctricos se representan por su circuito equivalente correspondiente.

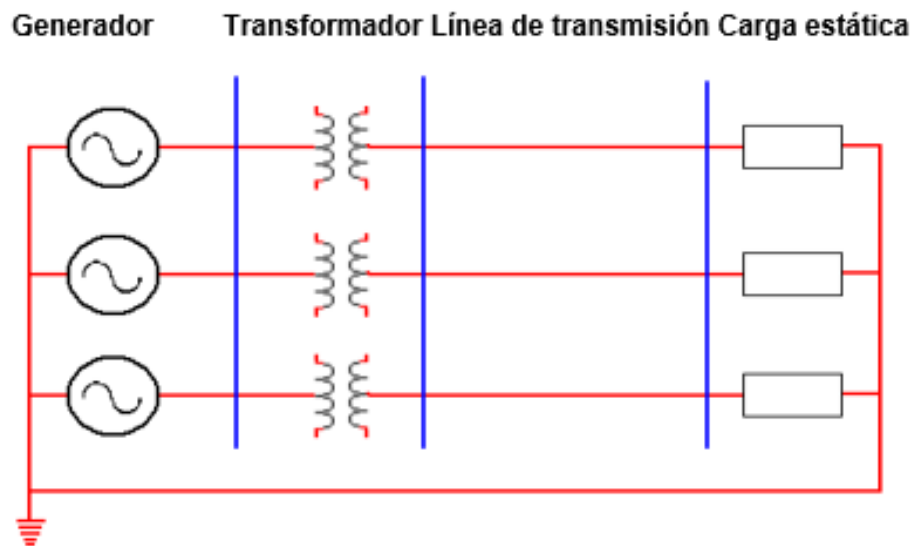


Figura 33 Diagrama trifilar con símbolos normalizados

Autor: Elaboración propia

2) La figura 33 muestra los mismos componentes presentados en el diagrama de la figura 32 excepto que lo hace por medio de sus símbolos normalizados correspondientes.

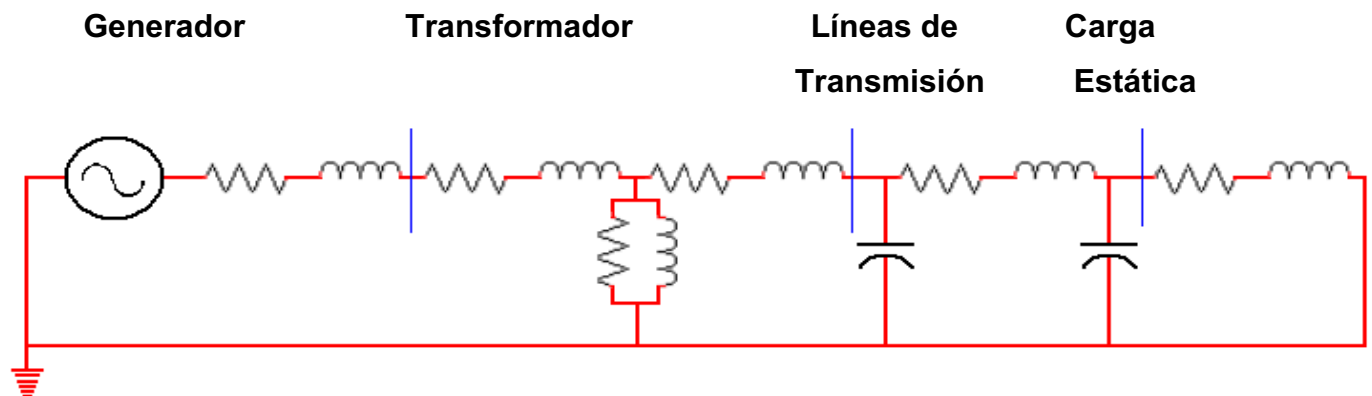


Figura 34 Diagrama unifilar con circuitos equivalentes

Autor: Elaboración propia

3) El Diagrama de la figura 34 muestra la representación unifilar de los componentes trifásicos del sistema por medio de sus circuitos equivalentes correspondientes.



Figura 35 Diagrama unifilar representa al sistema de potencia

Autor: Elaboración propia

4) En el diagrama de la figura 35 se muestra un diagrama unifilar que representa al sistema de potencia analizado.

2.4 Diagrama de impedancia

Diagramas de impedancias y reactancias.

Después de haber representado un sistema de potencia por su diagrama unifilar correspondiente, éste tiene que transformarse en un diagrama de impedancias que muestre el circuito equivalente de cada componente del sistema, referido al mismo lado de uno de los transformadores.

El diagrama de impedancias o de reactancias es utilizado principalmente para realizar estudios de flujos de carga y cálculos de cortocircuitos en el sistema.

Consideremos un sistema eléctrico constituido por un generador en estrella, con el neutro aterrizado a través de una impedancia limitadora de corriente Z_n , conectado por medio de un transformador elevador, delta-estrella, a una línea de transmisión que tiene una reactancia serie. En el extremo de la línea correspondiente a la carga, se tiene un transformador reductor, estrella-estrella aterrizada. En este extremo hay un motor síncrono y una carga pasiva, como se muestra en la figura 36

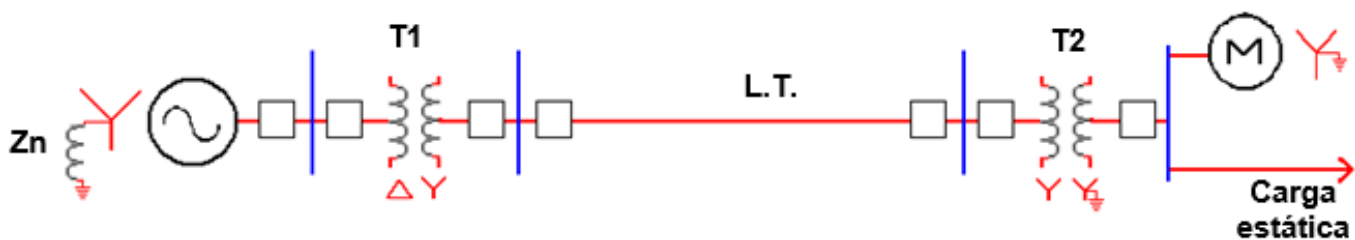


Figura 36 Diagrama unifilar con motor y carga pasiva

Autor: Elaboración propia

Se transforma el diagrama unifilar en un diagrama de impedancias bien detallado, como el mostrado en el diagrama de la figura 37 y se realiza ciertas consideraciones.

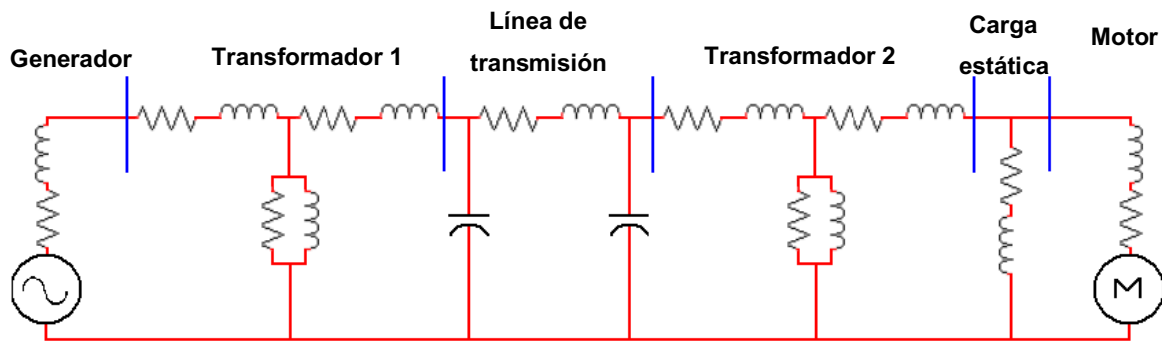


Figura 37 Diagrama de impedancia del sistema de potencia

Autor: Elaboración propia

Ya que, tanto en las máquinas giratorias como en los transformadores y líneas de transmisión, la resistencia es muy pequeña comparada con la reactancia ($R \ll X$) y que éstas no se suman directamente, se pueden despreciar. En un transformador de potencia, la corriente de carga es muy grande comparada con la corriente de excitación ($I_{\text{carga}} \gg I_{\phi}$), por lo tanto, podemos despreciar la rama de excitación; las cargas que no tengan máquinas giratorias se desprecian ya que no tienen aportación para la corriente de cortocircuito; por la misma razón, se suprimen las admitancias en paralelo de la línea de transmisión; y por último, las impedancias limitadoras de corriente no se consideran, en virtud de que en condiciones normales de operación no conducen corriente a tierra. De acuerdo con lo anterior, el diagrama de impedancias mostrado en el diagrama de la figura 37 se reduce al diagrama de reactancias presentado en el diagrama de la figura 38. Es importante hacer notar que estas simplificaciones se aplican únicamente al cálculo de fallas.

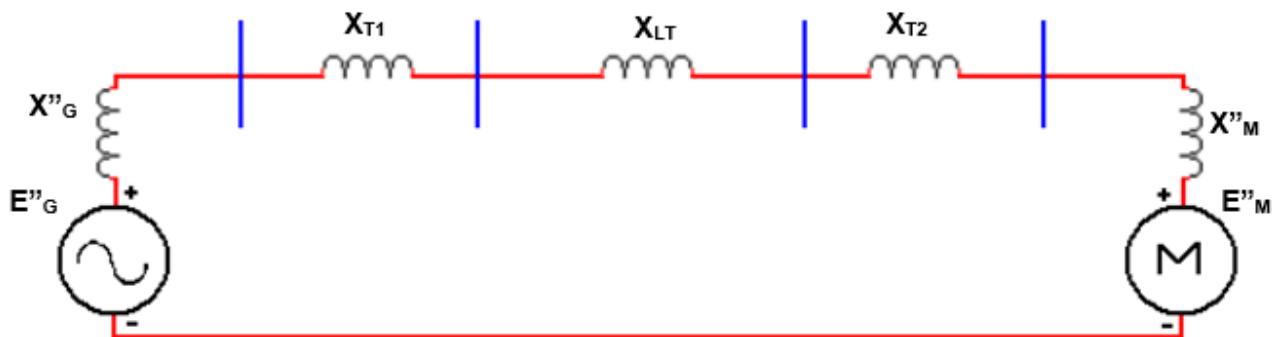


Figura 38 Diagrama de Impedancia que aplica al cálculo de fallas

Autor: Elaboración propia

2.5 Sistema por unidad

En un gran sistema de energía interconectado con varios niveles de volatilidad y varios equipos de capacidad, se ha encontrado bastante conveniente trabajar con un sistema de cantidades por unidad (p.u) para fines de análisis en lugar de en valores de cantidades totales. Se usan algunos valores porcentuales en lugar de p.u. pero siempre es conveniente usar valores en p.u. [26]

En los estudios de sistemas de potencia, el voltaje, la corriente y la potencia a menudo se escriben como fracciones adimensionales con respecto a una base en lugar de valores reales en voltios, amperios y vatios. Esto se llama sistema por unidad. Este sistema tiene varias ventajas, la ventaja más obvia de este sistema es que proporciona inmediatamente una referencia al ingeniero con respecto a la "salud" de la cantidad. [27]

El sistema por unidad es muy importante para la descripción de los voltajes porque la mayoría de las cargas en un sistema de potencia no funcionarán bien si el voltaje está por debajo del 90 % o por encima del 110 % del valor nominal. Por lo tanto, uno puede ver muy fácilmente si el funcionamiento no es correcto cuando se presenta por unidad. La misma lógica se aplica a la corriente y la potencia. Como se puede deducir, la selección de la cantidad base con respecto a la cual se escriben los valores por unidad es muy importante para tener un valor por unidad significativo.

Los problemas relativos a los circuitos eléctricos son resueltos en las unidades volts (V), amperes (A), voltamperios (VA) y ohms (Ω).

Las respuestas de los problemas sobre sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica también deben darse en estas unidades. Sin embargo, en el proceso de cálculo suele ser más cómodo expresar estas unidades en por unidad o en por ciento de un valor base o de referencia de cierta cantidad elegida arbitrariamente.

El valor por unidad de una magnitud cualquiera se defina como la razón de su valor al valor base, expresado como un decimal, estos son:

$$\text{Valor por unidad} = \frac{\text{Valor Real}}{\text{Valor Base}}$$

Ecuación 5 Valor por unidad

Donde:

Valor por unidad

Valor real

Valor base

$$\text{Valor por unidad} = \frac{\text{Valor Real}}{\text{Valor Base}} \times 100\%$$

Ecuación 6 Valor por unidad
en porcentaje

Donde:

Valor por unidad en por ciento

Valor real

Valor base

El valor base siempre tiene las mismas unidades que el valor real, forzando al valor unitario a ser adimensional. El valor en por ciento es igual a cien veces el valor por unidad. Los métodos de cálculo que utilizan los valores por unidad o por ciento son mucho más sencillos que aquellos que emplean los valores reales en Volts, Ohms, kVA, y otros.

El método por unidad tiene una ventaja sobre el método porcentual y es que el producto de dos magnitudes expresadas en por unidad, viene dado en por unidad, mientras que el producto de dos magnitudes en por ciento, tiene que dividirse entre 100 para obtener el resultado en por ciento.

Los voltajes, corrientes, KVA e impedancias están relacionados entre sí de tal manera que la elección de valores base para dos cualesquiera, determina los valores base de las otras dos.

Para los sistemas eléctricos de potencia podemos elegir una potencia base única para todo el sistema y tantos voltajes base como voltajes de generación, transmisión y distribución tenga la red; lo anterior nos lleva como consecuencia, a aceptar tantas impedancias y corrientes base como voltajes base tenga la red. De este modo se toman en cuenta las relaciones de transformación.

Mediante el desarrollo siguiente, podemos concluir que las mismas relaciones son válidas si se usan cantidades monofásicas o trifásicas.

Circuitos monofásicos

Se partirá de que se seleccionan el voltaje base (V_B) y la potencia base (S_B) y se requiere encontrar la corriente base (I_B) y la impedancia base (Z_B) de un sistema de potencia monofásico. Las magnitudes reales cumplen con:

$$V = Z * I$$

Ecuación 7 Voltaje con relación a impedancia para circuitos de corriente alterna

Donde:

V= Voltaje

Z= Impedancia

I= Corriente

$$S = V * I$$

Ecuación 8 Potencia en sistemas de potencia

Donde:

S= Potencia en sistemas de potencia

Z= Impedancia

I= Corriente

Despejando la corriente en la ecuación (8), en función de valores base, se tiene:

$$I_B = \frac{S_B}{V_B}$$

Ecuación 9 Corriente base

Donde:

I_B= Corriente base

S_B= Potencia base

V_B= Voltaje base

Despejando la impedancia en la ecuación (7), en función de valores base se tiene:

$$Z_B = \frac{V_B}{I_B}$$

Ecuación 10 Impedancia base en
relación a corriente base

Donde:

Z_B = Impedancia base

I_B = Corriente base

V_B = Voltaje base

Sustituyendo la ecuación (9) en la (10)

$$Z_B = \frac{V_B^2}{S_B}$$

Ecuación 11 Impedancia base en
relación a potencia base

Donde:

Z_B = Impedancia base

S_B = Potencia base

V_B = Voltaje base

Circuitos trifásicos balanceados

En sistemas trifásicos también se partirá de que se seleccionó un voltaje y una potencia base y se quiere encontrar la corriente y la impedancia base. Se utilizará la siguiente notación:

S_ϕ Potencia Monofásica

$S_{3\phi}$ Potencia Trifásica

V_{LN} Voltaje de Línea a Neutro

V_{LL} Voltaje de Línea a Línea

En un sistema trifásico balanceado se tiene:

$$V_{LN} = \frac{V_{LL}}{3}$$

Ecuación 12 Voltaje de línea a
neutro trifásica

Donde:

V_{LN} = Voltaje de línea a neutro

V_{LL} = Voltaje de línea a línea

$$S_{\varphi} = \frac{S_{3\varphi}}{3}$$

Ecuación 13 Potencia Monofásica

Donde:

 S_{φ} =Potencia monofásica $S_{3\varphi}$ =Potencia trifásica

$$I_B = \frac{S_{\varphi}}{3V_{LN}} = \frac{S_{3\varphi}}{\sqrt{3}V_{LL}}$$

Ecuación 14 Corriente de base
con relación a Voltaje trifásico

Donde:

 I_B = Corriente base S_{φ} =Potencia monofásica $S_{3\varphi}$ =Potencia trifásica V_{LN} = Voltaje de línea a neutro V_{LL} = Voltaje de línea a línea

$$Z_B = \frac{V_{LN}}{I_B} = \frac{V_{LL}^2}{S_{3\varphi}}$$

Ecuación 15 Impedancia de Base
con relación a corriente o potencia
trifásica

Donde:

 Z_B = Impedancia base V_{LN} = Voltaje de línea a neutro V_{LL} = Voltaje de línea a línea $S_{3\varphi}$ =Potencia trifásica I_B = Corriente base

Circuitos monofásicos con elección de KVA_{BASE} :

Se escoge: KVA_{BASE}

Se conoce: KV_{BASE}

$$I_{BASE} = \frac{KVA_{BASE}}{KV_{BASE}}$$

Ecuación 16 Corriente de base
monofásica

Donde:

I_B = Corriente base

kVA_{BASE} = Potencia base

kV_{BASE} = Voltaje base

$$Z_{BASE} = \frac{KVA_{BASE} * 1000}{I_{BASE}} = \frac{KVA_{BASE} * 1000}{\frac{KVA_{BASE}}{KV_{BASE}}}$$

$$Z_{BASE} = \frac{KV_{BASE}^2 * 1000}{KVA_{BASE}} = \frac{KV_{BASE}^2 * 1000}{MVA_{BASE} * 1000}$$

$$Z_{BASE} = \frac{KV_{BASE}^2}{MVA_{BASE}}$$

Ecuación 17 Impedancia de base
monofásica con relación a los
MVA de base

Donde:

Z_B = Impedancia base

kV_{BASE} = Voltaje base

kVA_{BASE} = Potencia base

Circuitos trifásicos con elección de KVA_{BASE} :

Se escoge: kVA_{BASE}

Se conoce: kV_{BASE}

La potencia es trifásica y el voltaje es de línea.

$$kVA_{BASE} = \sqrt{3} kV_{BASE} * I_{BASE} \quad \text{Ecuación 18 Potencia Aparente trifásica}$$

Donde:

kVA_{BASE} = Potencia base

kV_{BASE} = Voltaje base

I_B = Corriente base

$$I_{BASE} = \frac{kVA_{BASE}}{\sqrt{3} kV_{BASE}} \quad \text{Ecuación 19 Corriente base trifásica}$$

Donde:

I_B = Corriente base

kVA_{BASE} = Potencia base

kV_{BASE} = Voltaje base

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

$$Z_{BASE} = \frac{\left(\frac{KV_{BASE}}{\sqrt{3}}\right) \sqrt{3} KV_{BASE} * 1000}{KVA_{BASE}}$$

$$Z_{BASE} = \frac{kV_{BASE}^2 * 1000}{MVA_{BASE} * 1000} \quad \text{Ecuación 20 Impedancia base trifásica}$$

Donde:

Z_B = Impedancia base

kV_{BASE} = Voltaje base

kVA_{BASE} = Potencia base

$$Z_{BASE} = \frac{kV_{BASE}^2}{MVA_{BASE}}$$

Ecuación 21 Impedancia base

 Z_B = Impedancia base kV_{BASE} = Voltaje base kVA_{BASE} = Potencia base

La ecuación encontrada es la misma que se tiene para circuitos monofásicos.

Las cantidades reales y las expresadas en por unidad están relacionadas por:

$$Z_{\Omega} = Z_{pu} * Z_{BASE}$$

Ecuación 22 Impedancia en valor
Real

Donde:

 Z_{Ω} = Impedancia Ohm Z_{pu} = Impedancia por unidad Z_{BASE} = Impedancia base

$$I_A = I_{pu} * I_{BASE}$$

Ecuación 23 Corriente en valor
Real

Donde:

 I_A = Corriente Ampere I_{pu} = Corriente por unidad I_{BASE} = Corriente base

$$V_V = V_{pu} * V_{BASE}$$

Ecuación 24 Voltaje en valor Real

Donde:

 V_V = Voltaje Volts V_{pu} = Voltaje por unidad V_{BASE} = Voltaje base

$$S_{VA} = S_{pu} * S_{BASE}$$

Ecuación 25 Potencia Aparente en
valor Real

Donde:

S_{VA} = Potencia Volts-Ampere

S_{pu} = Potencia por unidad

S_{BASE} = Potencia base

2.6 Cambio de base del sistema por unidad

La selección de los valores base de KVA y KV se hace con el objeto de reducir al mínimo el trabajo exigido por el cálculo. Primero se selecciona una base para una parte del circuito, después debe determinarse la base en otras partes del circuito, separadas de la parte primera por transformadores. La base elegida debe ser tal que lleve a valores por unidad de la corriente y voltajes nominales, aproximadamente iguales a la unidad, de forma que se simplifique el cálculo.

2.6.1 Ventajas en los cálculos utilizando el sistema por unidad.

Para apreciar la gran ayuda que proporciona el sistema por unidad en la resolución de un sistema eléctrico, debemos estar muy familiarizados con el mismo, por lo que se aconseja aplicarlo en toda oportunidad que se presente. Las ventajas que más se aprecian son:

- 1) Los fabricantes especifican normalmente la impedancia de un dispositivo en por ciento o en por unidad de los valores nominales que aparecen en la placa de datos.
- 2) Si no se conoce la impedancia de alguna máquina, generalmente es posible seleccionarla a partir de datos promedios tabulados, que proporcionan un valor razonablemente correcto.
- 3) La experiencia en el trabajo en por unidad familiariza con los valores adecuados de las impedancias por unidad para diferentes tipos de aparatos.
- 4) La impedancia por unidad de un transformador, una vez expresada en la base adecuada, es la misma referida a los dos lados del transformador.
- 5) La forma en que los transformadores se conectan en los sistemas trifásicos no se afecta a las impedancias por unidad del circuito equivalente, aunque la conexión determina la relación entre los voltajes base de los dos lados del transformador.

Para preparar un diagrama de impedancias por unidad, deben tenerse en cuenta los siguientes puntos:

- 1) Una base en KVA y una base en KV se selecciona en una parte del sistema. Los valores base para un sistema trifásico son KVA o MVA trifásicos y KV de línea.
- 2) Para otras partes del sistema, los KV base para cada parte se determinan de acuerdo con la razón de voltaje de línea de los transformadores. Los KVA base serán los mismos en todas las partes del sistema.
- 3) Las impedancias de los transformadores trifásicos, generalmente se dan en términos en por unidad o en por ciento y es de la base determinada por las especificaciones.
- 4) Para tres transformadores monofásicos conectados en un banco trifásico, las especificaciones trifásicas se calculan de las especificaciones monofásicas de cada transformador. La impedancia en por unidad para la unidad trifásica es la misma que para cada transformador individual.
- 5) La impedancia en por unidad dada sobre una base diferente a la determinada para la parte del sistema en la cual está localizado el elemento, se debe cambiar a la base adecuada.

2.6.2 Cambio de base

Generalmente, la impedancia de un componente de un sistema se expresa en por unidad utilizando como base la potencia aparente y el voltaje nominal. Si se han de hacer cálculos con componentes de un sistema de diferentes valores nominales, es conveniente expresar las características de un componente en función de los valores de otro, o bien, expresar las características de cada uno de ellos en función de algún sistema de cantidades base elegidas arbitrariamente.

Supóngase que un componente de un sistema 1 tiene una impedancia $Z_1 pu$, basada en sus propios valores nominales representados por S_{B1} y V_{B1} . La impedancia $Z_2 pu$ de este componente en un nuevo sistema 2 en el que las cantidades base están definidas por S_{B2} y V_{B2} puede determinarse de la manera siguiente:

En el sistema:

$$Z_{\Omega} = Z_1 pu Z_{B1} = Z_1 pu \left(\frac{V_{B1}^2}{S_{B1}} \right)$$

Análogamente en el sistema 2:

$$Z_{\Omega} = Z_2 pu \left(\frac{V_{B2}^2}{S_{B2}} \right)$$

Como la impedancia real del componente no ha variado, aunque se cambie de base. Las dos expresiones anteriores son iguales; por lo tanto:

$$Z_1 pu \left(\frac{V_{B1}^2}{S_{B1}} \right) = Z_2 pu \left(\frac{V_{B2}^2}{S_{B2}} \right)$$

de donde:

$$Z_2 pu = Z_1 pu \left(\frac{V_{B1}^2}{V_{B2}^2} \right) \left(\frac{S_{B2}}{S_{B1}} \right)$$

Esta expresión de la relación de la impedancia por unidad de un componente de un sistema en dos bases. Así, para cambiar la impedancia en por unidad respecto a una base nueva, se debe aplicar la siguiente ecuación:

$$Z_{pu(NUEVO)} = Z_{pu(DADO)} \left(\frac{kV_{B(DADO)}}{kV_{B(NUEVO)}} \right)^2 \left(\frac{MVA_{B(NUEVO)}}{MVA_{B(DADO)}} \right)$$

Ecuación 26

Zpu (nuevos)

Donde:

$Z_{pu(NUEVO)}$ = Impedancia nueva (el valor)

$Z_{pu(DADO)}$ = Impedancia dado (el valor anterior)

$kV_{B(DADO)}$ = Voltaje dado (el valor anterior)

$kV_{B(NUEVO)}$ = Voltaje nuevo (el valor)

$MVA_{B(NUEVO)}$ = Potencia nueva (el valor)

$MVA_{B(DADO)}$ = Potencia dado (el valor anterior)

CAPÍTULO 3

MÉTODO PARA EL CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

3.1 Métodos de solución de cortocircuito

Existen diferentes tipos de solución para el análisis de fallas (estudio de cortocircuito), entre los cuales se destacan el método de las componentes simétricas que es un método exacto, pero que comúnmente se confunde con el método denominado por unidad.

Para realizar un estudio de cortocircuito se sugieren los siguientes pasos:

1. Tener el diagrama unifilar del área donde se realizará el estudio, éste deberá contener todos los elementos que componen el sistema eléctrico, incluyendo cargas dinámicas y estáticas.
2. Se debe tomar una decisión del tipo de falla a analizar, localización de ésta. Se sugiere calcular sobre las condiciones más severas que se pueden presentar. Esto es, cuando se tiene en operación la máxima carga instalada y además las interconexiones están cerradas formando anillos.
3. Se deberá identificar perfectamente los buses en el sistema donde se hará el estudio de cortocircuito. Cuando sean fallas trifásicas, el punto de falla se podrá considerar como bus.
4. Se deberán seleccionar los voltajes base del sistema y la potencia base cuando se vaya a hacer un estudio utilizando valores por unidad (pu).
5. La impedancia equivalente del sistema de potencia de la compañía deberá estar convertida a una base común.

$$X_{SIST} = \frac{MVA_{BASE}}{MVA_{CC3\phi}}$$

Ecuación 27 Impedancia
equivalente de un sistema
interconectado

Donde:

X_{SIST} = Reactancia del sistema

MVA_{BASE} = Potencia base

$MVA_{CC3\phi}$ = Potencia de cortocircuito
trifásico dado por CFE

6. Para sistemas que tienen dos valores de voltaje, hacer los cálculos para los dos voltajes.

7. Para las condiciones establecidas al inicio, localización y tipo de falla, podemos aplicarlos siguientes métodos:

- ❖ Teorema de Thévenin voltajes detrás de las reactancias subtransitorias.
- ❖ Método manual de cortocircuito (Teorema de Thévenin) reducción de redes serie-paralelo-delta-estrella.
- ❖ Método de Matriz de impedancia de bus.
- ❖ Método de los MVA's.

3.1.1 Teorema de Thévenin.

Cálculo de los voltajes detrás de las reactancias subtransitorias.

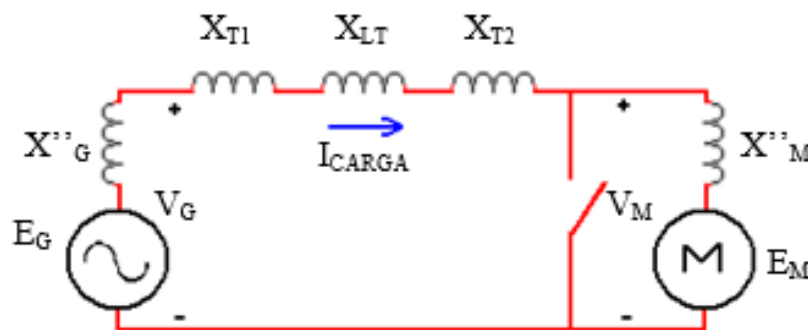


Figura 39 Sistema sin falla

Autor: Elaboración propia

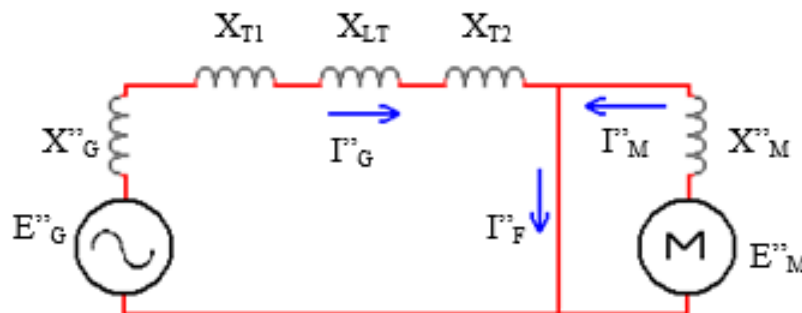


Figura 40 Con fallas en terminales del motor

Autor: Elaboración propia

Corrientes de falla en régimen:

a) En el generador:

$$I_G'' = \frac{E_G''}{X_G'' + X_{T1} + X_{LT} + X_{T2}}$$

Ecuación 28 Aportación de corriente de falla del generador aplicando Thévenin

Donde:

I_G'' Corriente de falla del generador

E_G'' Tensión eficaz de fase de la fuente

X_G'' Impedancia interna de la fuente

X_{T1} Impedancia del transformador 1

X_{LT} Impedancia de la línea de transmisión

X_{T2} Impedancia del transformador 2

b) En el motor:

$$I_M'' = \frac{E_M''}{X_M''}$$

Ecuación 29 Aportación de corriente de falla del motor aplicando Thevenin

Donde:

I_M'' Corriente del motor

E_M'' Tensión del motor

X_M'' Impedancia del motor

Aplicando el teorema de Thévenin:

$V_{TH} = V_F$ (Voltaje un instante antes de que ocurra la falla)

$$Z_{TH} = \frac{(X_G'' + X_{T1} + X_{LT} + X_{T2})(X_M'')}{X_G'' + X_{T1} + X_{LT} + X_{T2} + X_M''}$$

Ecuación 30 Impedancia de Thevenin del circuito

Donde:

Z_{TH} Impedancia de Thévenig en falla

E_G'' Tensión eficaz de fase de la fuente

X_G'' Impedancia interna de la fuente

X_{T1} Impedancia del transformador 1

X_{LT} Impedancia de la línea de transmisión

X_{T2} Impedancia del transformador 2

X_M'' Impedancia del motor

Ecuación 31 Corriente de falla Thevenin

$$I_{TH} = I_F'' = \frac{V_{TH}}{Z_{TH}}$$

Donde:

I_{TH} Corriente de Thévenig en falla

V_{TH} Voltaje de Thevenig en falla

Z_{TH} Impedancia de Thévenig en falla

I_F'' Corriente de falla

Por división de corrientes:

$$I_{M1}'' = \frac{Z_B}{Z_A + Z_B} I_F''$$

Ecuación 32 Corriente de falla del motor por división de corriente

Donde:

I_M'' Corriente del motor

Z_B Impedancia B

Z_A Impedancia A

I_F'' Corriente de falla

$$I''_{G1} = \frac{Z_A}{Z_A + Z_B} I''_F$$

Ecuación 33 Corriente de la falla del generador por división de corriente

Donde:

I''_{G1} Corriente de falla del generador

Z_A Impedancia A

Z_B Impedancia B

I''_F Corriente de falla

Las corrientes de falla son:

$$I''_G = I''_{G1} + I_{PREFALLA}$$

Ecuación 34 Corriente del Generador considerando corriente de prefalla

Donde:

I''_G Corriente del generador

I''_{G1} Corriente de falla del generador

$I_{PREFALLA}$ Corriente de prefalla

$$I''_M = I''_{M1} - I_{PREFALLA}$$

Ecuación 35 Corriente del Motor considerando corriente de prefalla

Donde:

I''_M Corriente del motor

I''_{M1} Corriente del motor

$I_{PREFALLA}$ Corriente de prefalla

3.1.2 Método manual para el cálculo de cortocircuito trifásico.

Es aceptado que, para el cálculo de cortocircuito, se puedan realizar las siguientes simplificaciones:

1. Todos los elementos conectados en paralelo ("Shunts") se desprecian; esto es, las cargas, reactores, efecto capacitivo en líneas.
2. Todos los transformadores se suponen en TAP nominal.
3. Todas las máquinas se representan por un voltaje constante atrás de su reactancia subtransitoria o transitoria.

4. El flujo de corriente en la red previo a la falla es cero; es decir, todos los voltajes de generación son iguales en magnitud y ángulo.
5. Las líneas de transmisión se suponen balanceadas, los acoplamientos mutuos son cero, excepto en secuencia cero. (Para fallas asimétricas).

El cálculo de cortocircuitos en los sistemas eléctricos está basado en la aplicación del teorema de Thévenin, el cual establece lo siguiente:

"Para un par de terminales, una red activa lineal puede ser sustituida por una fuente generadora de voltaje y una impedancia en serie con dicha fuente".

El valor del voltaje que se aplica en el equivalente de Thévenin para la fuente de voltaje será igual al que resulte de medir el voltaje entre los dos puntos escogidos, cuando la red activa se encuentra en condiciones normales.

Para conocer la impedancia equivalente de Thévenin entre los dos puntos de la red, deberán ponerse todas las fuentes generadoras de voltaje en cortocircuito y mantenerse sus impedancias internas; después de haber hecho esto, se mide la impedancia que resulte entre los dos puntos escogidos y el resultado de la medición es la impedancia de Thévenin.

En el cálculo de la corriente de cortocircuito trifásico, se procede a formar el diagrama de impedancias de secuencia positiva (diagrama de reactancias), el cual contiene todas las reactancias de los elementos del sistema referidos a la potencia base seleccionada; se decide la localización de la falla (punto de ocurrencia de la misma) y se procede a efectuar la reducción de las impedancias en equivalentes serie, para finalmente obtener la impedancia de Thévenin, que es la impedancia equivalente entre el punto de falla y el neutro.

La corriente de falla es:

$$I_{cc3\phi} = \frac{V_F}{Z_{th}}$$

Ecuación 36 Corriente de falla
trifásica con impedancia

Donde:

$I_{CC3\phi}$ Corriente de falla trifásica

V_F Voltaje de falla

Z_{th} Impedancia de thevenig

como $V_F = 1 \angle 0^\circ$ pu y $Z_{th} = X_{equivalente}$:

$$I_{cc3\phi} = \frac{1 \angle 0^\circ}{X_{eq}}$$

Ecuación 37 corriente de falla
trifásica con reactancia

Donde:

$I_{cc3\phi}$ Corriente de falla trifásica

$V_F = 1 \angle 0^\circ$

X_{eq} Equivalente de Thévening

Si se desea calcular la potencia de cortocircuito trifásico, entonces:

$$MVA_{cc3\phi} = \frac{MVA_{BASE}}{X_{eq}}$$

Ecuación 38 Potencia Aparente
trifásica

Donde:

$MVA_{cc3\phi}$ Potencia Aparente

trifásica

MVA_{BASE} Potencia Aparente base

X_{eq} Equivalente de Thévening

De aquí que:

$$I_{cc3\phi} = \frac{P_{cc3\phi}}{\sqrt{3}KV_F}$$

Ecuación 39 Corriente de falla
trifásica con relación a voltaje en el
punto de falla

Donde:

$I_{cc3\phi}$ Corriente de falla trifásica

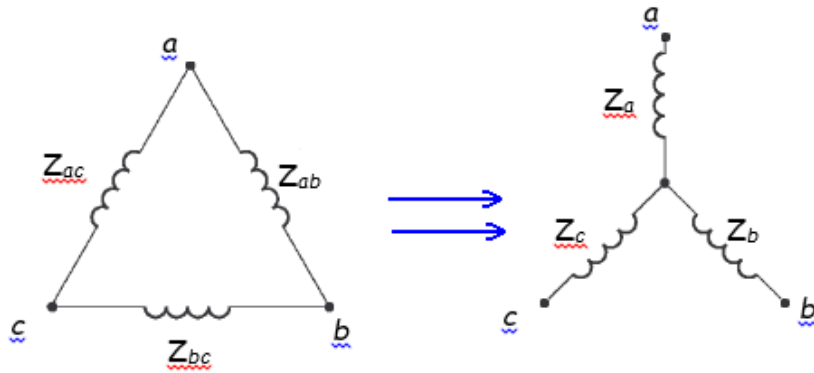
$P_{cc3\phi}$ Potencia trifásica

V_F Voltaje de falla en K por $\sqrt{3}$

en donde: KV_F = Voltaje en el punto de falla un instante antes de ésta ocurre.

3.1.3 Circuitos equivalentes para delta-estrella y estrella-delta.

Para convertir de delta a estrella:



$$Z_a = \frac{Z_{ab} \cdot Z_{ac}}{Z_{ab} + Z_{bc} + Z_{ac}}$$

Ecuación 40 Para Calcular Z_a en equivalente en estrella a partir de una Delta

Donde:

Z_a Impedancia en a

Z_{ab} Impedancia lado ab

Z_{ac} Impedancia lado ac

Z_{bc} Impedancia lado bc

$$Z_b = \frac{Z_{ab} \cdot Z_{bc}}{Z_{ab} + Z_{bc} + Z_{ac}}$$

Ecuación 41 Para Calcular Z_b en equivalente en estrella a partir de una Delta

Donde:

Z_b Impedancia en b

Z_{ab} Impedancia lado ab

Z_{ac} Impedancia lado ac

Z_{bc} Impedancia lado bc

$$Z_c = \frac{Z_{ac} \cdot Z_{bc}}{Z_{ab} + Z_{bc} + Z_{ac}}$$

Ecuación 42 Para Calcular Z_c en equivalente en estrella a partir de una Delta

Donde:

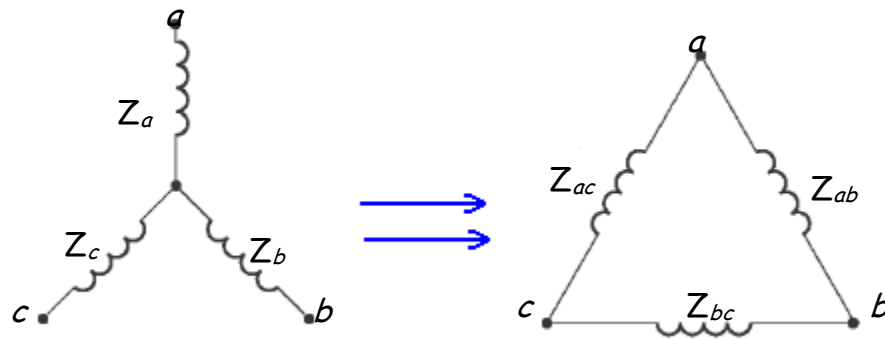
Z_c Impedancia en c

Z_{ab} Impedancia lado ab

Z_{ac} Impedancia lado ac

Z_{bc} Impedancia lado bc

Para convertir de estrella a delta:



$$Z_{ab} = \frac{Z_a Z_b + Z_b Z_c + Z_c Z_a}{Z_c}$$

Ecuación 43 Para Calcular Z_{ab} en equivalente en delta a partir de una estrella

Donde:

Z_{ab} Impedancia en lado ab

Z_a Impedancia en a

Z_b Impedancia en b

Z_c Impedancia en c

$$Z_{bc} = \frac{Z_a Z_b + Z_b Z_c + Z_c Z_a}{Z_a}$$

Ecuación 44 Para Calcular Z_{bc} en equivalente en delta a partir de una estrella

Donde:

Z_{bc} Impedancia lado bc

Z_a Impedancia en a

Z_b Impedancia en b

Z_c Impedancia en c

$$Z_{ac} = \frac{Z_a Z_b + Z_b Z_c + Z_c Z_a}{Z_b}$$

Ecuación 45 Para Calcular Z_{ac} en equivalente en delta a partir de una estrella

Donde:

Z_{ac} Impedancia lado ac

Z_a Impedancia en a

Z_b Impedancia en b

Z_c Impedancia en c

3.1.4 Matriz de impedancias de bus en los cálculos de fallas.

Los sistemas eléctricos de potencia son de gran complejidad y cubren amplias zonas geográficas. El método propuesto (teorema de Thévenin) para el cálculo de la corriente de cortocircuito para una falla en un punto del sistema es bastante laborioso y sólo nos permite determinar la corriente de falla en dicho punto. Si se desea hallar la magnitud de la corriente de falla en otro punto del mismo sistema, tendríamos que reducir el diagrama de impedancias hasta encontrar la reactancia equivalente, de tal manera que, para un sistema relativamente grande, el trabajo requerido para determinar la corriente de cortocircuito en cada uno de los buses del mismo sería demasiado y muy tardado.

El método de la matriz de impedancias de bus permite determinar la corriente de falla de todos los elementos y los voltajes existentes en cada bus después de que la falla ocurrió. El método consiste en lo siguiente:

A partir del diagrama unifilar del sistema, se dibuja el diagrama de impedancias con sus valores cambiados a la potencia base seleccionada. Se redibuja el diagrama poniendo los valores de impedancias (reactancias) como valores de admitancias (susceptancias); del diagrama de admitancias elaborado se construye la matriz de admitancias de bus, de tal manera que las **admitancias propias** (elementos de la diagonal principal) se calculan **sumando todas las admitancias de los elementos unidos al bus considerado** y las **admitancias mutuas** (elementos fuera de la diagonal principal) serán las **admitancias equivalentes de los elementos existentes entre un par de buses considerados**. La matriz de admitancias de bus siempre es simétrica, su orden lo determina el número de buses del sistema, todas **las admitancias propias tienen signo negativo y todas las admitancias mutuas signo positivo**.

Se analiza el sistema de 3 buses, como el indicado en el diagrama de la figura 41 como se muestra, para una falla en el bus 3.

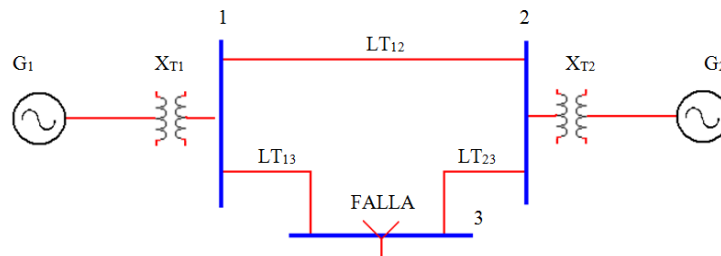


Figura 41 Sistemas de tres buses ejemplo

Autor: Elaboración propia

El diagrama de impedancias de la figura 42 como se muestra queda así:

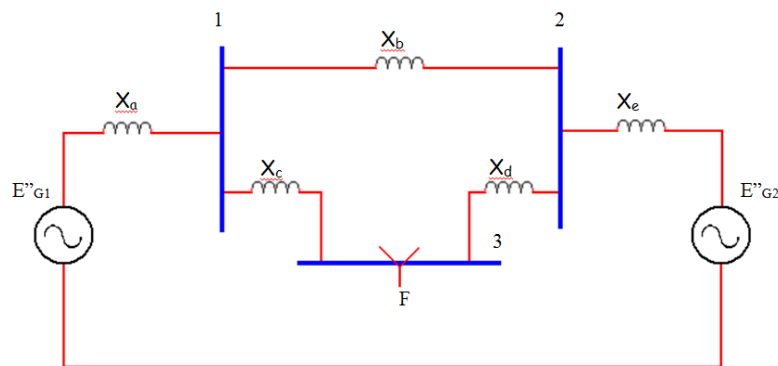


Figura 42 Diagrama de impedancia del Sistema de tres buses

Autor: Elaboración propia

El diagrama de admitancias de la figura 43 como se muestra es el siguiente:

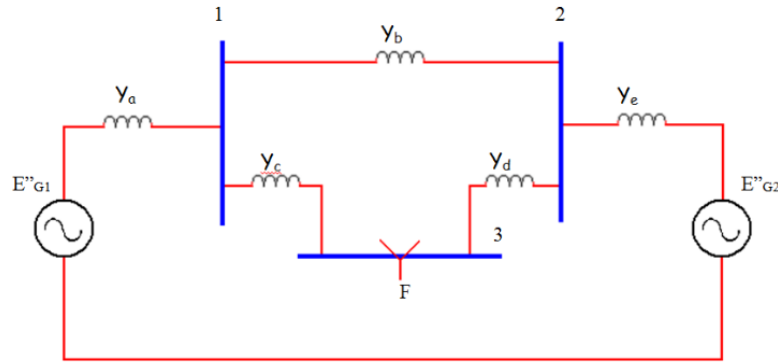


Figura 43 Diagrama de Admitancia del Sistemas de tres buses

Autor: Elaboración propia

En donde:

$$Y_a = \frac{1}{X_a} ; \quad Y_b = \frac{1}{X_b} ; \quad Y_c = \frac{1}{X_c} ; \quad Y_d = \frac{1}{X_d} ; \quad Y_e = \frac{1}{X_e}$$

$$Y = \frac{1}{X}$$

Ecuación 46 Conversión de
reactancias a admitancias

Donde:

Y Admitancia

X Impedancia

Como se indica, se supone que no circula ninguna corriente antes de que la falla ocurra, por lo cual todos los voltajes deben ser iguales, esto es:

$$E''_{G1} = E''_{G2} = V_1 = V_2 = V_3 = V_F = 1 \angle 0^\circ \text{ pu}$$

En el bus de falla:

$$V_3 = V_F$$

En el momento de ocurrir la falla, $V_3 = 0$, lo cual podemos modelar conectando una fuente de voltaje de magnitud $-V_F$ en serie con el voltaje V_F que existía antes de ocurrir la falla figura 44 como se muestra:

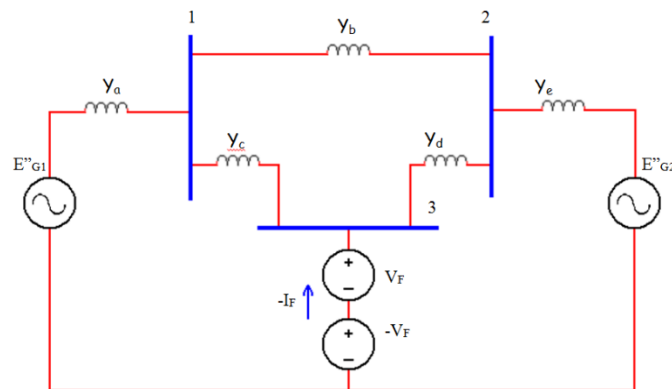


Figura 44 Voltaje y corriente de falla en el bus tres

Autor: Elaboración propia

Esta fuente de magnitud $-V_F$ proporciona una corriente $-I''_F$ en el bus 3 (en realidad es la corriente de falla I''_F saliendo del bus 3).

Por análisis de nodos:

$$Y_{11}V_1 + Y_{12}V_2 + Y_{13}V_3 = I_1$$

$$Y_{21}V_1 + Y_{22}V_2 + Y_{23}V_3 = I_2$$

$$Y_{31}V_1 + Y_{32}V_2 + Y_{33}V_3 = I_3$$

Ecuación 47 Matriz de
corrientes de buses

Donde:

Y_{11}, Y_{22}, Y_{33} Diagonal principal

admitancia (positivas)

V_1, V_2, V_3 Voltaje en bus de nodos

$Y_{12}, Y_{13}, Y_{23}, Y_{21}, Y_{31}, Y_{32}$ Elementos de
la matriz triangular (negativos)

I_1, I_2, I_3 Corriente de buses

En forma matricial:

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix}$$

Ecuación 48 Corriente de buses
en forma matricial

Donde:

Y_{11}, Y_{22}, Y_{33} Diagonal principal
admitancia (positivas)

V_1, V_2, V_3 Voltaje en bus de nodos

$Y_{12}, Y_{13}, Y_{23}, Y_{21}, Y_{31}, Y_{32}$ Elementos
de la matriz triangular (negativos)

I_1, I_2, I_3 Corriente de buses

Del diagrama de admitancias de la figura 44, los valores de los elementos de la matriz de admitancias de bus son:

$$Y_{11} = Y_a + Y_b + Y_c$$

$$Y_{12} = Y_{21} = -Y_b$$

$$Y_{22} = Y_b + Y_d + Y_e$$

$$Y_{13} = Y_{31} = -Y_c$$

$$Y_{33} = Y_c + Y_d$$

$$Y_{23} = Y_{32} = -Y_d$$

La matriz de admitancias de bus es:

$$Y_{BUS} = \begin{bmatrix} (Y_a + Y_b + Y_c) & -Y_b & -Y_c \\ -Y_b & (Y_b + Y_d + Y_e) & -Y_d \\ -Y_c & -Y_d & (Y_c + Y_d) \end{bmatrix}$$

Ecuación 49 Matriz
de admitancia de
bus

Donde:

Y_{BUS} Matriz de admitancia

$Y_a + Y_b + Y_c$ Suma de admitancia al Bus 1

$Y_b + Y_d + Y_e$ Suma de admitancia al Bus 2

$Y_c + Y_d$ Suma de admitancia al Bus 3

$-Y_b, -Y_c, -Y_d$ Admitancias de la matriz angular

Antes de la falla, $I_1 = 0$, $I_2 = 0$ e $I_3 = 0$ (las corrientes de pre-falla se suponen nulas) y todos los voltajes son iguales en magnitud y ángulo. En el momento de la falla, $I_1 = 0$, $I_2 = 0$ (las corrientes en las inductancias no pueden cambiar instantáneamente) e $I_3 = -I_F$. La corriente de falla produce cambios en los voltajes de los buses 1,2 y 3, de modo que, para calcular, se necesita invertir la matriz de admitancias de bus.

$$Y_{BUS} V = I$$

$$Y_{BUS}^{-1} Y_{BUS} V = Y_{BUS}^{-1} I$$

A la inversa de la matriz Y_{BUS} se le conoce como matriz de impedancias de bus (bus), o sea que:

Ecuación 50 Inversa de la matriz Y

$$Y_{BUS}^{-1} = Z_{BUS}$$

bus de impedancia

Donde:

Y_{BUS}^{-1} Inversa de la matriz de
admitancia

Z_{BUS} Impedancia de la matriz

$$V = Z_{BUS} I$$

Esto es:

$$\begin{bmatrix} V_1^\Delta \\ V_2^\Delta \\ -V_F \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix}$$

Ecuación 51 Cambios de
voltaje en los buses durante la
falla

Donde:

V_1^Δ voltaje en los buses durante la falla

Z_{11}, Z_{22}, Z_{33} Impedancia en la diagonal
principal

I_1, I_2, I_3 Corriente de falla

Los voltajes V_1^{Δ} y V_2^{Δ} son los cambios en los voltajes en los buses 1 y 2 en el momento de producirse la falla, de tal manera que el voltaje después de que ocurrió la falla es la suma de los voltajes que existían antes de presentarse la falla más los voltajes en el momento de la falla.

Por lo tanto:

Tabla 3 porcentaje de falla Autor: propio de los autores

Tabla 3 Porcentaje de fallas por las razones diferentes		
Voltaje después de la falla	Voltaje antes de la falla	Voltaje durante la falla
V_1	$= V_F$	$+ V_1^{\Delta}$

De acuerdo a las condiciones del sistema, emplearemos la ecuación 51 para determinar el valor de la corriente de falla, los voltajes durante y después de la falla y las aportaciones de corriente de todos los elementos que conforman el sistema.

Esto es:

$$\begin{bmatrix} V_1^{\Delta} \\ V_2^{\Delta} \\ -V_F \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ -I_F'' \end{bmatrix} \quad \begin{array}{l} \text{Ecuación 52 Cambio de voltaje} \\ \text{para una falla en el bus 3} \end{array}$$

$$-V_F = -Z_{33}I_F''$$

$$I_F'' = \frac{V_F}{Z_{33}}$$

Corriente de falla en el bus 3

$$V_1^{\Delta} = -Z_{13}I_F'' = -Z_{13} \left[\frac{V_F}{Z_{33}} \right] \Rightarrow V_1^{\Delta} = -\frac{Z_{13}}{Z_{33}}V_F$$

$$V_2^{\Delta} = -Z_{23}I_F'' = -Z_{23} \left[\frac{V_F}{Z_{33}} \right] \Rightarrow V_2^{\Delta} = -\frac{Z_{23}}{Z_{33}}V_F$$

Siendo V_1^Δ y V_2^Δ los voltajes durante la falla. Los voltajes después de la falla son:

$$V_1 = V_F + V_1^\Delta = V_F - \frac{Z_{13}}{Z_{33}} V_F$$

Voltaje de buses del sistema
después de la falla

$$V_2 = V_F + V_2^\Delta = V_F - \frac{Z_{23}}{Z_{33}} V_F$$

$$V_3 = V_F - V_F = 0$$

Del diagrama de la figura 42, las aportaciones de los generadores son:

$$I_{G1}'' = \frac{E_{G1}'' - V_1}{X_a}$$

Ecuación 52 Aportación de
corriente de falla de los
generadores

$$I_{G2}'' = \frac{E_{G2}'' - V_2}{X_e}$$

La circulación de las corrientes en las líneas de transmisión se calcula mediante:

$I_{1-2}'' = \frac{V_1 - V_2}{X_b}$ $I_{1-3}'' = \frac{V_1 - 0}{X_c}$ $I_{2-3}'' = \frac{V_2 - 0}{X_d}$	Ecuación 53 Circulación de corriente en las líneas de transmisión del sistema
---	--

En forma general, para un sistema eléctrico de potencia de n buses, siendo k el bus de falla, se tiene que:

- 1) La corriente de falla, despreciando la corriente de pre-falla, viene dada por:

$$I_F'' = \frac{V_F}{Z_{KK}}$$

- 2) Los voltajes después de la falla están dados por:

$$V_n = V_F - \frac{Z_{nk}}{Z_{kk}} V_F$$

3.1.5 Método de los MVA's.

Este es un método simplificado para el cálculo de corrientes de cortocircuito, su procedimiento es el siguiente:

1. Se convierten las impedancias a MVA's de cortocircuito.

$$MVA_{CC3\phi} = \frac{MVA_{BASE}}{X_{DISP}}$$

Ecuación 54 Potencia Aparente de cortocircuito trifásica

2. Se elabora un diagrama de MVA's con los valores calculados en el punto anterior.
3. Se reduce la red respecto a cada punto de falla. Para las cantidades de MVA's que están en serie se calcula como: el inverso de la suma de los inversos; para las potencias de cortocircuito en paralelo, se suman directamente.

La desventaja de este método es que no se pueden visualizar fácilmente las magnitudes de corriente de falla por cada conductor del circuito.

Los ejercicios planteados de muestra son de diversos autores como de Stevenson Segunda Edición (1988) o el del (1996). [28] [29]

Duncan [30]

CAPÍTULO 4

**EJERCICIOS MUESTRA CON
SOLUCIÓN**

En este capítulo se realizarán los ejercicios básicos para la comprensión de la teoría vista. Tanto en este trabajo, como en los libros de Análisis de Sistemas de Potencia, se sugiere un planteamiento metódico, que ayude a orientar y resolver problemas de fallas simétricas.

El ejercicio 4.1 es un sistema radial, compuesto de un generador y una carga unidos a través de una línea de transmisión, también se tienen dos transformadores trifásicos, dos buses, además de las características de cada equipo. Con las indicaciones correspondientes se pretende analizar y comprender la conversión de voltajes, reactancias a valores pu, así como, el desarrollo de diagramas equivalentes.

En el ejercicio 4.2 es un análisis similar al del ejercicio anterior también es un sistema radial, compuesto de un generador y una carga unidos a través de una línea de transmisión, sin embargo, los dos bancos de transformadores trifásicos están conformados por transformadores monofásicos conectados a los dos buses del sistema, además de las características de cada equipo. Con las indicaciones correspondientes se pretende analizar y comprender la conversión de voltajes, reactancias, voltajes de línea, voltajes de fase y conexión de transformadores a valores pu, así como, el desarrollo de diagramas equivalentes.

El ejercicio 4.3 se observa un sistema de potencia sin carga, consta de dos generadores y 3 líneas de transmisión, tres buses, dos transformadores trifásicos. Considerando un bus en falla y con las indicaciones correspondientes se busca que el estudiante comprenda el análisis y sea capaz de plantear una matriz de admitancia, resolver en una matriz de impedancia, cálculo de voltajes de buses que no están en falla y circulación de corrientes, tanto de falla como de circulación en las diferentes líneas, todo lo anterior con cálculos en el sistema pu, así como el desarrollo de diagramas equivalentes en secuencia positiva y resultado final.

El ejercicio 4.4 consta de dos generadores y una carga, 3 líneas de transmisión, tres buses, seis transformadores trifásicos. Considerando una falla en un punto determinado y con las indicaciones correspondientes se pretende que el estudiante comprenda el análisis y planteamiento de una matriz de admitancia, su solución en una matriz de impedancia, cálculo de voltajes y corrientes en buses y líneas, así como la magnitud de la corriente de falla, todo ello utilizando el sistema pu, mediante el desarrollo de diagramas equivalentes y comprobando los resultados con el apoyo de un software libre PowerWorld.

4.1 Ejercicio planteado del libro de Duncan

La figura muestra el diagrama unifilar de un Sistema de Potencia. El generador síncrono está operando a una capacidad nominal en MVA, con un $FP=0.95$ (-) y 5% arriba del voltaje nominal cuando ocurre una falla en el Bus 1 y Bus 2.

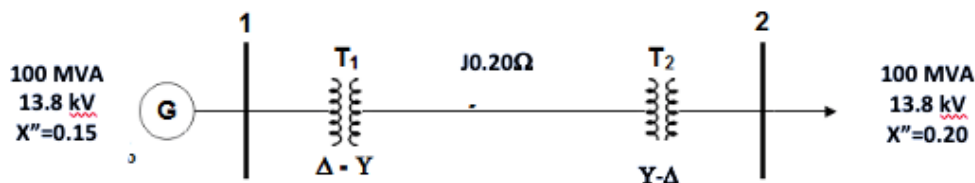
Usar una base de 100 MVA y 13.8 KV en la zona del generador

Los neutros del generador y de los transformadores conectados en Δ -Y están solidamente conectados a tierra.

Voltaje de prefalla es de $1.05\angle 0^\circ$ pu

Para calcular las fallas:

- Dibuje los equivalentes de Thevenin de las redes de secuencia positiva
- Calcular los valores por unidad de las corrientes de falla subtransitorias en los buses.
- Utilizar dos métodos alternos 1.- Equivalente de Thevenin 2.- Voltajes detrás de las reactancias subtransitorias.



Datos

Generador	100 MVA	13.8 KV	$X_1 = 0.15$ pu
Motor	100 MVA	13.8 KV	$X_1 = 0.20$ pu
Transformador 1	100 MVA	13.8Δ/138Y KV	$X = 0.1$ pu
Transformador 2	100 MVA	138Y /13.8Δ KV	$X = 0.1$ pu
Línea de transmisión			$X_1 = 0.15$ pu

Solución

Niveles de voltaje en el sistema

Zona 1: 13.8 KV (Generador 1)

Zona 2: 138 KV (Línea de transmisión)

Zona 3: 13.8 KV (Carga)

Voltajes base en el sistema

$$KV_{BLT} = 13.8 \left(\frac{138}{13.8} \right) \rightarrow KV_{BLT} = 138 \text{ KV}$$

$$KV_{BG} = 138 \left(\frac{13.8}{138} \right) \rightarrow KV_{BG} = 13.8 \text{ KV}$$

Cambio de base

Para calcular las impedancias dadas en una base a una base nueva, se emplea la ecuación siguiente:

$$X_{pu(nueva)} = X_{pu(dada)} \left[\frac{KV_{B(dado)}}{KV_{B(nuevo)}} \right]^2 \left[\frac{MVA_{B(nuevo)}}{MVA_{B(dado)}} \right]$$

$$X''_{G1} = j0.15 \left[\frac{13.8 \text{ KV}}{13.8 \text{ KV}} \right]^2 \left[\frac{100 \text{ MVA}}{100 \text{ MVA}} \right] \rightarrow X''_{G1} = j0.15 \text{ pu}$$

$$X_{T1} = j0.10 \left[\frac{13.8 \text{ KV}}{13.8 \text{ KV}} \right]^2 \left[\frac{100 \text{ MVA}}{100 \text{ MVA}} \right] \rightarrow X_{T1} = j0.10 \text{ pu}$$

$$X_{T2} = j0.10 \left[\frac{13.8 \text{ KV}}{13.8 \text{ KV}} \right]^2 \left[\frac{100 \text{ MVA}}{100 \text{ MVA}} \right] \rightarrow X_{T2} = j0.10 \text{ pu}$$

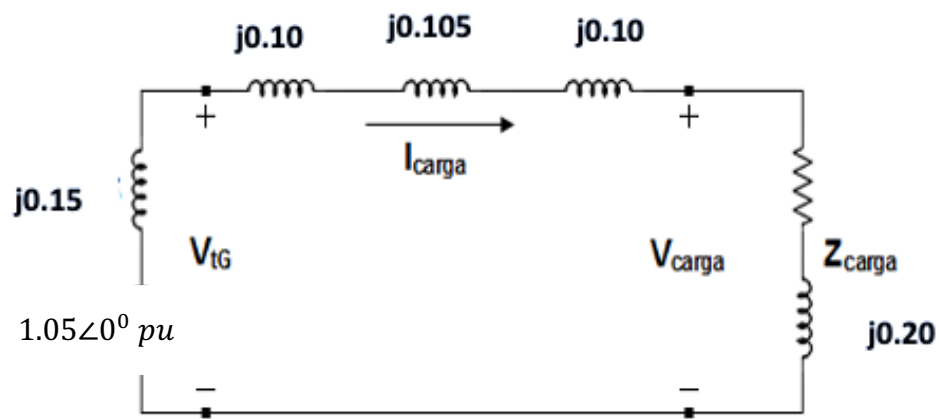
$$X_M = j0.20 \left[\frac{13.8 \text{ KV}}{13.8 \text{ KV}} \right]^2 \left[\frac{100 \text{ MVA}}{100 \text{ MVA}} \right] \rightarrow X_{T2} = j0.20 \text{ pu}$$

Para la línea de transmisión

$$Z_{LTpu} = X_{LT} \text{ en } \Omega \left[\frac{MVA_{Base Sistema}}{KV_{BaseLT}^2} \right]$$

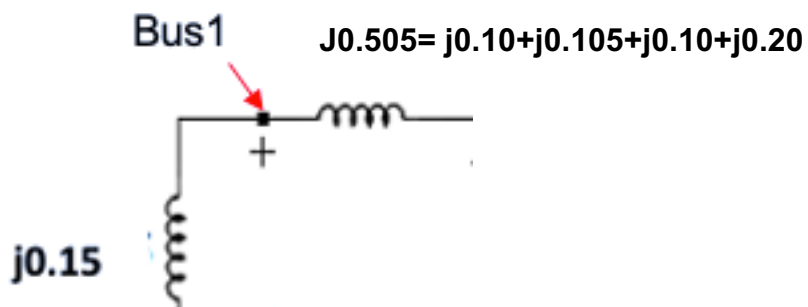
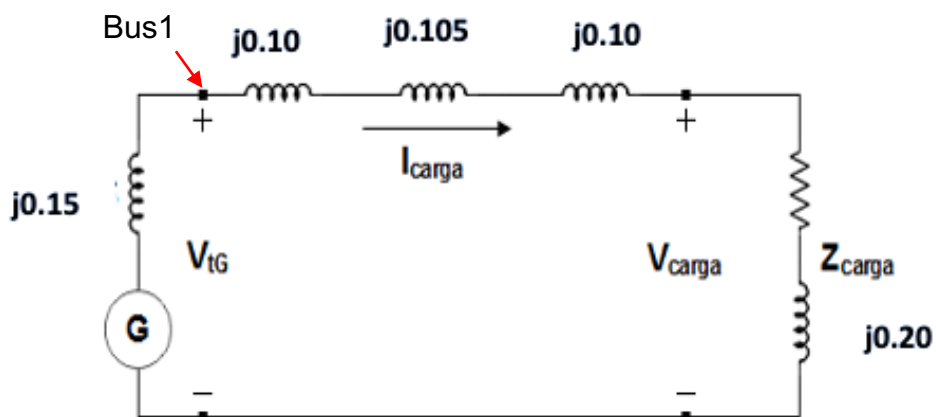
$$Z_{LT} = j20 \left[\frac{100 \text{ MVA}}{(138 \text{ KV})^2} \right] \rightarrow Z_{LT} = j0.105 \text{ pu}$$

a) Diagrama de impedancias en secuencia positiva.

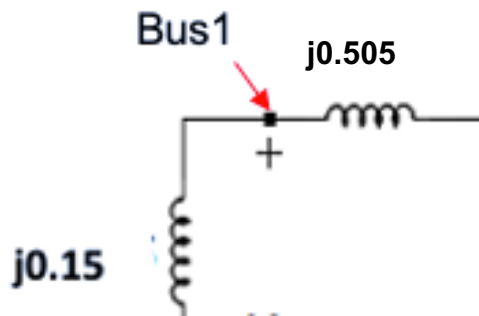


b) Calcular los valores por unidad de las corrientes de falla subtransitorias en los buses.

Para la falla en el Bus 1



Para la falla en el Bus 1 se consideran en paralelo dando como resultado



$$Z_{eq} = \frac{j0.15 * j0.505}{j0.15 + j0.505} = j0.1156$$

$$I_{f_{Bus1}} = \frac{1.05 \angle 0^\circ \text{ pu}}{j0.1156} = 9.08 \angle -90^\circ \text{ pu}$$

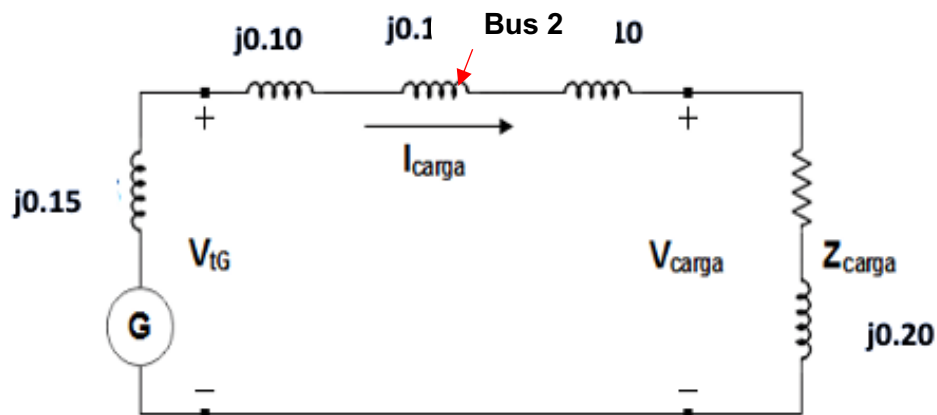
$$I_{f_{base}} = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} * 13.8 \text{ kV}} = 4183.69 \text{ A}$$

$$I_{f_{real}} = I_{f_{base}} * I_{f_{Bus}}$$

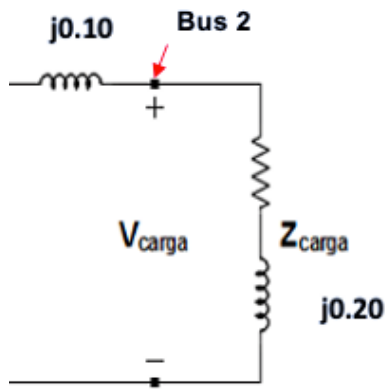
$$I_{f_{real \text{ Bus1}}} = I_{f_{base}} * I_{f_{Bus1}} = 4183.69 * 9.08 \angle -90^\circ$$

$$I_{f_{real \text{ Bus1}}} = 37987.91 \text{ A}$$

Para la falla en el Bus 2

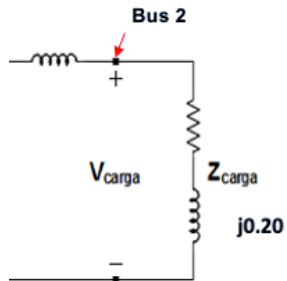


$$j0.15 + j0.10 + j0.105 + j0.10 = j0.455$$



Para la falla en el Bus 2 se consideran en paralelo dando como resultado

J0.455



$$Z_{eq} = \frac{j0.20 * j0.455}{j0.20 + j0.455} = j0.1389$$

$$I_{f_{Bus2}} = \frac{1.05 \angle 0^\circ pu}{j0.1389} = 7.55 \angle -90^\circ$$

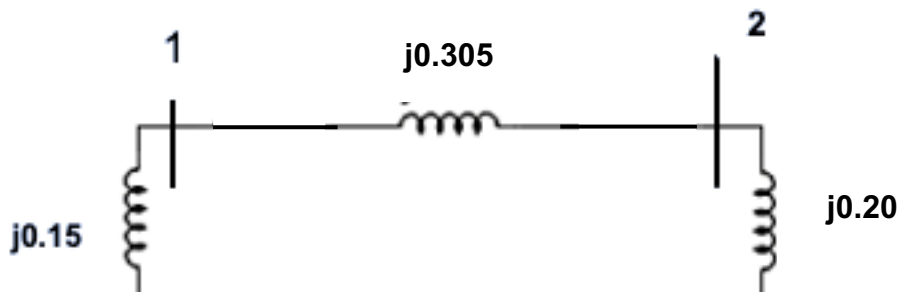
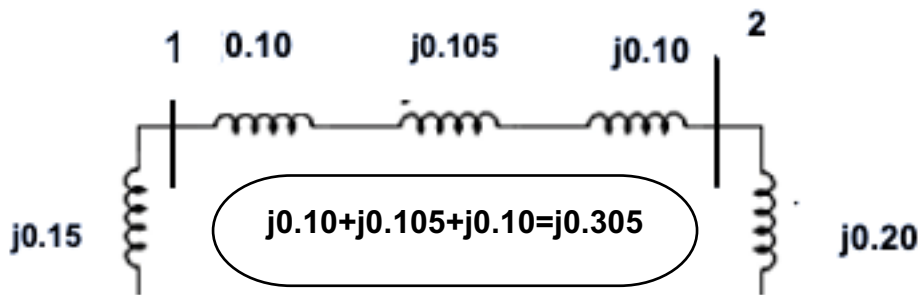
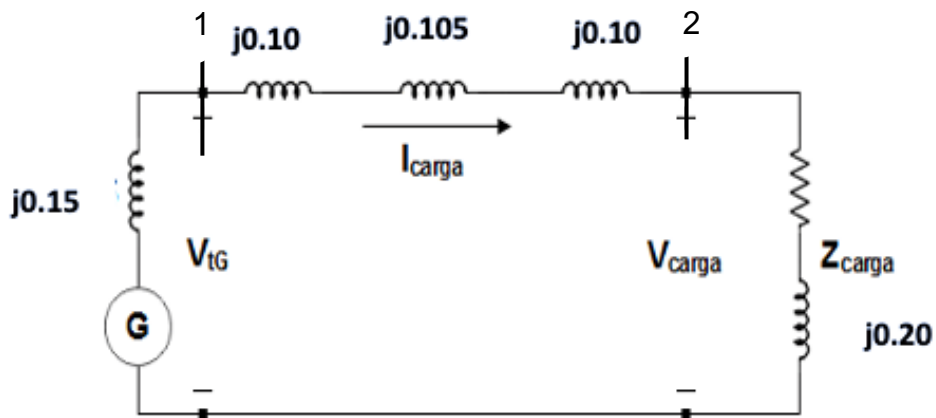
$$I_{f_{base}} = \frac{100 MVA}{\sqrt{3} * 13.8 kV} = 4183.69 A$$

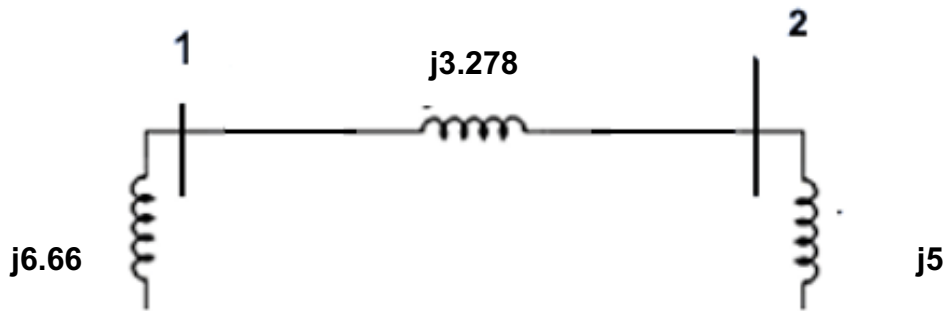
$$I_{f_{real}} = I_{f_{base}} * I_{f_{Bus}}$$

$$I_{f_{real Bus1}} = I_{f_{base}} * I_{f_{Bus2}} = 4183.69 * 7.55 \angle -90^\circ$$

$$I_{f_{real Bus2}} = 31586.91 A$$

c) Utilizar dos métodos alternos 1.- Equivalente de Thevenin 2.- Voltajes detrás de las reactancias subtransitorias.





Valores de la Matriz de admitancia Y

$$Y_{11} = j9.938$$

$$Y_{22} = j8.278$$

$$Y_{12} = Y_{21} = j3.278$$

$$Y = \begin{pmatrix} j9.938 & -j3.278 \\ -j3.278 & j8.278 \end{pmatrix}$$

$$Y^{-1} = Z_{Bus} = \begin{pmatrix} j0.1157 & j0.0458 \\ j0.0458 & j0.1380 \end{pmatrix}$$

Para la falla del Bus1

$$If_{Bus1} = \frac{V_f}{Z_{11}} = \frac{1.05 \angle 0^\circ}{j0.1157} = 9.0751 \text{ pu}$$

$$If_{real\ Bus1} = If_{base} * If_{Bus1} = 4183.69 * 9.0751 \angle -90^\circ$$

$$If_{real\ Bus1} = 37967.41 \text{ A}$$

Para la falla del Bus 2

$$If_{Bus1} = \frac{V_f}{Z_{22}} = \frac{1.05 \angle 0^\circ}{j0.1380} = 7.60 \text{ pu}$$

$$If_{real\ Bus1} = If_{base} * If_{Bus1} = 4183.69 * 7.60 \angle -90^\circ$$

$$If_{real\ Bus1} = 31796.04 \text{ A}$$

4.2 Ejercicio planteado del libro de D. Stevenson, Jr

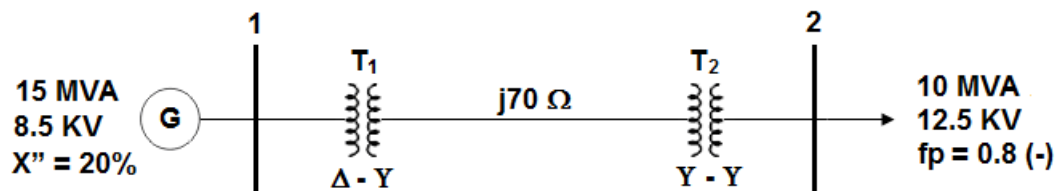
Un generador trifásico de **15 MVA, 8.5 KV, $X'' = 20\%$** , está conectado por un transformador $\Delta - Y$ a una línea de transmisión que tiene una reactancia serie total de **70Ω** . En el extremo de la línea correspondiente a la carga, hay un transformador reductor $Y - Y$. Ambos transformadores están formados por transformadores monofásicos conectados para funcionamiento trifásico. Cada uno de los **3** transformadores de cada banco tiene valores nominales de **6 667 KVA, 10/100 KV, $X = 10\%$** . La carga, representada como impedancia, toma **10 MVA a 12.5 KV**, con factor de potencia **0.8 atrasado**. Dibuja el diagrama unifilar del sistema.

Considerando como valores base **10 MVA y 12.5 KV** en el circuito de carga:

- Dibuja el diagrama de impedancias de secuencia positiva, ubicando todas las impedancias en **pu**.
- Determina el voltaje en las terminales del generador.

Solución

Diagrama unifilar del sistema



Recopilación de datos

$$MVA_B = 10 \text{ MVA}$$

$$KV_B = 12.5 \text{ KV (En la carga)}$$

T_1 y T_2 : Bancos trifásicos integrados por 3 transformadores monofásicos de 6 667 KVA, 10/100 KV, $X = 10\%$.

Cálculo de los valores nominales de T_1 y T_2

La potencia nominal de cada banco es:

$$MVA_{3\phi} = 3MVA_{1\phi} = 3(6.667) \rightarrow MVA_{3\phi} = 20 \text{ MVA}$$

Los voltajes nominales de cada banco trifásico son:

Para T_1 :

$$\text{En } \Delta: V_{LBT} = V_{FBTT_{1\phi}} \rightarrow V_{LBT} = 10 \text{ KV}$$

$$\text{En } Y: V_{LAT} = \sqrt{3}V_{FATT_{1\phi}} = \sqrt{3}(100) \rightarrow V_{LAT} = 173.2 \text{ KV}$$

$$T_1: 20 \text{ MVA}, 10\Delta/173.2Y \text{ KV}, X = j0.1 \text{ pu}$$

Para T_2 :

$$\text{En Y: } V_{LBT} = \sqrt{3}V_{FBTT_{1\phi}} = \sqrt{3}(10) \rightarrow V_{LBT} = 17.32 \text{ KV}$$

$$\text{En Y: } V_{LAT} = \sqrt{3}V_{FATT_{1\phi}} = \sqrt{3}(100) \rightarrow V_{LBT} = 173.2 \text{ KV}$$

T_2 : 20 MVA, 17.32Y/173.2Y KV, $X = j0.1 \text{ pu}$

Niveles de voltaje en el sistema

Zona 1: 10 KV (Generador 1)

Zona 2: 173.2 KV (Línea de transmisión)

Zona 3: 17.32 KV (Carga)

Voltajes base en el sistema

$$KV_{BLT} = 12.5 \left(\frac{173.2}{17.32} \right) \rightarrow KV_{BLT} = 125 \text{ KV}$$

$$KV_{BG} = 125 \left(\frac{10}{173.2} \right) \rightarrow KV_{BG} = 7.22 \text{ KV}$$

Cambio de base

Para calcular las impedancias dadas en una base a una base nueva, se emplea la ecuación siguiente:

$$X_{pu(nueva)} = X_{pu(dada)} \left[\frac{KV_{B(dado)}}{KV_{B(nuevo)}} \right]^2 \left[\frac{MVA_{B(nuevo)}}{MVA_{B(dado)}} \right]$$

$$X''_{G1} = j0.2 \left[\frac{8.5}{7.22} \right]^2 \left[\frac{10}{15} \right] \rightarrow X''_{G1} = j0.185 \text{ pu}$$

$$X_{T1} = j0.1 \left[\frac{10}{7.22} \right]^2 \left[\frac{10}{20} \right] \rightarrow X_{T1} = j0.096 \text{ pu}$$

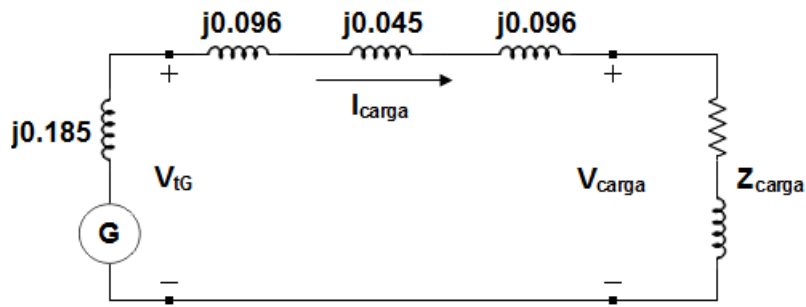
$$X_{T2} = j0.1 \left[\frac{173.2}{125} \right]^2 \left[\frac{10}{20} \right] \rightarrow X_{T2} = j0.096 \text{ pu}$$

Para la línea de transmisión

$$Z_{LTpu} = X_{LT} \text{ en } \Omega \left[\frac{MVA_{Base Sistema}}{KV_{BaseLT}^2} \right]$$

$$Z_{LT} = j70 \left[\frac{10}{(125)^2} \right] \rightarrow Z_{LT} = j0.045 \text{ pu}$$

a) Diagrama de impedancias



b) Cálculo del voltaje en terminales del generador

Considerando el voltaje de la carga como referencia:

$$V_{carga} = 12.5 \angle 0^\circ \text{ KV}$$

$$V_{carga \text{ pu}} = \frac{KV_{carga}}{KV_{carga \text{ B}}} = \frac{12.5 \angle 0^\circ}{12.5} \rightarrow V_{carga \text{ pu}} = 1 \angle 0^\circ \text{ pu}$$

$$\theta_{carga} = \cos^{-1} \text{fp} = \cos^{-1} 0.8 \rightarrow \theta_{carga} = 36.87^\circ$$

$$I_{carga} = \frac{KVA_{carga}}{\sqrt{3} \cdot KV_{carga} \cdot \text{fp}_{carga}} = \frac{10\,000}{\sqrt{3}(12.5)(0.8)}$$

$$I_{carga} = 577.35 \angle -36.87^\circ \text{ A}$$

$$I_{carga \text{ pu}} = \frac{I_{carga}}{I_{carga \text{ B}}} = \frac{577.35 \angle -36.87^\circ}{577.35}$$

$$I_{carga \text{ pu}} = 1 \angle -36.87^\circ \text{ pu}$$

Aplicando la ley de Kirchhoff para voltajes en el diagrama de impedancias:

$$V_{tG} = V_{carga} + I_{carga}(X_{T1} + X_{LT} + X_{T2})$$

$$V_{tG} = 1 \angle 0^\circ + 1 \angle -36.87^\circ [j(0.096 + 0.045 + 0.096)]$$

$$V_{tG} = 1.158 \angle 9.43^\circ \text{ pu}$$

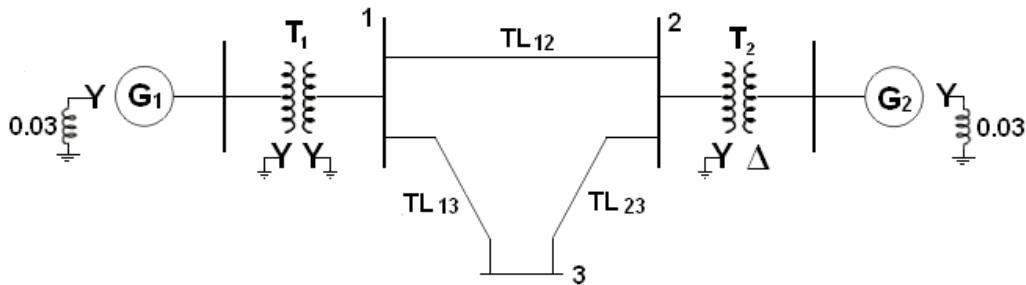
$$V_{tG \text{ Real}} = V_{tG \text{ pu}} \cdot V_{BG}$$

$$V_{tG \text{ Real}} = 1.158 \angle 9.43^\circ (7.22) \rightarrow V_{tG} = 8.36 \angle 9.43^\circ \text{ KV}$$

$$V_{tG} = 8.36 \text{ KV}$$

4.3 Ejercicio planteado

Un sistema eléctrico de potencia es representado por el diagrama unifilar siguiente:



Los valores nominales de los componentes del mismo son:

Elemento	MVA	Voltaje (KV)	X_1 (pu)
G1	100	25	0.2
G2	100	13.8	0.2
T1	100	25 Y/230 Y	0.05
T2	100	13.8 Y/230 Δ	0.05
LT12	100	230	0.1
LT23	100	230	0.1
LT13	100	230	0.1

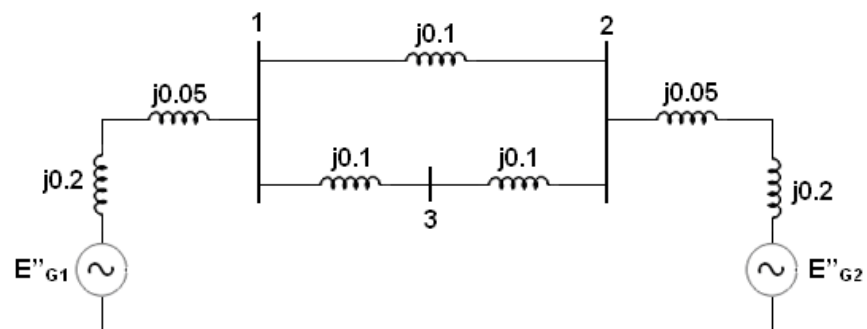
Calcula la corriente subtransitoria de cortocircuito en el bus con falla, las aportaciones de corriente de los generadores y en las líneas de transmisión, y los voltajes en los buses, si ocurre una falla trifásica sobre el **bus 3**. Supón que ninguna corriente circula antes de la falla y que el voltaje de prefalla es de **1 pu**. Utiliza la **matriz de impedancias de bus** para los cálculos.

Solución

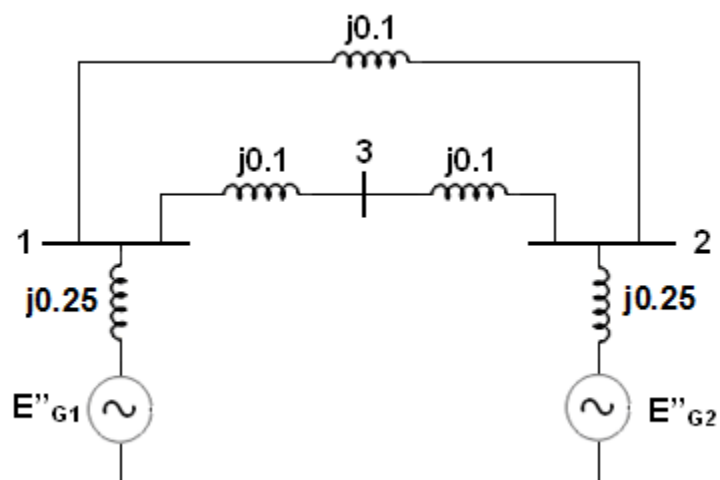
Análisis e interpretación de la información

Proponiendo **100 MVA** base para todo el sistema y eligiendo un voltaje base de **25 KV** en el **generador 1**, los voltajes base en las líneas de transmisión y en el **generador 2** quedan definidos directamente por la relación de transformación de los transformadores, por lo tanto, los valores de reactancias de todos los elementos ya están a la misma base del sistema.

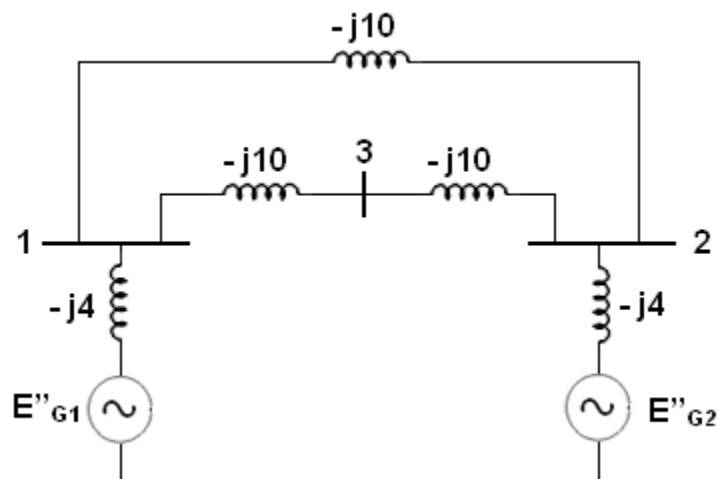
Diagrama de reactancias del sistema



El diagrama de reactancias simplificado es:



Convirtiendo los valores de reactancias a valores de admitancias:



La **matriz de admitancias** se forma de la manera siguiente:

- Los valores de la diagonal principal correspondientes a cada bus, se determinan sumando las admitancias conectadas al mismo, con valores positivos.

$$Y_{11} = j10 + j10 + j4 = j24 \text{ pu}$$

$$Y_{22} = j10 + j10 + j4 = j24 \text{ pu}$$

$$Y_{33} = j10 + j10 = j20 \text{ pu}$$

- Los valores fuera de la diagonal principal corresponden a los valores de admitancias mutuas entre cada bus.

$$Y_{12} = Y_{21} = -j10 \text{ pu}$$

$$Y_{13} = Y_{31} = -j10 \text{ pu}$$

$$Y_{23} = Y_{32} = -j10 \text{ pu}$$

Por lo tanto, la matriz de admitancias es:

$$Y_{\text{bus}} = j \begin{bmatrix} 24 & -10 & -10 \\ -10 & 24 & -10 \\ -10 & -10 & 20 \end{bmatrix}$$

La matriz de impedancias de **bus** Z_{bus} es la inversa de la matriz Y_{bus} . De aquí que:

$$Z_{\text{bus}} = j \begin{bmatrix} 0.1397 & 0.1103 & 0.1250 \\ 0.1103 & 0.1397 & 0.1250 \\ 0.1250 & 0.1250 & 0.1750 \end{bmatrix}$$

Cálculo de la corriente de cortocircuito, los voltajes en los buses después de la falla y las aportaciones de corriente de falla de todos los elementos del sistema, para una falla trifásica en el bus 3.

Para que $I_{\text{prefalla}} = 0$, se requiere que:

$$E_{G1} = E_{G2} = V_1 = V_2 = V_3 = V_{\text{Th}} = V_F = 1 \angle 0^\circ \text{ pu}$$

Las corrientes base en el sistema son:

$$I_{\text{BG1}} = \frac{100\,000}{\sqrt{3} (25)} \rightarrow I_{\text{BG1}} = 2\,309.4 \text{ A}$$

$$I_{\text{BG2}} = \frac{100\,000}{\sqrt{3} (13.8)} \rightarrow I_{\text{BG2}} = 4\,183.7 \text{ A}$$

$$I_{\text{BLT}} = \frac{100\,000}{\sqrt{3} (230)} \rightarrow I_{\text{BLT}} = 251 \text{ A}$$

- **Cálculo de la corriente de cortocircuito para una falla trifásica en el bus 3**

La corriente de falla, despreciando la corriente de prefalla, se determina por:

$$I''_F = \frac{V_F}{Z_{kk}} \quad (k = 3)$$

$$I''_{F3} = \frac{V_F}{Z_{33}} = \frac{1 \angle 0^\circ}{j0.175} \rightarrow I''_{F3} = -j5.714 \text{ pu}$$

$$I''_{F3} = I''_{pu} I_{BLT} = 5.714 (251)$$

$$I''_{F3} = 1434 \text{ A}$$

- **Cálculo de los voltajes después de la falla**

$$V_n = \left(1 - \frac{Z_{nk}}{Z_{kk}}\right) V_F$$

Para el bus 1 ($n = 1$):

$$V_1 = \left(1 - \frac{Z_{13}}{Z_{33}}\right) 1 \angle 0^\circ = \left(1 - \frac{j0.125}{j0.175}\right) \rightarrow V_1 = 0.286 \text{ pu}$$

$$V_1 = V_{1pu} \text{ KV}_{BLT} = 0.286 (230) \rightarrow V_1 = 65.78 \text{ KV}$$

Para el bus 2 ($n = 2$):

$$V_2 = \left(1 - \frac{Z_{23}}{Z_{33}}\right) 1 \angle 0^\circ = \left(1 - \frac{j0.125}{j0.175}\right) \rightarrow V_2 = 0.286 \text{ pu}$$

$$V_2 = V_{2pu} \text{ KV}_{BLT} = 0.286 (230) \rightarrow V_2 = 65.78 \text{ KV}$$

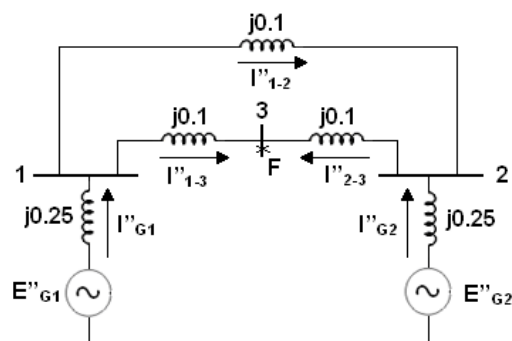
Para el bus 3 ($n = 3$):

$$V_3 = 0 \text{ por ser el bus con falla}$$

- **Cálculo de las aportaciones de corrientes de falla entre cualquier par de buses $p - q$**

$$I''_{p-q} = \frac{V_p - V_q}{X''_{pq}}$$

Cómo ya se conocen todos los voltajes en el sistema después de la falla, se pueden indicar los flujos de corriente en el diagrama de reactancias, ya que fluyen desde el voltaje mayor hasta el voltaje menor:



$$I''_{G1} = \frac{E''_{G1} - V_1}{X''_{G1}} = \frac{1\angle 0^\circ - 0.286}{j0.25} \rightarrow I''_{G1} = -j2.856 \text{ pu}$$

$$I''_{G1} = 2.856 (2309.4) \rightarrow I''_{G1} = 6596 \text{ A}$$

$$I''_{G2} = \frac{E''_{G2} - V_2}{X''_{G2}} = \frac{1\angle 0^\circ - 0.286}{j0.25} \rightarrow I''_{G2} = -j2.856 \text{ pu}$$

$$I''_{G2} = 2.856 (4183.7) \rightarrow I''_{G2} = 11949 \text{ A}$$

$$I''_{1-2} = \frac{V_1 - V_2}{jX_{1-2}} = \frac{0.286 - 0.286}{j0.1} \rightarrow I''_{1-2} = 0$$

Como $V_1 = V_2$ y $X_{1-3} = X_{2-3}$, entonces:

$$I''_{1-3} = I''_{2-3} = \frac{V_1 - V_3}{X_{1-3}} = \frac{0.286 - 0}{j0.1} \rightarrow I''_{1-3} = I''_{2-3} = -j2.856 \text{ pu}$$

$$I''_{1-3} = I''_{2-3} = 2.856 (251) \quad \rightarrow \quad I''_{1-3} = I''_{2-3} = 717 \text{ A}$$

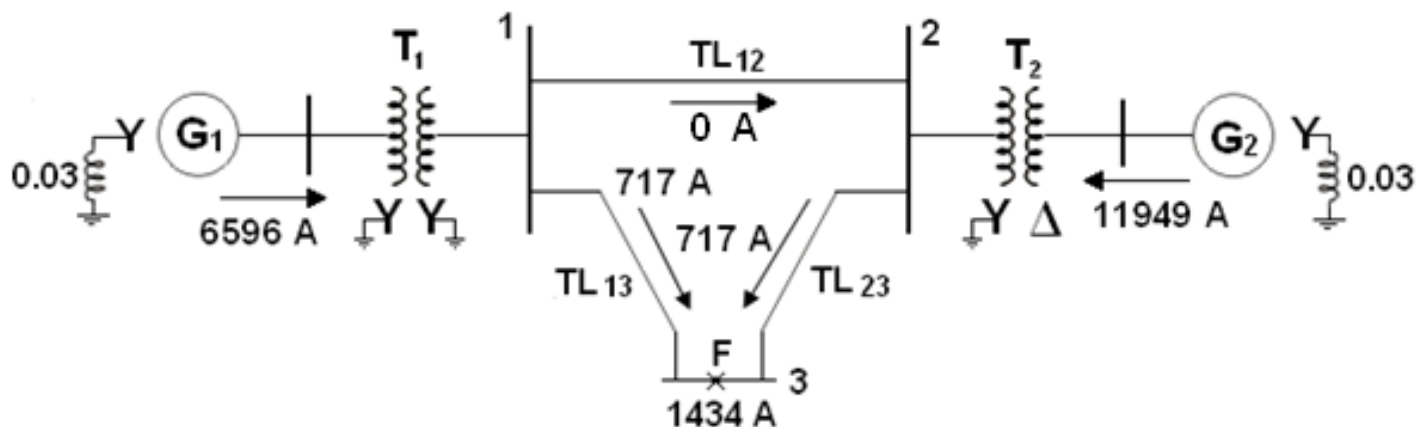
$$I''_{BTT1} = I''_{G1} = 6596 \text{ A}$$

$$\mathbf{I}_{\text{ATT1}}'' = 6596 \left(\frac{25}{230} \right) \rightarrow \mathbf{I}_{\text{ATT1}}'' = 717 \text{ A}$$

$$I''_{\text{BTT2}} = I''_{\text{G2}} = 11949 \text{ A}$$

$$I''_{\text{ATT2}} = 11949 \left(\frac{13.8}{230} \right) \rightarrow I''_{\text{ATT2}} = 717 \text{ A}$$

En el diagrama unifilar, el flujo de corrientes de cortocircuito para una falla trifásica en el **bus 3** es:



4.4 Ejercicio planteado del libro de D. Stevenson, Jr

Para el sistema de potencia mostrado, se considera una base de **20 MVA y 138 KV** en la línea de transmisión de **$j40 \Omega$**

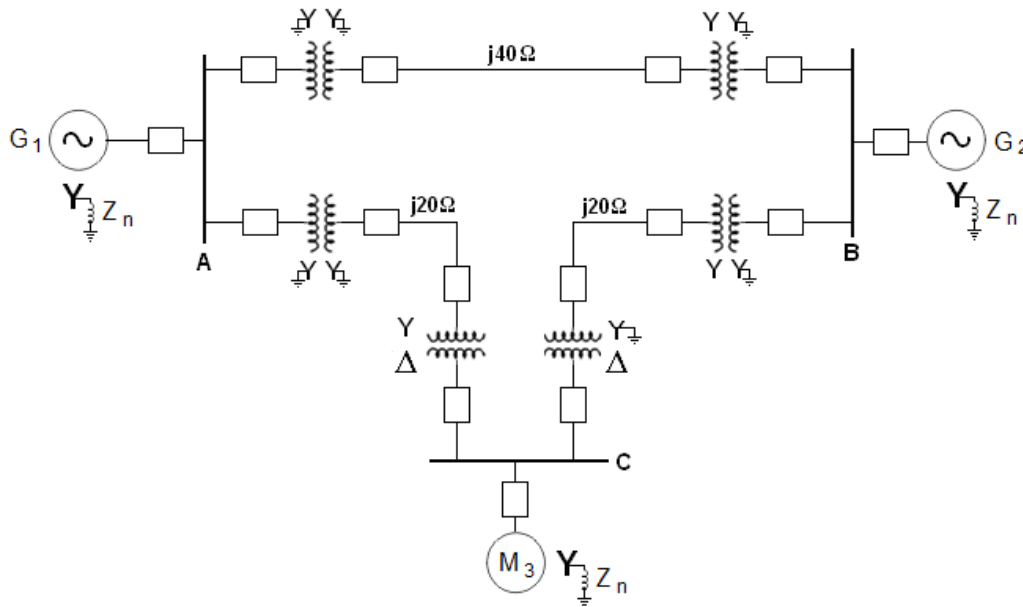


Diagrama del ejercicio muestra

Las características de los generadores, motor y transformadores son:

Generador 1: 20 MVA, 13.2 KV, $X'' = 0.15$ pu

Generador 2: 20 MVA, 13.2 KV, $X'' = 0.15$ pu

Motor síncrono 3: 30 MVA, 6.9 KV, $X'' = 0.20$ pu

Transformadores trifásicos Y - Y: 20 MVA, 13.8/138 KV, $X'' = 0.10$ pu

Transformadores trifásicos Y - Δ: 15 MVA, 6.9 Δ/138 Y KV, $X'' = 0.10$ pu

Calcular:

- Elaboración del diagrama de reactancias
- Falla 3Φ para el bus 4
- Los voltajes de los buses que no están en falla

Solución

- Elaboración del diagrama de reactancias

Recopilación de datos

$MVA_B = 20$ MVA

$KV_B = 138$ KV (Línea de transmisión de 40Ω)

a) Elaboración del diagrama de reactancias

Cálculo de los voltajes base

$$KV_{B\ G1} = 138 \left(\frac{13.8}{138} \right) \rightarrow KV_{B\ G1} = 13.8\text{ KV}$$

$$KV_{B\ G2} = 138 \left(\frac{13.8}{138} \right) \rightarrow KV_{B\ G2} = 13.8\text{ KV}$$

$$KV_{B\ M3} = 138 \left(\frac{6.9}{138} \right) \rightarrow KV_{B\ M3} = 6.9\text{ KV}$$

$$KV_{B\ LT20} = 13.8 \left(\frac{138}{13.8} \right) \rightarrow KV_{B\ LT20} = 138\text{ KV}$$

Cambio de base

Para calcular las impedancias dadas en una base a una base nueva, se emplea la ecuación siguiente:

$$X_{pu(nueva)} = X_{pu(dada)} \left[\frac{KV_{B(dado)}}{KV_{B(nuevo)}} \right]^2 \left[\frac{MVA_{B(nuevo)}}{MVA_{B(dado)}} \right]$$

$$X''_{G1} = j0.15 \left[\frac{13.2}{13.8} \right]^2 \left[\frac{20}{20} \right] \rightarrow X''_{G1} = j0.1372\text{ pu}$$

$$X''_{G2} = j0.15 \left[\frac{13.2}{13.8} \right]^2 \left[\frac{20}{20} \right] \rightarrow X''_{G2} = j0.1372\text{ pu}$$

$$X_{TY-Y} = j0.1 \left[\frac{13.8}{13.8} \right]^2 \left[\frac{20}{20} \right] \rightarrow X_{TY-Y} = j0.1\text{ pu}$$

$$X_{TY-\Delta} = j0.1 \left[\frac{6.9}{6.9} \right]^2 \left[\frac{20}{15} \right] \rightarrow X_{TY-\Delta} = j0.1333\text{ pu}$$

$$X''_{M3} = j0.2 \left[\frac{6.9}{6.9} \right]^2 \left[\frac{20}{30} \right] \rightarrow X''_{M3} = j0.1333\text{ pu}$$

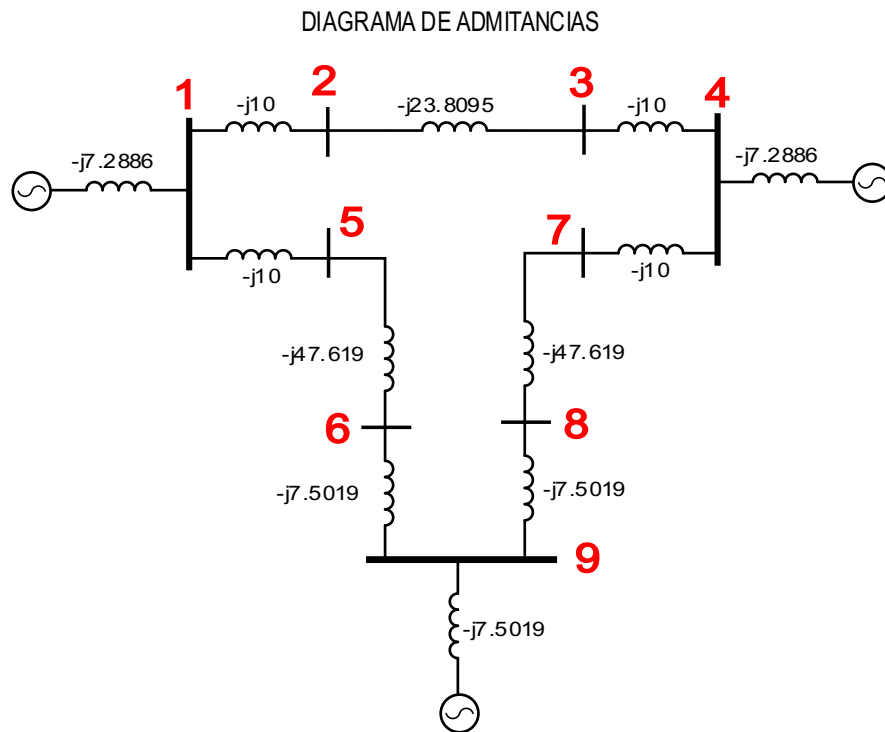
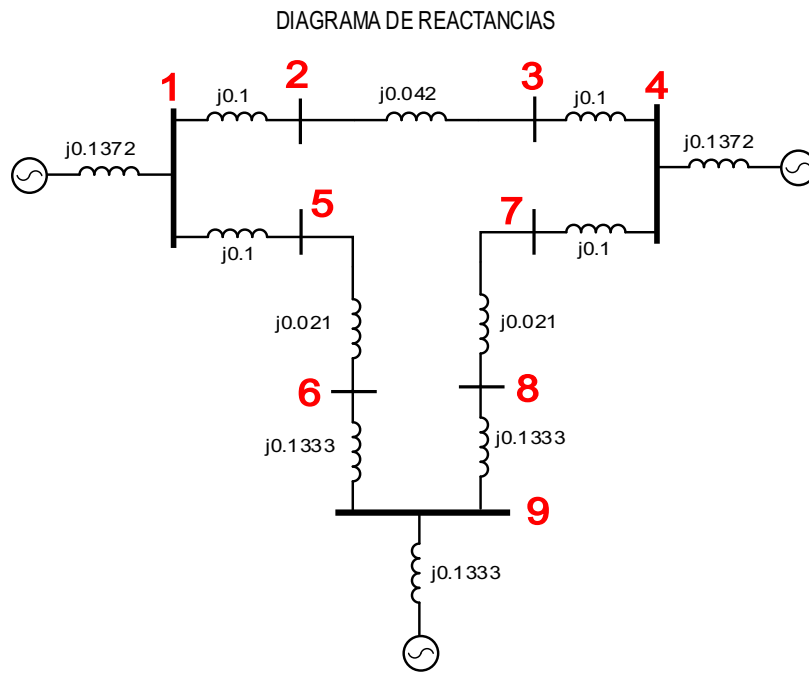
Para las líneas de transmisión

$$X_{LT} = X_{LT\text{ en } \Omega} \left[\frac{MVA_{Base}}{KV_{BaseLT}^2} \right]$$

$$X_{LT40} = j40 \left[\frac{20}{(138)^2} \right] \rightarrow X_{LT40} = j0.042\text{ pu}$$

$$X_{LT20} = j20 \left[\frac{20}{(138)^2} \right] \rightarrow X_{LT20} = j0.021\text{ pu}$$

El diagrama de reactancias simplificado es:



Matlab con autorización de convenio con FIME UV Xalapa

Tabla 4 Valores de la matriz de Admitancia y su inversa en matlab

```

Command Window
New to MATLAB? See resources for Getting Started.

>> Ybus=[27.2886 -10 0 0 -10 0 0 0 0;-10 33.8095 -23.8095 0 0 0 0 0 0;0 -23.8095 33.8095 -10
Ybus =

    27.2886   -10.0000         0         0   -10.0000         0         0         0         0
   -10.0000    33.8095   -23.8095         0         0         0         0         0         0
         0   -23.8095    33.8095   -10.0000         0         0         0         0         0
         0         0   -10.0000    27.2886         0         0   -10.0000         0         0
   -10.0000         0         0         0    57.6190   -47.6190         0         0         0
         0         0         0         0   -47.6190    55.1209         0         0   -7.5019
         0         0         0   -10.0000         0         0    57.6190   -47.6190         0
         0         0         0         0         0         0   -47.6190    55.1209   -7.5019
         0         0         0         0         0   -7.5019         0   -7.5019    22.5057

>> INV= inv(Ybus)

INV =

    0.0800    0.0588    0.0498    0.0286    0.0594    0.0551    0.0283    0.0282    0.0278
    0.0588    0.1137    0.0948    0.0498    0.0466    0.0440    0.0412    0.0394    0.0278
    0.0498    0.0948    0.1137    0.0588    0.0412    0.0394    0.0466    0.0440    0.0278
    0.0286    0.0498    0.0588    0.0800    0.0283    0.0282    0.0594    0.0551    0.0278
    0.0594    0.0466    0.0412    0.0283    0.1156    0.1064    0.0361    0.0377    0.0480
    0.0551    0.0440    0.0394    0.0282    0.1064    0.1172    0.0377    0.0397    0.0523
    0.0283    0.0412    0.0466    0.0594    0.0361    0.0377    0.1156    0.1064    0.0480
    0.0282    0.0394    0.0440    0.0551    0.0377    0.0397    0.1064    0.1172    0.0523
    0.0278    0.0278    0.0278    0.0278    0.0480    0.0523    0.0480    0.0523    0.0793

```

b) Falla 3ϕ para el bus 4

$$I_{Base} = \frac{MVA_{Base}}{(\sqrt{3})(KV_{Base})} = \frac{20 \times 10^6}{(\sqrt{3})(13.8 \times 10^3)} = 836.7395 \text{ A}$$

$$V_F = \frac{V_{REAL}}{V_{Base}} = \frac{13200}{13800} = 0.9566 \angle 0^\circ \text{ pu}$$

$$I_F'' = \frac{V_F}{Z_1} = \frac{0.9565 \angle 0^\circ}{j0.0800} = 11.9563 \angle -90^\circ \text{ pu}$$

$$I_F = I_F'' * I_{Base} = (11.9563 \text{ pu}) * (836.7395 \text{ A})$$

$$I_F = 10004.3085 \text{ A}$$

valor de la corriente de falla trifásica en el bus 4

c) Los voltajes de los buses que no estan en falla

• Cálculo de los voltajes después de la falla

$$V_n = \left(1 - \frac{Z_{nk}}{Z_{kk}}\right) V_F$$

Para el bus 1 (n = 1):

$$V_1 = \left(1 - \frac{Z_{14}}{Z_{44}}\right) 0.9565 \angle 0^\circ = \rightarrow V_1 = 0.6143 \text{ pu}$$

$$V_1 = V_{1\text{pu}} \text{ kV}_{\text{BLT}} = 0.6143 (13.8 \text{ kV}) \rightarrow V_1 = 8.4773 \text{ kV}$$

Para el bus 2 (n = 2):

$$V_2 = \left(1 - \frac{Z_{24}}{Z_{44}}\right) 0.9565 \angle 0^\circ = \rightarrow V_2 = 0.3602 \text{ pu}$$

$$V_2 = V_{2\text{pu}} \text{ kV}_{\text{BLT}} = 0.3602 (138 \text{ kV}) \rightarrow V_2 = 49.7076 \text{ kV}$$

Para el bus 3 (n = 3):

$$V_3 = \left(1 - \frac{Z_{34}}{Z_{44}}\right) 0.9565 \angle 0^\circ = \rightarrow V_3 = 0.2536 \text{ pu}$$

$$V_3 = V_{3\text{pu}} \text{ kV}_{\text{BLT}} = 0.2536 (138 \text{ kV}) \rightarrow V_3 = 35.0000 \text{ kV}$$

Para el bus 4 (n = 4):

$V_4 = 0$ por ser el bus con falla

Para el bus 5 (n = 5):

$$V_5 = \left(1 - \frac{Z_{54}}{Z_{44}}\right) 0.9565 \angle 0^\circ = \rightarrow V_5 = 0.6350 \text{ pu}$$

$$V_5 = V_{5\text{pu}} \text{ kV}_{\text{BLT}} = 0.6350 (138 \text{ kV}) \rightarrow V_5 = 87.6300 \text{ kV}$$

Para el bus 6 (n = 6):

$$V_6 = \left(1 - \frac{Z_{64}}{Z_{44}}\right) 0.9565 \angle 0^\circ = \rightarrow V_6 = 0.6394 \text{ pu}$$

$$V_6 = V_{6\text{pu}} \text{ kV}_{\text{BLT}} = 0.6394 (138 \text{ kV}) \rightarrow V_6 = 88.2372 \text{ kV}$$

Para el bus 7 (n = 7):

$$V_7 = \left(1 - \frac{Z_{74}}{Z_{44}}\right) 0.9565 \angle 0^\circ = \rightarrow V_2 = 0.2625 \text{ pu}$$

$$V_7 = V_{2\text{pu}} \text{ kV}_{\text{BLT}} = 0.2625 (138\text{kV}) \rightarrow V_2 = 36.2250 \text{ kV}$$

Para el bus 8 (n = 8):

$$V_8 = \left(1 - \frac{Z_{13}}{Z_{33}}\right) 0.9565 \angle 0^\circ = \rightarrow V_8 = 0.3176 \text{ pu}$$

$$V_8 = V_{1\text{pu}} \text{ kV}_{\text{BLT}} = 0.3176 (138\text{kV}) \rightarrow V_8 = 43.8288 \text{ kV}$$

Para el bus 9 (n = 9):

$$V_9 = \left(1 - \frac{Z_{13}}{Z_{33}}\right) 0.9565 \angle 0^\circ = \rightarrow V_9 = 0.6675 \text{ pu}$$

$$V_9 = V_{1\text{pu}} \text{ kV}_{\text{BLT}} = 0.6675 (6.9\text{kV}) \rightarrow V_9 = 4.6058 \text{ kV}$$

4.5 Solución en el software PowerWorld para verificación del ejercicio muestra.

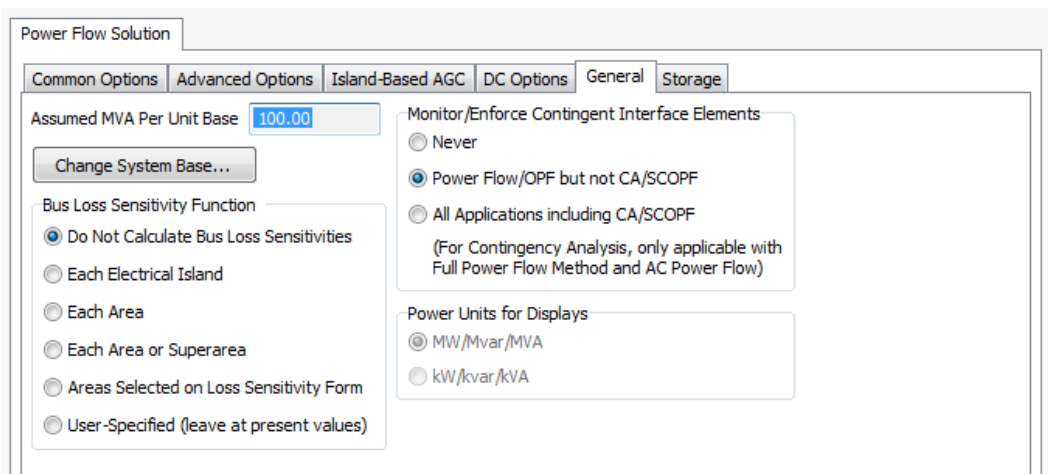
Descripción:

- Es un simulador cuya función primaria es la de resolver flujos de potencia de hasta 250 000 buses.
- En el software básico, el software tiene herramientas para realizar despacho económico, análisis del factor de distribución de potencia transmitida, análisis de cortocircuito y contingencias.
- Funciona en sistemas posteriores a Windows XP

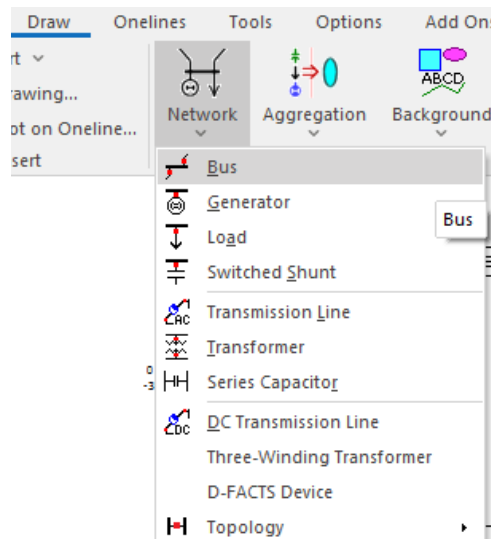
Datos referente a su plataforma

- Aspectos importantes para armar los diagramas

Potencia base: Por defecto es de 100MVA



- Armado del diagrama unifilar



- Modelado de Buses

Bus Options

✕

This will insert a new bus in the power system data model

Bus Number

Bus Name

Nominal Voltage kV

	Number	Name
Area	Change 1	1
Balancing Authority	Change 1	1
Zone	Change 1	1
Owner	Change 1	1
Substation	Change	

Bus Information

Display

Attached Devices

Geography

Custom

Orientation

☐ Right

☒ Up

☐ Left

☐ Down

Shape

☒ Rectangle

☐ Ellipse

Size

Width

Scale

☐

Width with Size

Bus Options

Bus Number

▲

▼

Find By Number

Find ...

Bus Name

Find By Name

Nominal Voltage

kV

Labels ...

		Number	Name
Area	Change	1 ▲▼	1
Balancing Authority	Change	1 ▲▼	1
Zone	Change	1 ▲▼	1
Owner	Change	1 ▲▼	1
Substation	Change		

Bus Information

Display

Attached Devices

Geography

Custom

Bus Voltage

Voltage (p.u.)

Angle (degrees)

Bus Voltage Regulator Devices

☒ System Slack Bus

OK

Save

Save to Aux

Cancel

- Modelado de líneas

Branch Options

Line: From Bus To Bus Circuit

Number: 2 3 1

Name: 2 3

Area Name: 1 (1) 1 (1)

Nominal kV: 138.0 138.0

Find By Numbers

Find By Names

Find ...

☒ From End Metered

☒ Default Owner (Same as From Bus)

Labels ... no labels

Display Parameters Fault Info Owner, Area, Zone, Sub Custom Stability

Status

☐ Open

☒ Closed

Branch Device Type

Line

☐ Allow Consolidation

Length: 1.00

Calculate Impedances >

Normal Status

☐ Open

☒ Closed

Per Unit Impedance Parameters

Series Resistance (R): 0.000000

Series Reactance (X): 0.042008

Shunt Charging (B): 0.000000

Shunt Conductance (G): 0.000000

☐ Has Line Shunts

Line Shunts

MVA Limits

Limit A: 0.000

Limit B: 0.000

Limit C: 0.000

Limit D: 0.000

Limit E: 0.000

Limit F: 0.000

Limit G: 0.000

Limit H: 0.000

Limit I: 0.000

Limit J: 0.000

Limit K: 0.000

Convert Line to Transformer

D-FACTS Devices on the Line

☐ Has D-FACTS

OK Save Save to Aux Cancel Help

Line Per Unit Impedance Calculator

Actual Impedance and Current Limits

R (Ohms/mile)

X (Ohms/mile)

B (Mhos/mile) $\times 10^{-6}$

G (Mhos/mile) $\times 10^{-6}$

Limit A (Amps)

Limit B (Amps)

Limit C (Amps)

Limit D (Amps)

Limit E (Amps)

Limit F (Amps)

Limit G (Amps)

Limit H (Amps)

Limit I (Amps)

Limit J (Amps)

Limit K (Amps)

Limit L (Amps)

Limit M (Amps)

Limit N (Amps)

Line Length

miles

When changing convert:

☒ PU/MVA $\leftrightarrow$

☐ $\leftarrow$ Electrical

Length Units

☒ miles

☐ kilometers

System Base Values

Power Base (MVA)

Voltage Base (kV)

Impedance Base (Ohms)

Admittance Base (Mhos)

Per Unit Impedance and MVA Limits

R (pu)

X (pu)

B (pu)

G (pu)

Limit A (MVA)

Limit B (MVA)

Limit C (MVA)

Limit D (MVA)

Limit E (MVA)

Limit F (MVA)

Limit G (MVA)

Limit H (MVA)

Limit I (MVA)

Limit J (MVA)

Limit K (MVA)

Limit L (MVA)

Limit M (MVA)

Limit N (MVA)

☒ OK
 ☐ Help
 ☐ Cancel

- Modelado de transformador

Branch Options

Transformer

From Bus: 1 To Bus: 2 Circuit: 1

Number: 1 Name: 1 Area Name: 1 (1) Nominal kV: 13.80

Find By Numbers Find By Names Find ...

☒ From End Metered ☒ Default Owner (Same as From Bus)

Labels ... no labels

Display Parameters Transformer Control Fault Info Owner, Area, Zone, Sub Custom Stability

Status: ☐ Open ☒ Closed

Branch Device Type: Transformer

☐ Allow Consolidation

Length: 0.00

Calculate Impedances >

Normal Status: ☐ Open ☒ Closed

Per Unit Impedance Parameters

Series Resistance (R)	0.000000
Series Reactance (X)	0.100000
Shunt Charging (B)	0.000000
Shunt Conductance (G)	0.000000
Magnetizing Conductance	0.000000
Magnetizing Susceptance	0.000000

Note: All Impedances above are in per unit on the system MVA and Voltage bases. Click following button to edit on Transformer Bases.

Specify Transformer Bases and Impedances...

☐ Has Line Shunts Line Shunts

MVA Limits

Limit A	0.000
Limit B	0.000
Limit C	0.000
Limit D	0.000
Limit E	0.000
Limit F	0.000
Limit G	0.000
Limit H	0.000
Limit I	0.000
Limit J	0.000
Limit K	0.000

Convert Transformer to Line

D-FACTS Devices on the Line ☐ Has D-FACTS

OK Save Save to Aux Cancel Help

Transformer Parameters

Transformer Base Parameters

Transformer Base Model

System Model

Conversion Equations

The values at the right are derived from

1. The transformer bases (below)
2. Fixed taps (below)
3. System bases (system MVA base, and bus nom kV)
4. A corresponding value stored on the system bases

By changing these values along with the bases on this dialog, you will modify the values stored on the sytem bases.

Transformer Base Values and Fixed Taps

Fixed Tap From Bus	1.000000
Fixed Tap To Bus	1.000000
Nominal kV From Bus	13.800
Nominal kV To Bus	138.000
MVA Base:	20.000

Data Specified on the Transformer Bases

R	0.000000
X	0.100000
B	0.000000
G	0.000000
Magnetizing B	0.000000
Magnetizing G	0.000000
Current Tap Ratio	1.000000
Minimum Tap Ratio	0.510000
Maximum Tap Ratio	1.500000
Step Size	0.006250

OK

Cancel

Help

- Modelado de generadores

Generator Options
✕

Bus Number Find By Number

Bus Name Find By Name

ID Find ...

Area Name

Labels ...

Status
☐ Open
☒ Closed

Generator MVA Base

Fuel Type

Unit Type

Display Information | **Power and Voltage Control** | Costs | Fault Parameters | Owners, Area, etc | Custom | Stability

Power Control

MW Setpoint MW Output Part. Factor

Min. MW Output ☒ Available for AGC

Max. MW Output ☒ Enforce MW Limits during automatic control

Voltage Control

Mvar Output ☒ Available for AVR Regulated Bus Number

Min Mvars ☐ Use Capability Curve SetPoint Voltage

Max Mvars SetPoint Voltage Tol

Remote RegFactor

Mvar Capability Curve

	MW	Min Mvar	Max Mvar
1			
2			
3			
4			
5			

Line Drop Compensation

Use LDC

Xcomp

Rcomp

Wind Control Mode

Mode

Power Factor

Voltage Droop Control

Name

Find... Clear Add...

OK Save Save to Aux

Cancel Help

Generator Options

Bus Number

1

Find By Number

Bus Name

1

Find By Name

ID

1

Find ...

Status

Open

Closed

Generator MVA Base

20.00

Area Name

1

Fuel Type

Unknown

Labels ...

no labels

Unit Type

UN (Unknown)

Display Information

Power and Voltage Control

Costs

Fault Parameters

Owners, Area, etc

Custom

Stability

Generator Impedances

☒ Neutral Grounded

Internal Sequence Impedances

	R :	X :
Positive	0.00000	0.13720
Negative	0.00000	0.13720
Zero	0.00000	0.00001

Generator Step Transformer

R :

0.00000

X :

0.00000

Tap:

1.00000

Neutral-to-Ground Impedance

R :

0.00000

X :

0.00000

OK

Save

Save to Aux

Cancel

Help

- Inspección de datos

Fault Location

☒ Bus Fault
☐ In-Line Fault

Fault Type

☐ Single Line-to-Ground
☐ Line-to-Line
☒ 3 Phase Balanced
☐ Double Line-to-Ground

Location %

Fault Impedance

R :
X :

Fault Current

Scale Current By:

If Magnitude: p.u.
If Scaled Mag: p.u.
If Angle: deg.

Units
☒ p.u. ☐ Amps

Subtransient Phase Current

	p.u.	deg.
A	11.962	-90.00
B	11.962	150.00
C	11.962	30.00

Bus Records								
Lines Generators Loads Switched Shunt Buses Y-Bus Matrices								
Number	Name	Phase Volt A	Phase Volt B	Phase Volt C	Phase Ang A	Phase Ang B	Phase Ang C	
1	1	0.61392	0.61392	0.61392	-0.00	-120.00	120.00	
2	2	0.36024	0.36024	0.36024	-0.00	-120.00	120.00	
3	3	0.25368	0.25368	0.25368	-0.00	-120.00	120.00	
4	4	0.00000	0.00000	0.00000	-180.00	60.00	-60.00	
5	5	0.63500	0.63500	0.63500	-0.00	-120.00	120.00	
6	6	0.63943	0.63943	0.63943	-0.00	-120.00	120.00	
7	7	0.26247	0.26247	0.26247	-0.00	-120.00	120.00	
8	8	0.31759	0.31759	0.31759	-0.00	-120.00	120.00	
9	9	0.66754	0.66754	0.66754	-0.00	-120.00	120.00	

Bus Records										
Lines Generators Loads Switched Shunt Buses Y-Bus Matrices										
Positive Sequence Negative Sequence Zero Sequence										
Number	Name	Bus 1	Bus 2	Bus 3	Bus 4	Bus 5	Bus 6	Bus 7	Bus 8	Bus 9
1	1	0.00 - j27.29	-0.00 + j10.00			-0.00 + j10.00				
2	2	-0.00 + j10.00	0.00 - j33.80	-0.00 + j23.80						
3	3		-0.00 + j23.80	0.00 - j33.80	-0.00 + j10.00					
4	4			-0.00 + j10.00	0.00 - j27.29					
5	5	-0.00 + j10.00				0.00 - j57.62	-0.00 + j47.62	-0.00 + j10.00		
6	6					-0.00 + j47.62	0.00 - j55.12			
7	7				-0.00 + j10.00			0.00 - j57.62	-0.00 + j47.62	-0.00 + j7.50
8	8							-0.00 + j47.62	0.00 - j55.12	-0.00 + j7.50
9	9						-0.00 + j7.50		-0.00 + j7.50	0.00 - j22.50

- Descarga

La versión gratuita de descarga da 13 nodos.

Se necesita de:

Correo

Nombre

Compañía

Link de descarga:

<https://www.powerworld.com/download-purchase/demo-software>

ANEXOS

Anexo 1**1. Objetivo**

Determinar los niveles de cortocircuito máximos y mínimos en las subestaciones eléctricas de la Red Nacional de Transmisión.

2. Fundamento Legal

De conformidad con los Criterios INTG 11, así como CONE 5, de las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema eléctrico Nacional; Código de Red, Publicadas en el Diario Oficial de la federación el 8 de abril de 2016 [31], correspondiente al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) calcular y publicar anualmente los niveles de cortocircuito máximos y mínimos en los puntos de interconexión de Centrales Eléctricas y conexión de Centros de Carga.

3. Consideraciones de cálculo

Los niveles de cortocircuito se calcularon con base en lo siguiente:

- a) A fin de calcular los valores máximos y mínimos en los puntos de interconexión de Centrales Eléctricas y conexión de Centros de Carga, se analizaron los escenarios esperados para 2023.
- b) Para el escenario de mínima capacidad, se considera red completa (sin contingencia) y las condiciones esperadas para invierno 2023.
- c) Para el escenario de máxima capacidad, se consideran cerrados todos los interruptores y elementos de transmisión que pueden estar en servicio en la Red Nacional de Transmisión, para dos condiciones: con los retiros solicitados al CENACE para 2023, así como con el Programa Indicativo Para el Retiro de Centrales Eléctricas 2020-2034.
- d) Los modelos eléctricos del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) contemplan las obras indicadas en los programa de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista (PAMRNT) 2020-2034.
- e) Los modelos eléctricos del SEN se desarrollaron con base en la información proporcionada por los Transportistas y Distribuidores.
- f) Los modelos de las Centrales Eléctricas y de los Centros de Cargas programados en los escenarios de estudio son con base en la información proporcionada en las solicitudes de interconexión y de conexión respectivamente que fueron consideradas para el PAMRNT 2020-2034.
- g) El método de cálculo es el establecido en el Estándar IEC 60909.

h) Para efectos de cálculo se utiliza la herramienta de software PSS®E V34.5 con los siguientes parámetros:

- Taps de los transformadores unitarios.
- Reactores de Líneas de Transmisión (LT) y barra en servicio y sin cambio.
- Susceptancia de las LT sin cambio.
- Para el escenario de máxima capacidad se considera el factor $C=1.1$.
- Para el escenario de mínima capacidad se considera el factor $C=1.0$.

i) Se reporta la magnitud de la corriente simétrica inicial I''_k (r.m.s)

Los niveles de cortocircuito calculados pueden variar dependiendo de las impedancias de las unidades de las Centrales Eléctricas, transformadoras, autotransformador, transformadores defasadores, reactores, etc., que tienen fecha de entrada en operación entre 2020 y 2023.

4. Niveles de cortocircuito reportados por nivel de Tensión y por Gerencia de Control Regional

En la figura 1 se muestran los niveles de cortocircuito reportados por nivel de tensión. Se observa que el nivel de tensión con el mayor número de subestaciones eléctricas es 115KV, con aproximadamente el 68% de los valores reportados.

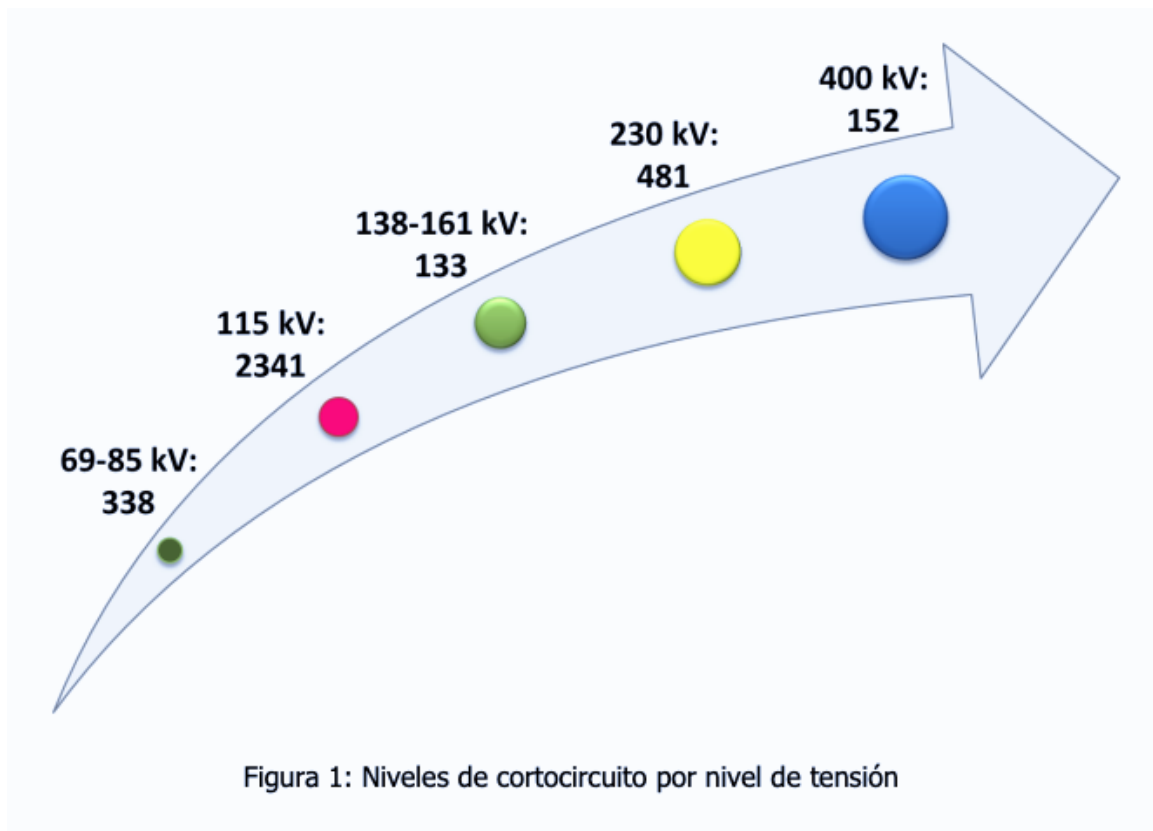
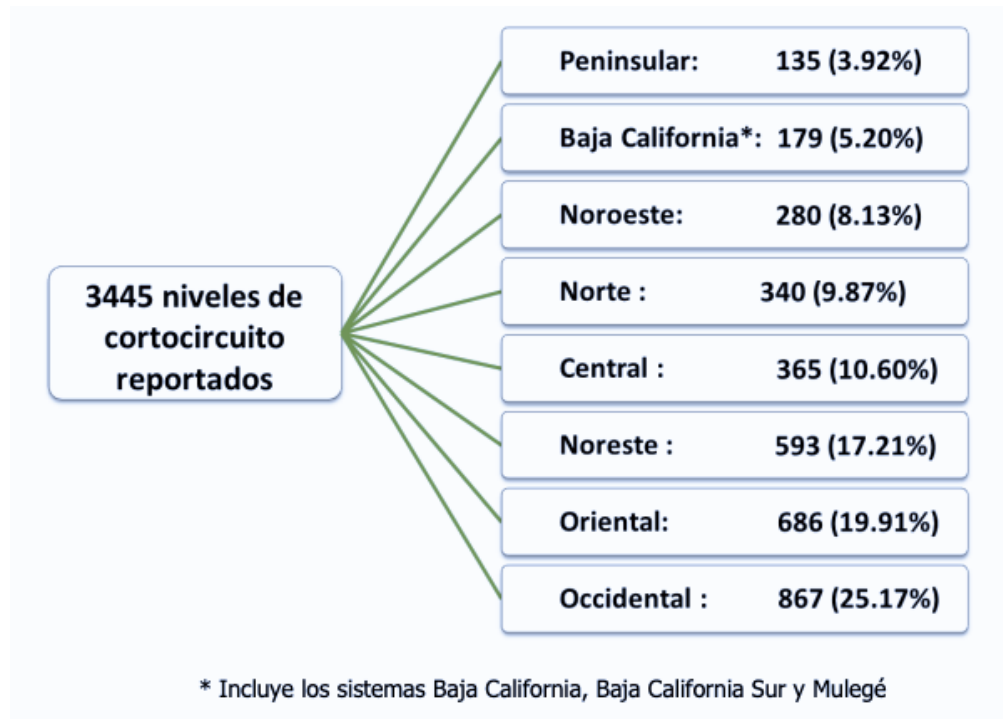


Figura 1: Niveles de cortocircuito por nivel de tensión

Considerando las diferentes Gerencias de Control Regional, en la figura 2 se indica el número de subestaciones eléctricas reportadas por Gerencia de Control, por ejemplo, el 25% de los niveles de cortocircuito reportados corresponde a la Gerencia de Control Regional Occidental.



Anexo 2

NOM-001-SEDE-2012

Artículos de la Norma Oficial Mexicana que hacen alusión al Cortocircuito

110-9 Corriente de interrupción. Los equipos destinados a interrumpir corrientes de falla deben tener un rango nominal de interrupción no menor que la tensión nominal del circuito y la corriente existente en los terminales de línea del equipo.

Los equipos destinados para interrumpir la corriente a otros niveles distintos del de falla, deben tener rango de interrupción la tensión nominal del circuito, no menor que la corriente que debe ser interrumpida.

110-10 Impedancia del circuito, capacidades de cortocircuito y otras características. Los dispositivos de protección contra sobrecorriente, la impedancia total, las corrientes de interrupción de cortocircuito de los equipos y otras características del circuito que se va a proteger, se deben elegir y coordinar de modo que permitan que los dispositivos para protección del circuito contra fallas operen para limpiar la falla sin causar daños a los equipos eléctricos del circuito. Se debe suponer que la falla puede ocurrir entre dos o más conductores del circuito o entre cualquier conductor del circuito y el (los) conductor(es) de puesta a tierra del equipo permitido en 250-118. Se debe considerar que los productos aprobados, utilizados de acuerdo con su aprobación, cumplen con los requisitos de esta Sección. [32]

1.9.3 Reglas de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Es de suma importancia la nomenclatura, indicaciones por parte de la CFE en su Regla de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional para llevar a cabo un análisis de cortocircuito con la precisión exacta el siguiente subtema está escrito tal y como se postuló en el D.O.F. del 3 de noviembre del 2005. [29]

CAPITULO X

NOMENCLATURA

Artículo 171.- Para la segura y adecuada operación, la nomenclatura para identificar voltajes, estaciones y equipos será uniforme en toda la república mexicana. Deberá además facilitar la representación gráfica por los medios técnicos o tecnológicos disponibles en la operación.

Artículo 172.- Será obligatorio el uso de la nomenclatura en la operación.

Artículo 173.- Las Áreas de Control se deberán identificar por los números siguientes:

1. AREA CENTRAL
2. AREA ORIENTAL
3. ÁREA OCCIDENTAL
4. ÁREA NOROESTE
5. ÁREA NORTE
6. ÁREA NORESTE
7. ÁREA BAJA CALIFORNIA
8. ÁREA PENINSULAR

Artículo 174.- Las tensiones de operación (voltajes) se identificarán por la siguiente tabla de colores:

400 KV	AZUL
230 KV	AMARILLO
De 161 hasta 138 KV	VERDE
De 115 hasta 60 KV	MORADO MAGENTA
De 44 hasta 13.2 KV	BLANCO
Menor de 13.2 KV	NARANJA

Este código de colores se aplicará en tableros mímicos, dibujos, unifilares y monitores de computadora.

Artículo 175.- La identificación de la *estación*, se hará con el número del *Área de Control* seguida de la combinación de tres letras, y es responsabilidad de cada *Área de Control* asignarla, evitando que se repita esta identificación dentro del Área.

Artículo 176.- Para distinguir la identificación entre dos estaciones con nomenclatura igual de Áreas de Control diferentes, se tomará en cuenta el número de identificación de cada Área.

Artículo 177.- La nomenclatura de las estaciones se definirá con las siguientes normas:

La abreviatura del nombre de la *instalación* más conocida, por ejemplo:

Querétaro QRO

Las tres primeras letras del nombre, por ejemplo:

Pitirera PIT

Las iniciales de las tres primeras sílabas, ejemplo:

Mazatepec MZT

Para los nombres de dos palabras se utilizarán las dos primeras letras de la primera palabra, y la primera letra de la segunda palabra, o la primera letra de la primera palabra y las dos primeras de la segunda; ejemplo:

Río Bravo RIB

Pto. Escondido PES

Se tomarán otras letras para evitar repeticiones en el caso de agotarse las posibilidades anteriores, ejemplo:

Manzanillo MNZ

Artículo 178.- La identificación del *equipo* de una *instalación* determinada, se hará con cinco dígitos. Como única excepción y sujeto a revisiones posteriores, los *alimentadores de distribución* (radiales) en 34.5 KV y voltajes inferiores conservarán la nomenclatura de cuatro dígitos en las instalaciones.

Artículo 179.- El orden que ocuparán los dígitos de acuerdo a su función, se hará de izquierda a derecha.

PRIMERO Tensión de operación

SEGUNDO Tipo de *equipo*

TERCERO Y

CUARTO Número asignado al *equipo* (las combinaciones que resulten) del 0 al 9 para el tercer dígito, combinando del 0 al 9 del cuarto dígito. En el caso de agotar las combinaciones, el tercer dígito será reemplazado por letras en orden alfabético.

QUINTO Tipo de dispositivo.

Artículo 180.- TENSIÓN DE OPERACIÓN. Está definido por el primer carácter alfanumérico de acuerdo con lo siguiente:

TENSIÓN EN KV		NÚMERO
<u>DESDE</u>	<u>HASTA</u>	<u>ASIGNADO</u>
0.00	2.40	1
2.41	4.16	2
4.17	6.99	3
7.00	16.50	4
16.60	44.00	5
44.10	70.00	6
70.10	115.00	7
115.10	161.00	8
161.10	230.00	9
230.10	499.00	A
500.10	700.00	B

Artículo 181.- TIPO DE EQUIPO. Está definido por el segundo carácter numérico de acuerdo con lo siguiente:

<u>NO.</u>	<u>EQUIPO</u>
1	Grupo generador - transformador (unidades generadoras)
2	Transformadores o autotransformadores
3	Líneas de transmisión o <i>alimentadores</i>
4	Reactores
5	capacitores (serie o paralelo)
6	Equipo especial
7	Esquema de interruptor de transferencia o comodín.
8	Esquema de interruptor y medio
9	Esquema de interruptor de amarre de barras
0	Esquema de doble interruptor lado barra número 2.

Artículo 182.- NÚMERO ASIGNADO AL EQUIPO. El tercero y cuarto dígito definen el número económico del *equipo* de que se trate y su combinación permite tener del 00 al Z9.

Artículo 183.- TIPO DE DISPOSITIVO. Para identificarlo se usa el quinto dígito numérico que especifica el tipo de dispositivo de que se trata.

<u>NO.</u>	<u>DISPOSITIVO</u>
0	Interruptor
1	<i>cuchillas</i> a barra uno
2	<i>cuchillas</i> a barra dos
3	<i>cuchillas</i> adicionales
4	<i>cuchillas</i> fusibles
5	Interruptor en gabinete blindado (extracción)
6	<i>cuchillas</i> de enlace entre alimentadores y/o barras
7	<i>cuchillas</i> de puesta a tierra
8	<i>cuchillas</i> de transferencia
9	<i>cuchillas</i> lado <i>equipo</i> (líneas, transformador, generador, reactor-capacitor).

Artículo 184.- Las barras se identifican en la forma siguiente:

B1	Tensión en KV
B2	Tensión en KV
BT	Tensión en KV

Por ejemplo:

B1	115 KV que significa barra uno de 115 KV
B2	115 KV que significa barra dos de 115 KV.
BT	115 KV que significa barra de transferencia de 115 KV

Artículo 185.- Para identificar a los equipos se utiliza la siguiente nomenclatura:

U	Unidad
T	Transformador (todo equipo de transformación)
AT	Autotransformador
R	Reactor
C	Capacitor
CEV	Compensador Estático de VAR's

Artículo 186.- Cuando se trate de grupo generador y transformador, se debe identificar con el mismo número; por ejemplo: Si el generador se identifica como U 10, el transformador se identifica como T 10.

Como se ve en el ejemplo anterior, no se usan guiones entre la letra y el número, sino un espacio.

Artículo 187.- En esquema de interruptor y medio, para designar el tercer dígito del interruptor medio, se toma el cuarto dígito del interruptor que conecta a la barra uno, y para designar el cuarto dígito del interruptor medio se toma el cuarto dígito del interruptor que conecta a la barra dos.

En todo caso esta regla se aplicará a juicio del *Área de Control* en lo particular.

Artículo 188.- Las *cuchillas* en esquema de interruptor y medio, se identifican de acuerdo con la barra a la cual se conectan.

Artículo 189.- En esquema de barra seccionada, cada sección se identifica con letra. Para formar la nomenclatura de las *cuchillas* de enlace entre secciones de barra, se consideran: el segundo dígito como caso especial (seis); el tercer dígito es considerando que las secciones se numeran y se utiliza del 1 al 9; el cuarto dígito se forma con el número de la sección que conecta la cuchilla y el quinto dígito será seis.

Artículo 190.- Para la identificación de los interruptores en el esquema de barras en anillo, se utilizarán los cuartos dígitos de las líneas o equipos adyacentes como tercero y cuarto dígitos de su nomenclatura, el segundo dígito invariablemente será ocho.

Artículo 191.- La identificación de *cuchillas* en esquemas de barras en anillo, se numeran de acuerdo al movimiento de las manecillas del reloj, empezando con el dígito tres (*cuchilla* adicional) para un extremo del interruptor y con el dígito seis (*cuchillas* de enlace entre alimentadores y/o barras), para el otro extremo del interruptor de que se trata.

Artículo 192.- Para la identificación de *equipo* encapsulado en hexafluoruro de azufre, con elementos múltiples de puesta a tierra, se tomará como referencia la nomenclatura utilizada en los Anexos No 3.

Artículo 193.- Todo el *equipo* se identifica por el código alfanumérico antecedido por la abreviatura de la *instalación* de que se trata, por ejemplo: VAE 92120, excepto para líneas, las cuales se identifican además con la abreviatura de la *instalación* a la cual llega dicha línea, por ejemplo: VAE A3120 TUL.

Artículo 194.- Los diagramas unifilares de la *instalación (estación)*, deben elaborarse en tamaño carta o doble carta, para el caso de la nomenclatura, con una nota en la parte inferior izquierda que diga: todos los números van anteceditos de la abreviatura de la *instalación* de que se trata, por ejemplo: Todos los números van anteceditos de “VAE”

Artículo 195.- La nomenclatura en el campo, debe hacerse pintando el fondo color amarillo con letras y números en color negro y de tamaño tal, que puedan ser vistos a una distancia prudente.

Artículo 196.- Las *cuchillas* de tierra, deberán ser pintadas con franjas alternadas en amarillo, negro y rojo en mecanismo de operación.

Artículo 197.- Los casos que se presenten y no estén cubiertos dentro de esta nomenclatura, se someterán a la consideración del primer nivel de operación para la solución correspondiente.

NOTA: Para mayor ilustración sobre la nomenclatura, en la guía de criterios básicos para subestaciones de 115, 230 y 400 kV se presentan algunos ejemplos de diagramas de diferentes tipos en el Anexo 3

BT 115 KV

B1 115 KV

SEC A

76126

SEC B

76236

SEC C

76346

SEC D

73101

73108

73100

73109

73100

77211

77218

77210

73111

73110

73119

73118

73121

73120

73129

73128

73120

TODOS LOS NUMEROS LLEVAN LA ABREVIATURA DE LA INSTALACION.

Diagrama de un sistema de distribución de energía eléctrica. Se muestra una línea de transmisión principal que se divide en tres ramas. La rama superior tiene tres interruptores (A8130, A8330, A8320) y tres transformadores (A8133, A8136, A8333, A8336, A8323, A8326). La rama inferior tiene tres interruptores (A8510, A8550, A8250) y tres transformadores (A8516, A8513, A8556, A8553, A8256, A8253). Las ramas están conectadas a una fuente de energía (U1) y una carga (U2).

TODOS LOS NUMEROS LLEVAN LA ABREVIATURA DE LA INSTALACION

Figura 46 Arreglo en anillo sencillo
Autor: CFE 2006

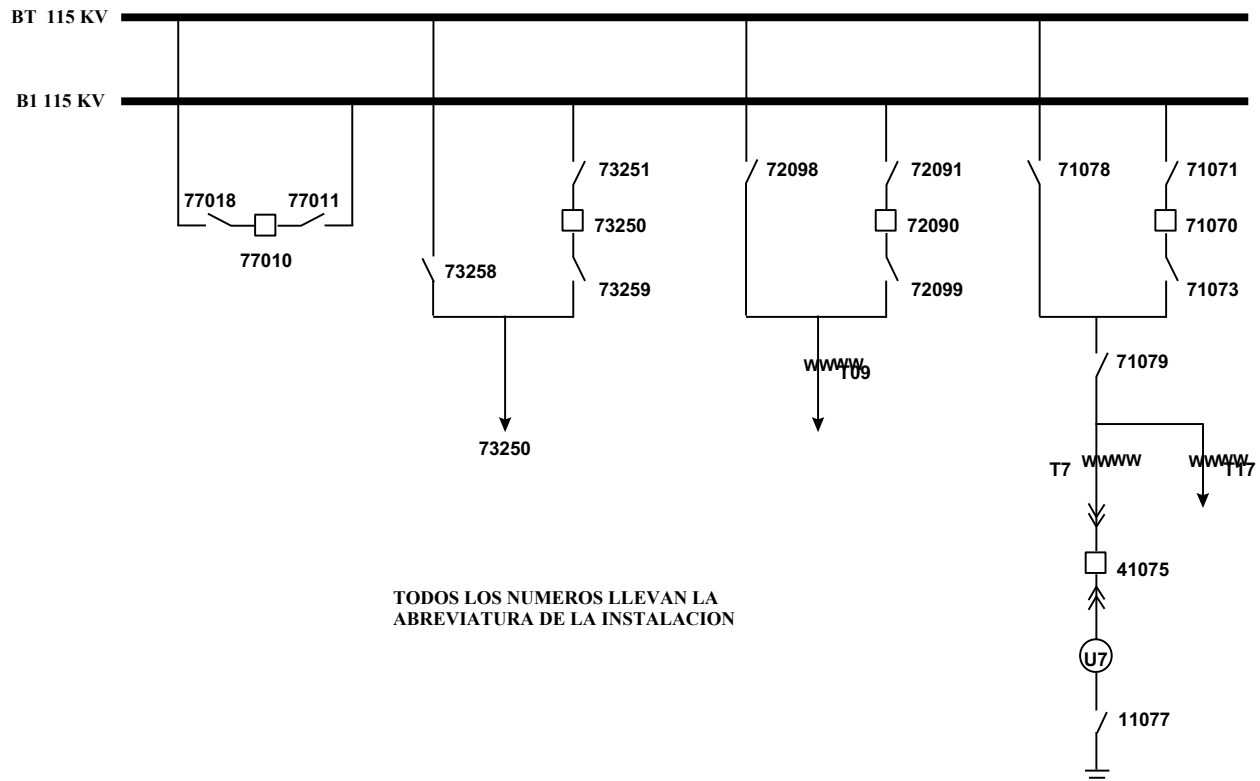


Figura 49 Doble barra principal de 115 kV

Autor: CFE 2006

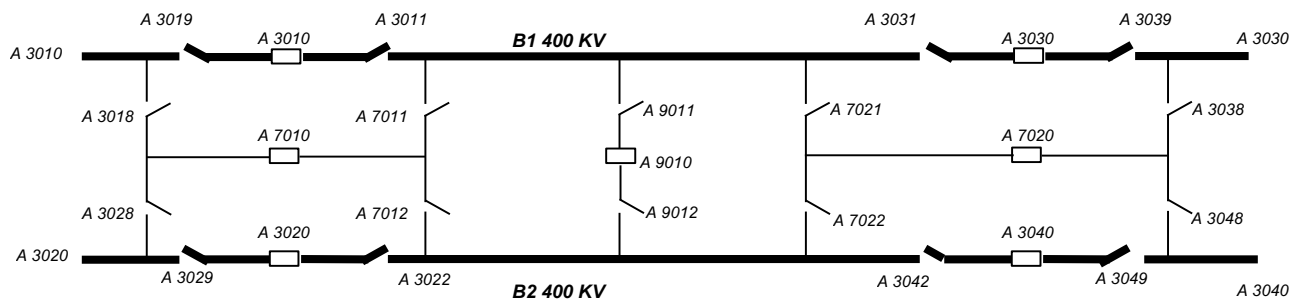


Figura 50 Doble barra principal para 400 kV

Autor: CFE 2006

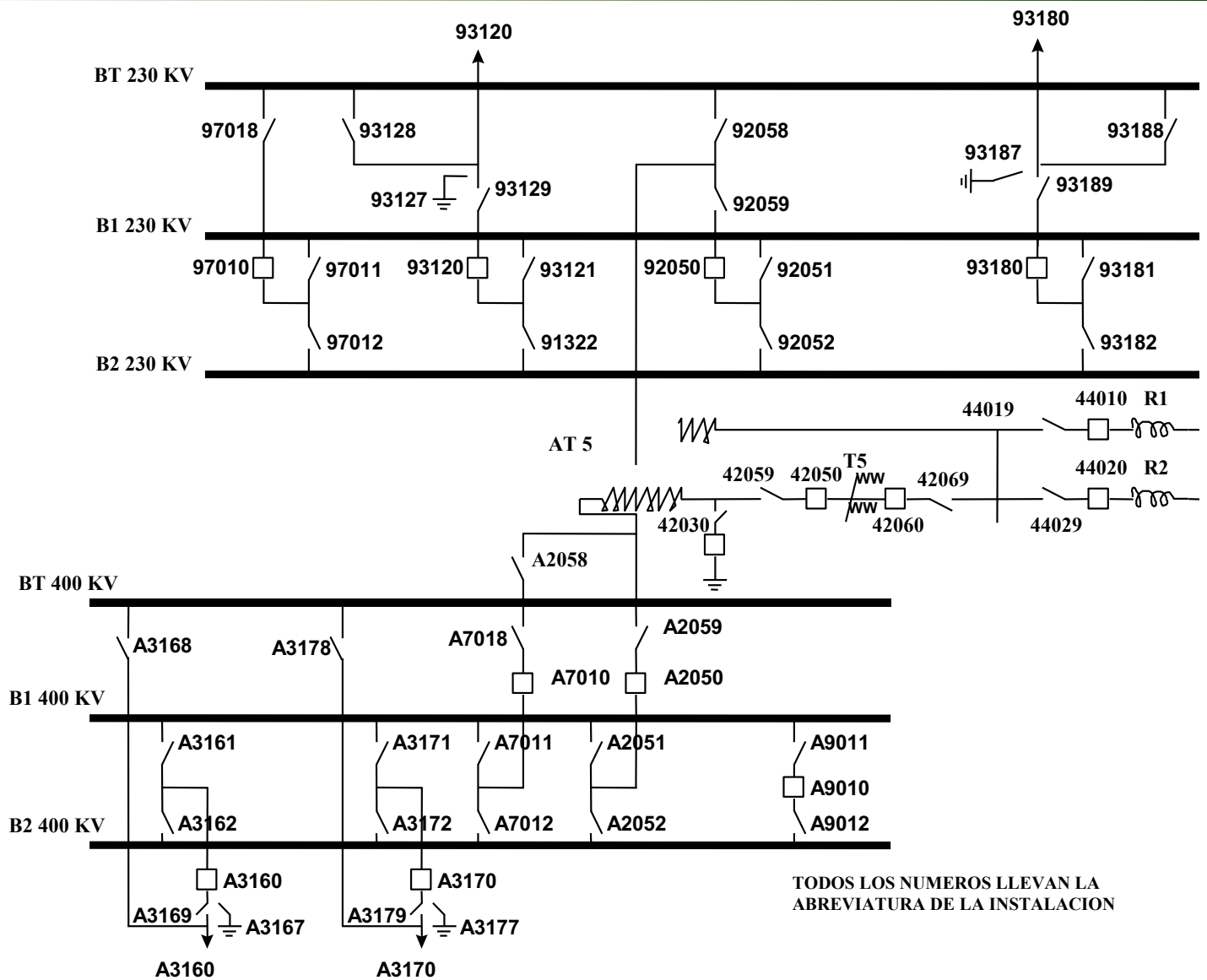


Figura 51 Barra de interruptor y medio de 230 kV y 400 kV

Autor: CFE 2006

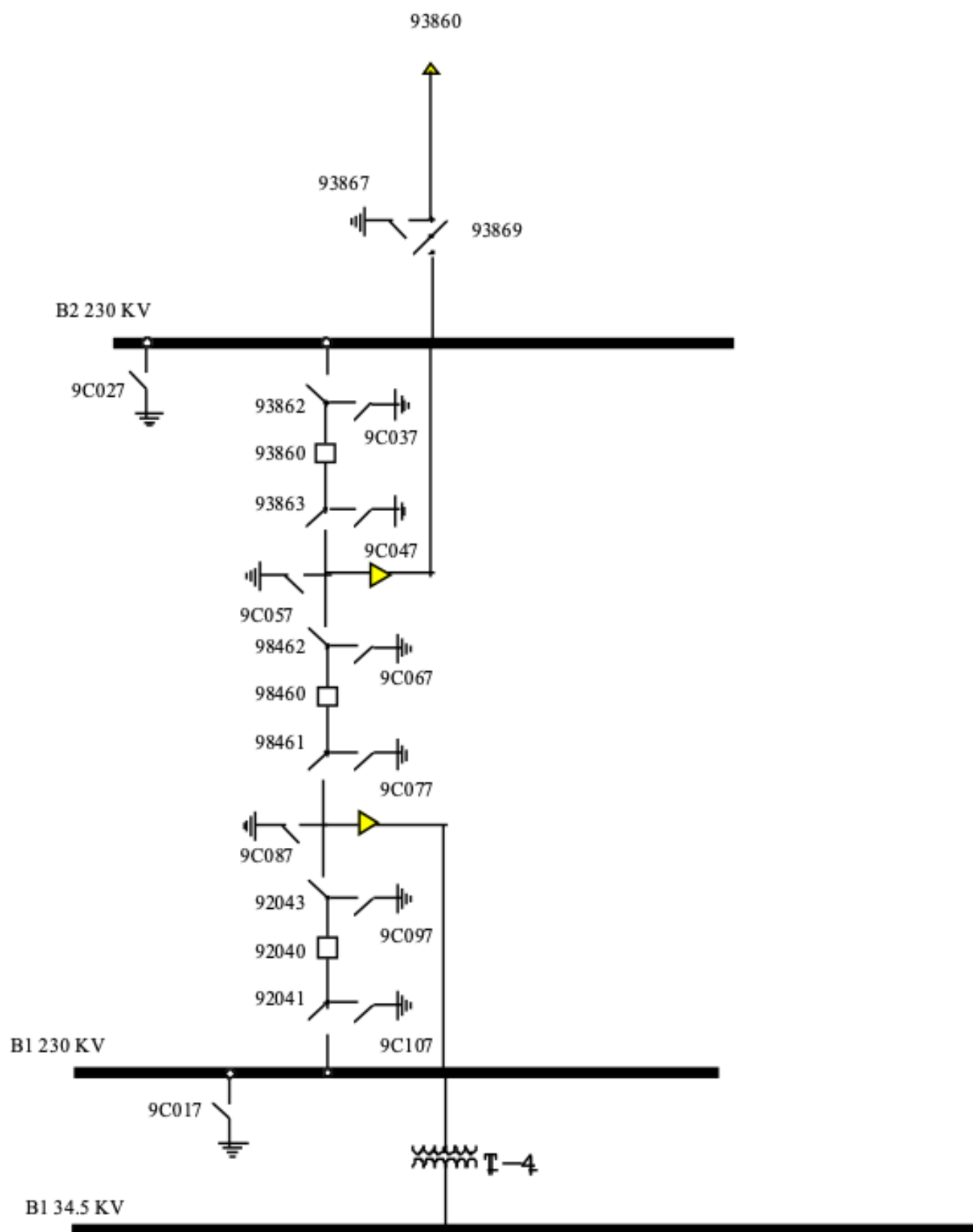


Figura 52 Con arreglo en interruptor y medio

Autor: CFE 2006

Bibliografía

- [1] Asociación de Academias de la Lengua Española, «Real Academia Española,» Actualización 2019, [En línea]. Available: <https://dle.rae.es/cortocircuito?m=form>. [Último acceso: 6 Mayo 2020]
- [2] J. d. j. R. castro, «Análisis del CORTOCIRCUITO principios, definiciones y criterio,» CIME veracruz, Veracruz Veracruz, Septiembre del 2017.
- [3] TECSA, «TECSA Energy Global Vision,» <https://www.tecsaqro.com.mx/blog/que-es-un-estudio-de-cortocircuito/#more-7023>, 2020 06 19. [En línea]. Available: <https://www.tecsaqro.com.mx/>. [Último acceso: 2022 octubre 21].
- [4] B. News, «<https://www.totalenergies.es/>,» 18 Febrero 2020. [En línea]. Available: <https://www.totalenergies.es/es/pymes/blog/la-energia-y-el-desarrollo-de-la-humanidad>. [Último acceso: 21 Octubre 2022].
- [5] R. A. H. A. M. Halil Alper Tokel, «Un nuevo enfoque para la detección y clasificación de fallas basadas en aprendizaje automático en sistemas de potencia,» *IEEE Power & Energy Society de 2018*, Vols. %1 de %2 ISBN: ISSN electrónico: 2472-8152 Número de acceso de INSPEC: 17898530 DOI: 10.1109/ISGT.2018.8403343, 9 julio 2018.
- [6] A. H. R. & W. C. Miller, *Análisis de circuitos Teoría y práctica*, vol. 4º Edición, Australia • Brasil • Corea • España • Estados Unidos • Japón • México • Reino Unido • Singapur, Campus Estado d México: CENGAGE Learning, 2007, pp. 461, 462,463.
- [7] I. N. D.P. Kothari, «SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA,» de *SISTEMAS ELÉCTRICOS D POTENCIA*, México, Mc Graw Hill, 2008, p. 694.
- [8] C. D. J, *Short-Circuits in AC and DC Systems ANSI/IEEE and IEC Standars Volumen1*, Danvers CRC Press, 2018.
- [9] D. Beeman, *Industrial Power Systems Handbook*, New York Toronto London: McGraw-Hill Book Company, Inc., 1955.
- [10] C. WADHWA, *Electrical Power Systems*, Delhi, India: New Academic Socience Limited, 2012.
- [11] I. Lazar, *ANÁLISIS Y DISEÑO DE SISTEMAS ELÉCTRICOS para plantas indistriales*, LIMUSA, S.A. de C.V. GRUPO NORIEGA, 1994.

- [12] T. E. EXPERTISE, «<https://www.tecsagro.com.mx/contacto/>,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.tecsagro.com.mx/blog/que-es-un-estudio-de-cortocircuito/#>. [Último acceso: 15 05 2023].
- [13] P. (. Alejandro Condori, «Análisis del riesgo por arco eléctrico según normas IEEE 1584 y NFPA 70E.,» *IEEE*, 2014.
- [14] C. N. D. C. D. E. CENACE, «Niveles de cortocircuito de la Red Nacional de Transmisión 2023,» 2023. [En línea]. Available: https://www.cenace.gob.mx/Docs/10_PLANEACION/NivelesCortoCircuito/Niveles%20de%20cortocircuito%20RNT%202023%20v2020.pdf. [Último acceso: 2 Octubre 2023].
- [15] E. C. .: C. D. C. D. CORTOCIRCUITO, «Trace Software International,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.trace-software.com/es/elec-calc/calculo-de-corrientes-de-cortocircuito/#toggle-id-8-closed>. [Último acceso: 7 Mayo 2020].
- [16] E. C. S. D. C. MULTI-ESTÁNDAR, «ELEC CALC™: SOFTWARE DE CÁLCULO MULTI-ESTÁNDAR,» © 2023 Trace Software International. [En línea]. Available: <https://www.trace-software.com/es/elec-calc/software-calculo-multi-estandar/>. [Último acceso: 21 05 2023].
- [17] S. Electric, ©2023, Schneider Electric. [En línea]. Available: <https://www.se.com/il/en/product-range/61013-ecodial-advance-calculation/#overview>. [Último acceso: 21 05 2023].
- [18] I. SKM Systems Analysis, «SKM Systems Analysis, Inc,» 13 02 2023. [En línea]. Available: <https://www.skm.com/>. [Último acceso: 21 05 2023].
- [19] C. P. E. Software, <https://www.cyme.com/>, Copyright © 2020 CYME International. View legal restrictions and terms of use applicable to this site.. [En línea]. Available: <https://www.cyme.com/es/software/>. [Último acceso: 21 05 2023].
- [20] etap, «etap,» © Copyright 2023 Operation Technology, Inc. Todos los derechos reservados.. [En línea]. Available: <https://etap.com/es>. [Último acceso: 21 05 2023].
- [21] ASPEN, «ASPEN Advanced Systems for Power Engineering, Inc,» ©1986-2022 Advanced Systems for Power Engineering, Inc. Todos los derechos reservados.. [En línea]. Available: <https://www.aspeninc.com/web/software/oneliner>. [Último acceso: 21 05 2023].
- [22] E. P. m. easy, «paladin designbase,» [En línea]. Available: <https://www.easypower.com/products/paladin-designbase>. [Último acceso: 21 05 2023].
- [23] P. CORPORATION, «<https://www.powerworld.com/download-purchase/demo-software>,» © 1997 2023 PowerWorld Corporation, todos los derechos reservados. [En línea]. Available: <https://www.powerworld.com/>. [Último acceso: 21 05 2023].

- [24] J. MARTIN, Diseño de subestaciones, México: McGraw-Hill, 1987.
- [25] E. Management, «Enegy Management MAGAZINE,» 1 10 2014. [En línea]. Available: <https://e-management.mx/2014/10/01/arco-electrico-consecuencias-normas-y-proteccion/>. [Último acceso: 20 05 2023].
- [26] C. I. WADHWA, Electrical Power Systems, Delhi, India: New Academic Science Limited, 2012.
- [27] S. S. H. Beaty, STANDARD HANDBOOK FOR ELECTRICAL ENGINEERS, vol. SEVENTEENTH EDITION, New York: Mc Graw Hill, 2018, p. 1064.
- [28] W. D. Stevenson, ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA, Carolina del Norte: Mc Graw Hill, 1988 Segunda Edición.
- [29] J. J. G. W. D. STEVENSON, ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA, Carolina del Norte: Mc Graw Hill, 1996.
- [30] J. D. G. M. S. Sarma, Sistemas de Potencia ANÁLISIS Y DISEÑO, NORTHEASTERN UNIVERSITY: International Thomson Editores S.A., 2004.
- [31] S. D. GOBERNACIÓN,
«https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432509&fecha=08/04/2016,» DOF DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN, 06 04 2016. [En línea]. Available:
https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432509&fecha=08/04/2016. [Último acceso: 2021 11 24].
- [32] S. d. Energía, 29 11 DOF: 2012. [En línea]. Available:
<https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/512096/NOM-001-SEDE-2012.pdf>. [Último acceso: 21 05 2023].
- [33] G. d. México, «Reglas de despacho y operación del sistema eléctrico nacional,» 05 11 2005. [En línea]. Available:
[http://www.ordenjuridico.gob.mx/Federal/PE/APF/OD/SENER/Avisos/03112005\(1\).pdf](http://www.ordenjuridico.gob.mx/Federal/PE/APF/OD/SENER/Avisos/03112005(1).pdf). [Último acceso: 02 05 2022].

INTRODUCCIÓN Y ANÁLISIS DE FALLAS SIMÉTRICAS EN SISTEMAS DE POTENCIA

AUTOR

ALEJANDRO SÁNCHEZ MORENO



ISBN: 978-607-69969-8-0



9 786076 996980