

UNIDAD II.- CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO EN BAJA TENSIÓN

Profesor: Rodrigo Del Canto

TABLA DE CONTENIDOS

CAPÍTULO 1 : DESCRIPCIÓN DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 CAUSAS DE LOS CORTOCIRCUITOS	2
1.3 CONSECUENCIAS DE LOS CORTOCIRCUITOS	3
1.4 CORRIENTES SIMÉTRICAS Y ASIMÉTRICAS	5
1.4.1 Falla Alejada de la Generación	6
1.4.2 Falla Cercana a la Generación	9
1.5 PRINCIPALES TIPOS DE CORTOCIRCUITOS	12
1.5.1 Regímenes de Neutro	13
1.5.2 Tipos de Fallas en BT	14
CAPÍTULO 2 COMPONENTES SIMÉTRICAS	16
2.1 REDES DE SECUENCIA	18
2.1.1 Red de secuencia de una línea de transmisión	18
2.1.2 Red de secuencia de circuitos estrella y triángulo	19
2.1.3 Red de secuencia de la máquina sincrónica	21
2.1.4 Red de secuencia de transformadores	22
2.2 INTERCONEXIÓN DE REDES DE SECUENCIA	23
CAPÍTULO 3 CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS ASIMÉTRICOS	25
3.1 METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE FALLAS ASIMÉTRICAS	25
3.2 INTERCONEXIÓN DE LOS EQUIVALENTES THEVENIN	27
CAPÍTULO 4 NORMAS DE CÁLCULO DE CORTOCIRCUITOS	32
CAPÍTULO 5 NORMA IEC 60909-2002	33
5.1 METODOLOGÍA GENERAL	34
5.1.1 Paso 1: Calcular las Impedancias de los Elementos de la Red	34
5.1.1.1 Cálculo de Cortocircuitos Mínimos	34
5.1.1.2 Red de Alimentación	35
5.1.1.3 Transformadores	37
5.1.1.4 Factor de Corrección para Transformadores de dos Devanados	39
5.1.1.5 Líneas Aéreas y Cables	40
5.1.1.6 Reactores limitadores de Cortocircuito	42
5.1.1.7 Generador Sincrónico	42
5.1.1.8 Motor Sincrónico y Condensador Sincrónico	44
5.1.1.9 Unidades Estación de Poder con Cambiador de Taps Bajo Carga	44
5.1.1.10 Unidades Estación de Poder con Cambiador de Taps sin Carga	44
5.1.1.11 Motores de Inducción	45
5.1.1.12 Contribución al Cortocircuito de los Motores de Inducción	47
5.1.1.13 Convertidores estáticos	48
5.1.2 Paso 2: Calcular las Corrientes de Cortocircuito	50
5.1.2.1 Corriente de Cortocircuito Simétrica Inicial I_k''	52
5.1.2.2 Valor Cresta de la Corriente de Cortocircuito Simétrica Inicial I_p	54
5.1.2.3 Componente DC de la corriente de cortocircuito	56
5.1.2.4 Corriente de Cortocircuito Simétrica Interrumpida I_b	56
5.1.2.5 Corriente de Cortocircuito de Estado Estacionario I_k	59

Capítulo 1 : Descripción de la Corriente de Cortocircuito

1.1 Introducción

Para proyectar adecuadamente una instalación de distribución de potencia eléctrica es absolutamente esencial conocer los niveles de falla previstos por los cálculos en todos los puntos del sistema. La especificación de equipamientos, conductores, barras de distribución, protecciones, etc. depende esto. Esta información no solo permite seleccionar adecuadamente la aparamenta, los cables y las protecciones eléctricas sino que además permite realizar las configuraciones y ajustes de estas últimas. Así por ejemplo, para especificar una protección se debe corroborar entre otras cosas, que la máxima corriente que esta protección puede despejar (que es un dato aportado por el fabricante) no sea menor, que la mayor corriente de cortocircuito presunta calculada en el punto de instalación de esta protección. En seguida se puede ajustar el relé de disparo magnético para que la protección sea sensible a la menor corriente de falla prevista calculada en el punto. De esta forma para poder realizar un adecuado estudio de protecciones eléctricas, es indispensable que previamente se haya realizado un prolijo estudio de los niveles de cortocircuitos en todos los puntos relevantes del sistema.

Para comenzar a comprender este tema vamos a analizar una red con una fuente y tres impedancias en serie. Esta red representa un sistema de distribución de potencia en la que el generador se ha representado por una fuente alterna ideal y una impedancia del generador Z_G . La línea que alimenta la carga también tiene una impedancia que se representa por Z_L . Finalmente la carga es una carga lineal y no rotativa representada por una impedancia Z_C .

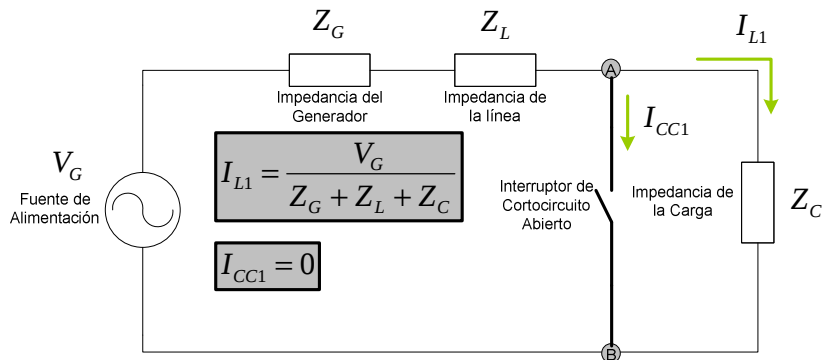


Figura 1-a Corriente de carga y de cortocircuito en el instante 1 (antes de la falla)

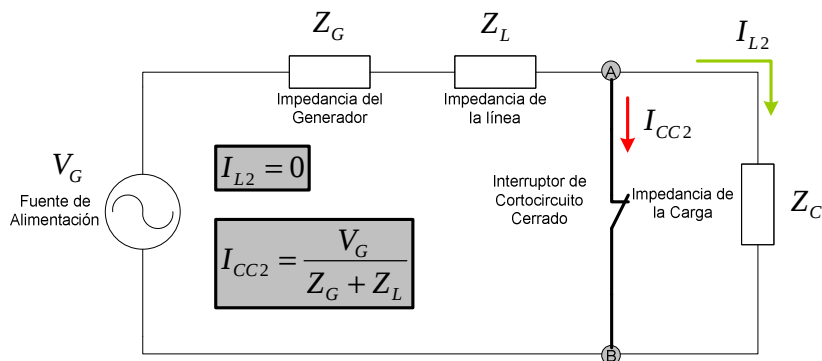


Figura 1-b Corriente de carga y de cortocircuito en el instante 2 (durante la falla)

Figura 1 Corriente de Cortocircuito y Corriente de Carga

Se presentan dos situaciones; En el instante 1 (ver Figura 1-a) la corriente circula normalmente por la carga y el nivel de corriente consumida por la carga no representa un riesgo para los elementos de la red. En el instante 2 (ver Figura 1-b), se cierra un interruptor provocando que toda la corriente circule por el cortocircuito y ninguna por la carga. Debido a que las impedancias del generador y de las líneas serán mucho menores que la impedancia de carga ($Z_G + Z_L \ll Z_C$), la corriente a través del cortocircuito será mucho mayor que la corriente de carga $I_{CC2} \gg I_{L1}$. El nivel de la corriente de cortocircuito generalmente puede llegar a ser muy elevado superando el límite térmico de los elementos del sistema y representando un riesgo que debe eliminarse.

En este ejemplo se muestra un interruptor conectado entre los nodos A y B, que al cerrarse origina el cortocircuito, pero aunque esto tiene solo una intención ilustrativa, representa un modelo idealizado de una situación de cortocircuito real. Los cortocircuitos reales se originan por causas que a continuación se discuten.

1.2 Causas de los cortocircuitos

Los sistemas de distribución de potencia se diseñan cuidadosamente para estar libre de fallas, se realizan periódicas mantenciones y a pesar de todo esto las fallas ocurren. La Norma IEEE std 551-2006 “*IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems*”, reconoce las siguientes causas:

- a) Presencia de animales en el equipamiento
- b) Las conexiones mal apretadas que causan sobrecalentamiento de los equipos
- c) Las sobretensiones
- d) El deterioro de los aislamientos debido al envejecimiento
- e) El stress mecánico o de voltaje aplicado a los equipos
- f) La acumulación de la humedad y los contaminantes
- g) La intrusión de objetos metálicos u objetos conductores en el equipamiento, tal como pinzas tierra, herramientas, taladros, etc.
- h) Una gran variedad de "causas indeterminadas"

Otras causas no mencionadas en el estándar son las de factores humanos y las de desastres naturales.

- i) Por causas humanas: falsas maniobras, sustitución inadecuada de materiales, vandalismo, choques e impactos accidentales sobre el equipamiento.
- j) Por desastres naturales: Inundaciones, incendios, tormentas, huracanes, terremotos, etc.

1.3 Consecuencias de los cortocircuitos

Hata ahora ya hemos mencionado algunas de las consecuencias de los cortocircuito, ahora las revisaremos con mayor detalle. Si clasificamos los efectos de acuerdo a la cercanía con la falla podemos distinguir claramente tres categorías de efectos:

- En el punto de falla
- En los circuitos que alimentan directamente la falla
- En el sistema

En el punto de falla: Fusión los conductores, desarrollo de arcos eléctricos, principio de incendio, quema de aislantes, riesgo para las personas.

En los circuitos que alimentan la falla: Podemos distinguir principalmente dos tipos de efectos debido a las elevadas corrientes; Los esfuerzos mecánicos y los esfuerzos térmicos.

Los esfuerzos mecánicos: Se deben las fuerzas electrodinámicas de naturaleza magnética generada por los elevados niveles de corriente de falla provocando deformación de los juegos de barras de distribución, rotura de aisladores, daño en los bobinados de máquinas eléctricas. El esfuerzo electrodinámico entre conductores paralelos se puede calcular como:

$$F = \frac{\mu \cdot I^2 L}{2\pi d} \quad [1.1]$$

Donde:

F : Fuerza

I : Corriente eléctrica

L : Largo de los conductores paralelos

d : Distancia entre conductores

Los esfuerzos térmicos: Se deben al efecto joule que la corriente provoca en los elementos por los que circula la corriente, provocando el sobrecalentamiento de todos los elementos por los que fluye la corriente de falla. La energía involucrada por efecto Joule está dada por:

$$E = \int i^2(t) \cdot R \cdot dt \quad [1.2]$$

Donde:

E : Energía

$i(t)$: Corriente eléctrica

R : Resistencia Eléctrica

En el sistema: Principalmente la propagación de caídas de tensión a nivel de sistema con una severidad proporcional al nivel de intensidad de la falla.

Por otro lado, la Norma IEEE 551-2006 que establece recomendaciones para el cálculo de niveles de cortocircuito a nivel industrial y comercial, indica las siguientes consecuencias de un cortocircuito:



- 1) Las corrientes de cortocircuito pueden llegar a ser muy elevadas, introduciendo una gran cantidad de energía en la falla.
- 2) En la ubicación de la falla, pueden generarse arcos y quemaduras que dañan el equipo adyacente y que también posiblemente puedan desencadenar un arco hacia el personal que trabaja en el equipamiento.
- 3) La corriente de cortocircuito puede fluir desde diversas máquinas rotativas en el sistema eléctrico de distribución hacia la ubicación de la falla.
- 4) Todos los componentes atravesados por la corriente de cortocircuito experimentarán un stress térmico y mecánico debido al flujo de la corriente. Este stress varía en función del cuadrado de la corriente y la duración del flujo de corriente (I^2R) y puede dañar el equipamiento.
- 5) Caída en los niveles de voltaje del sistema en proporción a la magnitud de la corriente de cortocircuito fluyendo a través de los elementos del sistema. La máxima caída de voltaje ocurre en la ubicación de la falla (disminuyendo a cero en falla franca), pero todas las partes del sistema de distribución de potencia estarán sujetas a una caída de voltaje en algún grado.

La circulación de elevadas corrientes de cortocircuito puede llegar a traducirse en un daño severo para el sistema dependiendo de la intensidad y duración de la falla. La falla podría autoextinguirse o permanecer en el tiempo pero sus efectos son dinámicos y evolucionan con el tiempo. De esta forma, es necesario desenergizar rápidamente el punto de falla antes que las consecuencias se traduzcan en daño severo para el sistema. Esta es justamente una de las funciones que debe cumplir un sistema de protecciones; Aislar el punto de falla con rapidez.

1.4 Corrientes Simétricas y Asimétricas

Los conceptos simétrico y asimétrico tienden a producir confusión cuando se está aprendiendo cálculo de niveles de cortocircuito porque los mismos conceptos tienen distintas acepciones, utilizadas para referirse a distintos tipos de simetrías y asimetrías. Vamos a intentar aclarar estas confusiones explicando los distintos tipos de asimetrías:

- Simetría del Cortocircuito: Solo la falla trifásica balanceada es un cortocircuito simétrico. Todos los otros tipos de fallas son asimétricas. En este caso la acepción tiene que ver con que cuando ocurre un cortocircuito trifásico, por las tres fases circulará el mismo nivel de corriente de cortocircuito. En cualquier otro tipo de cortocircuito los niveles de corrientes serán distintos, en al menos una de las fases. Generalmente cuando se dice “*cortocircuito simétrico (o asimétrico)*” se está hablando de este tipo de simetría. Este tipo de asimetría se tratará con detalle, más adelante en “Tipos de Cortocircuitos”.
- Simetría de la forma de onda de la corriente: En esta acepción, la simetría tiene que ver con la simetría de la forma de onda de la corriente con respecto al eje del tiempo. La corriente es simétrica cuando su amplitud no cambia en el tiempo y la forma de onda es simétrica respecto al eje del tiempo, durante el desarrollo del cortocircuito. Cuando esto no es así, se distinguen dos tipos de asimetría:
 - Asimetría D.C.: Es la asimetría en la forma de onda de la corriente de cortocircuito debido a la presencia de una componente DC de caída exponencial (cuya amplitud decrece de acuerdo a una función exponencial).
 - Asimetría A.C.: Es la asimetría en la forma de onda de la corriente de cortocircuito debido a la presencia de componentes superpuestas de corriente alterna de caída exponencial (cuya amplitud decrece de acuerdo a una función exponencial).

Generalmente cuando se habla de “*corriente simétrica (o asimétrica) de cortocircuito*” se está hablando de este tipo de asimetría (o asimetría).

- Simetría de la red: Una de las hipótesis en las que se basa el análisis teórico de las redes en las que se calcula el cortocircuito, es que la red es simétrica. Esto quiere decir que en el sistema trifásico de distribución las tres líneas tienen iguales resistencias e impedancias propias y mutuas. Si existe diferencias entre estos parámetros de la red, no se puede aplicar los métodos tradicionales de cálculo, ni los métodos establecidos por los estándares. En estos casos se debe ocupar una metodología mucho más compleja como se explicará más adelante en “Hipótesis de los Cálculos”.

Aclarado esto, tenemos que decir que el tipo de simetría y asimetría que discute en este apartado se trata de la simetría y asimetría de la forma de onda de la corriente.

Cuando se establece una corriente de cortocircuito, como en cualquier sistema dinámico, la corriente tiene dos períodos de tiempo bien definidos; El período transitorio y el período de estado estacionario. Durante el período transitorio la magnitud de la corriente y su simetría cambian desde un valor inicial decayendo hasta hacerse cero. En el período de estado estacionario los efectos que hacen cambiar el valor de la corriente y su simetría, han desaparecido y se aprecia una corriente sinusoidal cuya magnitud permanece constante. Todo esto es cierto si las impedancias del cortocircuito y de las líneas no cambian durante el desarrollo del cortocircuito. La forma de onda de

la corriente durante el período transitorio va a ser diferente dependiendo de si la falla se encuentra cercana a la generación, o bien se encuentra alejada de la generación.

1.4.1 Falla Alejada de la Generación

Este suele ser el caso más frecuente en baja tensión. En este caso la corriente tiene el comportamiento que exhibe un circuito inductivo (R-L) cuando se le aplica una tensión alterna.

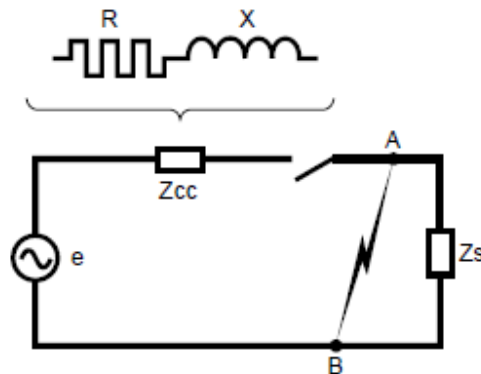


Figura 2. Circuito equivalente de una red de distribución de potencia.¹

La corriente resultante tiene dos componentes: Una componente D.C. que decae gradualmente y una componente A.C. que se mantiene en el tiempo.

$$i(t) = i(t)_{AC} + i(t)_{DC} \quad [1.3]$$

Si la onda de tensión está dada por $V(t) = V_m \sin(\omega t + \alpha)$, entonces la corriente total será:

$$i(t) = \underbrace{[i_m \sin(\omega t + \alpha)]}_{A.C.} + \underbrace{\left[-i_m e^{-\frac{R}{L}t} \sin \alpha \right]}_{D.C.} \quad [1.4]$$

Donde:

- i_m : Amplitud de la corriente de cortocircuito
- ω : Frecuencia angular
- α : Ángulo de fase que depende del instante de inicio de la falla
- R : Resistencia del circuito de falla
- L : Inductancia del circuito de falla
- t : Variable tiempo

La Figura 3 representa la evolución de la forma de onda de la corriente unidireccional y de cada una de sus componentes.

¹ Aquí la impedancia del generador y de la línea se han combinado en una única impedancia de sistema Z_{cc} .

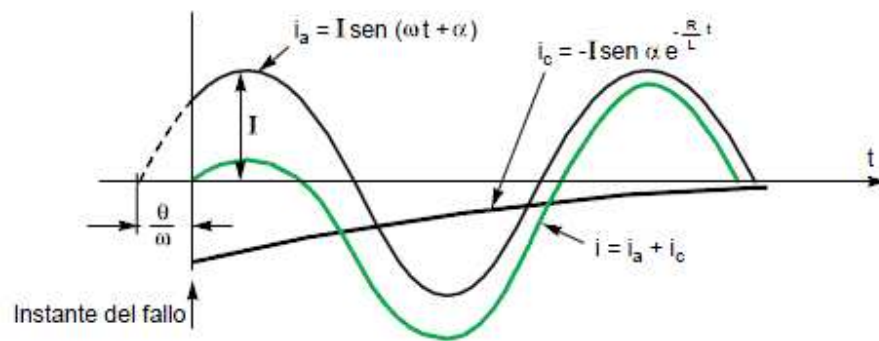


Figura 3 Representación gráfica de la corriente y sus componentes para un cortocircuito alejado de la generación.

La intensidad inicial de la componente continua depende del instante en el que ocurre la falla. Por otro lado, la velocidad con la que decae esta componente, depende de cuan grande es el factor R/L . Mientras más grande es este factor, mayor es la velocidad con la que decae la componente bidireccional (D.C.).

En sistemas de potencia se suele relacionar esto con un factor de resistencia a reactancia R/X (más común en la literatura europea), o reactancia a resistencia X/R (más común en la literatura americana), en lugar de usar el factor de resistencia a inductancia R/L .

En los gráficos siguientes se muestra un factor k v/s R/X (izquierda) y X/R (derecha). El aumento o decremento de este factor muestra como se relaciona el efecto de la componente unidireccional con cada una de las relaciones R/X y X/R .

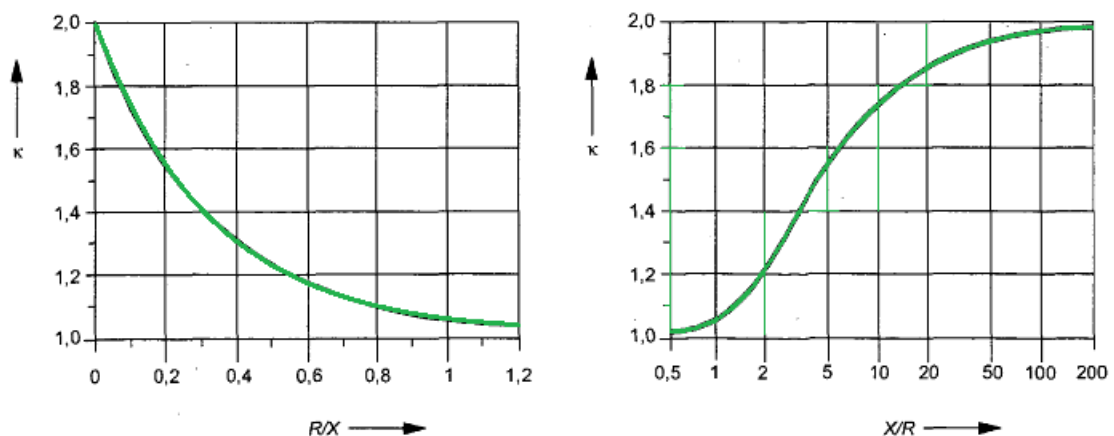


Figura 4. Efecto de la relaciones R/X y X/R sobre la componente DC.

De la Figura 4 se puede observar que:

- La componente unidireccional decae más rápido mientras mayor sea la relación R/X del sistema “vista” desde el punto de falla.

- La componente unidireccional decae más rápido mientras menor sea la relación X/R del sistema “vista” desde el punto de falla.

En los sistemas de nivel distribución transporte por lo general la resistencia suele ser muy pequeña comparada con la reactancia y de esta forma las relaciones X/R tienden a ser grandes, o lo que es equivalente, relaciones R/X menores. En los sistemas de baja tensión la resistencia suele ser comparable con la reactancia y de esta forma se tiene relaciones X/R pequeñas, o lo que es equivalente, relaciones R/X mayores. La siguiente Tabla muestra algunos valores típicos:

Ubicación del Cortocircuito	X/R	R/X	$\tau = L/R$
Median Tensión	10	0.1	0.032
Baja Tensión en los Bornes del Transformador	5	0.2	0.016
Baja Tensión alejada del Transformador	1.0	1.0	0.003

Tabla 1. Valores típicos de relaciones para distintas ubicaciones de falla

Otra forma de apreciar la relación entre la velocidad de caída y la relación entre resistencia e inductancia es a través del factor de potencia de la falla que está dado por:

$$\cos \phi_{cc} = \frac{R}{\sqrt{R^2 + X^2}} \quad [1.5]$$

Si la tensión en el instante de falla es $V(t) = V_m \sin(\omega t + \alpha)$ la corriente tendrá la siguiente forma general:

$$i(t) = \frac{V_m}{Z_{cc}} \left[\sin(\omega t + \alpha - \phi) - \sin(\alpha - \phi) e^{-\frac{R}{L}t} \right] \quad [1.6]$$

Donde:

V_m : Amplitud de la onda de voltaje
 ω : Frecuencia angular
 α : Ángulo de fase que depende del instante de inicio de la falla
 ϕ : Ángulo de desfase entre el voltaje y la corriente
 R : Resistencia del circuito de falla
 L : Inductancia del circuito de falla
 t : Variable tiempo

El valor instantáneo de la corriente dependerá del ángulo α en el que se genera el cortocircuito. Su valor máximo ocurre cuando $\alpha = 0$ entregando la corriente asimétrica:

$$i(t) = \frac{V_m}{Z_{cc}} \left[\sin(\omega t - \phi) + \sin(\phi) e^{-\frac{R}{L}t} \right] \quad [1.7]$$

Cuando t tiende a infinito la componente unidireccional decae a cero quedando solo la corriente simétrica:

$$i(t) = \frac{V_m}{Z_{cc}} [\sin(\omega t - \phi)] \quad [1.8]$$

La figura siguiente muestra la forma de onda de la corriente simétrica y de la corriente asimétrica. Recuerde que este tipo de simetría se refiere a la simetría de la forma de onda de la corriente debido a la presencia de una componente unidireccional.

a) simétrico

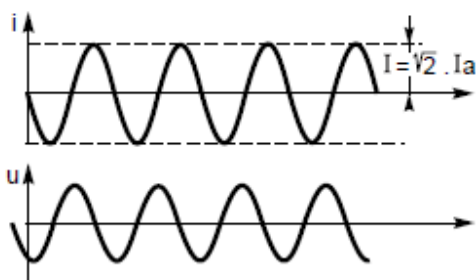


Figura 1-a Corriente simétrica (Ec. 6)

b) asimétrico

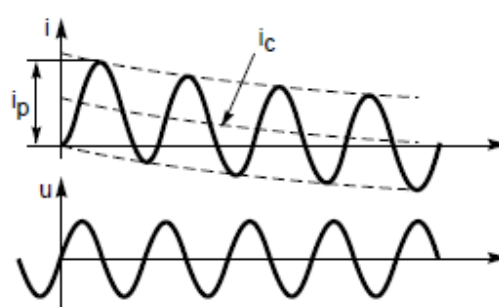


Figura 1-b Corriente asimétrica (Ec. 5)

Figura 5. Régimen de corriente en una falla alejada de la generación

1.4.2 Falla Cercana a la Generación

En un defecto cercano a la generación los efectos predominantes en la evolución dinámica de la corriente de cortocircuito tienen relación con la variación de la f.e.m. al interior del generador sincrónico durante el período transitorio del cortocircuito. Esta variación de la f.e.m. se modela como una f.e.m. (una fuente de tensión constante) constante con una reactancia interna variable. La reactancia variable cambia en tres períodos diferentes:

- El período subtransitorio: Ocurre durante los primeros 10 o 20 milisegundos de la falla y en este período la reactancia de la máquina es la reactancia subtransitoria X_s'' .
- El período transitorio: Ocurre a continuación del período subtransitorio y se prolonga hasta unos 500 ms. Aquí la reactancia de la máquina es la reactancia transitoria X_s' .
- El período permanente: Ocurre a continuación del período transitorio y aquí la reactancia de la máquina es la reactancia sincrónica X_s .

Debe notarse que; $X_s'' < X_s' < X_s$. Esto es, la reactancia de la máquina sincrónica va aumentando a medida transcurre el tiempo de la falla y de la misma manera la corriente de falla va disminuyendo progresivamente.

Podemos pensar en un sistema en el cual se van a superponer los efectos de las tres reactancias en las corrientes de forma simultánea generando un período transitorio sinusoidal de caída exponencial.

A este período transitorio de la corriente se le denomina a veces asimetría A.C., aunque se debe notar que esta no es una asimetría con respecto al eje del tiempo.

Finalmente la corriente total será la suma de cuatro componentes;

- a) La componente sub-transitoria,
- b) La componente transitoria,
- c) La componente permanente
- d) Y la componente unidireccional

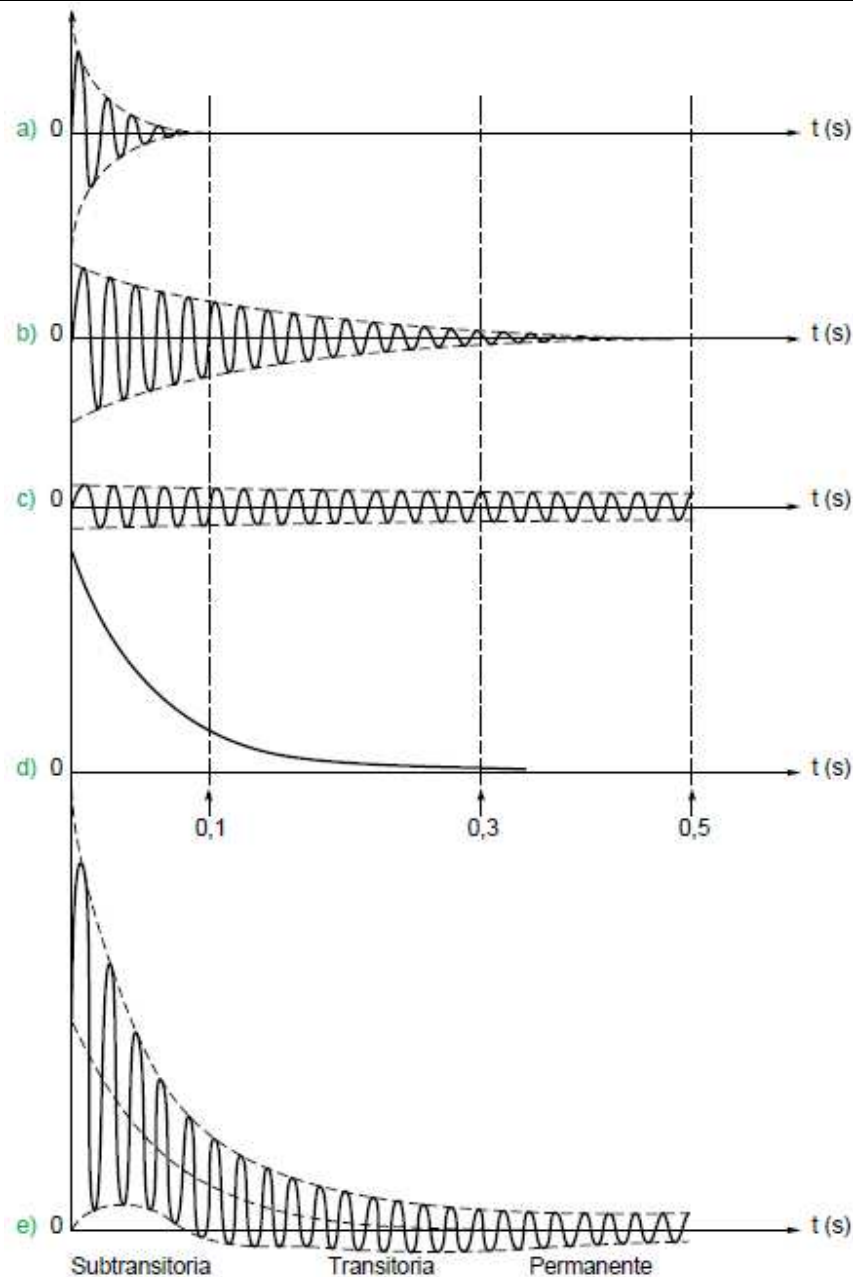


Figura 6. Componentes de la corriente y corriente de cortocircuito total

Cada una de las cuatro componentes se ilustra en la Figura 6-a-b-c y d. La Figura 6-e muestra la suma total de todas las componentes.

En la Figura 6 se muestra un caso en el que las componentes alternas disminuyen con mayor rapidez que la componente unidireccional. Este no es el caso más frecuente pero se debe mencionar que cuando ocurre se produce la saturación de los circuitos magnéticos de la máquina y el período transitorio puede llegar a extenderse mucho más de lo normal.

La suma de las componentes AC, excluyendo la componente unidireccional estará dada por:

$$I(t)_{rms} = \left(\frac{E}{X''_{dv}} - \frac{E}{X'_{dv}} \right) e^{-\frac{t}{T''_{do}}} + \left(\frac{E}{X'_{dv}} - \frac{E}{X_d} \right) e^{-\frac{t}{T'_{do}}} + \frac{E}{X_d} \quad [1.9]$$

Donde:

E : Valor rms de la Tensión

X''_{dv} : Reactancia Subtransitoria (saturada)

X'_{dv} : Reactancia Transitoria (saturada)

X_{dv} : Reactancia Sincrónica (saturada)

X_d : Reactancia Sincrónica (no saturada)

T''_{do} : Constante de tiempo subtransitoria

T'_{do} : Constante de tiempo transitoria

Al graficar la evolución de la corriente tomando en cuenta solo las componentes A.C. se obtiene la gráfica siguiente:

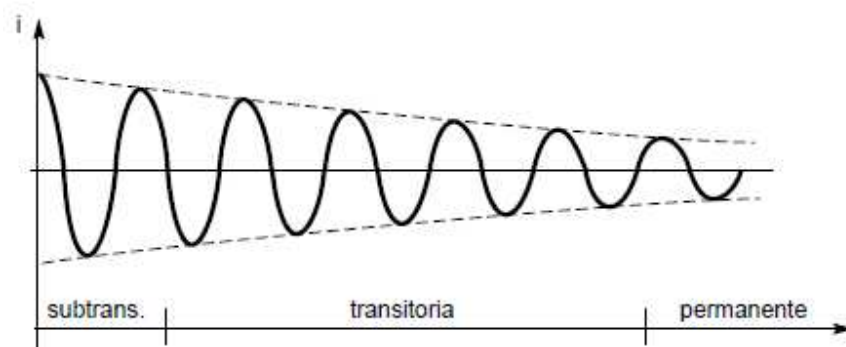


Figura 7. Corriente simétrica en los bornes del generador sincrónico

Si bien todos estos datos se pueden obtener de los fabricantes de generadores sincrónicos, no es absolutamente necesario conocer esta fórmula exacta (Ec.6) para el cálculo de las corrientes de cortocircuito, ya que, como veremos más adelante, el método de cálculo toma en cuenta las asimetrías por medio de factores aplicados a la corriente simétrica calculada.

1.5 Principales Tipos de Cortocircuitos

Los cortocircuitos pueden generarse de mediante distintas combinaciones de uniones entre líneas de las tres fases y entre estas y tierra. De acuerdo a estas combinaciones podemos destacar entre los tipos de cortocircuitos más comunes, los siguientes:

- Cortocircuito trifásico (simétrico)
- Cortocircuito bifásico
- Cortocircuito bifásico a tierra
- Cortocircuito monofásico a tierra

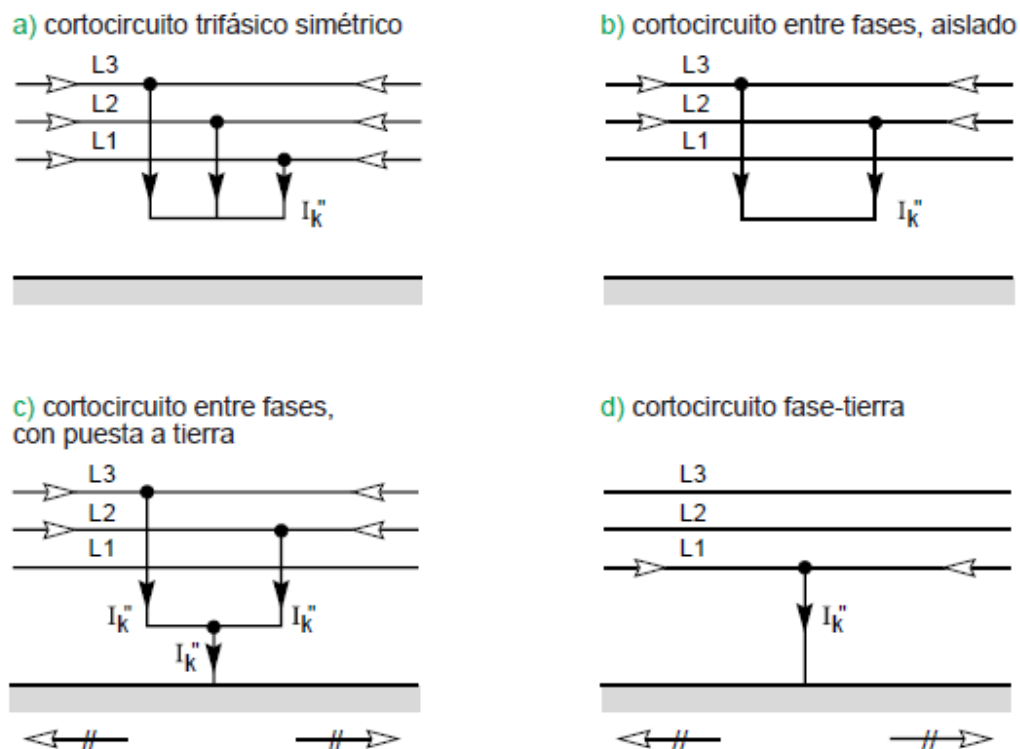


Figura 8. Tipos de Cortocircuito

En sistemas de distribución de potencia los distintos tipos de cortocircuito tienen distintas probabilidades de ocurrencia:

- Monofásico: 80% de los casos
- Bifásicos: 15% de los casos (los de este tipo suelen degenerar en trifásicos)
- Trifásicos: 5% de los casos

Si bien estos esquemas están pensados para líneas de transmisión, cabe mencionar que en un sistema de baja tensión se puede además generar otros tipos de fallas dependiendo del régimen de neutro de la instalación.

1.5.1 Regímenes de Neutro

Los diferentes esquemas de neutro se rigen por lo indicado en el estándar internacional IEC 60364 que distingue diversos esquemas de conexión al neutro, determinados por la forma de conectar el secundario de los transformadores MT/BT y las diversas maneras de poner a tierra las masas de la instalación.

La identificación de los distintos esquemas de conexión del neutro se expresan mediante dos letras:

- La primera letra es para indicar la conexión del neutro del transformador y aquí se tiene dos casos posibles
 - La letra “T” para indicar neutro *conectado* a tierra.
 - La letra “I” para indicar neutro *aislado* de tierra.
- La segunda letra es para indicar la conexión las masas con la tierra y aquí se tiene dos casos más:
 - La letra “T” para indicar *masa conectada directamente a tierra*.
 - Letra “N” para indicar *masa conectada al neutro*. En este caso el neutro debe estar conectado a tierra en el origen de la instalación.

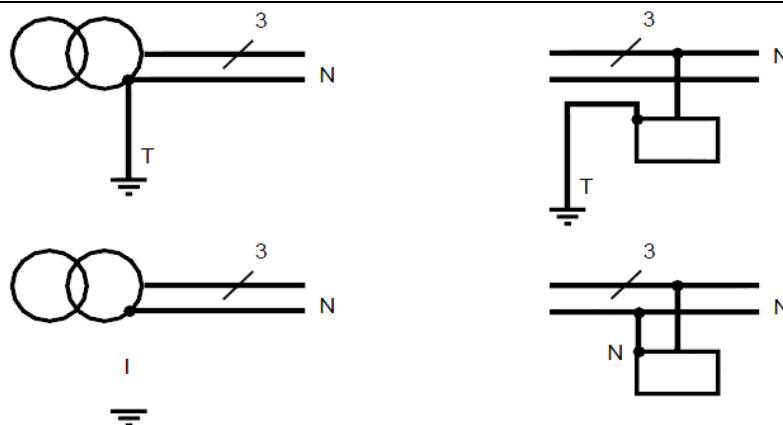


Figura 9. Conexiones del neutro del transformador y de las masas de la instalación a tierra.

La combinación de estas letras da las siguientes combinaciones posibles:

- TT: Neutro del transformador T y masa T
- TN: Neutro del transformador T y masa N
- IT: Neutro del transformador I, masa T
- IN: Conexión prohibida

Además de estas combinaciones se puede dar otros subesquemas;

- TN-C: Si los conductores del neutro y de tierra son el mismo (Prohibida en Chile).
- TN-S: Si los conductores de neutro y de tierra son separados (Aceptada en Chile).

La siguiente figura ilustra estas configuraciones:

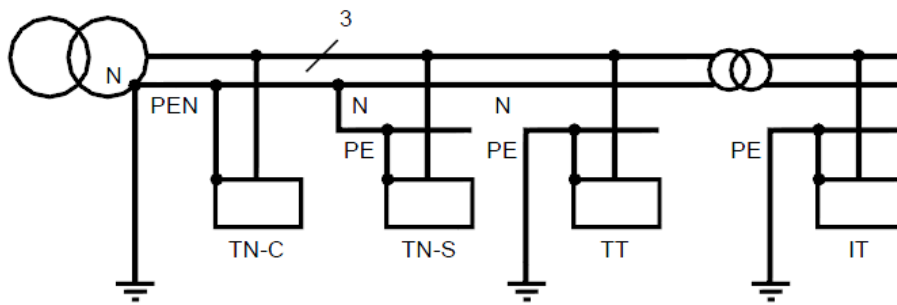


Figura 10. Diferentes esquemas de conexión del neutro

1.5.2 Tipos de Fallas en BT

En baja tensión el régimen de neutro va a influir en la forma en como se debe calcular los distintos niveles de falla. La siguiente figura muestra los diferentes tipos de fallas para los regímenes de neutro usados en nuestro país.

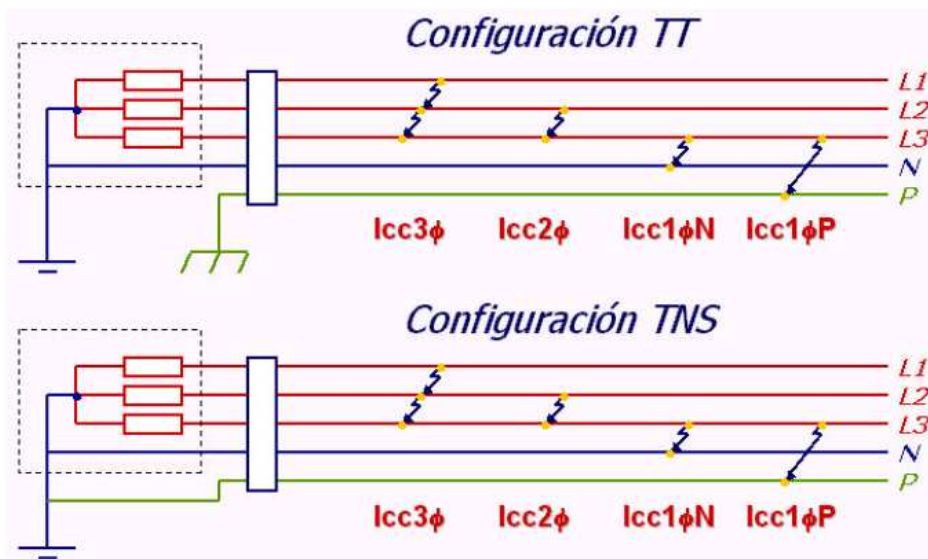
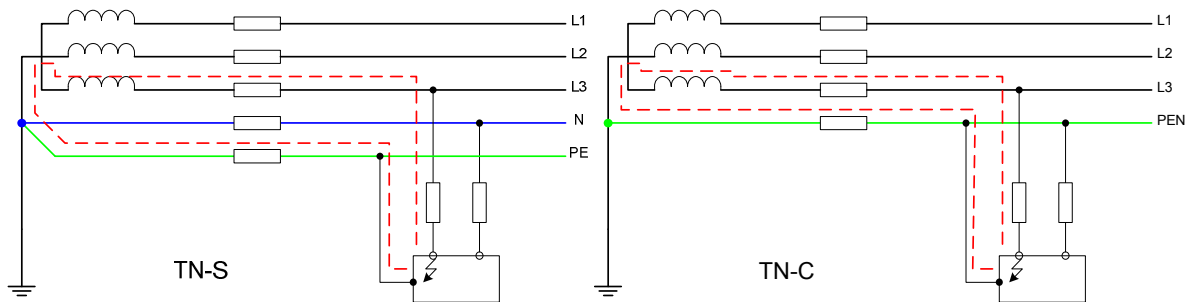
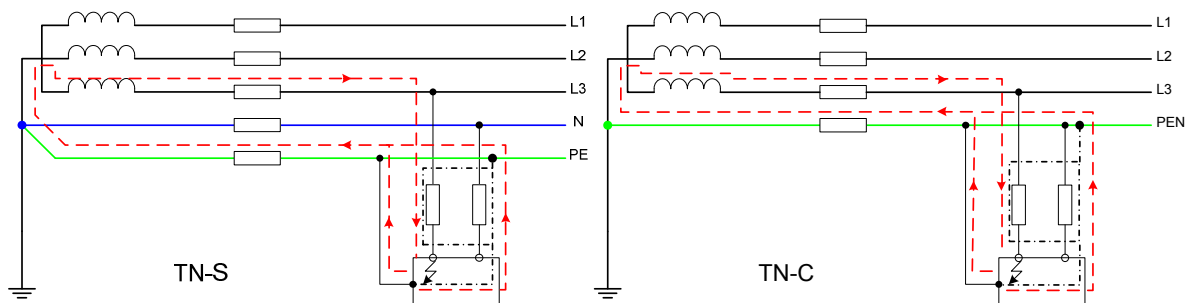


Figura 11. Diferentes tipos de falla en baja tensión.

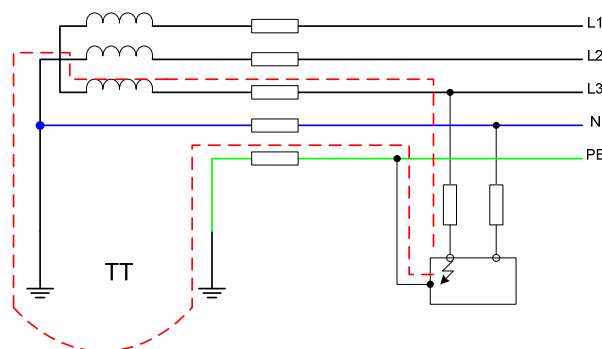
Caso a: Sistema de retorno a tierra a través de un cuarto conductor. (Sistemas TN-C, TN-S)



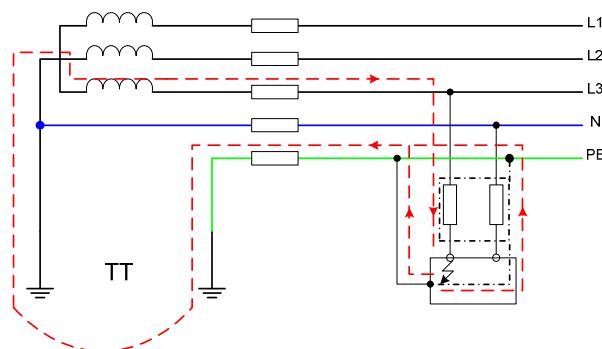
Caso b: Sistema de retorno a través de cuarto conductor y pantalla (Sistemas TN-C, TN-S)



Caso c: Sistema de retorno a través de cuarto conductor y tierra (Sistemas TT)

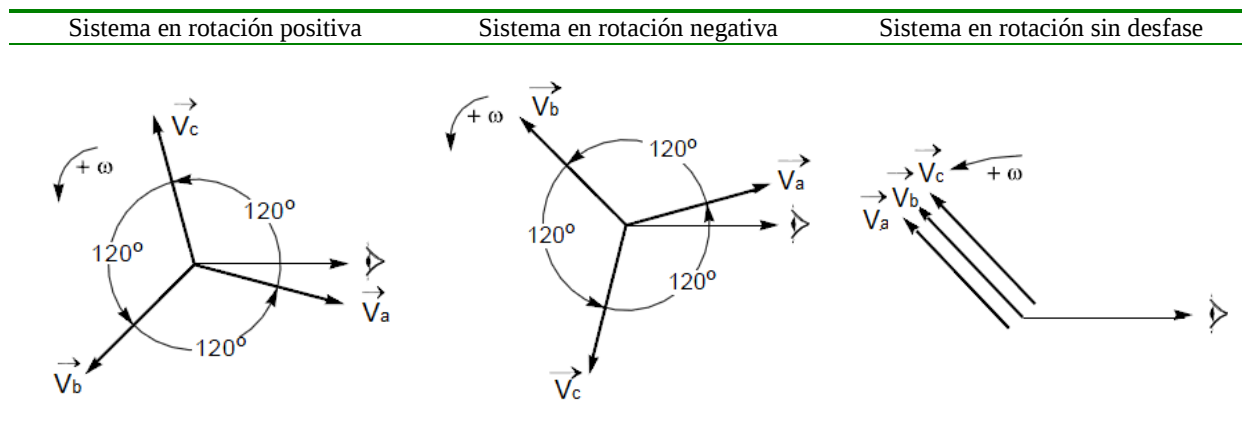


Caso d: Sistema de retorno a través de cuarto conductor, pantalla y tierra (Sistema TT)



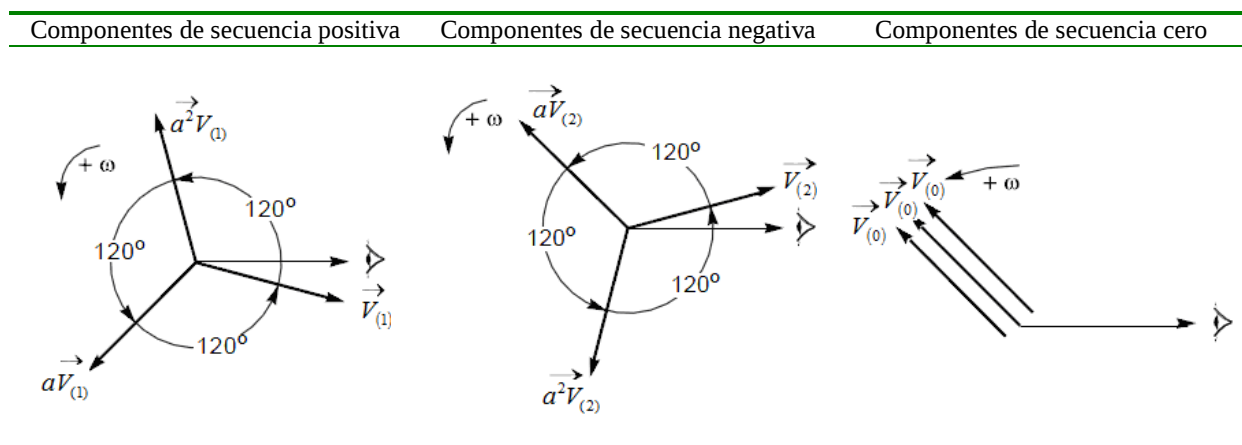
Capítulo 2 Componentes Simétricas

De acuerdo al teorema de Fortescue, un sistema desequilibrado de tensiones puede descomponerse en tres sistemas de tensiones equilibradas. Estos sistemas equilibrados se denominan *componentes simétricas*. Cada uno de los sistemas de tensiones equilibrados se denominan; Componentes de secuencia positiva (o directa), componentes de secuencia negativa (o inversa), y componentes de secuencia cero (u homopolar).

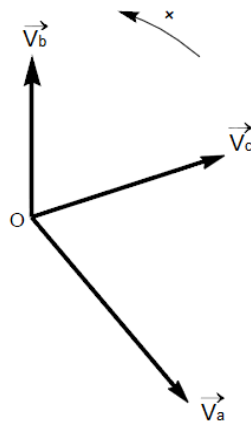


Un observador estacionario “ve” rotar los fasores de la secuencia positiva en la secuencia a-b-c, a los fasores de secuencia negativa en la secuencia a-c-b y a los fasores de secuencia cero rotando todos juntos sin desfase entre estos. Aquí $V_b = aV_a$ y $V_c = a^2V_a$ donde $a = 1\angle 120^\circ$ y $a^2 = 1\angle 240^\circ$.

Si utilizamos el operador a y además denotamos a las componentes de secuencia positiva con el subíndice (1), a las componentes de secuencia negativa con el subíndice (2) y a las componentes de secuencia cero con el subíndice (0), tenemos;



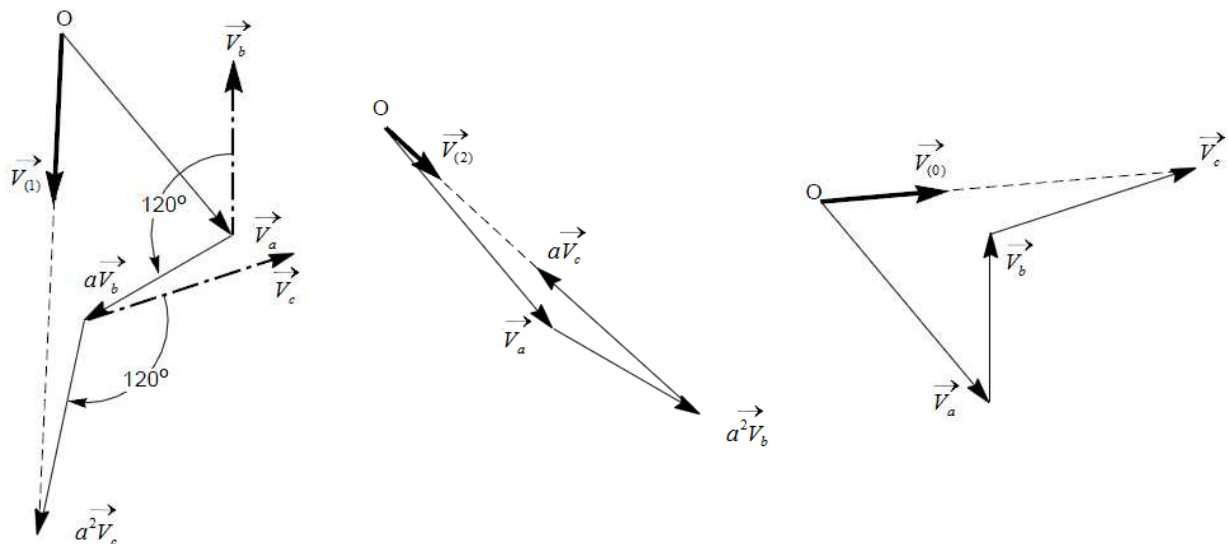
Considere ahora el sistema trifásico desbalanceado que se muestra en la figura;



La relación entre nuestro sistema trifásico desbalanceado y nuestros sistemas trifásicos balanceados (componentes de secuencia) está dado por;

$$\begin{aligned} V_{(1)} &= \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c) \\ V_{(2)} &= \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c) \\ V_{(0)} &= \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c) \end{aligned} \quad [2.1]$$

La siguiente figura ilustra la suma fasorial de las tensiones desbalanceadas para generar cada una de las componentes simétricas.



$$V_{(1)} = \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c) \quad V_{(2)} = \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c) \quad V_{(0)} = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c)$$

Y por otro lado, las tensiones desbalanceadas en función de las componentes simétricas está dada por;

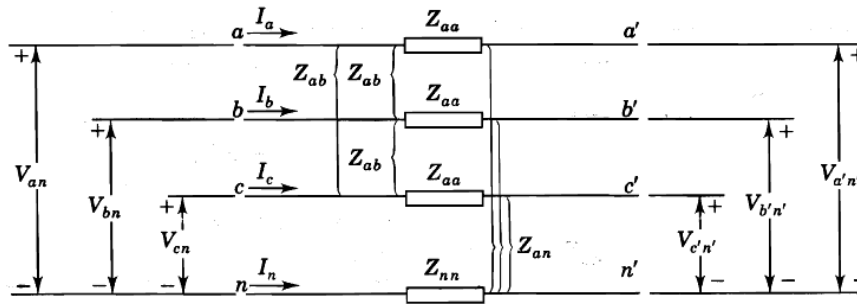
$$\begin{aligned} V_a &= V_{(1)} + V_{(2)} + V_{(0)} \\ V_b &= a^2 V_{(1)} + a V_{(2)} + V_{(0)} \\ V_c &= a V_{(1)} + a^2 V_{(2)} + V_{(0)} \end{aligned} \quad [2.2]$$

2.1 Redes de Secuencia

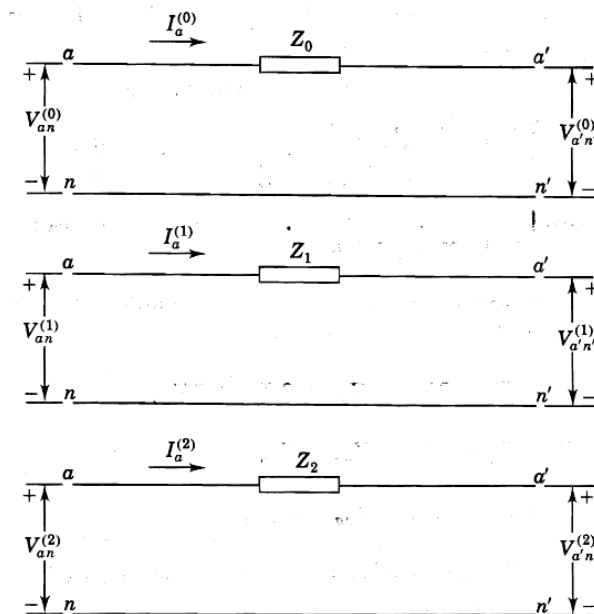
Con la teoría de componentes simétricas se puede representar las redes eléctricas descompuestas en tres redes de secuencia; Red de secuencia positiva, red de secuencia negativa y red de secuencia cero. Vamos a revisar como se conforman estas redes para los diferentes elementos de una red de potencia.

2.1.1 Red de secuencia de una línea de transmisión

Considere la siguiente línea de transmisión con las impedancias propias y mutuas indicadas en la figura:



Esta línea de transmisión se puede descomponer en las siguientes tres redes de secuencia:



Donde cada una de las impedancias de secuencia estarán dadas por;

$$Z_0 = Z_{aa} + 2Z_{ab} + 3Z_{nn} - 6Z_{an}$$

$$Z_1 = Z_{aa} - Z_{ab}$$

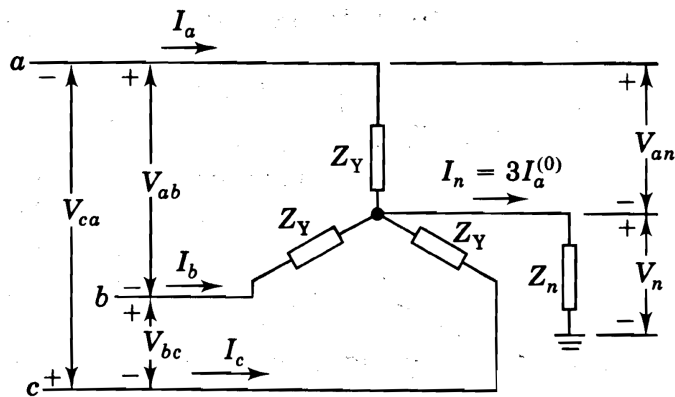
$$Z_2 = Z_{aa} - Z_{ab}$$

Observe que para una línea de transmisión se cumplirá que, la impedancia de secuencia positiva será igual a la impedancia de secuencia negativa;

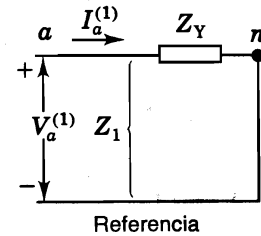
$$Z_1 = Z_2$$

2.1.2 Red de secuencia de circuitos estrella y triángulo

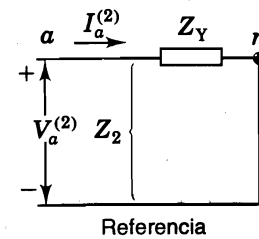
La figura muestra un sistema de cargas equilibradas conectadas en estrella, y con neutro puesto a tierra. Las redes de secuencia serán las siguientes:



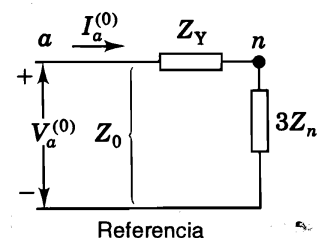
Secuencia Positiva



Secuencia Negativa



Secuencia Cero

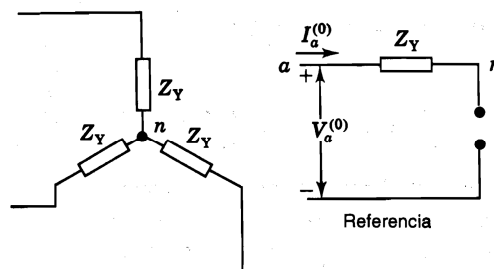


En resumen las impedancias de secuencia para un sistema en estrella serán:

$$Z_{(1)} = Z_{(2)} = Z_Y$$

$$Z_{(0)} = Z_Y + 3Z_n$$

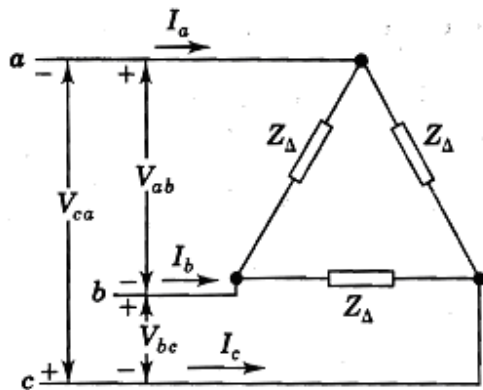
En el caso de un sistema en estrella con neutro aislado, sol cambia la red de secuencia cero y ahora la corriente de secuencia cero es nula.



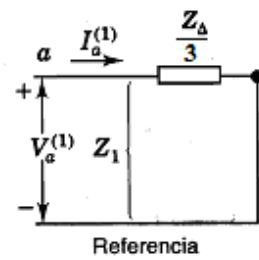
En un sistema de cargas conectadas en triángulo se debe recordar que la relación entre las impedancias en triángulo y las impedancias conectadas estrella de un sistema de cargas balanceadas está dada por:

$$Z_Y = \frac{Z_{\Delta}}{3}.$$

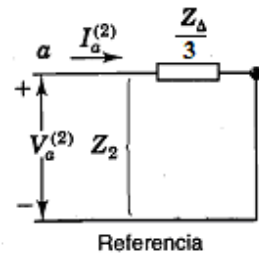
De esta forma, los circuitos monofásicos de secuencia serán;



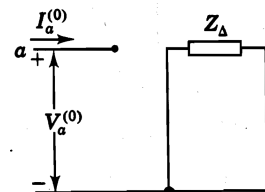
Secuencia Positiva



Secuencia Negativa



Secuencia Cero



En resumen las impedancias de secuencia para un sistema en estrella serán:

$$Z_{(1)} = Z_{(2)} = \frac{Z_{\Delta}}{3}$$

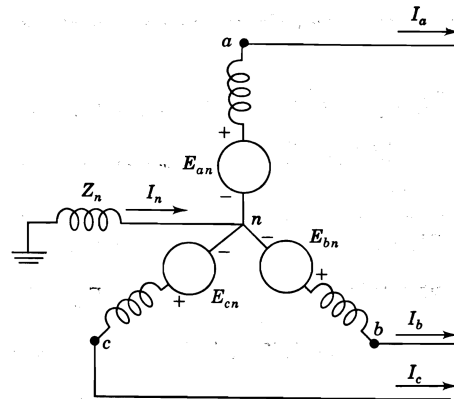
$$Z_{(0)} = Z_{\Delta}$$

Observe que tanto para una carga en estrella como para una carga en triángulo se cumple que:

$$Z_{(1)} = Z_{(2)}$$

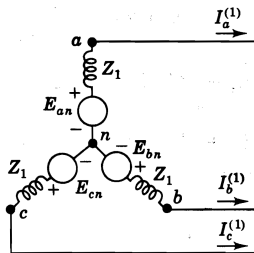
2.1.3 Red de secuencia de la máquina síncrona

La figura muestra el modelo de un generador síncrono con neutro puesto a tierra.

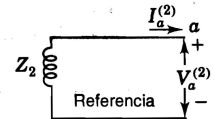
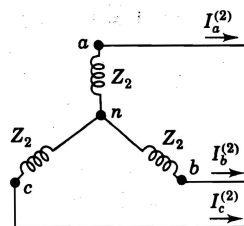
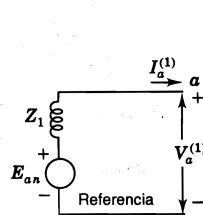


Las redes de secuencia estarán dadas por;

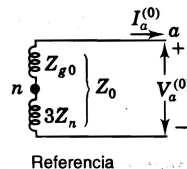
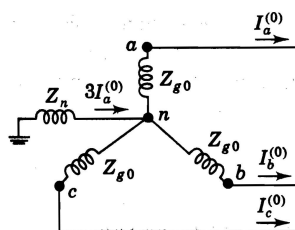
Red de Secuencia Positiva



Red de Secuencia Negativa



Red de Secuencia Cero



Aquí las impedancias de secuencia están dadas por;

$$Z_{(1)} = Z_{(2)} = R + j(L_S + M_S)$$

$$Z_{(0)} = 3Z_n + [R + j(L_S - 2M_S)]$$

Donde;

R : Resistencia de los devanados

L_S : Inductancia de dispersión síncrona

M_S : Inductancia mutua síncrona

Z_n : Impedancia de puesta a tierra

2.1.4 Red de secuencia de transformadores

Las impedancias de secuencia positiva y negativa corresponderán a la suma entre la impedancia del primario más la impedancia del secundario referida al primario. En el caso de conexiones en triángulo se debe recordar la transformación a estrella de las impedancias. Las impedancias de secuencia cero serán diferentes en cada caso y sus redes de secuencia se muestran en la siguiente figura:

CASO	SÍMBOLOS	DIAGRAMAS DE CONEXIÓN	CIRCUITOS EQUIV. DE SECUENCIA CERO
1			
2			
3			
4			
5			

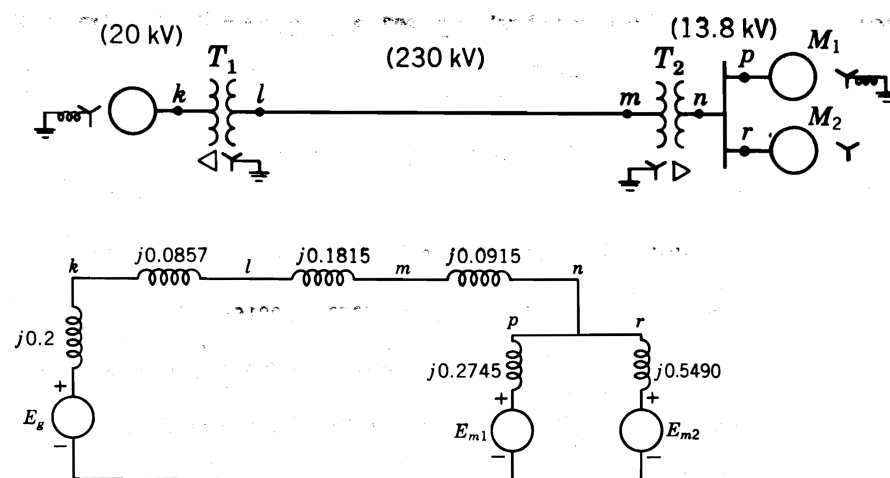
2.2 Interconexión de Redes de Secuencia

En las secciones anteriores se han mostrado las redes de secuencia positiva, negativa y cero, como circuitos monofásicos equivalentes para diferentes elementos de un sistema de potencia. Excepto por las máquinas rotatorias, todas las redes son estáticas y sin fuentes. Debemos observar que:

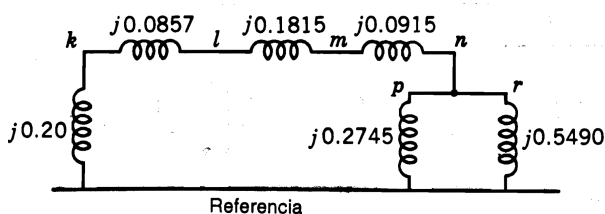
- En cualquier parte de la red las caídas de tensión originadas por una corriente de secuencia, dependen sólo de la impedancia de secuencia de esa parte de la red y de la corriente de esa secuencia.
- Las impedancias de secuencia positiva y negativa son en general iguales y se considerarán iguales en las máquinas sincrónicas bajo condiciones subtransitorias.
- En cualquier parte de la red la impedancia de secuencia cero es en general diferente de las impedancias de secuencia negativa y positiva.
- Solamente las redes de secuencia positiva de las máquinas rotativas contienen fuentes de voltaje de secuencia positiva.
- El neutro es la referencia de voltaje para los circuitos de secuencia positiva y negativa.
- No fluyen corrientes de secuencia positiva o negativa en los puntos de neutro y tierra.

Ejemplos de conexión de redes de secuencia:

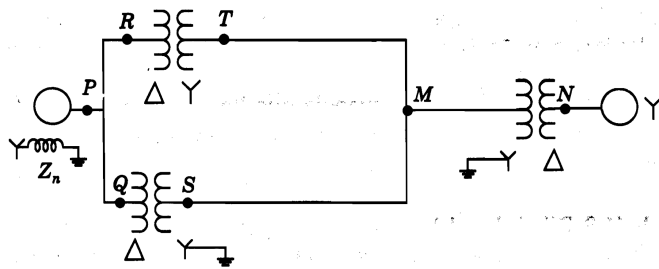
Ejemplo 1: El sistema mostrado en la figura tiene su representación de secuencia positiva mostrada más abajo. Dibujar su red de secuencia negativa.



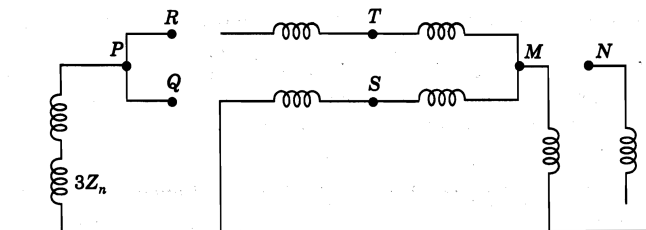
Solución: Las impedancias de secuencia positiva se suponen iguales a las impedancias de secuencia negativa y las redes de secuencia negativa no incluyen fuentes.



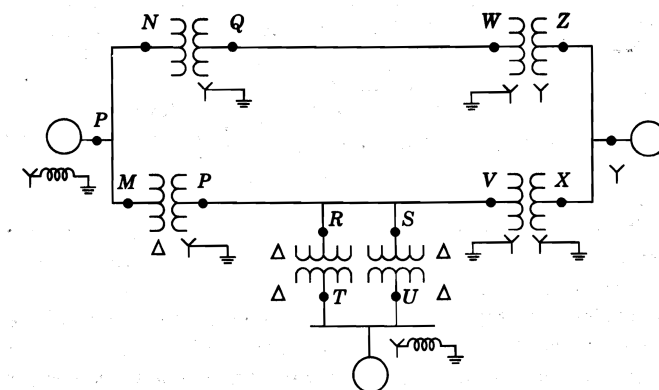
Ejemplo 2: para el sistema mostrado en la figura, dibujar la red de secuencia cero.



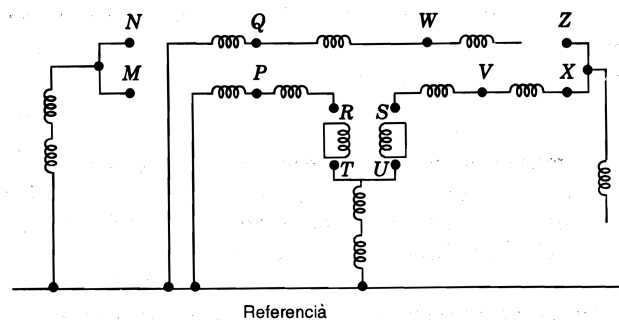
Solución:



Ejemplo 3: Para el sistema mostrado en la figura, representar su red de secuencia cero.



Solución:



Capítulo 3 Cálculo de Cortocircuitos Asimétricos

Las fallas más comunes en sistemas de distribución de potencia son las fallas asimétricas. Para realizar los cálculos se utiliza lo aprendido sobre componentes simétricas y redes de secuencia.

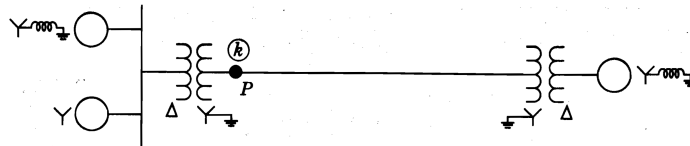
3.1 Metodología para el cálculo de fallas asimétricas

En este capítulo vamos a aplicar una metodología que utiliza los cálculos en por unidad, el método de las componentes simétricas y las redes de secuencia. Nuestro método consiste en:

- 1) Llevar todas las impedancias de secuencia, en por unidad, a la base común del sistema.
- 2) Dibujar las redes de secuencia positiva negativa y cero.
- 3) Reducir cada red de secuencia a su equivalente Thevenin en el punto de ocurrencia de la falla.
- 4) Interconectar las tres redes de secuencia de acuerdo al tipo de cortocircuito.
- 5) Calcular las corrientes de secuencia en el punto de falla en por unidad y luego calcular las corrientes de fase en amperes.

Para ilustrar este método vamos suponer que contamos con todos los datos en base común, es decir, que el paso 1) del método se ha cumplido y vamos a realizar los pasos 2) y 3) en un pequeño ejemplo.

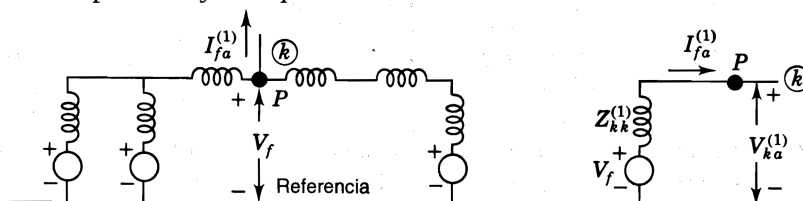
Ejemplo 1: El siguiente, es el diagrama unilineal de un sistema eléctrico de potencia trifásico balanceado.



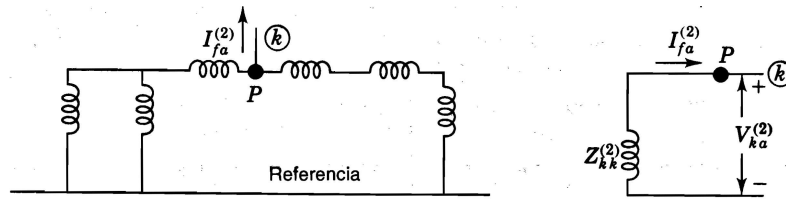
En este sistema ocurre una falla en el punto k. Dibujar las redes de secuencia y reducir a su equivalente Thevenin.

Solución: Las redes de secuencia y sus reducciones serán:

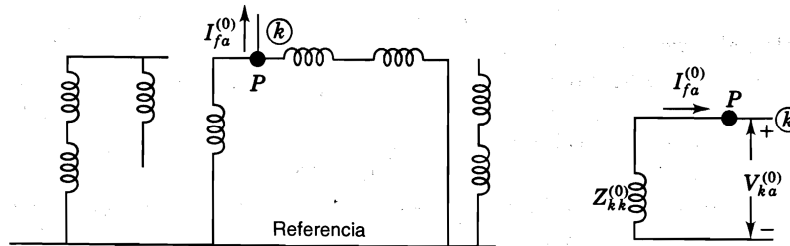
Red de secuencia positiva y su equivalente Thevenin:



Red de secuencia negativa y su equivalente Thevenin:



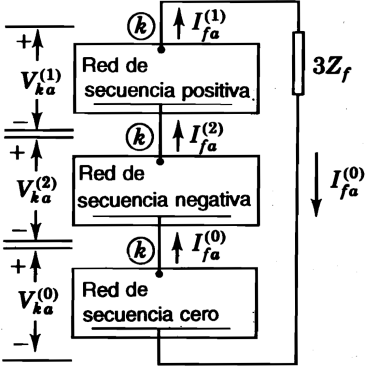
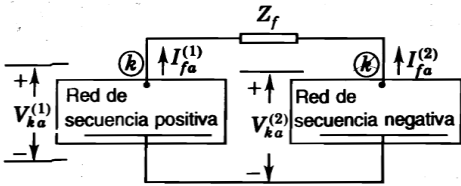
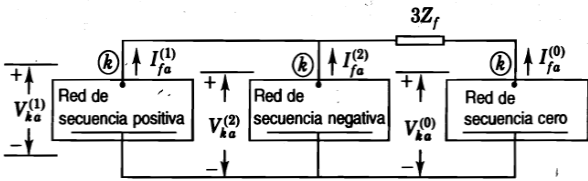
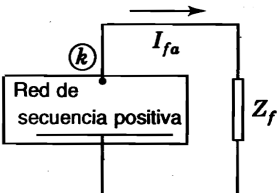
Red de secuencia cero y su equivalente Thevenin:



Una vez que se ha obtenido los equivalentes Thevenin de las redes de secuencia, éstas se interconectarán de distintas formas para hallar las corrientes de secuencia como veremos en el siguiente capítulo.

3.2 Interconexión de los Equivalentes Thevenin

Los equivalentes Thevenin de las redes de secuencia se interconectarán de acuerdo al tipo de falla entregando las ecuaciones para el cálculo de las componentes de de secuencia de las corrientes.

Interconexión Equivalentes Thevenin de Secuencia	Ecuaciones
Falla Monofásica a Tierra 	La corriente de falla es cero en las dos fases no involucradas en la falla. En este tipo de falla se cumple que: $I_{(1)} = \frac{V_f}{Z_{kk}^{(0)} + Z_{kk}^{(1)} + Z_{kk}^{(2)} + 3Z_f} \quad [3.1]$ $I_{(2)} = I_{(1)}$ $I_{(0)} = I_{(1)}$
Falla bifásica (falla línea a línea) 	La corriente de falla es cero en la fase no involucrada en la falla. No hay circulación de corrientes de secuencia cero. Aquí se cumple que; $I_{(1)} = \frac{V_f}{Z_{kk}^{(1)} + Z_{kk}^{(2)} + Z_f} \quad [3.2]$ $I_{(1)} = -I_{(2)}$ $I_{(0)} = 0$
Falla bifásica a tierra (línea a línea a tierra) 	En este tipo de falla intervienen todas las corrientes de secuencia. $I_{(1)} = \frac{V_f}{Z_{kk}^{(1)} + Z_{kk}^{(2)} \parallel (Z_{kk}^{(0)} + Z_f)} \quad [3.3]$ $I_{(2)} = -I_{(1)} \frac{(Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f)}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f}$ $I_{(0)} = -I_{(1)} \frac{Z_{kk}^{(2)}}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f}$
Falla trifásica: 	En el caso de la falla trifásica solo interviene la red de secuencia positiva ($I_{(0)} = I_{(2)} = 0$): $I_{fa} = \frac{V_f}{Z_{kk}^{(1)} + Z_f} \quad [3.4]$

Para todos los tipos de falla se cumplirá que los voltajes de secuencia se calculan como;

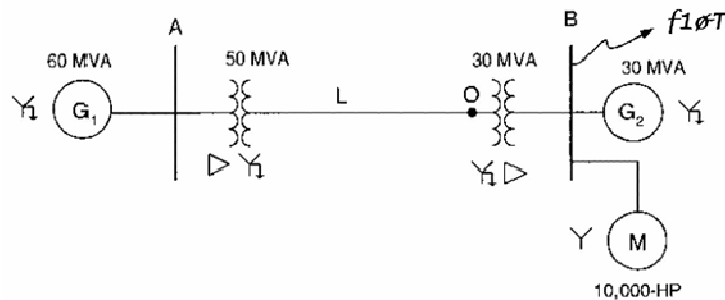
$$V_{(1)} = V_f - I_{(1)} Z_{kk}^{(1)} \quad [3.5]$$

$$V_{(2)} = -I_{(2)} Z_{kk}^{(2)} \quad [3.6]$$

$$V_{(0)} = -I_{(0)} Z_{kk}^{(0)} \quad [3.7]$$

Ejemplo 2: Para el sistema de potencia mostrado en la figura,

- Determinar la corriente de falla en las fases a, b y c, cuando ocurre una cortocircuito franco monofásico a tierra a través de la fases a, en la barra B.
- En las condiciones del punto anterior, determinar los voltajes (en p.u.) de las fases a, b y c, en el punto de falla.



Equipamiento	Descripción	Impedancias en pu base 100 MVA
G1	13.8kV, 69MVA, 0.85 (factor del potencia del generador)	$X_1=0.25$ $X_2=0.28$ $X_0=0.133$
T1	13.8kV/115kV, delta/estrella 50/84MVA	$X_1=X_2=X_0=0.18$
L1	Línea de transmisión de 5 millas de largo 266.8 MCM, ACSR	$X_1=X_2=0.04$ $X_0=0.15$
T2	138/13.2kV, 30MVA, estrella/delta	$X_1=X_2=X_0=0.24$
G2	13.8kV, 30MVA, 0.85 (factor del potencia del generador)	$X_1=0.37$ $X_2=0.55$ $X_0=0.20$
M2	Motor de inducción de 1000 hp (considere 1hp $\approx$ 1kVA)	$X_1=1.67$ $X_2=1.80$ $X_0=\infty$

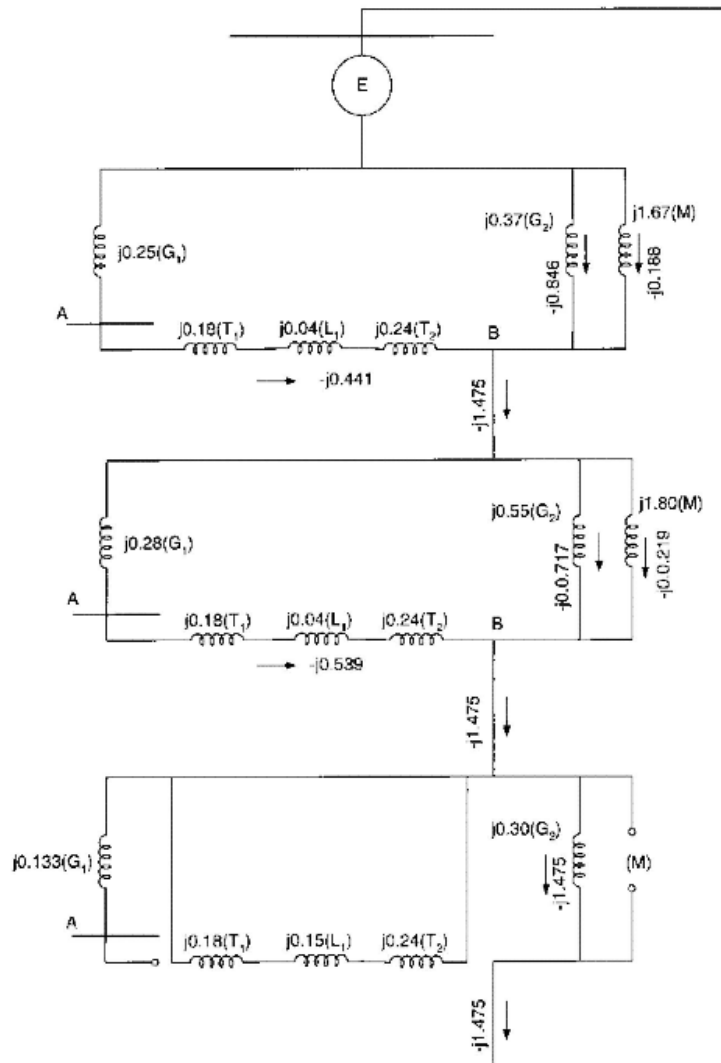
Solución:

Parte a)

Para una falla monofásica a tierra en la barra B, las mallas de secuencia se conectan como se indica en la figura, con los datos de impedancia por componente claramente marcados, con impedancia de falla $Z_f=0$ (falla franca). Los cálculos se realizan en p.u.

La impedancia Thevenin de secuencia positiva en el punto de falla está dada por:

$$Z_1 = \frac{j(0.25 + 0.18 + 0.04 + 0.24) \times \frac{j0.37 \times j1.67}{j(0.37 + 1.67)}}{j(0.25 + 0.18 + 0.04 + 0.24) + \frac{j0.37 \times j1.67}{j(0.37 + 1.67)}} = -j0.212$$



La impedancia Thevenin en el punto de falla para la red de secuencia negativa está dada por:

$$Z_2 = \frac{j(0.28 + 0.18 + 0.04 + 0.24) \times \frac{j0.55 \times j1.8}{j(0.55 + 1.8)}}{j(0.28 + 0.18 + 0.04 + 0.24) + \frac{j0.55 \times j1.8}{j(0.55 + 1.8)}} = j0.266$$

El cálculo de la impedancia Thevenin en el punto de falla para la red de secuencia cero es trivial:

$$Z_0 = j0.2$$

Luego la corriente de secuencia positiva en el punto de falla será:

$$I_1 = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \frac{1}{j0.212 + j0.266 + j0.2} = -j1.475 \text{ pu}$$

En una falla monofásica a tierra las redes de secuencia se conectan en serie, por lo tanto las corrientes de secuencia son iguales;

$$I_2 = I_0 = -j1.475$$

De acuerdo a la transformación de Fortescue, la corriente en la fase a :

$$I_a = I_0 + I_1 + I_2 = 3(-j1.475) = -j4.425 \text{ pu}$$

Las corrientes de falla en las fases b y c son cero

$$I_b = I_c = 0$$

Parte b)

Los voltajes de secuencia en el punto de falla se calculan ahora como:

$$V_0 = -I_0 Z_0 = j1.475 \times j0.2 = -0.295$$

$$V_2 = -I_2 Z_2 = j1.475 \times j0.266 = -0.392$$

$$V_1 = E - I_1 Z_1 = 1 - (-j1.475 \times j0.212) = 0.687$$

Ahora podemos determinar los voltajes de las tres fases:

$$V_a = V_0 + V_2 + V_1 = -0.295 - 0.392 + 0.687 = 0$$

El voltaje en la fase b será:

$$\begin{aligned} V_b &= V_0 + aV_1 + a^2V_2 \\ &= V_0 - 0.5(V_1 + V_2) - j0.866(V_1 - V_2) \\ &= -0.295 - 0.5(0.687 - 0.392) - j0.866(0.687 + 0.392) \\ &= -0.4425 - j0.9344 \\ |V_b| &= 1.034 \text{ pu} \end{aligned}$$

El voltaje en la fase c será:

$$\begin{aligned}V_c &= V_0 + a^2V_1 + aV_2 \\&= V_0 - 0.5(V_1 + V_2) + j0.866(V_1 - V_2) \\&= -0.295 - 0.5(0.687 - 0.392) + j0.866(0.687 + 0.392) \\&= -0.4425 + j0.9344 \\|V_b| &= 1.034 \text{ pu}\end{aligned}$$

Capítulo 4 Normas de Cálculo de Cortocircuitos

Las normas de cálculo de cortocircuito tienen por finalidad entregar los métodos de cálculo de las corrientes de falla que se utilizan para ser comparadas con las especificaciones de los dispositivos de protección y demás elementos de un sistema de distribución de potencia. Estas especificaciones son diferentes de acuerdo a las normas de fabricación de las protecciones y demás elementos. De esta forma, las normas con las que se obtienen las corrientes que se deben comparar con estas especificaciones deben ser coherentes con las normas de fabricación de los equipos. En nuestro país, nos encontramos con protecciones tanto de norma americana (NEMA), como de norma internacional (IEC) y por lo tanto es conveniente conocer ambos ámbitos normativos. La siguiente es una lista de normas relacionadas con el cálculo de cortocircuito.

- **Norma Internacional**
 - Aplicable tanto a Alta Tensión como a Baja Tensión
 - Norma IEC 60909-2002 – “*Short-circuit currents in three-phase a.c. systems*”
 - Aplicable solo a Baja Tensión Radial
 - Norma IEC 781-1989 – “*Application guide for calculation of short-circuit currents in low voltage radial systems*”
- **Norma Americana**
 - Aplicable a Alta tensión
 - Norma ANSI/IEEE C37.010-1999 – “*IEEE Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis*”
 - Norma ANSI/IEEE C37.013-1997 – “*IEEE Standard for AC High-Voltage Generator Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis*”
 - Norma ANSI/IEEE C37.5-1979, “*IEEE Guide for Calculation of Fault Currents for Application of AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Total Current Basis*”
 - Norma ANSI/IEEE C37.04-1979, “*IEEE Standard Rating Structure for AC High- Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis.*”
 - Aplicable a Baja Tensión
 - Norma Std. ANSI/IEEE C37.13-1990 (1995) – “*IEEE Standard for Low-Voltage AC Power Circuit Breakers Used in Enclosures*”
 - Guías de Recomendaciones aplicables tanto a alta como a baja Tensión
 - Norma IEEE Std. 141-1993, “*Electric Power Distribution for Industrial Plants- Red book*”
 - Norma IEEE Std. 242-1986, “*Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems - Buff book*”
 - Norma IEEE Std. 399-1997, “*Industrial and Commercial Power Systems Analysis - Brown book*”
 - Norma IEEE Std. 551-2006, “*Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems - Violet book*”

De estas normas vamos a revisar en detalle especialmente dos normas; La norma IEEE Std. 141-1993 y la norma IEC 60909-2002.

Capítulo 5 Norma IEC 60909-2002

La Norma IEC 60909 es una guía de cálculo de cortocircuito para redes de tensiones menores a 230kV, pero los métodos son perfectamente aplicables a los cálculos de niveles de cortocircuito de baja tensión. Los resultados de corrientes de cortocircuito son aplicables para su comparación con las características y capacidades de protecciones y otras aparatos de fabricación en conformidad con distintas normas IEC.

La Norma IEC 60909.2002 define cuatro servicios de corriente de cortocircuito:

- a) Corriente de cortocircuito inicial (I_k''): Es el valor de corriente a.c., r.m.s. simétrica de cortocircuito inicial.
- b) Valor de cresta de la corriente de cortocircuito (I_p): Valor instantáneo máximo de la corriente de cortocircuito prevista. En una red radial puede calcularse como;

$$I_p = k\sqrt{2} \cdot I_k''$$

Donde k es un factor que depende de la relación R/X del sistema.

- c) Corriente de cortocircuito cortada interrumpida (I_b): Valor rms de un ciclo integral de la componente ac simétrica de la corriente de cortocircuito prevista en el instante de separación del primer polo de un dispositivo de interrupción. El cálculo de esta corriente solo es necesario cuando el defecto es *cercano* a la generación y cuando se trata de interruptores automáticos retardados y se calcula como:

$$I_b = \mu \cdot I_k''$$

Donde μ es un factor que se obtiene en función del tiempo de retardo mínimo del interruptor y de la relación entre I_k''/I_R , donde I_R es la corriente nominal del alternador. El factor μ relaciona la influencia de las reactancias subtransitoria y transitoria con la corriente I_R .

- d) Corriente de cortocircuito permanente (I_k): Es el valor rms de la corriente de cortocircuito que se mantiene después del período transitorios. Esta corriente permanente depende del estado de saturación del circuito magnético de la máquina y como su cálculo es menos preciso tiene dos valores límites;

$$Ik_{\max} = \lambda_{\max} \cdot I_k'' \text{ y } Ik_{\min} = \lambda_{\min} \cdot I_k''$$

Donde $\lambda_{\max}$ y $\lambda_{\min}$ son factores que se obtienen de gráficas de la norma.

5.1 Metodología General

La norma IEC 60909 presenta un método de cálculo basado en las componentes simétricas que puede realizarse de forma manual y para ingenieros no especialistas en sistemas de potencia. Esta norma se completa con su aplicación para redes radiales de baja tensión IEC 60781. Con este método se obtienen las corrientes mínimas y máximas de cortocircuito para los diferentes tipos de cortocircuito. El método comprende los siguientes pasos:

- Paso 1: Calcular las impedancias de los elementos del sistema
- Paso 2: Calcular las corrientes de cortocircuito

Para todos los cálculos de los elementos de la red y fórmulas posteriores, los siguientes factores se aplican:

Nominal system voltage U_n	Voltage factor c for calculation of	
	Maximal s.-c. current $c_{\max}$	Minimal s.-c. current $c_{\min}$
LV: 100 V up to 1000 V (inclusive) (IEC 60038, Table I)		
Voltage tolerance +6%	1.05	0.95
Voltage tolerance +10%	1.10	0.95
MV: >1 kV up to 35 kV (inclusive) (IEC 60038, Table III)	1.10	1.00
HV: >35 kV (IEC 60038, Table IV)	1.10	1.00

Tabla 2 Factores de Voltaje

5.1.1 Paso 1: Calcular las Impedancias de los Elementos de la Red

Para los alimentadores, transformadores, líneas aéreas, cables, reactores y equipamiento similar, las impedancias de secuencia positiva son iguales a las impedancias de secuencia negativa.

5.1.1.1 Cálculo de Cortocircuitos Mínimos

Cuando se calculan los niveles mínimos de cortocircuito es necesario introducir las siguientes condiciones:

- Se debe aplicar el factor de voltaje $c_{\min}$ de acuerdo a la Tabla 2.
- Elegir la configuración del sistema y las fuentes que aportan al cortocircuito de manera de obtener la mínima contribución de corriente al cortocircuito.
- Los motores se desprecian
- Las resistencias R_L de las líneas (línea aéreas y cables, líneas conductoras, y conductores neutros) deben considerarse con un factor de temperatura más elevado.

$$R_L = [1 + \alpha(\theta_e - 20^\circ\text{C})] \cdot R_L \quad [5.1]$$

5.1.1.2 Red de Alimentación

La red de alimentación representa una red externa a nuestro sistema; Podría ser el empalme con la compañía y de esta red se conoce la corriente de cortocircuito trifásica I_{kQ}'' o la potencia de cortocircuito trifásico $U_{CC(Q)}$, con lo que se puede determinar la impedancia de secuencia positiva Z_Q del equivalente Thevenin en el punto común de conexión con de la red externa. Esta impedancia puede calcularse como:

$$Z_Q = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3}I_{kQ}''} \quad [5.2]$$

Alternativamente, si en lugar de conocer la corriente de falla aguas arriba, se conoce la potencia de cortocircuito, la impedancia del sistema puede calcularse como;

$$Z_Q = \frac{(cU_{nQ})^2}{S_{CC_{kQ}}} \quad [5.3]$$

Donde:

U_{nQ} : es el voltaje nominal del sistema en el punto de conexión de la alimentación.

I_{kQ}'' : es la corriente de cortocircuito simétrica inicial en el punto de conexión de la alimentación.

c : es un factor de voltaje (ver tabla I) para el voltaje U_{nQ} .

$S_{CC_{kQ}}$: Potencia de cortocircuito ($S_{CC_{kQ}} = \sqrt{3} \cdot I_{kQ}'' \cdot (cU_{nQ})$)

Si se conoce la relación R_Q/X_Q , luego puede obtenerse X_Q como:

$$X_Q = \frac{Z_Q}{\sqrt{1 + (R_Q/X_Q)^2}} \quad [5.4]$$

La siguiente figura muestra dos casos posibles de alimentación desde la red; Sin transformador y con transformador.

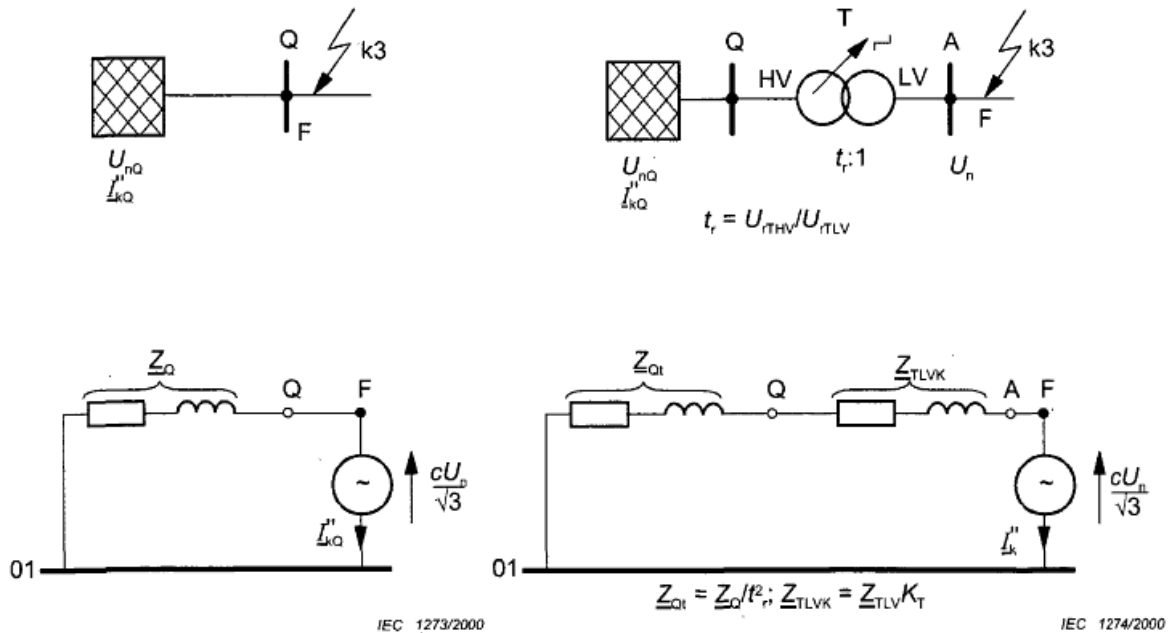


Figure 6a – Without transformer

Figure 6b – With transformer

Si se conoce el nivel de falla en el lado de alta del empalme, entonces Z_Q puede referirse al lado de bajo voltaje para obtener la impedancia total en el lado de baja:

$$Z_{Qt} = \frac{cU_{nQ}}{\sqrt{3}I_{kQ}''} \cdot \frac{1}{t_r} \quad [5.5]$$

Donde:

U_{nQ} : es el voltaje nominal del sistema en el punto de conexión de la alimentación.

I_{kQ}'' : es la corriente de cortocircuito simétrica inicial en el punto de conexión de la alimentación.

c : es un factor de voltaje (ver tabla I) para el voltaje U_{nQ} .

t_r : Es la relación de transformación nominal con el cambiador de tap en la posición principal.

Para alimentaciones de líneas aéreas en voltajes superiores a 35kV puede asumirse que $Z_Q = 0 + jX_Q$ (el circuito es puramente reactivo). En otros casos, si no se conoce la relación X/R puede suponerse una relación $X/R = 10$ del sistema de alimentación, con lo que R_Q puede determinarse como $R_Q = 0,1X_Q$, que corresponde a $X_Q = 0,995Z_Q$.

Pueden suponerse las siguientes relaciones X/R cuando estas son desconocidas;

$$X/R \approx 10,1 \text{ para sistemas alimentados en 6kV}$$

$X/R \approx 24$ para sistemas alimentados en 20kV

$X/R \approx 99$ para sistemas alimentados en 150kV

Se puede solicitar a la compañía el valor de la relación X/R aguas arriba del punto de falla y los valores máximos $I''_{kQ \max}$ y mínimos $I''_{kQ \min}$ de corriente de cortocircuito en el lado de alta de la subestación de alimentación de empalme.

En ciertos casos puede necesitarse la corriente de falla monofásica para determinar la impedancia de secuencia cero, dependiendo del sistema de puesta al neutro utilizado por el transformador.

5.1.1.3 Transformadores

La impedancia de un transformador de dos devanados estará dada por $Z_T = R_T + jX_T$, con y sin cambiadores de taps bajo carga puede calcularse de los datos de placa del transformador como;

$$Z_T = \frac{u_{kr}}{100\%} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} \quad [5.6]$$

$$R_T = \frac{u_{Rr}}{100\%} \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}} = \frac{P_{krT}}{3I_{rT}^2} \quad [5.7]$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad [5.8]$$

Donde:

U_{rT} es voltaje nominal del transformador sobre el lado de alto o bajo voltaje;

I_{rT} es la corriente nominal del transformador en el lado de alto o bajo voltaje;

S_{rT} es la potencia nominal aparente del transformador;

P_{krT} son las pérdidas totales en los devanados del transformador a la corriente nominal;

u_{kr} es el voltaje de cortocircuito a la corriente nominal en porcentaje;

u_{Rr} es la componente resistiva del voltaje de cortocircuito en porcentaje;

Nota: Recuerde que el voltaje del ensayo de cortocircuito en por unidad es igual a su impedancia de ensayo de cortocircuito en por unidad, $u_{kr} = Z_{pu}$.

Potencia del transformador MT/BT (en kVA)	≤ 630	800	1000	1250	1600	2000
Tensión de cortocircuito u_{cc} (en %)	4	4,5	5	5,5	6	7

La componente u_{Rr} resistiva puede calcularse de las pérdidas totales P_{krT} en el devanado a la corriente nominal I_{rT} , referidas ambas al mismo lado del transformador desde la ecuación [5.7].

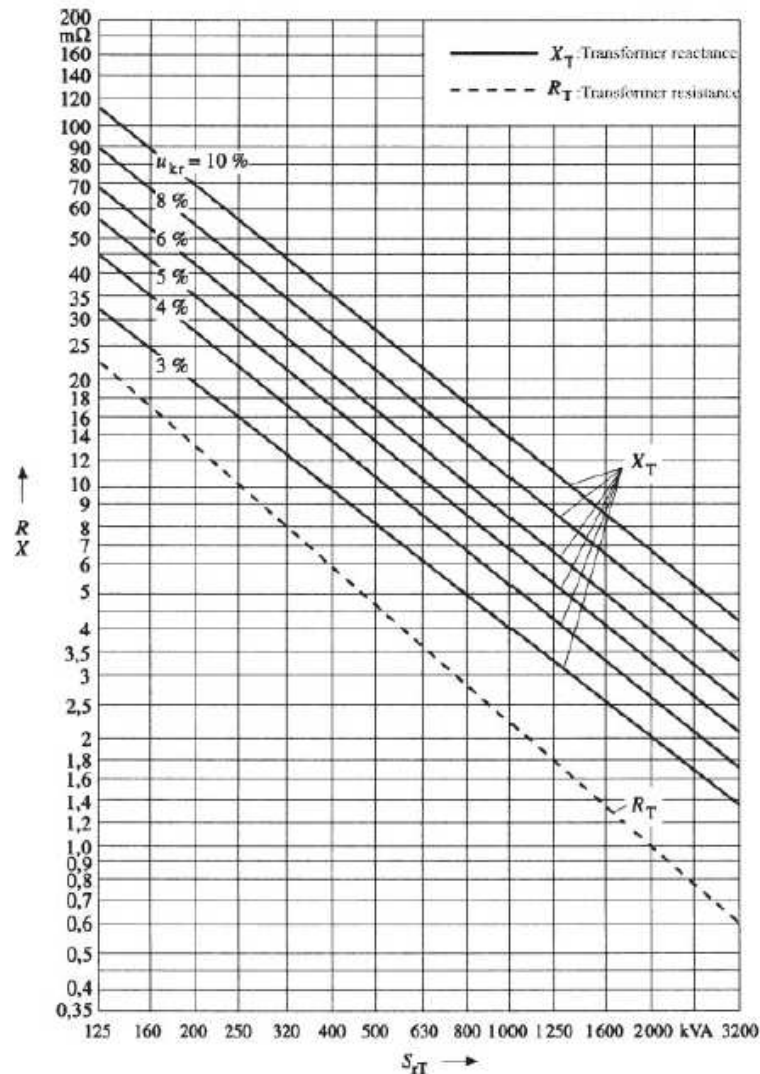


Table 8.2: Characteristic values of high voltage transformers

Rated voltage U_r (kV)	Rated power S_{TT} (MVA)	Short circuit voltage u_{kr} (%)	Impedance losses P_{krT} (%)	No-load losses P_{0rT} (%)	No-load current i_{0rT} (%)
≤ 30	2–4	6	0.9–0.8	0.17–0.14	1.3–1.1
	5–10	7	0.8–0.7	0.13–0.11	1.0–0.8
	12.5–40	10	0.6–0.4	0.08–0.06	0.8–0.5
$30 < U_{rTHV} \leq 110$	6.3–10	10	0.9–0.8	0.18–0.14	0.9–0.8
	12.5–40	12	0.8–0.5	0.10–0.07	0.8–0.5
	50, 60	13	0.4	0.06	0.5–0.05
	80	14	0.5	0.05	0.45–0.05
110	100–350	12–16	0.31–0.19	0.05–0.03	0.45–0.05
$110 < U_{rTHV} \leq 220$	100–1000	10–20	0.32–0.19	0.065–0.035	0.47–0.04
$220 < U_{rTHV} \leq 380$	100–1000	11–20	0.4–0.2	0.07–0.04	0.48–0.04

La relación X_T/R_T del transformador generalmente disminuye con la potencia del transformador. Para transformadores grandes, la resistencia es muy pequeña comparada con la reactancia y puede suponerse que

la impedancia es solo una reactancia para el cálculo de corrientes de cortocircuito. La resistencia debe considerarse si se calcula el valor de cresta de la corriente i_p o la componente dc $i_{d.c.}$.

Los datos necesarios para el cálculo de $\underline{Z}_T = R_T + jX_T = \underline{Z}_{(1)} = \underline{Z}_{(2)}$, puede tomarse de los datos de placa.

La impedancia de secuencia cero de cortocircuito $\underline{Z}_{(0)T} = R_{(0)T} + jX_{(0)T}$ puede obtenerse de los datos de placa o directamente del fabricante.

Zero-sequence resistances of transformers

Zero-sequence resistances	Dy	Dz, Yy
R_{0T}	R_T	$0.4 R_T$
X_{0T}	$0.95 X_T$	$0.1 X_T$

5.1.1.4 Factor de Corrección para Transformadores de dos Devanados

Se introduce un factor de corrección K_T que afecta la impedancia del transformador calculada con la ecuación [5.6] $Z_{TK} = K_T Z_T$ donde;

$$K_T = 0,95 \frac{c_{\max}}{1 + 0,6x_T} \quad [5.9]$$

Donde x_T es la reactancia en por unidad del transformador y $c_{\max}$ de la Tabla 2 es el factor de corrección del voltaje tomando en cuenta la tensión del lado de bajo voltaje del transformador. Este factor no debe introducirse para transformadores unitarios o para estaciones de poder unitarias.

Si se conocen condiciones de sobrecarga del transformador antes del cortocircuito se puede ocupar por seguridad en lugar de la ecuación [5.9]:

$$K_T = \frac{U_n}{U^b} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_T \left(I_T^b / I_{rT} \right) \sin \phi_T^b} \quad [5.10]$$

Donde:

$c_{\max}$ es el factor de corrección del voltaje de la Tabla 2, relacionado con el voltaje de la red conectada al lado de bajo voltaje del transformador.

x_T es la reactancia del transformador en por unidad

U^b es el voltaje de operación más alto antes del cortocircuito

I_T^b es la corriente de operación más elevada antes del cortocircuito (esto depende de la configuración de la red y de la filosofía de confiabilidad)

ϕ_T^b es el ángulo de factor de potencia antes del cortocircuito

El factor de corrección debe aplicarse también a las impedancias de secuencia negativa y cero cuando se calculan fallas desbalanceadas. La impedancia entre neutro y tierra Z_n introducida como $3Z_n$ en el sistema de secuencia cero no se afecta por el factor de corrección.

Este factor de corrección no afecta a los transformadores con estrella aterrizada ni a los transformadores elevadores de una estación de poder.

5.1.1.5 Líneas Aéreas y Cables

Las impedancias de secuencia positiva de cortocircuito de los cables $Z_L = R_L + jX_L$, puede calcularse de los datos conductores, tales como sección transversal, y distancias entre centros de conductores. Para temperaturas más elevadas que 20°C ver la ecuación [5.1].

La resistencia efectiva por unidad de longitud R'_L de líneas aéreas con conductor a temperaturas de 20°C puede calcularse de la sección transversal nominal q_n y la resistividad ρ :

$$R'_L = \frac{\rho}{q_n} \quad [5.11]$$

Se puede usar los siguientes valores:

Cobre:
$$\rho = \frac{1}{54} \frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{m}}$$

Aluminio:
$$\rho = \frac{1}{34} \frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{m}}$$

Aleación de Aluminio:
$$\rho = \frac{1}{31} \frac{\Omega \text{mm}^2}{\text{m}}$$

Para los valores mínimos, máximos y de defecto se deben usar los siguientes factores;

Regla	Resistividad (*)	Valor de la resistividad ($\Omega \text{ mm}^2/\text{m}$)		Conductores afectados
		Cobre	Aluminio	
Corriente máxima de cortocircuito	$\rho_1 = 1,25 \rho_{20}$	0,0225	0,036	FASE-N
Corriente mínima de cortocircuito	$\rho_1 = 1,5 \rho_{20}$	0,027	0,043	FASE-N
Corriente de defecto en los esquemas TN e IT	$\rho_1 = 1,25 \rho_{20}$	0,0225	0,036	FASE-N (**) PE-PEN
Caída de tensión	$\rho_1 = 1,25 \rho_{20}$	0,0225	0,036	FASE-N (*)
Corriente de sobreintensidad para la verificación de las solicitaciones térmicas de los conductores	$\rho_1 = 1,5 \rho_{20}$	0,027	0,043	Fase-Neutro PEN-PE si incorporado en un mismo cable multiconductores
	$\rho_1 = 1,5 \rho_{20}$	0,0225	0,036	PE separado

(*) ρ_{20} resistividad de los conductores a 20 °C: 0,018 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ para el cobre y 0,029 $\Omega\text{mm}^2/\text{m}$ aluminio.

(**) N la sección del conductor de neutro es inferior a la de los conductores de fase.

La reactancia por unidad de longitud X'_L para líneas aéreas puede calcularse, suponiendo transposición, como:

$$X'_L = 2\pi f \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\frac{1}{4n} + \ln \frac{d}{r} \right) = f\mu_0 \left(\frac{1}{4n} + \ln \frac{d}{r} \right) \quad [5.12]$$

Donde:

$d = \sqrt[3]{d_{L1L2} \cdot d_{L2L3} \cdot d_{L3L1}}$, significa distancia media geométrica entre conductores, o el centro de los paquetes;

r es el radio de un conductor. En el caso de conductores empaquetados, r es sustituido por $r_B = \sqrt[n]{nrR^{n-1}}$, donde R es el radio de paquete (ver IEC 60909-2);

n es el número conductors empaquetados; para un único conductor $n = 1$;

$$\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7} [H/m]$$

Como valores típicos se puede usar:

$X = 0,3 \text{ Ohms/km}$ (líneas BT o MT),

$X = 0,4 \text{ Ohms/km}$ (líneas MT o AT).

Para los cables, según su sistema de instalación, la tabla de la figura siguiente recoge los diversos valores de reactancia en BT. Los valores medios a aplicar son:

Tipo de instalación	Juego de barras	Cable trifásico	Cables unipolares separados	Cables unipolares colocados en triángulo	3 cables en línea juntos	3 cables en línea separados «d»: d = 2r d = 4r	
Esquema							
Reactancia unitaria valores extremos en mΩ/m	0,15	0,08	0,15	0,085	0,095	0,145	0,19
Reactancia unitaria valores extremos en mΩ/m	0,12-0,18	0,06-0,1	0,1-0,2	0,08-0,09	0,09-0,1	0,14-0,15	0,18-0,20

5.1.1.6 Reactores limitadores de Cortocircuito

Las reactancias de secuencia positiva, negativa y cero son iguales, suponiendo simetría geométrica. Los reactores limitadores de corriente deben tratarse como una parte de la impedancia de cortocircuito.

$$Z_R = \frac{u_{kR}}{100\%} \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}I_{rR}} \quad y \quad R_R \ll X_R \quad [5.13]$$

Donde

u_{kR} e I_{rR} están dados en los calibres de placa

U_n es el voltaje nominal del sistema

5.1.1.7 Generador Sincrónico

Cuando se calcula la corriente inicial simétrica de falla en sistemas alimentados directamente desde generadores sin unidades transformadoras, por ejemplo en una red industrial o en redes de bajo voltaje, debe usarse la siguiente impedancia de secuencia positiva;

$$Z_{GK} = K_G Z_G = K_G (R_G + jX_d'') \quad [5.14]$$

Con el factor de corrección:

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}} \quad [5.15]$$

Donde

$C_{\max}$ es el factor de voltaje de acuerdo a la Tabla 2;

U_n es el voltaje nominal del sistema;

U_{rG} es el voltaje nominal del generador;

Z_{GK} es la impedancia subtransitoria corregida del generador;

Z_G es la impedancia subtransitoria del generador en el sistema de secuencia positiva $Z_G = (R_G + jX_d'')$;

ϕ_{rG} es el ángulo de fase entre I_{rG} y $U_{rG}/\sqrt{3}$;

x_d'' es la reactancia subtransitoria relativa del generador en relación a la impedancia nominal $x_d'' = X_d''/Z_{rG}$

donde $Z_{rG} = U_{rG}^2/S_{rG}$.

Los siguientes valores de resistencia ficticia R_{Gf} puede usarse para el cálculo del valor cresta de la corriente de cortocircuito son suficiente precisión.

$$R_{Gf} = 0,05X_d'' \text{ para generadores con } U_{rG} > 1\text{kV y } S_{rG} \geq 100\text{MVA}$$

$$R_{Gf} = 0,07X_d'' \text{ para generadores con } U_{rG} > 1\text{kV y } S_{rG} < 100\text{MVA}$$

$$R_{Gf} = 0,05X_d'' \text{ para generadores con } U_{rG} \leq 1000\text{V}$$

Además de la caída de la componente dc, los factores 0,05, 0,07, y 0,15 también toman en cuenta la caída de la componente ac de la corriente de cortocircuito durante el primer semiciclo después del inicio del cortocircuito.

Para la impedancia de secuencia negativa;

$$Z_{(2)GK} = K_G (R_{(2)G} + jX_{(2)G}) = K_G Z_{(2)G} \approx K_G Z_G = K_G (R_G + jX_d'') \quad [5.16]$$

Si los valores X_d'' y X_q'' son diferentes, se puede usar $X_{(2)G} = (X_d'' + X_q'')/2$

Para la impedancia de cortocircuito del generador en el sistema de secuencia cero, lo siguiente aplica;

$$Z_{(0)GK} = K_G (R_{(0)G} + jX_{(0)G}) \quad [5.17]$$

Cuando existe una impedancia presente entre tierra y el punto estrella del generador, el factor de corrección K_G no aplica a esta impedancia.

	Reactancia subtransitoria	Reactancia transitoria	Reactancia permanente
Turboalternadores	10-20	15-25	150-230
Alternadores de polos salientes	15-25	25-35	70-120

Valores en % en la base de los valores nominales de la máquina

5.1.1.8 Motor Sincrónico y Condensador Sincrónico

Cuando se calcula la corriente de cortocircuito simétrica inicial I_k'' , el valor cresta de corriente de cortocircuito I_p , la corriente de cortocircuito simétrica de interrupción I_b , y la corriente de cortocircuito de estado estable I_k los compensadores sincrónicos se tratan de la misma manera que un generador sincrónico.

Si los motores sincrónicos tienen regulación de voltaje, estos se tratan como generadores sincrónicos. Si no es así, estos están sujetos a consideraciones adicionales.

5.1.1.9 Unidades Estación de Poder con Cambiador de Taps Bajo Carga

Para los cálculos de corrientes de cortocircuito de estaciones de poder con cambiadores de tap bajo carga, se usa la siguiente ecuación para la impedancia en el lado de alta del transformador:

$$Z_s = K_s (t_r^2 Z_G + Z_{THV}) \quad [5.18]$$

Con el factor de corrección

$$K_s = \frac{U_{nQ}^2}{U_{rG}^2} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + |x_d'' - x_T| \sin \phi_{rG}} \quad [5.19]$$

Donde

Z_s es la impedancia corregida de una estación de poder unitaria con cambiador de tap bajo carga referida al lado del alto voltaje;

Z_G es la impedancia subtransitoria del generador $Z_G = (R_G + jX_d'')$ sin corregir;

Z_{THV} es la impedancia de la unidad transformadora referida al lado de alta tensión (sin el factor de corrección K_T);

U_{nQ} es el voltaje nominal del sistema en el punto de conexión Q de la alimentación de la estación de poder unitaria;

U_{rG} es el voltaje nominal del generador;

ϕ_{rG} es el ángulo de fase entre I_{rG} y $U_{rG}/\sqrt{3}$;

x_d'' es la reactancia subtransitoria relativa del generador en relación a la impedancia nominal $x_d'' = X_d''/Z_{rG}$

donde $Z_{rG} = U_{rG}^2/S_{rG}$.

x_T es la reactancia en por unidad del transformador en la posición principal del cambiador de tap;

t_r es la relación de transformación nominal de la unidad transformadora $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$

5.1.1.10 Unidades Estación de Poder con Cambiador de Taps sin Carga

Para el cálculo de corrientes de cortocircuito estaciones de poder unitarias sin cambiador de tap bajo carga, se usa la siguiente ecuación para la impedancia;

$$Z_{SO} = K_{SO} (t_r^2 Z_G + Z_{THV}) \quad [5.20]$$

Con el factor de corrección

$$K_{SO} = \frac{U_{nQ}}{U_{rG} (1 + p_G)} \cdot \frac{U_{rTLV}}{U_{rTHV}} \cdot (1 \pm p_T) \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \sin \varphi_{rG}} \quad [5.21]$$

Donde

Z_{SO} es la impedancia corregida de una estación de poder unitaria sin cambiador de tap bajo carga y explícitamente relación de transformación t_r constante referida al lado del alto voltaje;

Z_G es la impedancia subtransitoria del generador $Z_G = (R_G + jX_d'')$ sin corregir;

Z_{THV} es la impedancia de la unidad transformadora referida al lado de alta tensión (sin el factor de corrección K_T);

U_{nQ} es el voltaje nominal del sistema en el punto de conexión Q de la alimentación de la estación de poder unitaria;

U_{rG} es el voltaje nominal del generador;

φ_{rG} es el ángulo de fase entre I_{rG} y $U_{rG}/\sqrt{3}$;

x_d'' es la reactancia subtransitoria relativa del generador en relación a la impedancia nominal $x_d'' = X_d''/Z_{rG}$ donde $Z_{rG} = U_{rG}^2/S_{rG}$.

x_T es la reactancia en por unidad del transformador en la posición principal del cambiador de tap;

t_r es la relación de transformación nominal de la unidad transformadora $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$

$1 \pm p_T$ se introduce si el transformador tiene cambiador de tap sin carga y uno de estos se está usando de forma permanente, si no se usa $1 \pm p_T = 1$. Si se busca la corriente de cortocircuito más elevada de la estación de poder en el lado de alto voltaje de la unidad transformadora con taps sin carga, se debe elegir $1 - p_T$.

5.1.1.11 Motores de Inducción

Los motores de alto y bajo voltaje contribuyen a la corriente inicial simétrica de cortocircuito I_k'' , al valor cresta de la corriente de cortocircuito I_p , a la corriente de interrupción de cortocircuito simétrica I_b y para cortocircuitos desbalanceados, también contribuye a la corriente de cortocircuito de estado estable I_k .

Los motores de medio voltaje deben considerarse en los cálculos de la corriente máxima de cortocircuito. Los motores de bajo voltajes se toman en cuenta estaciones de poder auxiliares en plantas industriales e instalaciones similares, por ejemplo, en redes de industrias químicas y de acero y en estaciones de bombeo.

La contribución de motores de inducción en fuentes de potencia de baja tensión al cortocircuito I_k'' , puede despreciarse si su contribución es menor que el 5% de la corriente de cortocircuito inicial sin motores I_{kM}'' .

$$\sum I_{rM} \leq 0,01 I_{kM}'' \quad [5.22]$$

Donde;

$\sum I_{rM}$ es la suma de las corrientes nominales de los motores conectados directamente (sin transformadores) a la red en la que ocurre el cortocircuito.

I_{kM}'' es la corriente simétrica inicial de cortocircuito sin la influencia de los motores.

En el cálculo de cortocircuito de aquellos motores de medio y bajo voltaje pueden despreciarse, aquellos provistos de, de acuerdo al diagrama de circuito (interbloqueo) o al proceso (drives reversibles) que no se conectan simultáneamente.

La impedancia $Z_M = (R_M + jX_M)$ de motores asíncronos en los sistemas de secuencia positiva y negativa pueden determinarse por;

$$Z_M = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}}{\sqrt{3}I_{rM}} = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} \quad [5.23]$$

Donde

U_{rM} es el voltaje nominal del motor;

I_{rM} es la corriente nominal del motor;

S_{rM} es la potencia aparente nominal del motor ($S_{rM} = P_{rM} / (\eta_{rM} \cdot \cos \varphi_{rM})$);

I_{LR}/I_{rM} es la relación de corriente de rotor bloqueado a la corriente nominal del motor.

Si se conoce R_M/X_M , luego X_M debe calcularse como sigue:

$$X_M = \frac{Z_M}{\sqrt{1 + (R_M/X_M)^2}} \quad [5.24]$$

Se pueden usar las siguientes relaciones con suficiente precisión:

$R_M/X_M = 0,10$ con $X_M = 0,995Z_M$ Para motores de medio voltaje con potencia P_{rM} por par de polos $\geq 1\text{MW}$;

$R_M/X_M = 0,15$ con $X_M = 0,989Z_M$ Para motores de medio voltaje con potencia P_{rM} por par de polos $< 1\text{MW}$;

$R_M/X_M = 0,42$ con $X_M = 0,922Z_M$ Para grupos de motores de bajo voltaje con conexión por cables.

Las impedancias de secuencia cero deben proveerse por los fabricantes si es que se necesitan.

	Reactancia subtransitoria	Reactancia transitoria	Reactancia permanente
Motores de alta velocidad	15	25	80
Motores lentos	35	50	100
Compensadores	25	40	160

Valores en % en la base de los valores nominales de la máquina

5.1.1.12 Contribución al Cortocircuito de los Motores de Inducción

Los motores de medio y bajo voltaje que se conectan a través de transformadores de dos devanados a la red en la cual ocurre el cortocircuito, pueden despreciarse en el cálculo de corrientes de cortocircuito para un cortocircuito en el punto Q de alimentación, si:

$$\frac{\sum P_{rM}}{\sum S_{rT}} \leq \frac{0,8}{\left| \frac{c100 \sum S_{rT}}{\sqrt{3}U_{nQ} I''_{kQ}} - 0,3 \right|} \quad [5.25]$$

Donde

$\sum P_{rM}$ es la suma de las potencias activas nominales de los motores de medio y bajo voltaje que deben ser considerados

$\sum S_{rM}$ es la suma de las potencias aparentes nominales de todos los transformadores, a través de los cuales los motores son directamente alimentados.

I''_{kQ} es la corriente simétrica inicial de cortocircuito en el punto de conexión Q de la alimentación sin el suplemento de los motores.

U_{nQ} es el voltaje nominal del sistema en el punto de conexión Q del alimentador.

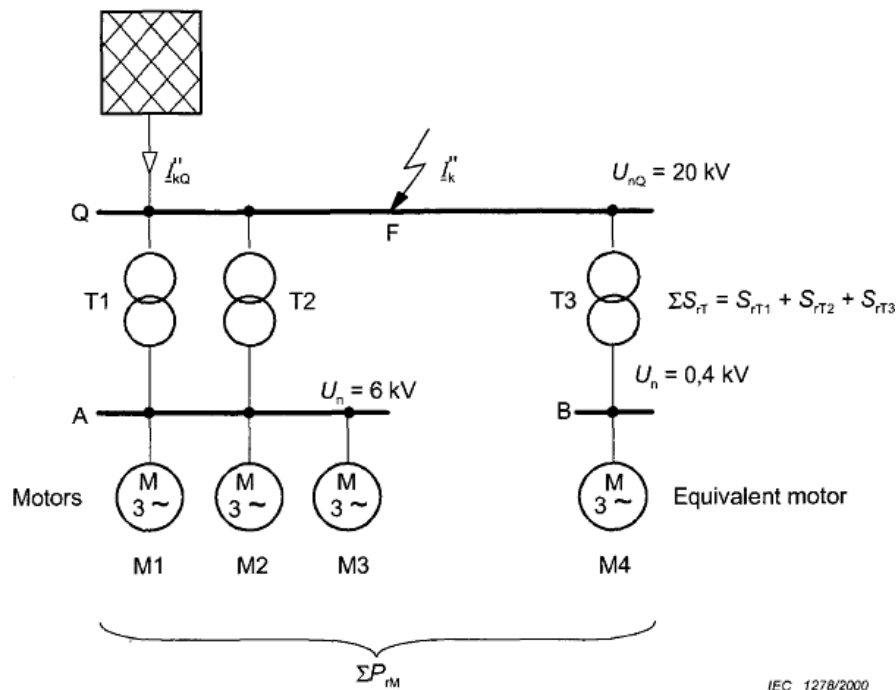


Figure 9 – Example for the estimation of the contribution from the asynchronous motor: in relation to the total short-circuit current

Los motores de bajo voltaje se conectan normalmente a las barras por cables de diferentes largos y secciones transversales. Para la simplificación de los cálculos, los grupos de motores incluidos sus cables de conexión pueden combinarse en un solo motor equivalente (ver motor 4 en la figura 9).

Para estos motores asíncronos equivalentes, incluidos sus cables de conexión, se puede usar los siguiente:

Z_M es la impedancia del motor;

I_{rM} es la suma de las corrientes nominales de todos los motores en el grupo de motores (motor equivalente);

$I_{LR}/I_{rM} = 5$;

$R_M/X_M = 0,42$, que conduce a $k_M = 1,3$;

$P_{rM}/p = 0,05$ MW, si no se tiene más información, donde p es el número de pares de polos.

Para un cortocircuito en la barra B de la figura 9, la corriente parcial de cortocircuito del grupo de motores M4 puede despreciarse si la condición se $I_{rM4} \leq 0,01 I''_{kT3}$ mantiene. I_{rM4} es la corriente nominal del motor equivalente M4. I''_{kT3} es la corriente simétrica inicial de cortocircuito en el lado de bajo voltaje del transformador T3 durante un cortocircuito en B sin la contribución del motor equivalente M4.

5.1.1.13 Convertidores estáticos

Los drives que alimentan convertidores estáticos (por ejemplo, los trenes de laminación) se consideran para el cortocircuito trifásico, solo si las masas rotacionales de los motores y equipamiento estático entregan energía reversible para la deceleración (una operación transitoria de inversión) en el momento del cortocircuito. Estos solo contribuyen a la corriente simétrica inicial de

cortocircuito I_k'' y a al valor cresta de corriente de cortocircuito I_p , pero no contribuyen a la corriente de cortocircuito simétrica de interrupción I_b , ni a la corriente de cortocircuito de estado estacionario I_k .

Como resultado, los drives que alimentan convertidores estáticos reversibles son tratados para el cálculo de corrientes de cortocircuito como un motor de inducción. Lo siguiente aplica:

$$Z_M = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}}{\sqrt{3}I_{rM}} = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} \quad [5.26]$$

Donde;

Z_M es la impedancia del motor;

U_{rM} es el voltaje nominal del transformador del convertidor estático en el lado de la red o el voltaje nominal del convertidor estático, si no hay un transformador presente;

I_{rM} es la corriente nominal del transformador del convertidor estático en el lado de la red o la corriente nominal del convertidor estático, si no hay transformador presente;

$I_{LR}/I_{rM} = 3$;

$R_M/X_M = 0,10$ con $X_M = 0,995Z_M$

Todos los otros convertidores estáticos son desagregados del cálculo de corriente de cortocircuito de acuerdo a este estándar.

5.1.2 Paso 2: Calcular las Corrientes de Cortocircuito

En los casos en de cortocircuitos alejados de la generación, el cortocircuito puede considerarse como la suma las siguientes componentes:

- La componente ac con amplitud constante durante el cortocircuito completo.
- La componente aperiódica dc que comienza con un valor inicial A y decae a cero.

Para los cortocircuitos alejados de los alternadores se presenta igualdad $I_k = I_b = I_k''$ y por otra parte las impedancias directa e inversa son iguales $Z_1 = Z_2$.

En general las redes de baja tensión son sistemas alejados de la generación. Circuito simplemente alimentados por una fuente de un transformador, pueden a priori ser considerados alejados de la generación si $X_{TLVK} \geq 2X_{Qt}$ con X_{Qt} la reactancia del sistema (sin incluir el transformador) referida al lado de baja, y $X_{TLVK} = K_T X_{TLV}$ es la reactancia corregida del transformador referida al lado de baja tensión.

En el caso de cortocircuitos cercanos a la generación la corriente puede considerarse como la suma de las siguientes componentes:

- La componente ac con amplitud decreciente durante el cortocircuito completo.
- La componente aperiódica dc que comienza con un valor inicial A y decae a cero.

En los cálculos de cortocircuitos de sistemas alimentados por generadores, estaciones de poder unitarias y motores (ceranos al generador y /o cercanos al motor de cortocircuito) es de interés no solo conocer la corriente simétrica inicial de cortocircuito I_k'' y a al valor cresta de corriente de cortocircuito I_p , si no también, la corriente de cortocircuito simétrica de interrupción I_b , y a la corriente de cortocircuito de estado estacionario I_k . En este caso se cumple que $I_k < I_b < I_k''$.

En algunos casos puede ocurrir que la corriente de cortocircuito decreciente cruce por cero por primera vez, varios ciclos después que el cortocircuito tiene lugar. Esto es posible si la constante de tiempo dc de una máquina sincrónica es más grande que la constante de tiempo subtransitoria. Este fenómeno no es tratado por este estándar.

Para el cálculo de corriente simétrica inicial de cortocircuito I_k'' , de la corriente de cortocircuito simétrica de interrupción I_b , y a la corriente de cortocircuito de estado estacionario I_k la red puede reducirse a un Z_k equivalente en el punto de cortocircuito. Este procedimiento no puede realizarse para el cálculo de I_p . En este caso, es necesario distinguir entre redes con y sin ramas paralelas (como se verá más adelante).

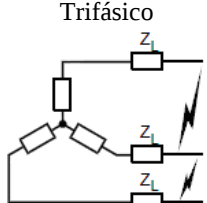
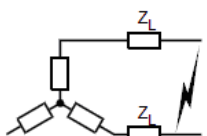
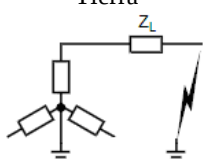
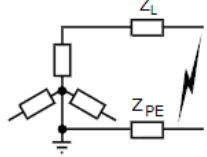
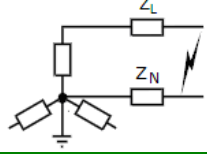
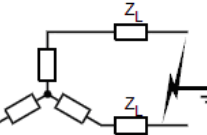
Cuando se utilicen fusibles e interruptores automáticos limitadores de corriente para proteger subestaciones, se calcula primero la corriente simétrica inicial de cortocircuito como si estas protecciones no estuviesen instaladas. De la corriente calculada y las curvas características del fusible o de las curvas de limitación del interruptor automático, se determina la corriente cortada, que es el valor cresta de la corriente aguas debajo de la subestación.

Los cortocircuitos pueden tener más de una fuente. El cálculo más simple es el cortocircuito balanceado en sistemas radiales, ya que las contribuciones individuales pueden evaluarse separadamente para cada fuente.

Cuando las fuentes están distribuidas en una red enmallada y para todos los casos de cortocircuito desbalanceado, se requiere la reducción de para calcular las impedancias de cortocircuito de secuencia positiva, negativa y cero en el punto de falla.

5.1.2.1 Corriente de Cortocircuito Simétrica Inicial I_k''

Las siguientes fórmulas resumen el cálculo de corrientes de falla para todos los tipos de falla, para el caso general y para el caso de un defecto alejado de la generación.

Tipo de Falla	I_k'' Caso General	Defecto alejado de la generación $Z_{(1)k} = Z_{(2)k}$
Trifásico 	$I_{k3}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_k} \quad [5.27]$	$I_{k3}'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_k} \quad [5.28]$
Bifásico Aislado 	$I_{k2}'' = \frac{cU_n}{ Z_{(1)k} + Z_{(2)k} } \quad [5.29]$	$I_{2k}'' = \frac{cU_n}{2Z_{(1)k}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{k3}'' \quad [5.30]$
Monofásico Franco a Tierra 	$I_{k1-T}'' = \frac{cU_n \sqrt{3}}{ Z_{(0)k} + Z_{(1)k} + Z_{(2)k} } \quad [5.31]$	$I_{k1-T}'' = \frac{cU_n \sqrt{3}}{ 2Z_{(1)k} + Z_{(0)k} } \quad [5.32]$
Monofásico a Conductor de Protección a Tierra 	$I_{k1-T}'' = \frac{cU_n \sqrt{3}}{ Z_{(0)kPE} + Z_{(1)k} + Z_{(2)k} } \quad [5.33]$	$I_{k1-T}'' = \frac{cU_n \sqrt{3}}{ 2Z_{(1)k} + Z_{(0)kPE} } \quad [5.34]$
Monofásico al Neutro 	$I_{k1-N}'' = \frac{cU_n \sqrt{3}}{ Z_{(0)kN} + Z_{(1)k} + Z_{(2)k} } \quad [5.35]$	$I_{k1-N}'' = \frac{cU_n \sqrt{3}}{ 2Z_{(1)k} + Z_{(0)kN} } \quad [5.36]$
Bifásico a Tierra 	$I_{k2-T}'' = \frac{cU_n \sqrt{3} Z_{(2)k} }{ Z_f } \quad [5.37]$ $Z_f = Z_{(1)k} \cdot Z_{(2)k} + Z_{(2)k} \cdot Z_{(0)k} + Z_{(1)k} \cdot Z_{(0)k}$	$I_{k2-T}'' = \frac{cU_n \sqrt{3}}{ Z_{(1)k} + 2Z_{(0)k} } \quad [5.38]$

Donde;

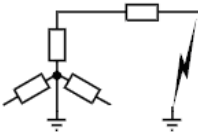
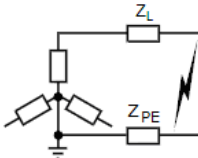
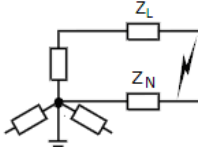
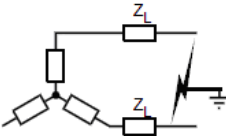
U_n es la tensión nominal compuesta (voltaje línea a línea) de la red en el punto de falla.

$Z_{(0)k}$, $Z_{(1)k}$, $Z_{(2)k}$ son las impedancias simétricas

Z_k impedancia en el punto de falla (secuencia positiva)

Para el caso más común la impedancia de secuencia cero es mayor que la impedancia de secuencia positiva que es igual a la de secuencia negativa. Sin embargo, para cortocircuitos cercanos a transformadores con baja impedancia de secuencia cero esta puede llegar a ser más pequeña que la impedancia de secuencia positiva. En este caso la corriente más elevada corresponde a la corriente bifásica a tierra.

En todos los casos que involucran falla a tierra no se considera la resistencia del sistema de puesta a tierra ($R_g = 0$). Si se desea elevar la precisión de los cálculos se puede incluir el valor de la resistencia de puesta a tierra se debe agregar a las ecuaciones que involucran falla a tierra el valor $3R_g$ en la impedancia. Por ejemplo;

Tipo de Falla	I_k'' Caso General
Monofásico Franco a Tierra 	$I_{k1-T}'' = \frac{cU_n \sqrt{3}}{ Z_{(0)k} + Z_{(1)k} + Z_{(2)k} + 3R_g } \quad [5.39]$
Monofásico a Conductor de Protección a Tierra 	$I_{k1-T}'' = \frac{cU_n \sqrt{3}}{ Z_{(0)kPE} + Z_{(1)k} + Z_{(2)k} + 3R_g } \quad [5.40]$
Monofásico al Neutro 	$I_{k1-N}'' = \frac{cU_n \sqrt{3}}{ Z_{(0)kN} + Z_{(1)k} + Z_{(2)k} + 3R_g } \quad [5.41]$
Bifásico a Tierra 	$I_{k2-T}'' = \frac{cU_n \sqrt{3} Z_{(2)k} }{ Z_{(1)k} \cdot Z_{(2)k} + Z_{(2)k} \cdot Z_{(0)k} + Z_{(1)k} \cdot Z_{(0)k} + 3R_g } \quad [5.42]$

5.1.2.2 Valor Cresta de la Corriente de Cortocircuito Simétrica Inicial I_p

1.- Cortocircuito trifásico en redes no enmalladas

Para cortocircuito trifásico alimentado desde redes no enmalladas la contribución de cada rama al valor cresta de corriente de cortocircuito puede expresarse como:

$$I_p = k\sqrt{2} \cdot I_k'' \quad [5.43]$$

El factor k depende de la relación R/X o X/R del sistema que puede ser obtenida de los siguientes gráficos:

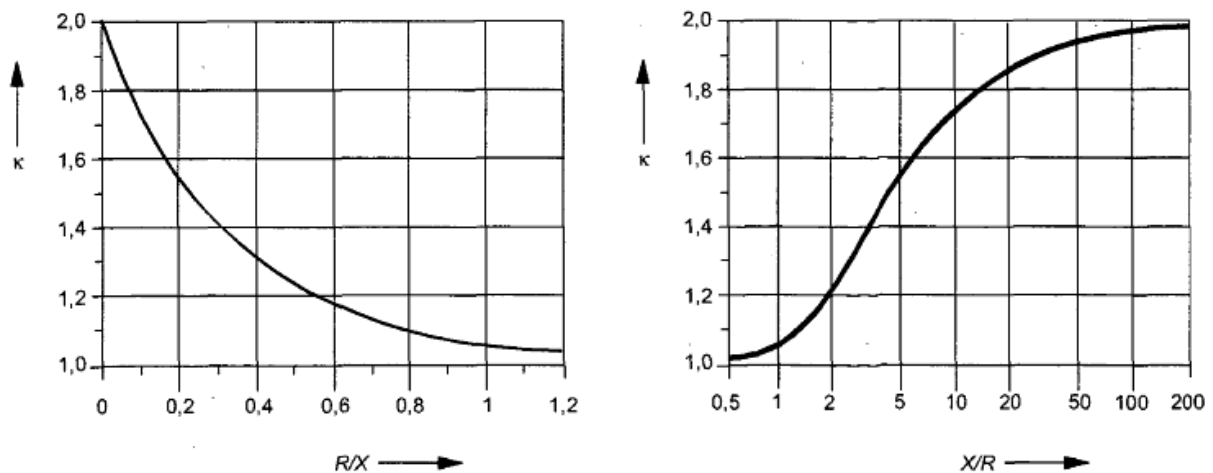


Figura 16

O calculada por:

$$k = 1,02 + 0,98e^{-\frac{3R}{X}} \quad [5.44]$$

Valores típicos de k son los siguientes:

$k < 1.4$ en redes públicas

$k \leq 1.8 \dots 2.04$ inmediatamente aguas abajo del transformador de alimentación.

Quando existen varias fuentes aportando al cortocircuito en una red no enmallada, el valor cresta de la corriente de cortocircuito será:

$$i_p = \sum_i i_{pi} \quad [5.45]$$

2.- Cortocircuito trifásico en redes enmalladas

Cuando se calcula el valor cresta de la corriente de cortocircuito se debe usar uno de los siguiente tres métodos:

a) Relación X/R o R/X uniforme

Para este método el factor k se determina de la figura 16, tomando la más pequeña relación R/X o la mayor relación X/R para todas las ramas de la red. Para red de bajo voltaje $k \leq 1.8$.

b) Relación X/R o R/X en la ubicación del cortocircuito

En este método el factor k se multiplica por un factor 1,15 para cubrir las imprecisiones introducidas por la reducción de una red con impedancias complejas.

$$I_{p(b)} = 1,15k_{(b)}\sqrt{2} \cdot I_k'' \quad [5.46]$$

Si la relación R/X es menor que 0,3 no es necesario usar el factor 1,15.

c) Frecuencia equivalente

Desde el punto de falla es vista una impedancia equivalente que se calcula asumiendo una frecuencia $f_c = 20$ (para una frecuencia nominal $f = 50\text{Hz}$) o $f_c = 24$ (para una frecuencia nominal $f = 60\text{Hz}$). La relación R/X o X/R se calcula como:

$$\frac{R}{X} = \frac{R_c}{X_c} \cdot \frac{f_c}{f} \quad [5.47]$$

$$\frac{X}{R} = \frac{X_c}{R_c} \cdot \frac{f}{f_c} \quad [5.48]$$

Luego el factor k se encuentra usando estas relaciones R/X o X/R .

Tipo de cortocircuito	I_p	
Bifásico Aislado	$i_{p2} = k\sqrt{2}I_{k2}''$	[5.49]
Monofásico	$i_{p1-T} = k\sqrt{2}I_{k1-T}''$	[5.50]
Bifásico a Tierra	$i_{p2-T} = k\sqrt{2}I_{k2-T}''$	[5.51]

5.1.2.3 Componente DC de la corriente de cortocircuito

El valor máximo de la componente dc, i_{dc} de la corriente de cortocircuito puede calcularse con suficiente precisión a partir de la siguiente expresión:

$$i_{dc} = \sqrt{2} \cdot I_k'' \cdot e^{-\frac{2\pi \cdot f \cdot t \cdot R}{X}} \quad [5.52]$$

Donde:

I_k'' es la corriente inicial simétrica de cortocircuito;

f es la frecuencia nominal;

t es el tiempo;

R/X es la relación de acuerdo a 5.1.2.2-1, o de acuerdo a los métodos b) y c) indicados en 5.1.2.2-2.

Debe usarse la resistencia correcta de la armadura del generador R_G y no usarse R_{Gf} .

Para redes enmalladas la relación R/X o X/R se determina mediante el método c) en 5.1.2.2-2. Dependiendo del producto $f \cdot t$; donde f es la frecuencia y t es el tiempo, la frecuencia equivalente debe usarse como sigue:

$f \cdot t$	< 1	< 2,5	< 5	< 12,5
f_c / f	0,27	0,15	0,092	0,055

5.1.2.4 Corriente de Cortocircuito Simétrica Interrumpida I_b

La corriente de interrupción en la ubicación de la falla consiste en general de una corriente simétrica I_b y de una componente dc.

1.- Corriente Alejada del Generador

Para un cortocircuito alejado de la generación la corriente de interrupción de cortocircuito y la corriente inicial de cortocircuito son iguales.

$$I_b = I_k'' \quad [5.53]$$

$$I_{b2} = I_{k2}'' \quad [5.54]$$

$$I_{b2-T} = I_{k2-T}'' \quad [5.55]$$

$$I_{b1-T} = I_{k1-T}'' \quad [5.56]$$

De esta forma, el cálculo de la corriente de cortocircuito cortada I_b sólo es necesario en el caso de un defecto cercano a los alternadores y cuando la protección queda asegurada por interruptores automáticos retardados. Esta corriente sirve para determinar el poder de corte de los interruptores automáticos.

2.- Corriente Cercana al Generador

Para una falla cercana a la generación, la caída del cortocircuito simétrico se toma en cuenta con un factor μ . Esta corriente puede calcularse, con la siguiente fórmula:

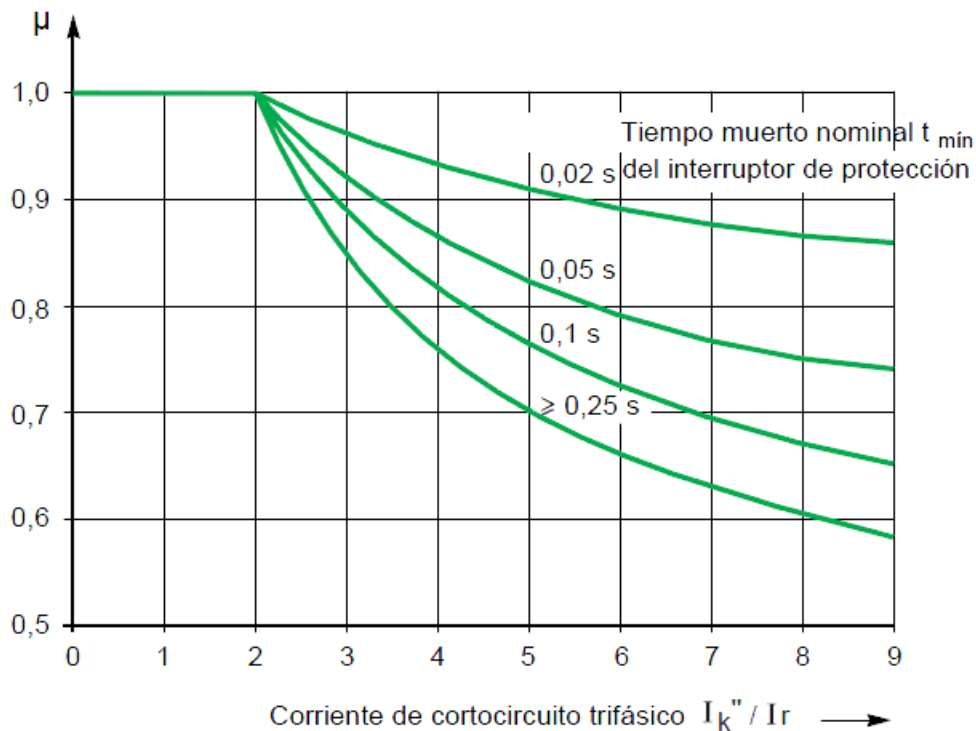
$$I_b = \mu \cdot I_k'' \quad [5.57]$$

El factor μ depende del tiempo mínimo de retardo $t_{\min}$ y de la relación I_{kG}''/I_{rG} donde I_{rG} es la corriente nominal del generador.

Cuando hay una unidad transformadora entre el generador y la ubicación del cortocircuito, la corriente parcial de cortocircuito I_{kS}'' al lado de alto voltaje del generador, debe referirse al lado donde se conectan los terminales del generador $I_{kG}'' = t_r I_{kS}''$, antes de calcular μ usando las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} \mu &= 0,84 + 0,26 \cdot e^{-0,26 \frac{I_{kG}''}{I_{rG}}} & \text{para } t_{\min} &= 0,02s \\ \mu &= 0,71 + 0,51 \cdot e^{-0,30 \frac{I_{kG}''}{I_{rG}}} & \text{para } t_{\min} &= 0,05s \\ \mu &= 0,62 + 0,72 \cdot e^{-0,32 \frac{I_{kG}''}{I_{rG}}} & \text{para } t_{\min} &= 0,10s \\ \mu &= 0,56 + 0,94 \cdot e^{-0,38 \frac{I_{kG}''}{I_{rG}}} & \text{para } t_{\min} &\geq 0,25s \end{aligned} \quad [5.58]$$

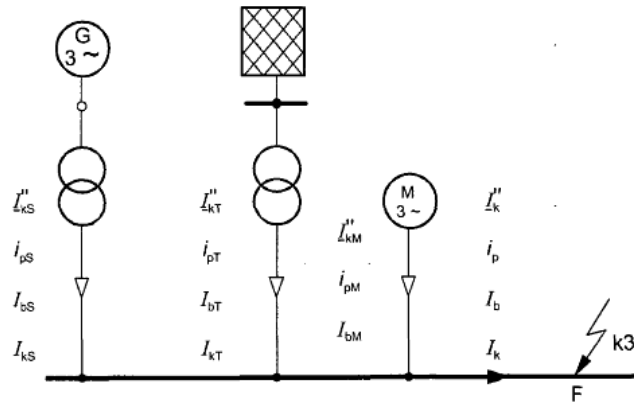
Si I_{kG}''/I_{rG} no es mayor que 2, aplicar $\mu=1$ para todos los valores tiempo mínimo de retardo $t_{\min}$. El factor μ puede obtenerse de las siguientes curvas.



Cuando hay más de una fuente aportando al cortocircuito la corriente de interrupción puede calcularse como:

$$i_b = \sum_i i_{bi} \quad [5.59]$$

Por ejemplo: Para el sistema;



$$I_b = I_{bS} + I_{bT} + I_{bM} = \mu \cdot I''_{kS} + I''_{kT} + \mu \cdot q \cdot I''_{kM} \quad [5.60]$$

En este caso μ se calcula para el generador síncrono y para el motor de inducción. En el caso del motor de inducción se reemplaza I''_{kG}/I_{rG} por I''_{kM}/I_{rM} .

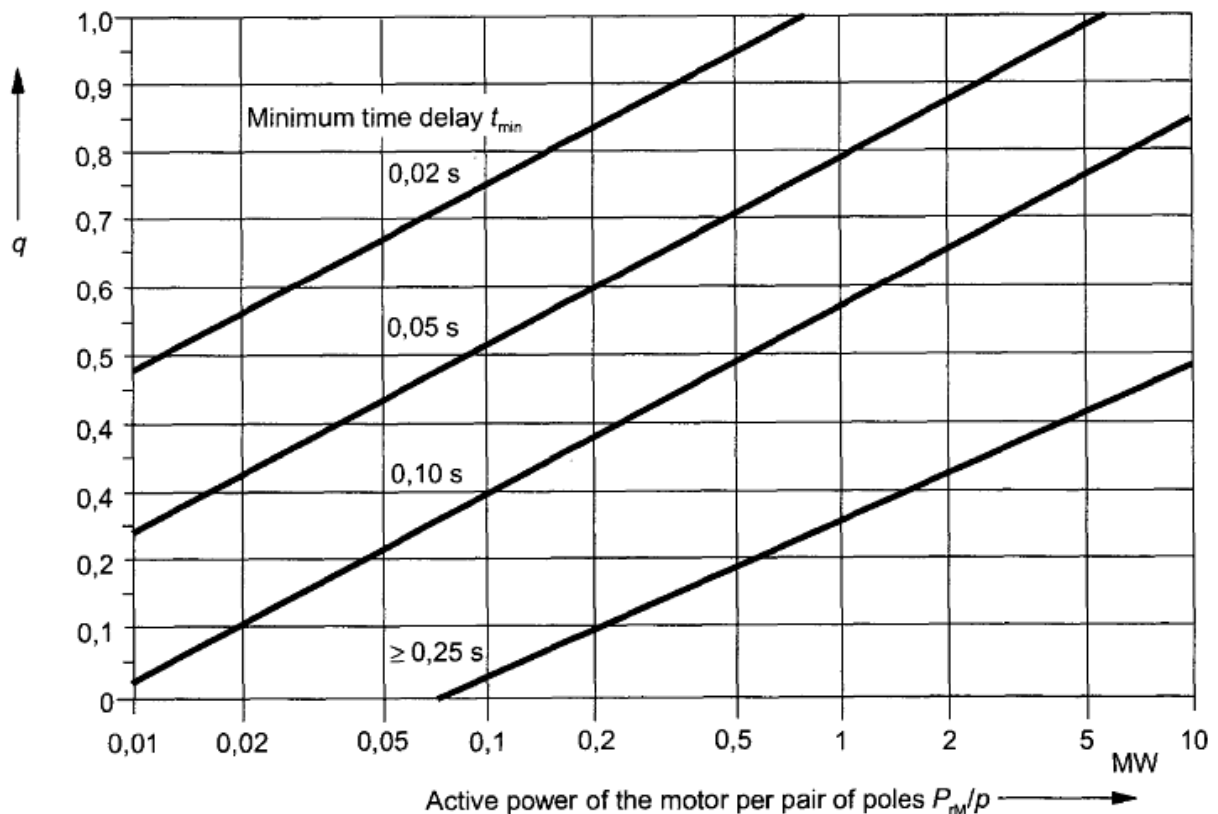
El factor q para el cálculo de la corriente de cortocircuito simétrica de interrupción aportada por el motor de inducción puede determinarse como función del tiempo mínimo de retardo $t_{\min}$.

$$\begin{aligned} q &= 1,03 + 0,12 \cdot \ln(P_{rM}/p) & \text{para } t_{\min} &= 0,02s \\ q &= 0,79 + 0,12 \cdot \ln(P_{rM}/p) & \text{para } t_{\min} &= 0,05s \\ q &= 0,57 + 0,12 \cdot \ln(P_{rM}/p) & \text{para } t_{\min} &= 0,10s \\ q &= 0,26 + 0,10 \cdot \ln(P_{rM}/p) & \text{para } t_{\min} &\geq 0,25s \end{aligned} \quad [5.61]$$

Donde

P_{rM} es la potencia activa de placa en MW;
 p es el número de pares de polos del motor.

Si las ecuaciones entregan un valor de q mayor que 1, suponga $q = 1$. Este factor puede también obtenerse de la siguiente gráfica:



Todo lo anterior aplica para cortocircuitos trifásicos. Para fallas desbalanceadas, la caída del flujo del generador no se toma en cuenta y aplica el mismo caso de falla alejada del generador (ver más atrás).

5.1.2.5 Corriente de Cortocircuito de Estado Estacionario I_k

El cálculo de la corriente de estado estacionario es menos exacto que el cálculo de la corriente simétrica inicial de cortocircuito I_k'' ya que depende del estado de saturación del circuito magnético del generador.

Los métodos de cálculo propuestos podemos considerarlos como encaminados a obtener una estimación suficientemente precisa de los valores superior e inferior para el caso en que el cortocircuito es alimentado por un alternador o por una máquina síncrona. Así:

- La corriente máxima de cortocircuito permanente máxima, bajo la máxima excitación del generador síncrono, nos viene dada por:

$$I_{k \max} = \lambda_{\max} \cdot I_r \quad [5.62]$$

- La corriente de cortocircuito mínima permanente se obtiene para una excitación constante (mínima) en vacío de la máquina síncrona. Y nos viene dada por:

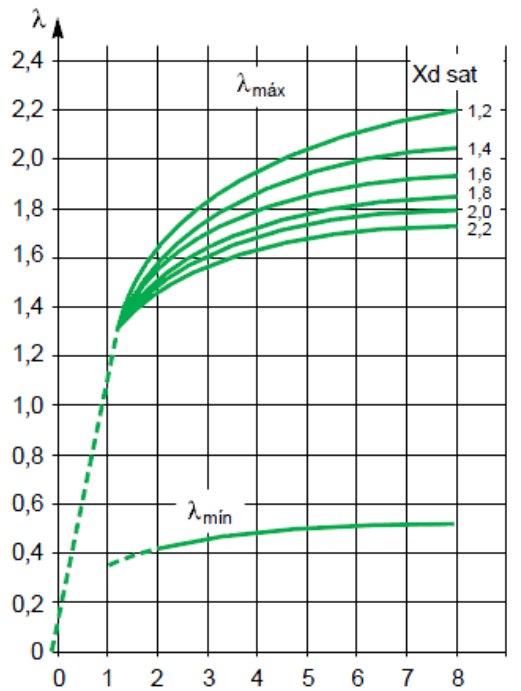
$$I_{k \min} = \lambda_{\min} \cdot I_r \quad [5.63]$$

Donde:

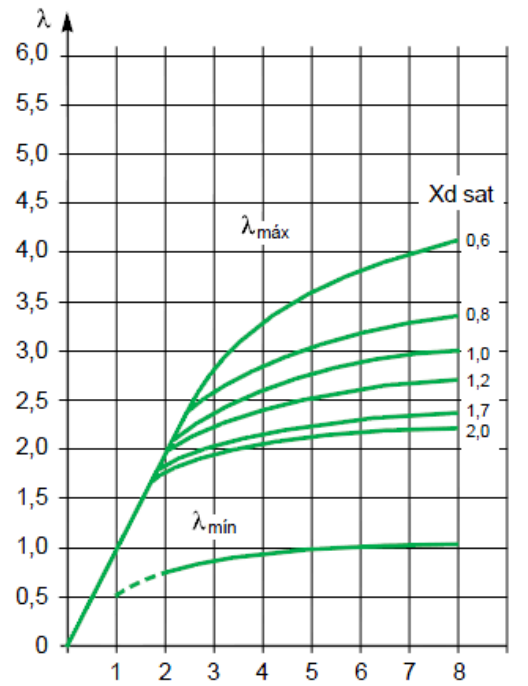
I_r es el valor de corriente nominal del generador.

λ es un factor que depende de la inductancia de saturación X_{d-sat} .

Los valores de λ_{min} y de λ_{max} se obtienen de los siguientes gráficos:



Factores $\lambda_{m\acute{a}x}$ y $\lambda_{m\acute{i}n}$ para turboalternadores (CEI 60 909).

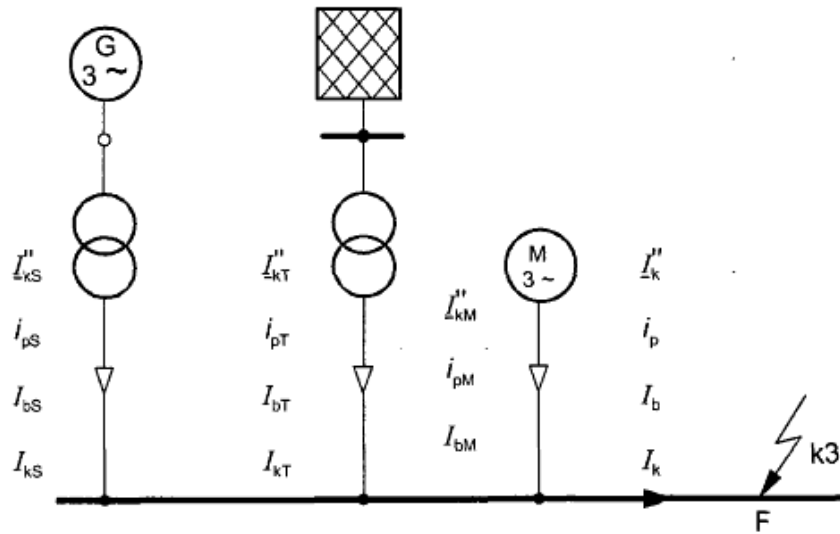


Factores $\lambda_{m\acute{a}x}$ y $\lambda_{m\acute{i}n}$ para turboalternadores de polos salientes (CEI 60 909).

Cuando la falla es alimentada desde distintas fuentes se cumplirá que:

$$i_b = \sum_i i_{bi} \quad [5.64]$$

Por ejemplo: Para la red;



Se tiene que:

$$I_k = I_{kS} + I_{kT} + I_{kM} = \lambda \cdot I_{rGt} + I''_{kT} \quad [5.65]$$

Donde:

Los valores de λ ($\lambda_{\max}$ o $\lambda_{\min}$) se obtienen de los gráficos. I_{rGt} es la corriente nominal del generador referida al lado de alto voltaje de la unidad transformadora.

En el caso de redes de alimentación o de redes de alimentación en serie con transformadores, $I_k = I''_k$ es válido (cortocircuito alejado del generador).

La corriente de estado estacionario aportada por los motores sincrónicos es cero en el caso de un cortocircuito trifásico en los terminales del motor.

Cuando se calcula $I_{k\max}$ o $I_{k\min}$ se debe considerar el factor $c_{\max}$ y $c_{\min}$ de la Tabla 2.

En el caso de cortocircuitos desbalanceados se cumple que:

$$I_{k2} = I''_{k2} \quad [5.66]$$

$$I_{k2-T} = I''_{k2-T} \quad [5.67]$$

$$I_{k1-T} = I''_{k1-T} \quad [5.68]$$