



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS
PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO DE CORTO
CIRCUITO CON NORMAS ANSI E IEC

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO

PRESENTAN:

OLIVARES HERNÁNDEZ JESÚS
SOLIS APOLINAR MARCO AURELIO



DIRECTOR DE TESIS: M. I. RODOLFO LORENZO BAUTISTA

MÉXICO D. F.

NOVIEMBRE DE 2005

A NUESTROS PADRES Y AMIGOS

GRACIAS POR SU CONFIANZA Y APOYO.

AGRADECIMIENTO ESPECIAL

M. I. RODOLFO LORENZO BAUTISTA POR SU GUÍA DURANTE LA REALIZACIÓN DE ESTE TRABAJO.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO CON NORMAS ANSI E IEC

Introducción	¡Error! Marcador no definido.
1 Conceptos básicos	¡Error! Marcador no definido.
1.0 Simetría y asimetría	¡Error! Marcador no definido.
1.1 Sistema en por unidad.....	¡Error! Marcador no definido.
1.2 Diagramas unifilares	¡Error! Marcador no definido.
2 Corrientes de corto circuito y componentes simétricas	¡Error! Marcador no definido.
2.0 Naturaleza de las corrientes de corto circuito.....	¡Error! Marcador no definido.
2.1 Operador "a"	¡Error! Marcador no definido.
2.2 Componentes simétricas	¡Error! Marcador no definido.
2.3 Transformaciones.....	¡Error! Marcador no definido.
2.4 Componentes de las redes de secuencia	¡Error! Marcador no definido.
2.5 Modelado de las redes de secuencia	¡Error! Marcador no definido.
3 Cálculo de fallas	¡Error! Marcador no definido.
3.0 Falla monofásica.....	¡Error! Marcador no definido.
3.1 Falla bifásica	¡Error! Marcador no definido.
3.2 Falla bifásica a tierra	¡Error! Marcador no definido.
3.3 Falla trifásica a tierra	¡Error! Marcador no definido.
3.4 Sistemas de tierra y componentes de secuencia	¡Error! Marcador no definido.
4 Interrupción de corrientes en redes eléctricas	¡Error! Marcador no definido.
4.0 Fundamentos de los arcos eléctricos	¡Error! Marcador no definido.
4.1 Corriente cero	¡Error! Marcador no definido.
4.2 Voltaje transitorio de recuperación (trv).....	¡Error! Marcador no definido.
4.3 Interrupción de corrientes inductivas	¡Error! Marcador no definido.
4.4 Interrupción de corrientes capacitivas	¡Error! Marcador no definido.
4.5 Sobrevoltajes por switcheo	¡Error! Marcador no definido.
4.6 Modos de falla de interruptores.....	¡Error! Marcador no definido.
5 Cálculos de corto circuito de acuerdo con las normas ANSI.....	¡Error! Marcador no definido.
5.0 Introducción	¡Error! Marcador no definido.
5.1 Factores de multiplicación	¡Error! Marcador no definido.
5.2 Modelado de máquinas rotatorias.....	¡Error! Marcador no definido.
5.3 Tipos de corto circuito en el sistema	¡Error! Marcador no definido.
5.4 Métodos de cálculo	¡Error! Marcador no definido.
6 Cálculos de corto circuito de acuerdo con las normas IEC	¡Error! Marcador no definido.
6.0 Simbología	¡Error! Marcador no definido.
6.1 Diferencias conceptuales y analíticas	¡Error! Marcador no definido.
6.2 Voltajes de prefalla	¡Error! Marcador no definido.
6.3 Ubicación de generadores.....	¡Error! Marcador no definido.
6.4 Generadores y unidades transformadoras de estaciones de potencia.....	¡Error! Marcador no definido.
7 Análisis comparativo de los procedimientos de cálculo ANSI-IEC.....	¡Error! Marcador no definido.
7.0 Ejemplos de cálculo y comparación de métodos.....	¡Error! Marcador no definido.
7.1 Cálculo de las contribuciones de corriente de falla de máquinas síncronas directamente conectadas al bus, utilizando procedimientos ANSI e IEC.	¡Error! Marcador no definido.
7.2 cálculo de las contribuciones de corriente de falla de máquinas asíncronas directamente conectadas al bus, utilizando procedimientos ANSI e IEC.	¡Error! Marcador no definido.
8 Conclusiones.....	¡Error! Marcador no definido.
Anexo.....	¡Error! Marcador no definido.
Bibliografía.....	¡Error! Marcador no definido.

INTRODUCCIÓN

El objetivo es realizar un estudio comparativo de los procedimientos analíticos y conceptuales de los métodos de cálculo para el estudio de corto circuito en los sistemas eléctricos de potencia en corriente alterna, bajo condiciones de falla de acuerdo con lo establecido en las normas de American National Standard Institute (ANSI) e International Electrotechnical Commission (IEC) La importancia de realizar un estudio de corto circuito en un sistema eléctrico, radica en que los resultados que éste proporciona son el punto de partida para dimensionar correctamente los dispositivos de protección, diseño de sistemas de tierra, selección de cables por corto circuito y esfuerzos dinámicos en buses y tableros.

El análisis de corto circuito no es algo nuevo, las consecuencias que implica (pérdidas humanas, daños materiales, etc.) motivan a abordar el tema con toda precisión. En este sentido, con los años han surgido diferentes instituciones u organismos dedicados al estudio de este tipo de problemas; así como a buscar la regulación o normalización de los mismos, tal es el caso de ANSI (American National Standard Institute) e IEC (International Electrotechnical Commission) los cuales publican normas dirigidas a orientar a aquellas personas involucradas en la materia.

Una corriente de corto circuito es la que va a circular en un sistema eléctrico al presentarse una falla (entre fases ó de fase a tierra) A esta corriente se opone la impedancia del sistema eléctrico existente entre el punto de falla y la(s) fuente(s) de corriente de corto circuito; claramente esta impedancia no va a tener un valor fijo sin embargo, es mucho menor que la impedancia de la carga, por lo que se presenta una corriente que es mucho mayor que la corriente de carga que circula normalmente por el circuito. En condiciones normales de operación la corriente demandada es proporcional al voltaje de operación e inversamente proporcional a la impedancia de la carga.

Al presentarse una falla, se requiere que el sistema de protección detecte, interrumpa y aisle esa falla, la capacidad de estos equipos depende de la magnitud de la corriente de falla y de la duración de la misma; de tal forma, será necesario realizar el estudio de corto circuito en diferentes puntos del sistema.

Un sistema eléctrico de potencia está compuesto en general, de una amplia gama de equipos dirigidos a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica a varios centros de consumo. La complejidad de estos sistemas implica que la ocurrencia de fallas sea inevitable, sin importar el cuidado que se haya tenido en su diseño.

Las causas principales de una falla son:

- Sobrevoltajes debidos a descargas atmosféricas, a maniobras en interruptores y/o seccionadores.
- Degradación o ruptura del aislamiento debido al envejecimiento, la contaminación, roedores, aves, árboles, etc.
- Ruptura de estructuras de soporte y/o conductores debido al viento, nieve, hielo, árboles, vehículos de motor y vandalismo.
- Fuego.
- Falla de equipo y errores de alambrado.
- Errores humanos.

Por su naturaleza las fallas se clasifican en:

- a) Falla temporal. Se define como una falla que puede ser despejada antes que se presente un daño serio, ya sea por autodespeje o por un dispositivo interruptor de falla lo suficientemente rápido para evitar el daño.

Las fallas temporales pueden ser los arcos entre los aisladores de porcelana iniciados por descargas atmosféricas, conductores que oscilan juntos por un momento, contactos momentáneos entre árboles y conductores, etc. La mayoría de las fallas en sistemas de distribución aéreos son temporales. Una falla que inicialmente es temporal, puede hacerse permanente si no es liberada rápidamente, ya sea por autodespeje o por la operación de un dispositivo de protección contra sobrecorriente.

- b) Falla permanente. Es aquella que persiste independientemente de la velocidad a la que el circuito es desenergizado.

Si dos o más conductores en un circuito eléctrico tienen contacto entre sí, debido a la ruptura de un conductor, una cruceta, o un poste, la falla que se presenta es permanente. El arco entre dos fases en un circuito puede ser inicialmente una falla temporal, pero si la falla no se libera rápidamente, los conductores pueden romperse.

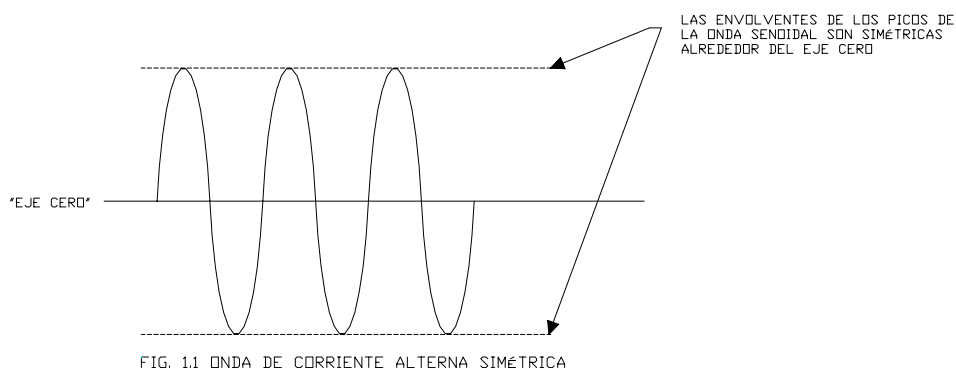
Al analizar las corrientes de corto circuito podemos reducir el tiempo requerido para localizar las fallas permanentes, para lo cual los dispositivos de protección contra sobrecorriente deben estar selectivamente coordinados, de tal forma que solo el dispositivo más cercano a la falla opere y quede bloqueado para que el nivel de confiabilidad de servicio del sistema sea aceptable.

Asimismo, con el cálculo de las corrientes de falla se puede evitar el daño al equipo sano, ya que se puede minimizar la posibilidad de que los conductores se dañen debido a que una corriente de corto circuito introduzca una gran cantidad de energía al sistema, la cual se traduce en calor y esfuerzos; por otra parte, se puede minimizar la probabilidad de falla disruptiva en los equipos del sistema tales como transformadores, bancos de capacitores y reactores. Una falla disruptiva es aquella que causa que los componentes internos del equipo sean expulsados del contenedor.

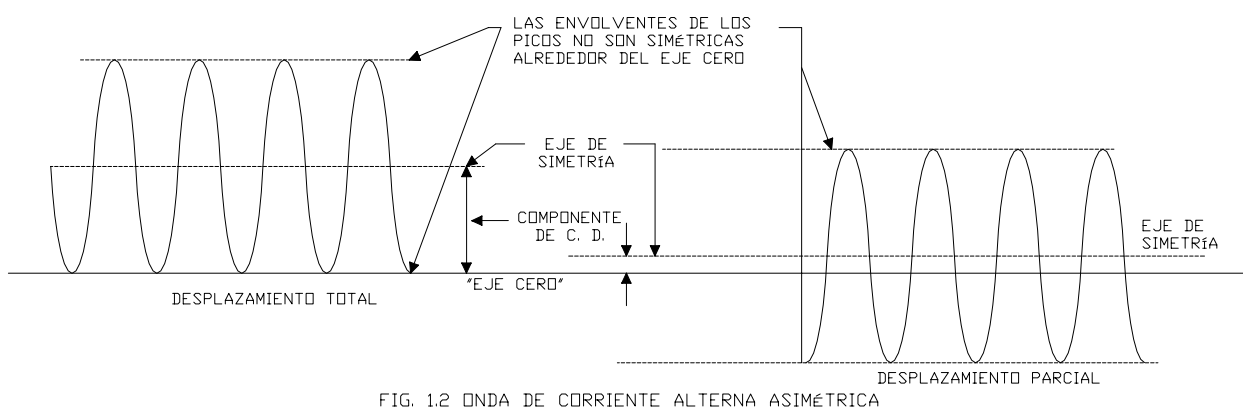
1 CONCEPTOS BÁSICOS

1.0 SIMETRÍA Y ASIMETRÍA

Las palabras “simétrica” y “asimétrica” describen la posición de las envolventes de la onda de corriente alterna alrededor del “eje cero”. Las envolventes son las líneas que unen los picos de la onda. La magnitud de la componente de corriente directa (c. d.) de una corriente asimétrica en cualquier instante es el valor del desplazamiento entre el eje de simetría de la corriente asimétrica y el eje cero. Si las envolventes de los picos de las ondas de corriente son simétricas alrededor del eje cero, se llaman envolventes de “corriente simétrica”, ver Fig. 1.1.



Si las envolventes no son simétricas alrededor del eje cero, entonces son llamadas envolventes de “corriente asimétrica”, Fig.1.2.



La mayoría de las corrientes de corto circuito son asimétricas durante los primeros ciclos después de ocurrida la falla. La corriente asimétrica es máxima durante el primer ciclo posterior al corto circuito y en pocos ciclos, gradualmente llega a ser simétrica. Un oscilograma de una corriente típica de corto circuito se muestra en la Fig. 1.3.

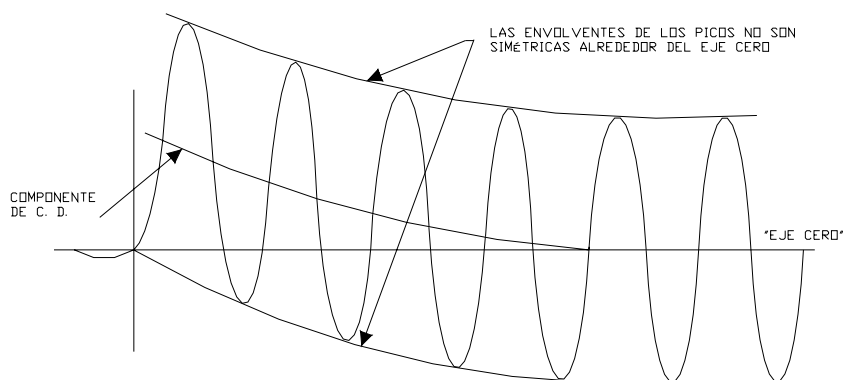


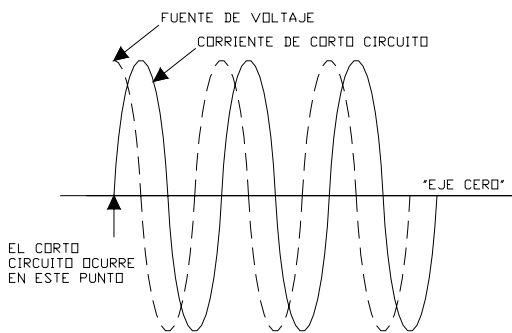
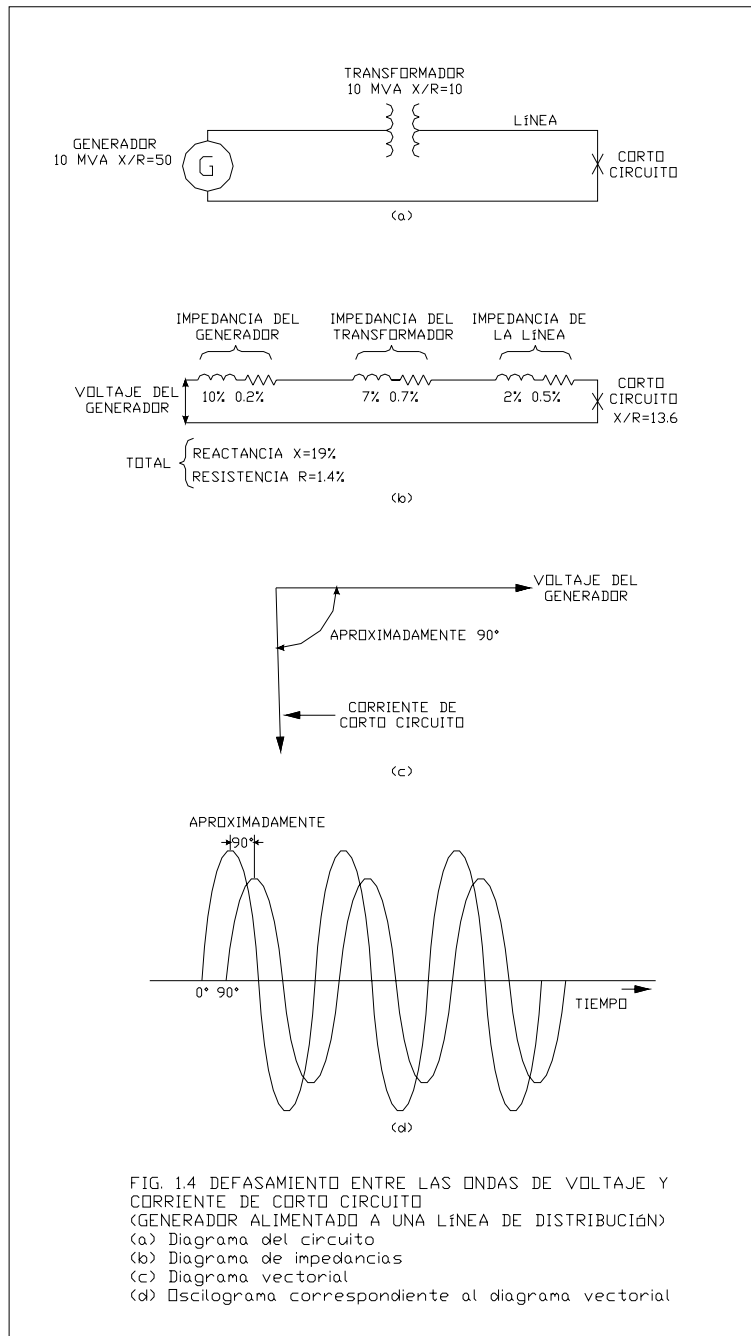
FIG. 1.3 CORRIENTE TÍPICA DE CORTO CIRCUITO

En un sistema eléctrico de potencia se suministran o generan voltajes con forma de onda senoidal. Cuando ocurre un corto circuito se generan ondas de corriente casi senoidales, de una magnitud considerable. En el siguiente análisis se consideran ondas de voltaje y corriente senoidales.

El factor de potencia en un corto circuito se determina por la resistencia y reactancia en serie del circuito, desde el punto donde ocurre la falla hasta la(s) fuente(s) de corriente que contribuye(n) al corto circuito. Por ejemplo, en la Fig. 1.4 la reactancia es igual a 19 %, la resistencia es igual a 1.4 % y el factor de potencia de corto circuito es igual a 7.3484 %, el cual fue determinado por la siguiente ecuación:

$$\% f.p. = \left[\frac{R}{\sqrt{R^2 + X^2}} \right] 100$$

La relación entre la resistencia y la reactancia de un circuito algunas veces se expresa en términos de la relación X/R (factor de asimetría) En circuitos de potencia de alto voltaje, la resistencia del circuito incluyendo la de la fuente es baja comparada con la reactancia del circuito; por lo tanto la corriente de corto circuito estará atrasada con respecto a la onda de voltaje aproximadamente 90° , como se observa en la Fig. 1.4.



Los circuitos eléctricos de potencia de bajo voltaje (menores a 600 V) tienden a tener un gran porcentaje de resistencia y la corriente tendrá un atraso con respecto al voltaje, menos de 90°.

Si ocurre un corto circuito en el pico de la onda de voltaje en un circuito que sólo tiene reactancia, la corriente de corto circuito comenzará en cero y trazará una onda senoidal la cual puede ser simétrica alrededor del eje cero, como se muestra en la Fig. 1.5.

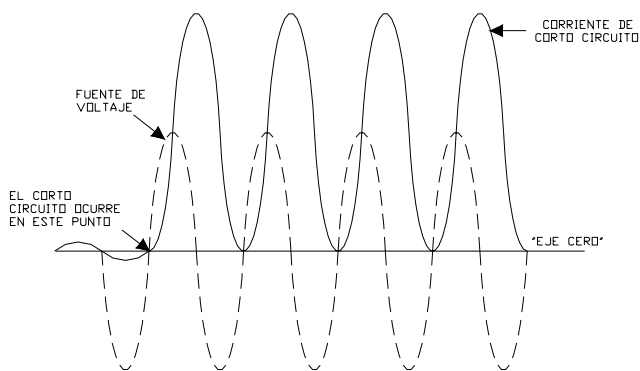


FIG. 1.6 CORRIENTE Y VOLTAJE ASIMÉTRICOS EN UN CIRCUITO CON FACTOR DE POTENCIA CERO

Si ocurre un corto circuito en el punto cero de la onda de voltaje, la corriente comenzará en cero pero no podrá seguir una onda senoidal simétrica alrededor del eje cero, por que la corriente se atrasará con respecto al voltaje 90°; esto solo puede ocurrir si la corriente se desplazara desde el eje cero como se muestra en la Fig. 1.6.

Los casos mostrados en las figuras 1.5 y 1.6 son extremos. Uno muestra una corriente totalmente simétrica y el otro una corriente completamente asimétrica. Si el corto circuito

ocurre en cualquier punto entre el cruce con el eje cero y el pico de la onda de voltaje, el grado de asimetría de la onda de corriente dependerá del punto en la onda de voltaje en el cual ocurra el corto circuito.

En un circuito que contenga resistencia y reactancia el grado de asimetría puede variar entre los mismos límites que en un circuito que solamente contenga reactancia; sin embargo, el punto de la onda de voltaje en el cual deba ocurrir el corto circuito para producir la máxima asimetría, dependerá de la relación de la resistencia con respecto a la reactancia del circuito en ese punto.

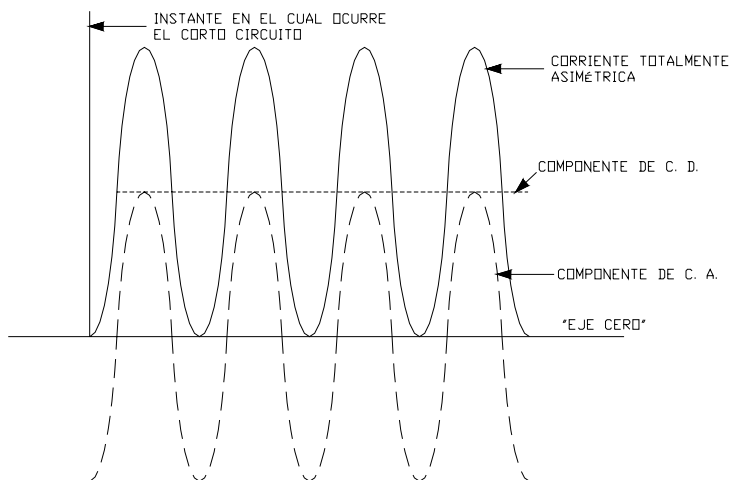


FIG. 1.7 COMPONENTES DE LA CORRIENTE DE LA FIGURA 1.6

Las corrientes asimétricas son analizadas en términos de dos componentes, una corriente simétrica y una componente de corriente directa como se muestra en la Fig. 1.7.

La componente simétrica es máxima al inicio del corto circuito y decae a un valor de estado estable debido al cambio aparente en la reactancia de la máquina. En los circuitos que contengan resistencia, la componente de c. d. también decaerá a cero a medida que la energía que representa la componente de c. d. se disipa como pérdidas I^2R en la resistencia del circuito. La Fig.1.8 muestra la atenuación de la componente de corriente directa.

La relación del decremento de la componente de c. d. esta en función de la resistencia y la reactancia del circuito. En circuitos prácticos de bajo voltaje la componente de c. d. decae a cero en un lapso entre uno y seis ciclos.

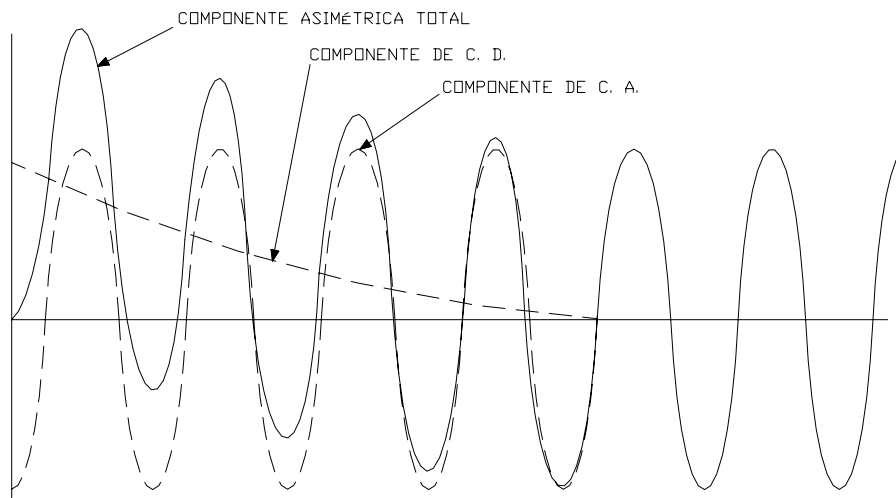


FIG. 1.8 ATENUACIÓN DE LA COMPONENTE DE C. D. Y SU EFECTO EN LA ASIMETRÍA DE LA CORRIENTE

Respuesta transitoria de un circuito RL

Cuando el interruptor S se cierra en $t = 0$ [s], Fig. 1.9 la ecuación que describe este circuito es:

$$V(t) - V_R - V_L = 0 \dots\dots\dots(1.0)$$

donde :

$$V(t) = E \text{Sen}(\omega t + \alpha),$$

$$V_R = Ri(t) \quad \text{y} \quad V_L = L \frac{d}{dt} i(t)$$

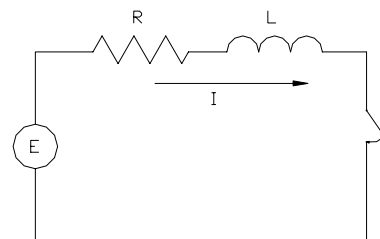


FIG. 1.9 CIRCUITO RL CON SEÑAL SENOIDAL

Sustituyendo en la Ec. 1.0, tenemos:

$$L \frac{d}{dt} i(t) + Ri(t) = E \text{Sen}(\omega t + \alpha), \quad \frac{d}{dt} i(t) + \frac{R}{L} i(t) = \frac{E}{L} \text{Sen}(\omega t + \alpha)$$

Aplicando la Transformada de Laplace:

$$SI(S) - I(0) + \frac{R}{L} I(S) = \frac{E}{L} \left(\frac{\text{Cos} \alpha \cdot \omega + \text{Sen} \alpha \cdot S}{S^2 + \omega^2} \right), \quad \text{donde } I(0) = 0 \text{ así,}$$

$$I(S) \left[S + \frac{R}{L} \right] = \frac{\left(\frac{E}{L} \right) [\text{Cos} \alpha \cdot \omega + \text{Sen} \alpha \cdot S]}{S^2 + \omega^2}, \quad \text{resolviendo:}$$

$$I(S) = \frac{\frac{E}{L} [\text{Cos} \alpha \cdot \omega + \text{Sen} \alpha \cdot S]}{\left(S + \frac{R}{L} \right) (S^2 + \omega^2)} \quad I(S) = \frac{\beta}{\left(S + \frac{R}{L} \right)} + \frac{\gamma S + \delta}{(S^2 + \omega^2)}, \quad \text{donde}$$

$$\beta = \frac{\left(\frac{E}{L}\right)\left(\text{Cos}\alpha \cdot \omega - \frac{R}{L}\text{Sen}\alpha\right)}{\left(\frac{R}{L}\right)^2 + \omega^2} \Rightarrow \beta = \frac{E}{R^2 + (\omega L)^2} (L\text{Cos}\alpha \cdot \omega - R\text{Sen}\alpha)$$

$$\gamma(j\omega) + \delta = \frac{\left(\frac{E}{L}\right)(\text{Cos}\alpha \cdot \omega + j\text{Sen}\alpha \cdot \omega)}{\frac{R}{L} + \omega} \Rightarrow \gamma(j\omega) + \delta = \frac{E\omega(\text{Cos}\alpha + j\text{Sen}\alpha)(R - j\omega L)}{R + j\omega L (R - j\omega L)}$$

$$\gamma(j\omega) + \delta = \frac{E(R\text{Cos}\alpha \cdot \omega + L\text{Sen}\alpha \cdot \omega^2 + j(-L\text{Cos}\alpha \cdot \omega^2 + R\text{Sen}\alpha \cdot \omega))}{R^2 + (\omega L)^2}, \text{ así}$$

$$\gamma = \frac{E}{R^2 + (\omega L)^2} (-L\text{Cos}\alpha \cdot \omega + R\text{Sen}\alpha), \quad \delta = \frac{E}{R^2 + (\omega L)^2} (R\text{Cos}\alpha \cdot \omega + L\text{Sen}\alpha \cdot \omega^2)$$

$$I(S) = \frac{E}{R^2 + (\omega L)^2} \left[\frac{L\text{Cos}\alpha \cdot \omega - R\text{Sen}\alpha}{S + \frac{R}{L}} + \frac{(-L\text{Cos}\alpha \cdot \omega + R\text{Sen}\alpha)S + \omega(R\text{Cos}\alpha + L\text{Sen}\alpha \cdot \omega)}{S^2 + \omega^2} \right]$$

$$i(t) = \frac{E}{R^2 + (\omega L)^2} \left[(L\text{Cos}\alpha \cdot \omega - R\text{Sen}\alpha)e^{-\frac{R}{L}t} - (L\text{Cos}\alpha \cdot \omega - R\text{Sen}\alpha)\text{Cos}\omega t + (R\text{Cos}\alpha + L\text{Sen}\alpha \cdot \omega)\text{Sen}\omega t \right]$$

El ángulo de fase entre la corriente y el voltaje es:

$$\text{Cos}\Phi = \frac{R}{|Z|} = \frac{R}{(R^2 + (\omega L)^2)^{1/2}} \text{ también, } \text{Sen}\Phi = \frac{\omega L}{|Z|} = \frac{\omega L}{(R^2 + (\omega L)^2)^{1/2}} \text{ y } \Phi = \text{Tg}^{-1} \frac{\omega L}{L}$$

$$i(t) = \frac{E}{(R^2 + (\omega L)^2)^{1/2}} \left[\frac{L\text{Cos}\alpha \cdot \omega - R\text{Sen}\alpha}{(R^2 + (\omega L)^2)^{1/2}} e^{-\frac{R}{L}t} - \frac{L\text{Cos}\alpha \cdot \omega - R\text{Sen}\alpha}{(R^2 + (\omega L)^2)^{1/2}} \text{Cos}\omega t + \frac{R\text{Cos}\alpha + L\text{Sen}\alpha \cdot \omega}{(R^2 + (\omega L)^2)^{1/2}} \text{Sen}\omega t \right]$$

$$i(t) = \frac{E}{(R^2 + (\omega L)^2)^{1/2}} \left[(\text{Cos}\alpha \text{Sen}\Phi - \text{Sen}\alpha \text{Cos}\Phi) e^{-\frac{R}{L}t} - (\text{Cos}\alpha \text{Sen}\Phi - \text{Sen}\alpha \text{Cos}\Phi) \text{Cos}\omega t + \dots \right. \\ \left. + (\text{Cos}\alpha \text{Cos}\Phi + \text{Sen}\alpha \text{Sen}\Phi) \text{Sen}\omega t \right]$$

$$i(t) = \frac{E}{(R^2 + (\omega L)^2)^{1/2}} \left[-(\text{Sen}\alpha \text{Cos}\Phi - \text{Cos}\alpha \text{Sen}\Phi) e^{-\frac{R}{L}t} + (\text{Sen}\alpha \text{Cos}\Phi - \text{Cos}\alpha \text{Sen}\Phi) \text{Cos}\omega t + \dots \right. \\ \left. + (\text{Cos}\alpha \text{Cos}\Phi + \text{Sen}\alpha \text{Sen}\Phi) \text{Sen}\omega t \right]$$

$$i(t) = \frac{E}{(R^2 + (\omega L)^2)^{1/2}} \left[-\text{Sen}(\alpha - \Phi) e^{-\frac{R}{L}t} + \text{Sen}\omega t \text{Cos}(\alpha - \Phi) + \text{Cos}\omega t \text{Sen}(\alpha - \Phi) \right]$$

por lo tanto, la corriente es:

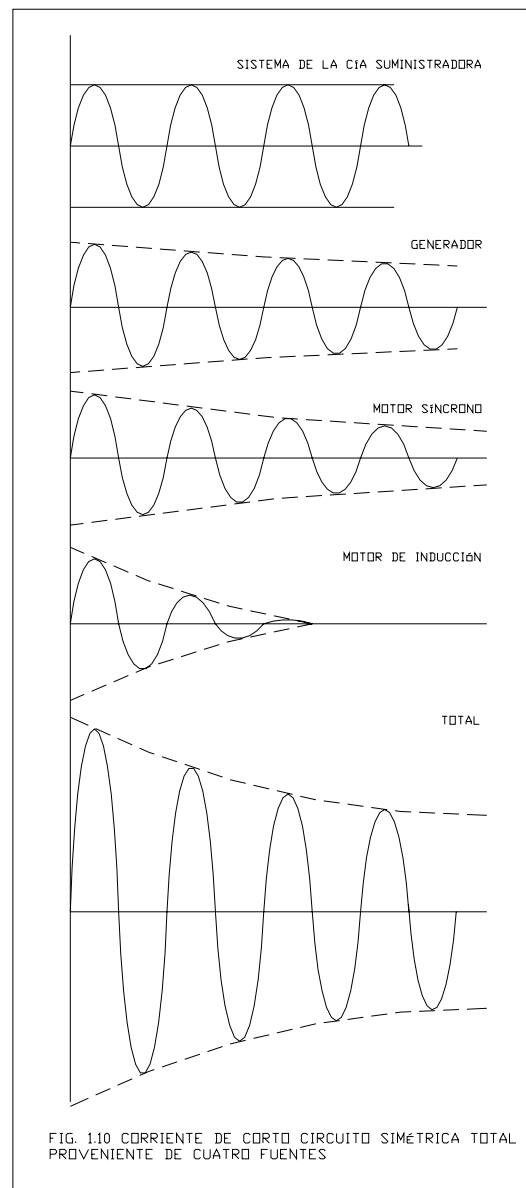
$$i(t) = \frac{E}{(R^2 + (\omega L)^2)^{1/2}} \left[\text{Sen}(\omega t + \alpha - \Phi) - \text{Sen}(\alpha - \Phi) e^{-\frac{R}{L}t} \right]$$

La corriente simétrica de corto circuito total normalmente tiene varias fuentes, como se ilustra en la Fig. 1.10. La primera fuente es el sistema de la compañía suministradora, la segunda fuente se refiere a la generación local, la tercera fuente son los motores síncronos y la cuarta fuente son los motores de inducción localizados en todas las construcciones.

Puesto que las corrientes en las máquinas rotatorias generalmente decaen en un período prolongado de tiempo debido a la reducción del flujo en la máquina después de un corto circuito, la corriente total de corto circuito decaerá con el tiempo, como se observa en la Fig. 1.10.

Considerando sólo la parte simétrica de la corriente de corto circuito, se presenta la mayor magnitud en el primer medio ciclo después del corto circuito y la menor magnitud unos ciclos después. Cabe hacer notar, de la Fig. 1.10, que la componente del motor de inducción desaparecerá después de uno o dos ciclos, excepto para motores de gran capacidad donde puede desaparecer después de cuatro ciclos.

El incremento de la magnitud de la corriente se ve favorecido durante los primeros ciclos por la componente de c. d. Esta componente también decae con el tiempo acentuando la diferencia en magnitud de la corriente de corto circuito en el primer ciclo, después de iniciada la falla y algunos ciclos después.



1.1 SISTEMA EN POR UNIDAD

El valor en por unidad (p. u.) es el resultado de la relación de un valor cualquiera con respecto a una cantidad elegida como base, ambas cantidades con las mismas dimensiones.

$$\text{Valor en por unidad} = \frac{\text{Valor cualquiera}}{\text{Valor base}} \quad [p.u.]$$

Por ejemplo, si elegimos una base de 60 kV, entonces los valores para 57 kV y 66 kV serán 0.95 p. u. y 1.1 p. u. respectivamente, cuando se expresen en por unidad a la base ya mencionada.

Los parámetros eléctricos se pueden expresar en valores en p. u. ó como valores en por ciento (%), la relación que guardan es 100 veces el valor en p. u.; para transformar un valor en por ciento a un valor en por unidad, este se divide entre 100. Al usar valores en por ciento se tiene la desventaja, de que el producto de dos cantidades debe dividirse entre 100, así como la división de dos cantidades debe multiplicarse por 100.

Por lo que, es mas conveniente usar valores en por unidad en el estudio de un sistema eléctrico en donde se involucran potencias, voltajes, corrientes e impedancias; de las cuatro cantidades mencionadas, basta elegir las bases para dos de ellas, con lo cual se conocerán las otras dos.

Empezaremos por reconocer que generalmente el sistema eléctrico funciona con diferentes niveles de voltaje de operación, por lo cual resulta cómodo elegir el voltaje base igual al voltaje de operación del elemento que mas nos convenga, por lo tanto resta definir una base mas para tener completas las relaciones. Por otra parte se elige la potencia base con un valor que simplifique las operaciones, con la ventaja de que permanece inalterable en cualquier punto del sistema eléctrico, independientemente de los transformadores que se encuentren.

Para un sistema trifásico la corriente base y la impedancia base se pueden calcular como sigue:

Se elige una potencia base trifásica [kVA_{base}] y un voltaje base línea a línea [kV_{base}].

$$\Rightarrow \text{Corriente base } I_{base} = \frac{kVA_{base}}{\sqrt{3} kV_{base}} \text{ [Amperes]} \quad Ec. \ 1.1$$

$$\therefore \text{Impedancia base } Z_{base} = \frac{kV_{base} 10^3}{I_{base} \sqrt{3}} \text{ } [\Omega] \quad Ec. \ 1.2$$

$$Z_{base} = \frac{(kV_{base})^2}{MVA_{base}} \text{ } [\Omega] \quad Ec. \ 1.3$$

Al tener definidas las cantidades base podemos normalizar cualquier cantidad del sistema eléctrico en estudio dividiéndola entre el valor base de la misma dimensión. Por ejemplo, para la impedancia se tiene:

$$Z \text{ [p.u.]} = \frac{Z \text{ } [\Omega]}{Z_{base} \text{ } [\Omega]} \quad Ec. \ 1.4$$

$$= Z_{ohms} \frac{MVA_{base}}{(kV_{base})^2} \text{ [p. u.]} \quad Ec. \ 1.5$$



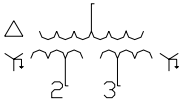
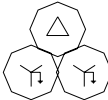




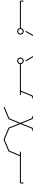
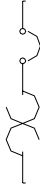














Generalmente, las impedancias de las líneas de transmisión se calculan en ohms por unidad de longitud, mientras que las del equipo como transformadores, generadores y motores síncronos; son proporcionadas por el fabricante en por ciento o en por unidad, referidas a la potencia y voltaje nominal del equipo.

Es necesario que las impedancias a utilizar en un estudio de corto circuito queden referidas a la base elegida, por lo tanto, para conocer el nuevo valor en p. u. de un elemento del cual ya tenemos su anterior valor en p. u. referido a otra base cualquiera, bastará utilizar la siguiente ecuación

$$Z_{pu_2} = Z_{pu_1} \left(\frac{MVA_{base_2}}{MVA_{base_1}} \right) \left(\frac{kV_{base_1}}{kV_{base_2}} \right)^2$$

1.2 DIAGRAMAS UNIFILARES

Es la representación esquemática de un sistema eléctrico en la cual se incorporan todos los elementos del sistema en una sola línea mediante símbolos convencionales.

ANSI	DESCRIPCIÓN	IEC
	TRANSFORMADOR DE DOS DEVANADOS DE POTENCIA ó DISTRIBUCIÓN	
	TRANSFORMADOR DE TRES DEVANADOS DE POTENCIA ó DISTRIBUCIÓN	
	INTERRUPTOR DE POTENCIA DE ALTO VOLTAJE	
	INTERRUPTOR TERMOMAGNÉTICO, SE INDICA UNIDAD DE DISPARO Y MARCO EN AMPERES	
	ARRANCADOR A TENSION PLENA CON ELEMENTO TÉRMICO Y ELEMENTO MAGNÉTICO	
	FUSIBLE	
	RESISTENCIA LIMITADORA DE CORRIENTE	
	CONEXIÓN DELTA	
	CONEXIÓN ESTRELLA	
	CONEXIÓN A TIERRA	
	MOTOR ELÉCTRICO	
	CUCHILLA DESCONECTADORA OPERACIÓN SIN CARGA	

Símbolos empleados en diagramas unifilares.

2 CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO Y COMPONENTES SIMÉTRICAS

2.0 NATURALEZA DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

2.1 OPERADOR "a"

2.2 COMPONENTES SIMÉTRICAS

2.3 TRANSFORMACIONES

2.4 COMPONENTES DE LAS REDES DE SECUENCIA

2.5 MODELADO DE LAS REDES DE SECUENCIA

2.0 NATURALEZA DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

Fuentes de corriente de corto circuito

Para determinar la magnitud de las corrientes de corto circuito, es de suma importancia que todas las fuentes de corriente de corto circuito sean consideradas y que la impedancia característica de esas fuentes sea conocida.

Existen cuatro fuentes básicas de corriente de corto circuito:

- 1) generadores,
- 2) motores síncronos,
- 3) motores de inducción y,
- 4) el sistema de la compañía suministradora.

Todas ellas contribuyen con corriente a la falla, como se muestra en la Fig. 2.1.

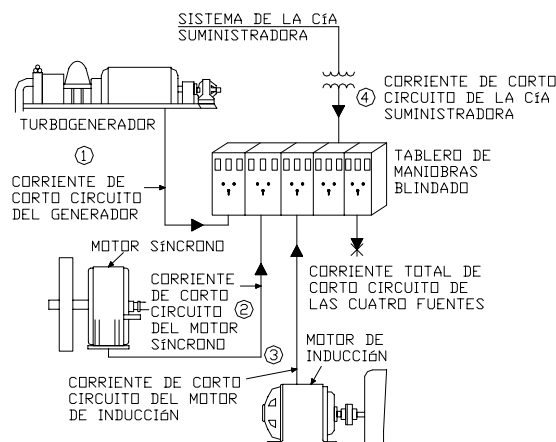


FIG. 2.1 LA CORRIENTE TOTAL DE CORTO CIRCUITO ES IGUAL A LA SUMA DE LAS CORRIENTES DE LAS FUENTES

Generadores:

Los generadores son movidos por turbinas, motores diesel, ruedas hidráulicas u otro tipo de primotor. Cuando ocurre un corto circuito, en el circuito alimentado por el generador, éste continúa produciendo voltaje porque la excitación de campo se mantiene y el primotor continúa moviendo al generador a velocidad normal; el voltaje generado produce una corriente de corto circuito de gran magnitud que fluye desde el generador (ó generadores) al punto de falla.

Este flujo de corriente de corto circuito es limitado únicamente por la impedancia del generador y la del circuito comprendido entre el generador y el punto de falla. Para un corto circuito en las terminales del generador, la corriente sólo está limitada por la impedancia de la máquina.

Motores síncronos:

Los motores síncronos están contruidos esencialmente igual que los generadores, esto es, tienen un campo excitado por corriente directa y un devanado en el estator por el cual fluye corriente alterna; normalmente los motores síncronos toman potencia de la línea y convierten energía eléctrica en energía mecánica.

Durante un corto circuito en el sistema, el voltaje se reduce a un valor muy bajo, consecuentemente el motor se detiene entregando energía a la carga mecánica y comienza a detenerse poco a poco. Sin embargo, como el primotor mueve al generador, la inercia de la carga y rotor mueven al motor síncrono; el cual se convierte en un generador y entrega corriente de corto circuito por muchos ciclos después de que la falla ha ocurrido. La magnitud de la corriente de corto circuito depende de la impedancia del motor síncrono y la impedancia del sistema hasta el punto de falla.

Motores de inducción:

La inercia de la carga y el rotor de un motor de inducción tienen el mismo efecto sobre un motor de inducción como en el caso de un motor síncrono, esto es, mueven al motor después de que ocurre un corto circuito en el sistema; sólo hay una diferencia el motor de inducción no tiene un campo excitado por corriente directa, pero hay un flujo en el motor de inducción durante su operación normal el cual actúa como el flujo producido por el campo de corriente directa en el motor síncrono.

El campo del motor de inducción, es producido por inducción desde el estator en vez del devanado de corriente directa. El flujo en el rotor permanece normal mientras se aplica voltaje al estator desde una fuente externa, sin embargo, si la fuente externa de voltaje se elimina súbitamente, esto es, cuando ocurre un corto circuito en el sistema, el flujo en el rotor no puede cambiar instantáneamente.

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

La corriente de corto circuito desaparece casi en su totalidad aproximadamente en cuatro ciclos, a partir de que el campo en el rotor que provee el flujo (como en el caso de una máquina síncrona) deja de ser constante.

El flujo dura el tiempo suficiente para producir una corriente de corto circuito lo bastante grande como para afectar el ciclo de operación en los dispositivos de interrupción que operan en un periodo de uno o dos ciclos después de ocurrida la falla.

Por lo tanto, la corriente de corto circuito producida por los motores de inducción se debe considerar en ciertos cálculos. La magnitud de una corriente de corto circuito producida por un motor de inducción depende de la impedancia del motor y de la impedancia del sistema al punto del corto circuito. La impedancia de la máquina, en el instante en el cual ocurre el corto circuito es semejante a la impedancia cuando la máquina está detenida. Así, el valor inicial de la corriente del corto circuito es aproximadamente igual a la corriente de arranque a rotor bloqueado del motor.

Compañía suministradora:

Debido a la impedancia de las líneas de transmisión, distribución, transformadores, etc. entre las plantas de generación y los consumidores, se reduce la corriente de corto circuito, de lo contrario se tendría una fuente infinita de corriente de falla.

Para realizar el estudio de corto circuito en cualquier punto del sistema será necesario pedir a la compañía suministradora los datos de potencia de corto circuito trifásico y monofásico en el punto de acometida; para así, tener una impedancia equivalente representativa del sistema eléctrico existente entre la planta de generación y la acometida.

2.1 OPERADOR "a"

El operador "a" es un vector unitario, defasado 120° con respecto al eje x; por lo cual, resulta que:
 $a = 1\angle 120^\circ$

Algunas propiedades del vector "a" se muestran a continuación Fig. 2.2.

Operador	Polar	Cartesiana
a	$1\angle 120^\circ$	$-0.5 + j0.866$
a^2	$1\angle 240^\circ$	$-0.5 - j0.866$
a^3	$1\angle 0^\circ$	$1.0 + j0$
a^4	$1\angle 120^\circ$	$-0.5 + j0.866$
$1 + a = -a^2$	$1\angle 60^\circ$	$0.5 + j0.866$
$1 + a^2 = -a$	$1\angle -60^\circ$	$0.5 - j0.866$
$1 - a$	$\sqrt{3}\angle -30^\circ$	$1.5 - j0.866$
$1 - a^2$	$\sqrt{3}\angle 30^\circ$	$1.5 + j0.866$
$a - 1$	$\sqrt{3}\angle 150^\circ$	$-1.5 + j0.866$
$a^2 - 1$	$\sqrt{3}\angle -150^\circ$	$-1.5 - j0.866$
$a - a^2$	$\sqrt{3}\angle 90^\circ$	$0.0 + j1.732$
$a^2 - a$	$\sqrt{3}\angle -90^\circ$	$0.0 - j1.732$
$a + a^2$	$1\angle 180^\circ$	$-1.0 + j0$
$1 + a + a^2$	0	0

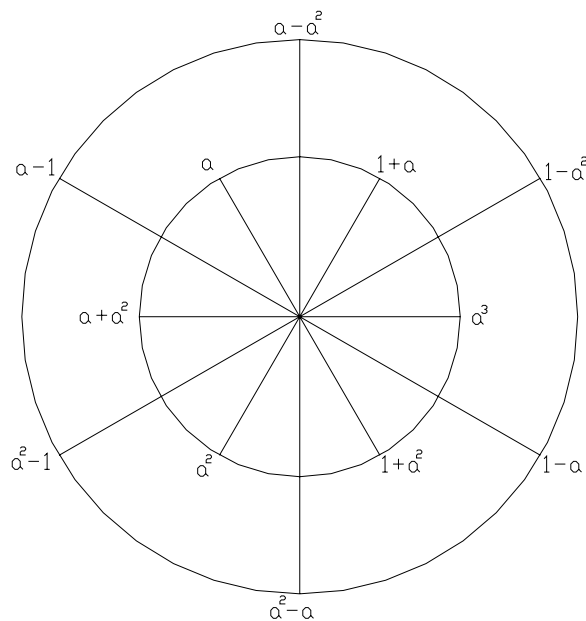


Fig. 2.2 DIAGRAMA FASORIAL DEL OPERADOR a

2.2 COMPONENTES SIMÉTRICAS

En un sistema trifásico balanceado en condiciones normales de operación, al ocurrir una falla, por lo general se presenta un desequilibrio en las ondas de voltaje y de corriente, en cada una de las tres fases. Si las corrientes y los voltajes están relacionados por impedancias constantes, se dice que el sistema es lineal y se puede aplicar el principio de superposición. La respuesta en voltaje del sistema lineal a las corrientes desbalanceadas se puede determinar al considerar las respuestas separadas de los elementos individuales a las componentes simétricas de las corrientes.

Las componentes simétricas son una herramienta matemática en el área de ingeniería eléctrica para el cálculo de fallas de corto circuito, desarrollado por Fortescue. Este método nos indica que cualquier sistema de vectores desbalanceados, se puede sustituir por dos sistemas de vectores balanceados y uno homogéneo, que son:

1. Sistema de secuencia positiva: formado por tres fasores de igual módulo y 120° de separación entre fasores consecutivos, cuya secuencia de fases es **abc**.
2. Sistema de secuencia negativa: formado por tres fasores de igual módulo y 120° de separación entre fasores consecutivos, cuya secuencia de fases es **acb**.
3. Sistema de secuencia cero: formado por tres fasores de igual módulo y en fase.

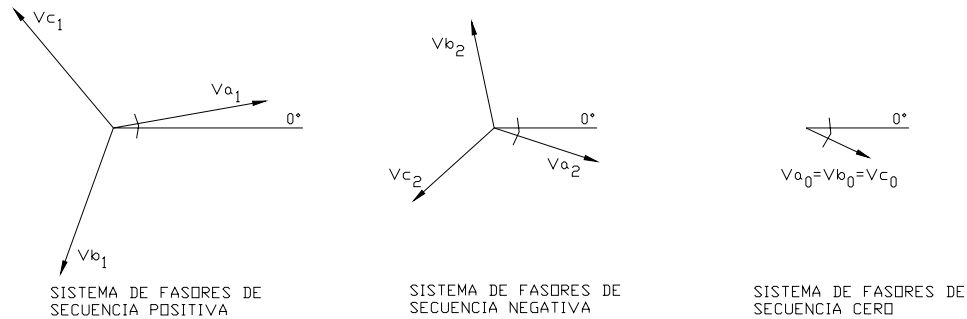


FIG. 2.3 COMPONENTES SIMÉTRICAS DE DOS SISTEMAS DE VECTORES BALANCEADOS Y UNO HOMOGÉNEO

La suma de los fasores de voltaje de secuencia positiva, negativa y cero nos da como resultado un sistema de tres fasores desequilibrados, como se muestra en la Fig. 2.4.

$$Va = Va_1 + Va_2 + Va_0 \quad Ec. \ 2.1$$

$$Vb = Vb_1 + Vb_2 + Vb_0 \quad Ec. \ 2.2$$

$$Vc = Vc_1 + Vc_2 + Vc_0 \quad Ec. \ 2.3$$

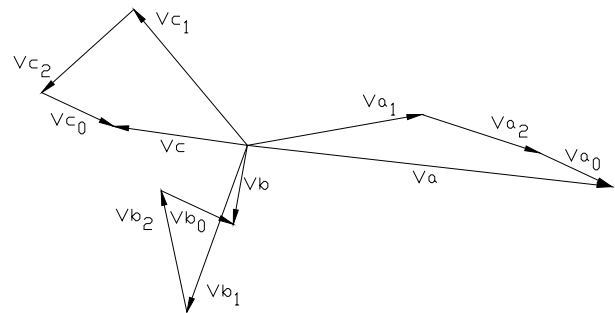


Fig. 2.4 SISTEMA DE FASORES DESEQUILBRADOS OBTENIDO SUMANDO LOS SISTEMAS DE SECUENCIA POSITIVA, NEGATIVA Y CERO

2.3 TRANSFORMACIONES

Haciendo uso del operador "a", las ecuaciones 2.1, 2.2 y 2.3 pueden escribirse de la siguiente manera:

$$Va = Va_0 + Va_1 + Va_2 \quad Ec. \ 2.4$$

$$Vb = Va_0 + a^2Va_1 + aVa_2 \quad Ec. \ 2.5$$

$$Vc = Va_0 + aVa_1 + a^2Va_2 \quad Ec. \ 2.6$$

que expresado en forma matricial queda de la siguiente manera:

$$\begin{bmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Va_0 \\ Va_1 \\ Va_2 \end{bmatrix}$$

donde:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}; \quad A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}; \quad A^{-1}A = I$$

entonces:

$$V_{abc} = AV_{012} \quad Ec. \quad 2.7$$

$$V_{012} = A^{-1}V_{abc} \quad Ec. \quad 2.8$$

de donde:

$$V_{abc} = \text{voltajes de fase}$$

$$V_{012} = \text{voltajes de secuencia}$$

$$\begin{bmatrix} Va_0 \\ Va_1 \\ Va_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{bmatrix}$$

lo cual implica que:

$$3Va_0 = Va + Vb + Vc \quad Ec. \quad 2.9$$

$$3Va_1 = Va + aVb + a^2Vc \quad Ec. \quad 2.10$$

$$3Va_2 = Va + a^2Vb + aVc \quad Ec. \quad 2.11$$

Las ecuaciones 2.9, 2.10 y 2.11 permiten hallar las componentes de voltaje de secuencia positiva, negativa y cero, haciendo notar que cualquier sistema de tres fasores desequilibrados puede descomponerse en dos sistemas de fasores equilibrados y uno homogéneo; obteniéndose uno de secuencia positiva, uno de secuencia negativa y uno de secuencia cero.

De forma análoga para las corrientes de fase se tiene:

$$Ia = Ia_0 + Ia_1 + Ia_2 \quad Ec. \quad 2.12$$

$$Ib = Ia_0 + a^2Ia_1 + aIa_2 \quad Ec. \quad 2.13, \text{ en forma matricial:}$$

$$Ic = Ia_0 + aIa_1 + a^2Ia_2 \quad Ec. \quad 2.14$$

$$\begin{bmatrix} Ia \\ Ib \\ Ic \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Ia_0 \\ Ia_1 \\ Ia_2 \end{bmatrix}$$

Para las corrientes de secuencia:

$$3Ia_0 = Ia + Ib + Ic \quad Ec. \quad 2.15$$

$$3Ia_1 = Ia + alb + a^2Ic \quad Ec. \quad 2.16, \text{ en forma matricial:}$$

$$3Ia_2 = Ia + a^2Ib + aIc \quad Ec. \quad 2.17$$

$$\begin{bmatrix} Ia_0 \\ Ia_1 \\ Ia_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Ia \\ Ib \\ Ic \end{bmatrix}$$

quedando:

$$I_{abc} = AI_{012} \quad Ec. \quad 2.18$$

$$I_{012} = A^{-1}I_{abc} \quad Ec. \quad 2.19$$

de donde:

$$I_{abc} = \text{corrientes de fase}$$

$$I_{012} = \text{corrientes de secuencia}$$

Por otra parte, en un sistema trifásico la corriente que circula por el neutro es:

$$In = Ia + Ib + Ic \quad Ec. \quad 2.20$$

Para un sistema trifásico balanceado la corriente que circula por el neutro es $In = 0$; si el sistema trifásico no está en equilibrio, circulará una corriente por el neutro, de la ecuación 2.15 despejamos la corriente de secuencia cero y tenemos:

$$Ia_0 = \frac{Ia + Ib + Ic}{3} \quad Ec. \quad 2.21$$

$$\text{pero } Ia + Ib + Ic = In$$

$$\text{por lo que: } In = 3Ia_0 \quad Ec. \quad 2.22$$

2.4 COMPONENTES DE LAS REDES DE SECUENCIA

Es una condición para un sistema balanceado que en el punto de falla, las tres componentes de secuencia positiva, negativa y cero sean independientes y no interaccionen entre sí, por lo tanto es necesario formar los tres diagramas de secuencia llamados redes de secuencia, los cuales consisten de un diagrama de una fase a neutro de un sistema de potencia.

- La red de secuencia positiva muestra voltajes de generadores así como las impedancias de máquinas rotatorias, transformadores y líneas de transmisión.
- La red de secuencia negativa generalmente es idéntica a la red de secuencia positiva excepto que:
 - a) los voltajes de los generadores no deben aparecer, ya que ningún generador síncrono opera con secuencias de fases inversa,
 - b) la reactancia de secuencia negativa de las máquinas síncronas ocasionalmente puede ser diferente que el valor para secuencia positiva.

- La red de secuencia cero generalmente es similar a la red de secuencia negativa excepto cuando:
 - a) dependiendo del tipo de conexiones de los transformadores es necesario hacer consideraciones especiales,
 - b) las impedancias a tierra tales como reactores o resistencias conectadas entre los neutros de los generadores o transformadores y tierra únicamente se deben mostrar en las redes de secuencia cero y con tres veces su valor nominal.

En general transformadores con una conexión en estrella aterrizada permiten el flujo de las corrientes de secuencia cero, desde el sistema que esta conectado a un lado del banco al sistema conectado del otro lado del transformador, de modo que para este caso la conexión para el banco de transformadores es una conexión en serie en cada una de las redes de secuencia.

Los bancos de transformadores conectados en estrella aterrizada-delta, permiten sin embargo, el flujo de corriente a través del neutro aterrizado pero, bloquean el paso de esta corriente de secuencia cero de un lado a otro del banco; por lo tanto la impedancia representativa del banco de transformadores se debe conectar en serie con el neutro y la conexión en delta en circuito abierto.

2.5 MODELADO DE LAS REDES DE SECUENCIA

Las reglas que limitan el uso de las componentes simétricas son:

- 1) Voltajes de secuencia positiva, negativa o cero, inducen únicamente corrientes de secuencia positiva, negativa o cero respectivamente.
- 2) Corrientes de determinada secuencia, sólo podrán producir voltajes de esa misma secuencia.

La conclusión de los puntos 1 y 2 es que, no existe interacción entre secuencias distintas.

- 3) Los elementos activos de la red, sólo generaran voltajes de secuencia positiva ya que, para que una máquina genere voltajes de secuencia negativa, tendría que girar en sentido contrario.
- 4) Los voltajes de secuencia negativa y cero, se consideran generados en el punto de falla, disminuyendo en magnitud a medida que se van alejando de ese punto.
- 5) El voltaje de secuencia positiva es mínimo en el punto de falla y máximo en los puntos de generación.

Como las corrientes de secuencia cero están en fase y son de igual magnitud, necesitan el neutro, cuarto conductor con conexión a tierra, para poder circular.

De las reglas de las componentes simétricas se pueden definir tres mallas de secuencia de la fuente al punto de falla, como se indica en la Fig. 2.5.

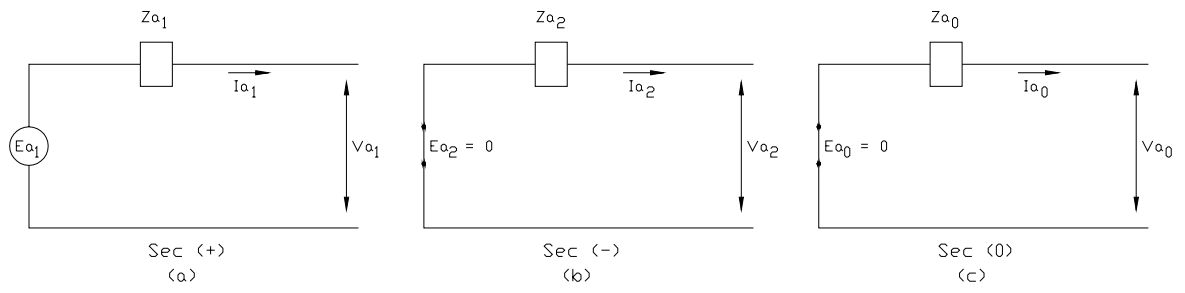


FIG. 2.5 CIRCUITOS EQUIVALENTES DE SECUENCIA POSITIVA (a), NEGATIVA (b) Y CERO (c), DE UN SISTEMA ELÉCTRICO

3 CÁLCULO DE FALLAS

3.0 FALLA MONOFÁSICA

3.1 FALLA BIFÁSICA

3.2 FALLA BIFÁSICA A TIERRA

3.3 FALLA TRIFÁSICA A TIERRA

3.4 SISTEMAS DE TIERRA Y COMPONENTES DE SECUENCIA

Habiendo introducido la notación de componentes simétricas y definido las redes de secuencia, estamos listos para evaluar las condiciones de asimetría que se pueden presentar. Para hacer esto debemos proceder de una forma ordenada evaluando las condiciones en el punto de falla y representando el circuito con un sistema de secuencias.

La mayoría de las fallas (entre el 70% y 80%) que ocurren en los sistemas eléctricos de potencia, son fallas asimétricas a través de impedancias o conductores abiertos. Las fallas asimétricas que pueden ocurrir son: falla monofásica a tierra, falla bifásica y falla bifásica a tierra.

Aproximadamente en 5% de las fallas intervienen las tres fases, éstas son llamadas fallas trifásicas simétricas.

Para los tipos de falla indicados pueden considerarse dos casos

1. Falla sólida
2. Falla a través de una impedancia

Este último se presenta por ejemplo, cuando la falla se establece a través de un arco eléctrico. Para el estudio de este tipo de fallas se considerará la falla a través de una impedancia Z_f .

3.0 FALLA MONOFÁSICA

De la Fig. 3.1 es evidente que:

$$V_a = Z_f I_a, \quad I_b = 0, \quad I_c = 0$$

Calculando las componentes de secuencia de la corriente se tiene:

$$\begin{bmatrix} I_{a_0} \\ I_{a_1} \\ I_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} I_a \\ I_a \\ I_a \end{bmatrix}$$

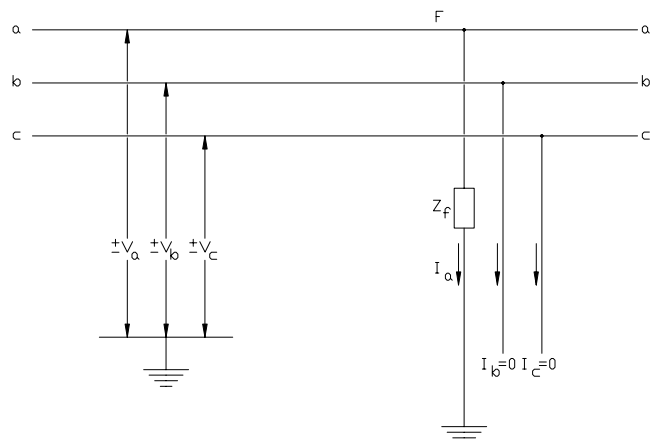


FIG. 3.1 DIAGRAMA DE UNA FALLA DE FASE A TIERRA

Se observa que las corrientes de secuencia son iguales

$$I_{a_0} = I_{a_1} = I_{a_2} = \frac{1}{3} I_a \quad \text{de donde} \quad I_a = 3I_{a_1}$$

Para satisfacer esta condición las redes de secuencia deberán conectarse en serie como se muestra en la Fig. 3.2.

Por otra parte, utilizando la ecuación 2.4 tenemos:

$$V_a = (V_{a_0} + V_{a_1} + V_{a_2}) = Z_f (3I_{a_1})$$

Esta condición sólo será satisfecha interconectando las redes de secuencia en serie en el punto de falla a través de una impedancia ($3Z_f$), como se muestra en la Fig. 3.3.

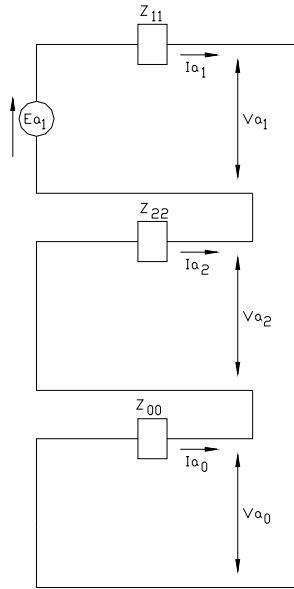


FIG. 3.2 REDES DE SECUENCIA PARA UNA FALLA MONOFÁSICA

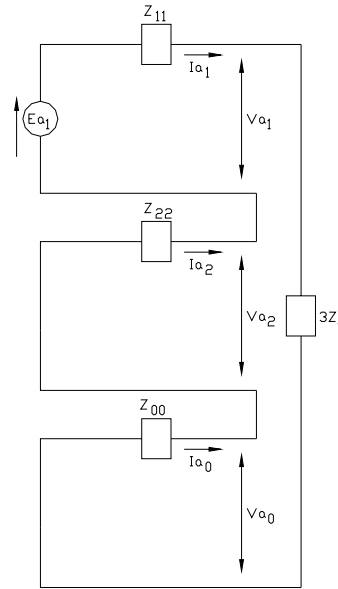


FIG. 3.3 REDES DE SECUENCIA PARA UNA FALLA MONOFÁSICA A TRAVÉS DE UNA IMPEDANCIA

De la Fig. 3.3 podemos notar que las componentes de secuencia de la corriente de falla son:

$$I_{a_0} = I_{a_1} = I_{a_2} = \frac{E_{a_1}}{Z_{00} + Z_{11} + Z_{22} + (3Z_F)} \text{ por lo tanto la corriente de falla de fase a tierra es}$$

$$I_a = I_{a_0} + I_{a_1} + I_{a_2} = 3I_{a_1} = \frac{3E_{a_1}}{Z_{00} + Z_{11} + Z_{22} + (3Z_F)}, \text{ para una falla sólida se tiene que } Z_f = 0 \text{ por lo}$$

tanto:

$$I_a = \frac{3E_{a_1}}{Z_{00} + Z_{11} + Z_{22}} \quad \text{Ec. 3.1}$$

3.1 FALLA BIFÁSICA

Para analizar esta falla consideraremos las fases b y c, como se muestra en la Fig. 3.4 en la cual incluiremos la impedancia de falla Z_f .

De la Fig.3.4 se observa que:

$$I_a = 0, \quad I_c = -I_b \quad V_b - V_c = Z_f I_b$$

Transformando las corrientes de fase a secuencia se tiene:

$$\begin{bmatrix} I_{a_0} \\ I_{a_1} \\ I_{a_2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_b \\ -I_b \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 0 \\ (a - a^2)I_b \\ (a^2 - a)I_b \end{bmatrix}$$

de esta ecuación notamos que: $I_{a_0} = 0, I_{a_2} = -I_{a_1}$

De las ecuaciones 2.5, 2.6 y 2.13 tenemos:

$$(V_{a_0} + a^2 V_{a_1} + a V_{a_2}) - (V_{a_0} + a V_{a_1} + a^2 V_{a_2}) = Z_f (I_{a_0} + a^2 I_{a_1} + a I_{a_2})$$

Simplificando:

$$(a^2 - a)V_{a_1} - (a^2 - a)V_{a_2} = Z_f (a^2 - a)I_{a_1}$$

$$V_{a_1} - V_{a_2} = Z_f I_{a_1}$$

Estas conexiones se satisfacen conectando las redes de secuencia positiva y negativa en paralelo en el punto de falla a través de la impedancia de falla Z_f como se muestra en la Fig. 3.5. De esta figura se observa que las corrientes de falla son:

$$I_{a_1} = -I_{a_2} = \frac{E_{a_1}}{Z_{11} + Z_{22} + Z_f} \quad I_{a_0} = 0$$

Transformando ahora las corrientes de secuencia a fase y usando la identidad $(a^2 - a) = -j\sqrt{3}$, la corriente de falla en la fase b es:

$$I_b = I_{a_0} + a^2 I_{a_1} + a I_{a_2} = (a^2 - a)I_{a_1} \text{ por lo tanto, } I_b = -j\sqrt{3}I_{a_1}$$

$$I_b = -I_c = \frac{-j\sqrt{3}E_{a_1}}{Z_{11} + Z_{22} + Z_f} \quad \text{Ec. 3.2}$$

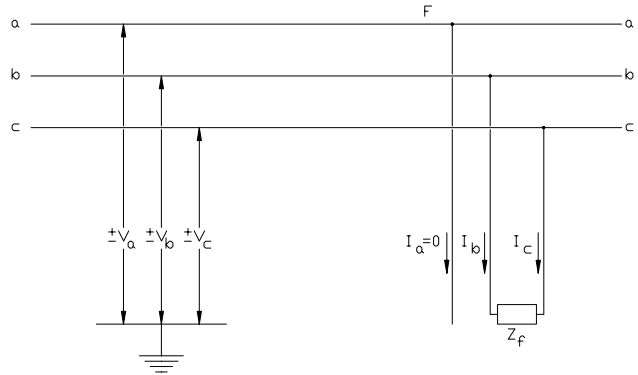


FIG. 3.4 DIAGRAMA DE UNA FALLA BIFÁSICA

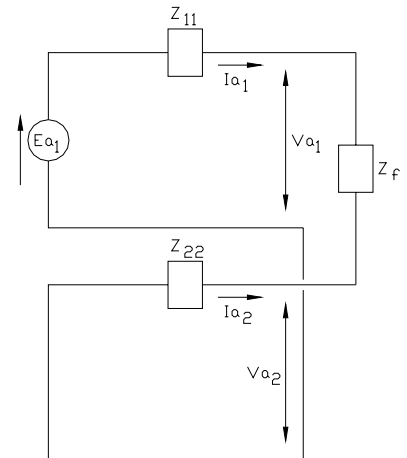


FIG. 3.5 REDES DE SECUENCIA PARA UNA FALLA BIFÁSICA

3.2 FALLA BIFÁSICA A TIERRA

Para analizar esta falla consideraremos las fases b y c conectadas a través de una impedancia Z_f a tierra, como se muestra en la Fig. 3.6. De esta figura se observa que:

$$I_a = 0, \quad V_b = V_c = Z_f (I_b + I_c)$$

De la ecuación 2.12, tenemos:

$$I_a = I_{a_0} + I_{a_1} + I_{a_2} = 0$$

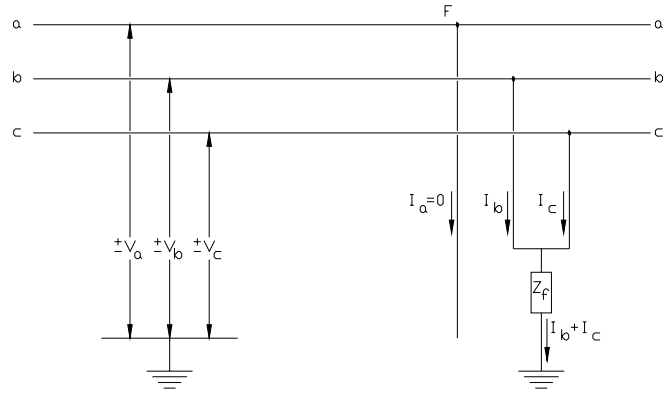


FIG. 3.6 DIAGRAMA DE UNA FALLA BIFÁSICA A TIERRA

Para satisfacer la otra condición, utilizando las ecuaciones 2.5 y 2.6 tenemos:

$$Va_0 + a^2 Va_1 + a Va_2 = Va_0 + a Va_1 + a^2 Va_2$$

simplificando

$$Va_1 = Va_2$$

Para el voltaje en la fase b tenemos:

$$Va_0 + (a^2 + a) Va_1 = Z_f (I_{a_0} + a^2 I_{a_1} + a I_{a_2} + I_{a_0} + a I_{a_1} + a^2 I_{a_2})$$

Agrupando términos y utilizando la identidad $a^2 + a = -1$, tenemos:

$$Va_0 - Va_1 = Z_f (2I_{a_0} - I_{a_1} - I_{a_2})$$

como $I_{a_0} = -(I_{a_1} + I_{a_2})$, por lo tanto:

$$Va_0 - Va_1 = Z_f (3I_{a_0})$$

Para satisfacer esta ecuación será necesario que las redes de secuencia positiva, negativa y cero estén conectadas en paralelo en el punto de falla. Adicionalmente se debe incluir la impedancia $3Z_f$ conectada en serie con la red de secuencia cero como se muestra en la Fig. 3.7. De esta figura se observa que la corriente de falla de secuencia positiva es:

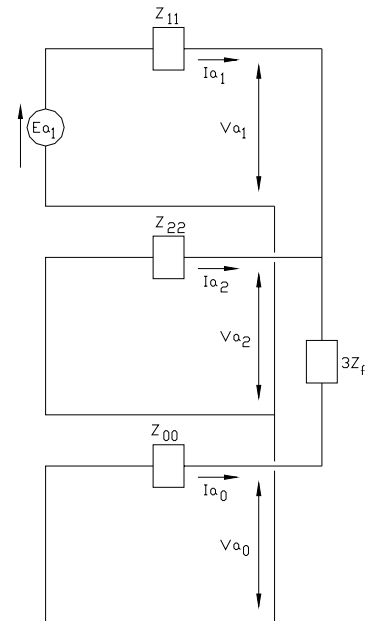


FIG. 3.7 REDES DE SECUENCIA PARA UNA FALLA BIFÁSICA A TIERRA A TRAVÉS DE UNA IMPEDANCIA

$$I_{a_1} = \frac{Ea_1}{Z_{11} + \left[\frac{z_{22}(Z_{00} + 3Z_f)}{Z_{00} + Z_{22} + 3Z_f} \right]} \quad Ec. \quad 3.3$$

De la Fig. 3.8, tenemos:

$$\begin{aligned} E a_1 - V_1 - V_2 &= 0 \\ V_2 - V_f - V_0 &= 0 \end{aligned}$$

donde:

$$V_1 = Z_{11}(+I_1), \quad V_2 = Z_{22}(+I_1 - I_2), \quad V_f = 3Z_f(+I_2) \quad \text{y} \quad V_0 = Z_{00}(+I_2)$$

Sustituyendo en las ecuaciones de voltaje:

$$\begin{aligned} E a_1 - Z_{11}(+I_1) - Z_{22}(+I_1 - I_2) &= 0 \\ Z_{22}(+I_1 - I_2) - 3Z_f(+I_2) - Z_{00}(+I_2) &= 0 \end{aligned}$$

Resolviendo el sistema de ecuaciones para I_1 e I_2 , tenemos:

$$I_1 = \frac{E a_1 (Z_{00} + 3Z_f + Z_{22})}{Z_{11}(Z_{00} + 3Z_f + Z_{22}) + Z_{22}(Z_{00} + 3Z_f)} \quad \text{e} \quad I_2 = \frac{E a_1 Z_{22}}{Z_{11}(Z_{00} + 3Z_f + Z_{22}) + Z_{22}(Z_{00} + 3Z_f)}$$

Por otra parte $I a_2 = -(+I_1 - I_2)$ e $I a_0 = -(I_2)$ así,

$$I a_2 = - \left[\frac{E a_1 (Z_{00} + 3Z_f)}{Z_{11}(Z_{00} + 3Z_f + Z_{22}) + Z_{22}(Z_{00} + 3Z_f)} \right] \quad \text{Ec. 3.4}$$

$$I a_0 = - \left[\frac{E a_1 Z_{22}}{Z_{11}(Z_{00} + 3Z_f + Z_{22}) + Z_{22}(Z_{00} + 3Z_f)} \right] \quad \text{Ec. 3.5}$$

$$I b + I c = I a_0 + a^2 I a_1 + a I a_2 + I a_0 + a I a_1 + a^2 I a_2$$

$$I b + I c = 2I a_0 + (a^2 + a)(I a_1 + I a_2)$$

$$I a_1 + I a_2 = -I a_0$$

$$I b + I c = 2I a_0 + I a_0 = 3I a_0$$

Finalmente, las corrientes de secuencia pueden ser transformadas a corrientes de fase utilizando las ecuaciones 2.12, 2.13 y 2.14.

3.3 FALLA TRIFÁSICA A TIERRA

Para analizar este tipo de falla consideraremos las tres fases conectadas a tierra. Este tipo de falla no introduce desequilibrio en el sistema trifásico y por lo tanto, no existirán corrientes ni voltajes de secuencia negativa y cero, independientemente de que la falla trifásica este o no conectada a tierra. En la Fig. 3.9 se observa el diagrama de este tipo de falla.

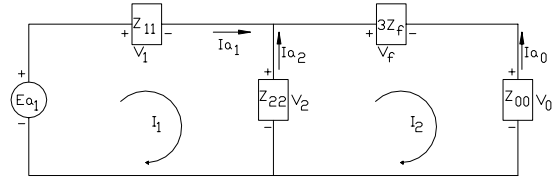


FIG. 3.8 CIRCUITO PARA UNA FALLA BIFÁSICA A TIERRA

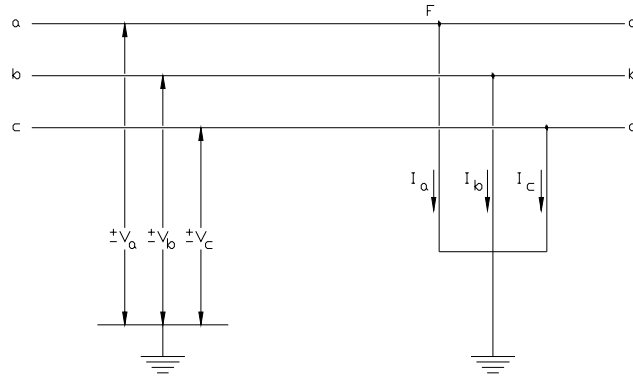


FIG. 3.9 DIAGRAMA DE UNA FALLA TRIFÁSICA A TIERRA

Al ser esta falla simétrica, en el punto de falla se cumple:

$$I_a + I_b + I_c = 0$$

$$V_a = V_b = V_c = 0$$

No importa si la falla esta conectada o no a tierra, ya que no habrá circulación de corrientes de secuencia cero debido a que es una falla simétrica.

De las ecuaciones 2.12, 2.13 y 2.14 y cumpliendo que no existen componentes de corriente de secuencias negativa y cero, tendremos que:

$$I_a = I_{a_1}$$

$$I_b = I_{b_1} = a^2 I_{a_1}$$

$$I_c = I_{c_1} = a I_{a_1}$$

Para calcular los valores de los voltajes de fase aplicamos las ecuaciones 2.4, 2.5 y 2.6 ahora, tomando en cuenta las condiciones de falla tenemos:

$$V_a = V_{a_1} = 0; \quad V_b = V_{b_1} = 0 \quad V_c = V_{c_1} = 0$$

Al no existir corrientes y voltajes de secuencia negativa y cero, sólo tendremos la red de secuencia positiva como se muestra en la Fig. 3.10. De esta figura se observa que:

$$E_{a_1} = Z_{11} I_{a_1} + V_{a_1} \quad \text{pero} \quad V_{a_1} = 0$$

por lo que la corriente de secuencia positiva será:
$$I_{a_1} = \frac{E_{a_1}}{Z_{11}}$$

Finalmente, la corriente de falla se calculará como:

$$I_a = I_{a_1} \quad \text{Ec. 3.6}$$

$$I_b = a^2 I_{a_1} \quad \text{Ec. 3.7}$$

$$I_c = a I_{a_1} \quad \text{Ec. 3.8}$$

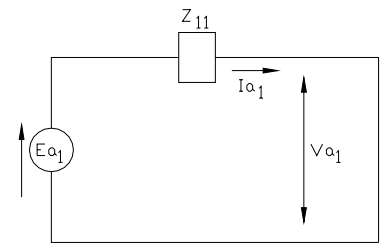


FIG. 3.10 RED DE SECUENCIA PARA UNA FALLA TRIFÁSICA

3.4 SISTEMAS DE TIERRA Y COMPONENTES DE SECUENCIA

El objetivo de un sistema de puesta a tierra o la conexión intencional de una fase o el conductor neutro a tierra, tiene el propósito de controlar el voltaje a tierra dentro de límites predecibles, lo cual permite detectar el flujo de corrientes de una conexión no deseada entre los conductores del sistema y tierra el cual puede propiciar la operación de dispositivos automáticos que quitan o aíslan la fuente de voltaje de los conductores que han sufrido la conexión a tierra. El control de voltaje a tierra limita las variaciones de voltaje.

Existen tres razones básicas para poner a tierra los equipos eléctricos, las cuales son:

1. Para limitar las tensiones causadas por descargas atmosféricas o por el contacto accidental de los conductores de alimentación con conductores de mayor tensión.
2. Para estabilizar la tensión bajo condiciones de operación normales (esto mantiene la tensión a un nivel relativo a tierra, de manera que cualquier equipo conectado al sistema estará sujeto solamente a esta diferencia de potencial)
3. Para facilitar la operación de los dispositivos de sobrecorriente, tales como fusibles, interruptores automáticos o relés, bajo condiciones de falla a tierra.

Valor eficaz de corriente asimétrica de falla: es el valor rms de la onda de corriente asimétrica que comprende el intervalo de duración de la falla.

$$I_F = D_f * I_f \quad Ec. \quad 3.9$$

donde:

I_F Valor eficaz de la corriente asimétrica de falla en amperes.

D_f Factor de decremento.

I_f Valor rms de la corriente simétrica de falla a tierra en amperes.

Corriente simétrica de falla a tierra: es el valor rms máximo de la corriente simétrica de falla un instante después de iniciada esta, la cual representa el valor rms de la componente simétrica en el primer medio ciclo de la onda de corriente inmediatamente después de que la componente de corriente directa ha desaparecido. Para las fallas de fase a tierra:

$$I_{f(0+)} = 3I_0'' \quad Ec. \quad 3.10$$

donde:

$I_{f(0+)}$ Corriente simétrica inicial de falla a tierra.

I_0'' Valor rms de la corriente simétrica de secuencia cero que se desarrolla inmediatamente después de iniciada la falla, refleja la reactancia subtransitoria de la contribución de la máquina rotatoria a la falla.

Esta corriente simétrica inicial de falla a tierra $I_{f(0+)}$ se representará como I_f o será referida únicamente como $3I_0$.

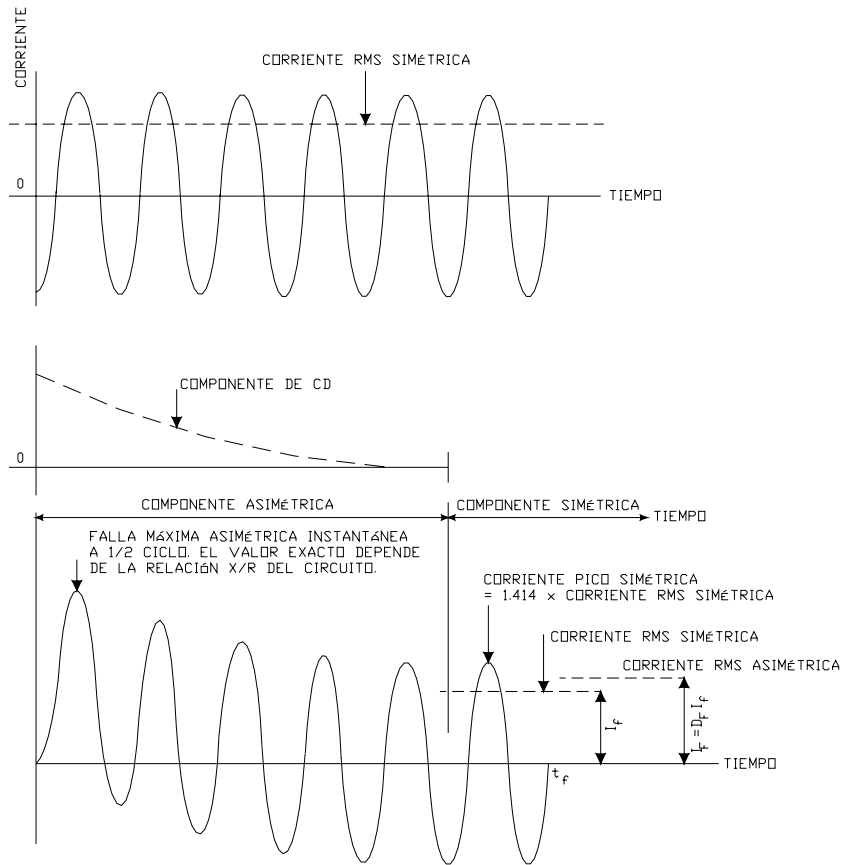


FIG. 3.11 RELACIÓN ENTRE LOS VALORES ACTUALES DE CORRIENTE DE FALLA Y LOS VALORES DE I_f , I_g Y I_0 PARA UN TIEMPO DE DURACIÓN t_f

Relación X/R : es la relación entre la reactancia del sistema y su resistencia, indica el rango de atenuación de cualquier desplazamiento de c. d. Una relación X/R grande corresponde a una constante de tiempo grande y a una pequeña atenuación.

Factor de división de la corriente de falla: el factor representa el inverso de la corriente de falla simétrica proporcional a la corriente que fluye entre la malla de tierra y el terreno circundante.

Se define como:

$$S_f = \frac{I_g}{3I_0} = \frac{I_g}{I_f} \quad \text{Ec. 3.11}$$

donde:

- S_f Factor de división de la corriente de falla
- I_g Corriente simétrica de malla.
- I_0 Corriente de secuencia cero en el punto de falla.

I_f Valor rms de la corriente simétrica de falla a tierra en amperes.

Nota: En realidad, el factor de división de corriente cambia durante la duración de la falla, basado en la variación de los rangos de decremento de las contribuciones de falla y la secuencia de los dispositivos de interrupción. Sin embargo, para propuestas del cálculo de diseño los valores máximos de la corriente de malla y de la corriente simétrica de malla se asumen constantes durante una falla dada.

La corriente máxima de malla I_G , es la máxima corriente asimétrica que fluye entre la malla de tierra y el terreno que la rodea, esta corriente I_G incluye la corriente simétrica I_g , así como una corrección para la componente de corriente directa. Esta componente decae exponencialmente y se le conoce como desplazamiento de la componente c. d.

Corriente máxima de malla, se define como: $I_G = C_p D_f I_g$ Ec. 3.12

donde:

- I_G Corriente máxima de malla en amperes.
- D_f Factor de decremento para un tiempo de duración total de la falla t_f en segundos.
- C_p Factor de la proyección que toma en cuenta los incrementos relativos de la corriente de falla a lo largo de la vida útil de la instalación. Cuando no existieran incrementos en la corriente de falla, $C_p = 1$.
- I_g Corriente simétrica de malla (valor rms) en amperes.

Corriente simétrica de malla: es una parte de la corriente simétrica de falla a tierra que fluye de la malla de tierra hacia el terreno que la rodea. Puede expresarse como:

$$I_g = S_f I_f \quad \text{Ec. 3.13}$$

donde:

- S_f Factor de división de corriente que relaciona la magnitud de la corriente de falla con la parte de esta corriente que fluye de la malla hacia el terreno.

Cálculo de la sección del conductor

Los conductores empleados en el sistema de tierra serán capaces de soportar la máxima corriente de falla durante un tiempo determinado sin llegar a la fusión. La ecuación que evalúa la ampacidad de cualquier conductor del cual se conocen las constantes de su material es:

$$I = A_{mm^2} \sqrt{\left(\frac{TCAP * 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r} \right) \ln \left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a} \right)} \quad \text{Ec. 3.14}$$

donde:

- I Corriente rms en kA.
- A Sección transversal del conductor en mm².
- $TCAP$ Factor de capacidad térmica por unida de volumen tabla 3.1 en J/(cm³* °C)
- t_c Tiempo de duración del flujo de corriente en segundos.
- α_r Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia T_r en 1/°C.
- T_r Temperatura de referencia para las constantes del material en °C.
- ρ_r Resistividad del conductor a la temperatura de referencia T_r en $\mu\Omega * cm$.
- $K_o = \frac{1}{\alpha_0} = \frac{1}{\alpha_r} - T_r$ en °C.
- T_m Temperatura máxima permisible en °C de los conectores (250 ó 450 °C)
- α_0 Coeficiente térmico de resistividad a 0 °C en 1/°C.
- T_a Temperatura ambiente en °C .

Cabe hacer notar que α_r y ρ_r están dados para la misma temperatura de referencia T_r en °C. La tabla 3.1 proporciona estos valores a 20 °C.

TABLA 3.1 CONSTANTES DE MATERIALES						
Descripción	Conductividad del material (%)	α_r factor a 20° C (1/°C)	K_0 a 0 °C (0 °C)	Temperatura de fusión T_m (°C)	ρ_r 20 °C $\mu\Omega * cm$	TCAP capacidad térmica (J/cm ³ * °C)
Cobre temple suave	100.0	0.00393	234	1083	1.72	3.42
Cobre comercial temple duro	97.0	0.00381	242	1084	1.78	3.42
Alambre de acero recubierto con cobre	40.0	0.00378	245	1084	4.40	3.85
Alambre de acero recubierto con cobre	30.0	0.00378	245	1084	5.86	3.85
Barra de acero recubierta con cobre	20.0	0.00378	245	1084	8.62	3.85
Aluminio grado EC	61.0	0.00403	228	657	2.86	2.56
Aluminio grado 5005	53.5	0.00353	263	652	3.22	2.60
Aluminio grado 6201	52.5	0.00347	268	654	3.28	2.60
Alambre de acero recubierto con aluminio	20.3	0.00360	258	657	8.48	3.58
Acero 1020	10.8	0.00160	605	1510	15.90	3.28
Barra de acero inoxidable	9.8	0.00160	605	1400	17.50	4.44
Barra de acero recubierta de zinc	8.6	0.00320	293	419	20.10	3.93
Acero inoxidable 304	2.4	0.00130	749	1400	72.00	4.03

Referencia: IEEE Std. 80-2000.

De la Ec. 3.14, para poder calcular el área del conductor en función de la corriente tenemos:

$$A_{mm^2} = I \frac{1}{\sqrt{\left(\frac{TCAP * 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) \ln\left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a}\right)}} \quad Ec. 3.15$$

Tipos de falla a tierra

Pueden ocurrir diferentes tipos de falla en el sistema, desafortunadamente es difícil determinar cual tipo de falla resulta en un flujo de corriente más grande entre la malla de tierra y el terreno circundante; para propósitos prácticos se recomienda que la investigación sobre máximas corrientes se realice únicamente con la falla de línea a tierra (falla monofásica) y con la de dos líneas a tierra (falla bifásica a tierra).

En el caso de una falla de dos líneas a tierra, la corriente de falla de secuencia cero es:

$$I_0 = \frac{E(R_2 + jX_2)}{(R_1 + jX_1)[R_0 + R_2 + 3R_f + j(X_0 + X_2)] + (R_2 + jX_2)(R_0 + 3R_f + jX_0)}$$

donde:

- I_0 Valor rms simétrico de la corriente de falla de secuencia cero en [A]
- E Voltaje en el punto de falla de fase a neutro [V]
- R_f Resistencia estimada de la falla en [Ω]
- R_1 Resistencia equivalente del sistema de secuencia positiva en [Ω]
- R_2 Resistencia equivalente del sistema de secuencia negativa en [Ω]
- R_0 Resistencia equivalente del sistema de secuencia cero en [Ω]
- X_1 Reactancia equivalente del sistema de secuencia positiva (subtransitoria) en [Ω]
- X_2 Reactancia equivalente del sistema de secuencia negativa en [Ω] (en la mayoría de los cálculos se permite usualmente asumir que X_2 / X_1 es igual a la unidad y por lo tanto, $X_1 = X_2$.
- X_0 Reactancia equivalente del sistema de secuencia cero en [Ω]

Los valores R_1, R_2, R_0, X_1, X_2 y X_0 son calculados en el punto de falla del sistema.

En el caso de una falla de línea a tierra, la corriente de falla de secuencia cero es:

$$I_0 = \frac{E}{3R_f + R_1 + R_2 + R_0 + j(X_1 + X_2 + X_0)}$$

Sin embargo, en la mayoría de los casos el efecto de la resistencia es despreciable, para propósitos prácticos es conveniente simplificar las ecuaciones de corriente de falla de doble línea a tierra y de línea a tierra de secuencia cero por lo cual se tendrá:

La corriente de falla de doble línea a tierra de secuencia cero:

$$I_0 = \frac{EX_2}{X_1(X_0 + X_2) + (X_2 + X_0)} \quad Ec. \quad 3.16$$

La corriente de falla de línea a tierra de secuencia cero:

$$I_0 = \frac{E}{X_0 + X_1 + X_2} \quad \text{Ec. 3.17}$$

Corriente máxima de malla y análisis de fallas.

Determinación de la corriente máxima de la malla

Para determinar el valor correcto de la corriente máxima de malla I_G para el cálculo de la red de tierra de la subestación se siguen los siguientes pasos:

- 1) Evaluar el tipo y localización de aquellas fallas a tierra que probablemente producirán los mayores flujos de corriente entre la malla y el terreno circundante, produciendo la mayor elevación en el potencial de la malla con respecto a tierra y los mayores gradientes de potencial en el área de la subestación.
- 2) Determinar por cálculo, el factor de división de la corriente de falla S_f , para cada uno de los tipos de falla seleccionados en el inciso 1) y establecer los valores correspondientes de la corriente simétrica de malla I_g .
- 3) Para cada uno de los tipos de falla y basado en su tiempo de duración t_f , determinar el valor del factor de decremento D_f para los efectos de asimetría de la onda de la corriente de falla.
- 4) Seleccionar el valor más grande del producto $D_f I_g$ y por lo tanto la peor condición de falla; y establecer el valor del factor de proyección C_p para obtener los márgenes para crecimiento futuro del sistema.

Efecto de la asimetría

Factor de decremento

El diseño de una malla de tierra debe considerar la corriente asimétrica, un factor de decremento D_f , el cual tiene su origen al tomar en cuenta el desplazamiento de la componente de corriente directa. En general, la corriente de falla asimétrica incluye las componentes subtransitoria, transitoria, de estado estable de c. a. y el desplazamiento de la componente de c. d. Ambas componentes de c. a. la subtransitoria y la transitoria y el desplazamiento de c. d. decaen exponencialmente teniendo una relación de atenuación diferente cada una.

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} \left[1 - e^{-\frac{2t_f}{T_a}} \right]}$$

donde:

t_f Duración de la falla en segundos.

T_a Constante de tiempo subtransitoria en segundos.

$$T_a = \frac{X''}{\omega R}$$

La relación anterior puede ser usada para calcular el factor de decremento para relaciones X/R y duraciones específicas de falla.

Valores típicos del factor de decremento para diferentes duraciones y relaciones X/R se muestran en la tabla 3.2.

X''/R es la relación X/R en el punto de falla y para un determinado tipo de falla.

Duración de la falla t_f		Factor de decremento D_f			
Segundos	Ciclos a 60 Hz	$x/R = 10$	$x/R = 20$	$x/R = 30$	$x/R = 40$
0.00833	0.5	1.576	1.648	1.675	1.688
0.05	3	1.232	1.378	1.462	1.515
0.10	6	1.125	1.232	1.316	1.378
0.20	12	1.064	1.125	1.181	1.232
0.30	18	1.043	1.085	1.125	1.163
0.40	24	1.033	1.064	1.095	1.125
0.50	30	1.026	1.052	1.077	1.101
0.75	45	1.018	1.035	1.052	1.068
1.00	60	1.013	1.026	1.039	1.052

Referencia: IEEE Std. 80-2000

4 INTERRUPCIÓN DE CORRIENTES EN REDES ELÉCTRICAS

4.0 FUNDAMENTOS DE LOS ARCOS ELÉCTRICOS

4.1 CORRIENTE CERO

4.2 VOLTAJE TRANSITORIO DE RECUPERACIÓN

4.3 INTERRUPCIÓN DE CORRIENTES INDUCTIVAS

4.4 INTERRUPCIÓN DE CORRIENTES CAPACITIVAS

4.5 SOBREVOLTAJES POR SWITCHEO

4.6 MODOS DE FALLA DE INTERRUPTORES

4.0 FUNDAMENTOS DE LOS ARCOS ELÉCTRICOS

Básicamente existen dos formas de interrumpir el flujo de corriente, una es reducir el potencial a cero y la otra es abrir el conductor que transporta la corriente, este método ha sido el más utilizado, comienza justo en el instante en que un par de contactos eléctricos empiezan a separarse; continúa mientras los contactos se alejan uno del otro, pero se mantienen unidos por medio de un plasma y se completa cuando el plasma conductor es privado de su conductividad. El plasma es el núcleo del arco eléctrico, constituye: el elemento básico, indispensable y activo en el proceso de la interrupción de la corriente. Basados en este conocimiento se establece que después del proceso de extinción del arco eléctrico, será interrumpida la corriente.

El arco eléctrico

El arco eléctrico presenta una caída de voltaje, es capaz de conducir grandes corrientes y se comporta como una resistencia no lineal. Es más común observar que una descarga de arco ocurra a través del aire bajo ciertas condiciones atmosféricas, también se presenta en bajas y altas presiones, al vacío, en gases y vapores de metal. La descripción del arco eléctrico podría ser arbitrariamente separada en dos tipos identificados de arcos.

Arcos de alta presión.

Son aquellos que existen en o por arriba de la presión atmosférica, aparecen como una columna brillante caracterizada por tener muy poca visibilidad, el núcleo brillante del arco consiste de gases ionizados que transportan la corriente eléctrica. La temperatura del núcleo del arco bajo condiciones de enfriamiento natural por aire alcanza temperaturas alrededor de los 600 K mientras que cuando se encuentra sujeto a un enfriamiento forzado han sido observadas temperaturas que exceden los 20,000 K, esta alta temperatura es el resultado de una reducción en el diámetro del arco lo cual produce un incremento en la densidad de corriente del plasma.

Algunas de las características que favorecen el proceso de interrupción del arco, son que puede ser fácilmente influenciado y desviado por la acción de un campo magnético o por la acción del flujo de un fluido a alta presión y que el arco se comporta como una resistencia no lineal. Bajo condiciones constantes de corriente, el arco en estado estable tiene un equilibrio térmico lo cual significa que al perder energía de la columna del arco, se balancee por la energía inyectada dentro del arco. Sin embargo, debido a la capacidad de almacenamiento de energía del arco hay algún instante dado en el cual no se entrega potencia al arco y la energía almacenada en él es igual a la energía perdida. Éste intervalo es significativo durante el periodo de interrupción, cerca de la "corriente cero".

Arcos en baja presión (vacío)

Éstos comparten la mayoría de las características básicas que describen al arco eléctrico de alta presión, las diferencias más significativas son:

1. La parte positiva del arco de vacío es únicamente influenciado por vapores de metal que han sido evaporados de los electrodos. cátodo, ánodo vacío
2. El arco puede existir de un modo difuso o de modo estrecho.

El modo difuso esta caracterizado por una infinidad de movimientos rápidos del punto en el cátodo por lo que se observan como múltiples arcos en paralelo. Uno de los orígenes del arco es tener concentrado en un solo punto al ánodo mientras los puntos del cátodo están divididos formando un grupo estrechamente entrelazado de puntos altamente móviles como se muestra en la Fig. 4.1. Si los puntos del cátodo no tienen la influencia de un campo magnético externo se mueven aleatoriamente alrededor de toda la superficie de contacto a muy altas velocidades.

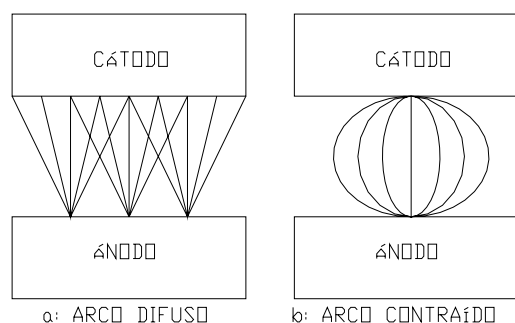


FIG. 4.1 DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE UN ARCO EN VACÍO, ARCO DIFUSO Y ARCO CONTRAÍDO

Cuando la corriente se incrementa aparece un solo punto en el electrodo (ánodo) y se produce una condición de derretimiento. Hay un umbral de corriente en el cual ocurre la transición de un arco difuso a un modo estrecho del arco, como los acercamientos de la corriente a su pico y entonces de nuevo vuelven a un modo difuso como los acercamientos de la corriente a su paso natural por cero; este nivel de umbral es dependiente del tamaño del material del electrodo. Por consiguiente cuanto más largo es el tiempo antes del cruce por cero que un interruptor está en el modo difuso, mayor es su capacidad de interrupción.

4.1 CORRIENTE CERO

Se refiere a la magnitud de la corriente durante el cruce por cero, en este instante su magnitud es cero, en corriente alterna este cruce ocurre de forma natural dos veces cada ciclo.

El arco en corriente alterna

En el caso de un arco estable como la corriente del arco se incrementa, la resistencia del arco disminuye debido al incremento en la temperatura la cual incrementa el proceso de ionización y cuando la corriente disminuye, el nivel de ionización también disminuye, mientras la resistencia del arco se incrementa. De esta manera, hay un colapso del arco poco antes de que la corriente alterna alcance su valor cero normal en el término de cada medio ciclo. El arco podría tener una reignición nuevamente cuando la corriente fluya en dirección opuesta durante el medio ciclo subsiguiente, siempre que las condiciones a través de los electrodos sean propicias para la existencia del arco.

La corriente de arco se encuentra ligeramente distorsionada de una verdadera onda con forma senoidal debido a la influencia provocada por el voltaje de arco, por consiguiente el arco es extinguido justo antes del cruce por cero de la corriente nominal.

La transición de la corriente cero está acompañada por un brusco incremento en el voltaje del arco y el pico de este voltaje es definido por el pico del voltaje de extinción. Cuando el pico de voltaje de extinción alcanza un valor igual al valor instantáneo del voltaje aplicado al arco por el circuito, la corriente del arco no puede ser mantenida por más tiempo y posteriormente la corriente en dirección opuesta no puede ser reestablecida inmediatamente, así para cada corriente cero hay un periodo finito de tiempo en el cual no puede fluir corriente alguna “pausa de corriente cero”.

Durante el periodo de corriente cero, la trayectoria de la descarga es parcialmente des-ionizada a causa de la pérdida de calor y por consiguiente el campo eléctrico necesario para reestablecer el arco después de la inversión de la corriente llega a ser más grande que el campo requerido para mantener el arco.

Esto significa que el voltaje requerido para la reignición es más grande que el voltaje necesario para mantener el arco y por consiguiente la corriente permanecerá en su valor “cero” hasta que se alcance el nivel del voltaje de reignición. Si el arco es reestablecido se incrementa la corriente y la caída de voltaje alcanza su valor mínimo, el cual es prácticamente constante durante la mayor parte del medio ciclo y se encuentra en la región de máxima corriente.

El intervalo de corriente posterior a la corriente “cero” y durante el cual la reignición del arco puede ocurrir, depende de la velocidad a la cual se conduce el incremento de voltaje en el inicio del medio ciclo y de la proporción en la cual toma lugar la des-ionización en la brecha en el espacio; en otras palabras el proceso de reignición representa la relación entre la proporción de recuperación del voltaje de suministro y la proporción de la des-ionización o la recuperación del dieléctrico del espacio a través de la separación de los electrodos.

Proceso de interrupción de corriente

Asumiremos que los arcos son descargas mantenidas y que están ardiendo continuamente, así mismo la interrupción de corriente es sinónimo de la extinción del arco la cual esta influenciada por las características del sistema y por la capacidad del arco para almacenar calor.

Interrupción de corriente alterna

En un circuito de corriente alterna el valor instantáneo de la corriente pasa a través de cero dos veces durante cada ciclo; en consecuencia para interrumpir una corriente alterna es suficiente con impedir la reignición del arco después de que la corriente a pasado por cero. Es por esta razón que es de suma importancia la des-ionización de la cámara donde se lleva a cabo el arco en el momento en que ocurre de forma natural el cruce por cero. Mientras se presente alguna disminución de la ionización en la cámara en que se lleva acabo el arco en el punto de un pico de corriente es de ayuda aunque, esta acción no es significativa en el proceso de interrupción. Sin embargo, se deben tomar las medidas necesarias que ayuden a la interrupción del arco antes de la aparición del siguiente cruce por cero en el cual se espera que se de la interrupción.

La interrupción de corriente depende de que la capacidad dieléctrica de la cámara donde ocurre el arco sea mayor que el voltaje impuesto a través de ella por el circuito en un intento por reestablecer el flujo de corriente.

Cuando la corriente alterna cruza por cero, el voltaje del arco alcanza repentinamente un valor igual a la suma del valor pico instantáneo del voltaje de extinción del lazo anterior de corriente más el valor pico del voltaje de reignición del lazo de corriente próximo, el cual esta asociado con la corriente inversa. En caso de que el arco tenga reignición e inmediatamente de que esta tome lugar, el voltaje del arco llega a ser constante y de una magnitud significativamente baja como se ilustra en la Fig. 4.2 Para que ocurra una reignición el voltaje aplicado deberá exceder el valor del voltaje total de reignición (e_t).

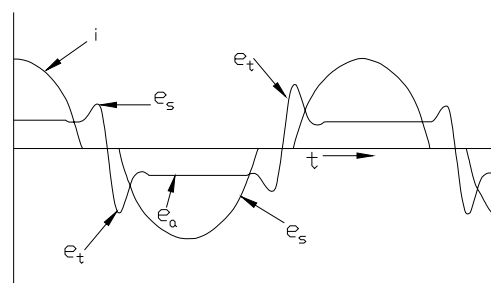


FIG. 4.2 VARIACIONES TÍPICAS DE CORRIENTE Y VOLTAJE DE LA EXTINCIÓN DEL PICO DE VOLTAJE e_s Y EL PICO DEL VOLTAJE DE RE-IGNICIÓN e_t .

4.2 VOLTAJE TRANSITORIO DE RECUPERACIÓN (TRV)

Voltaje transitorio de recuperación (Transient Recovery Voltage, TRV) ocurre al “liberar” el circuito en el que aparece una falla; el TRV es el resultado tanto del inicio como de la interrupción del flujo de corriente en el sistema. Estos transitorios son iniciados por el propio dispositivo de interrupción, por lo que se les puede considerar como transitorios inducidos por el equipo. Sin embargo, las características de estos transitorios no dependen del tipo de equipo, dependen de los parámetros y la ubicación específica de cada uno de los componentes del circuito.

Todos los dispositivos de desconexión pueden considerarse como un eslabón que une dos circuitos eléctricos. A un lado del dispositivo se encuentra el circuito eléctrico que entrega la energía y que puede ser identificado como el circuito fuente, en el lado opuesto se encuentra un circuito eléctrico que consume dicha energía y en consecuencia puede identificarse como el circuito o la red de carga; siempre que el dispositivo de desconexión se abra, se desconectarán las dos redes o circuitos, y cada una procederá a redistribuir su energía atrapada. Como resultado de esto, cada circuito desarrolla un voltaje que aparece simultáneamente en las respectivas terminales del interruptor; la suma algebraica de estos dos voltajes representa el TRV.

Una ecuación razonable del fenómeno del voltaje transitorio de recuperación que tiene lugar en cualquier sistema eléctrico debe basarse en las condiciones que prevalecen en el momento de la interrupción de una corriente de corto circuito. Como requisitos mínimos que deben entrar en consideración para dicha evaluación se encuentran: el tipo de falla, las características de conexión del circuito y el arreglo de desconexión empleado.

El voltaje de recuperación tiene diferentes características, puede presentarse con una sola frecuencia o tener una respuesta multifrecuencia; podría ser expresado en la forma de una función senoidal, hiperbólica, triangular, exponencial o como una combinación de las mismas. Si se toman en consideración todos los factores, el cálculo exacto del TRV en sistemas complejos se vuelve complicado, por lo que estos cálculos se hacen con un programa de cómputo EMTP (Electro-Magnetic Transients Program)

Una primera aproximación del TRV es todo lo que se necesita para una selección inicial adecuada para juzgar un comportamiento satisfactorio del interruptor. Un enfoque de cálculo simplificado puede ser útil para determinar si el nivel de TRV de un interruptor es suficiente para la aplicación considerada y, en muchos casos; los resultados obtenidos de dichas simplificaciones pueden usarse para determinar la necesidad de efectuar cálculos más precisos. Otra posible aplicación del enfoque simplificado es que se le puede usar para evaluar posibles correcciones necesarias para igualar las capacidades del dispositivo con las características del circuito.

Suposiciones básicas para evaluar el TRV

Cuando se calcula el TRV de un sistema eléctrico de transmisión o distribución, generalmente se hacen las siguientes suposiciones:

1. Sólo se consideran fallas trifásicas simétricas no puestas a tierra, esto se debe a que el TRV más severo aparece a través del primer polo que libera una falla trifásica presente en las terminales del interruptor.
2. Se supone que la falla es alimentada a través de un transformador, el cual a su vez es alimentado por una fuente infinita. Esto implica que para una falla del lado de la carga del interruptor se permite el flujo de corriente de corto circuito máxima a través del interruptor.
3. La corriente que fluye por el circuito es una corriente simétrica puramente reactiva, lo que significa que cuando la corriente toma un valor cero, el voltaje del sistema estará en su valor pico.
4. El voltaje a través de los contactos del interruptor, mientras la corriente se aproxima a cero, es igual al voltaje de arco del dispositivo, valor que se supone despreciable al calcular el TRV, ya que el voltaje de arco al trabajar con interruptores de alto voltaje, representa solo una pequeña fracción del voltaje del sistema. Sin embargo, este puede no ser el caso para interruptores de bajo voltaje, ya que en muchos casos el voltaje de arco representa un porcentaje representativo del voltaje del sistema.
5. La tasa de voltaje de recuperación representa el TRV característico de un circuito, y no incluye los efectos que el interruptor por si mismo puede provocar sobre el voltaje de recuperación.

Voltaje de recuperación con una frecuencia.

Un TRV con una sola frecuencia se origina durante el período transitorio cuando la energía eléctrica se redistribuye entre un elemento capacitivo y un elemento inductivo. En general esta condición se satisface cuando el corto circuito se alimenta a través de un transformador y cuando, después de la interrupción del corto circuito no hay líneas de transmisión que permanezcan conectadas al bus. Esta condición por lo general sólo ocurre en sistemas de distribución a tensiones menores a 72.5 kV donde, en la mayoría de los casos la corriente de falla se entrega por un transformador reductor y donde las características de las líneas conectadas al bus, son tales que cuando se considera la respuesta transitoria del circuito se les representa mejor por medio de su capacitancia que con su impedancia. Como consecuencia de esta condición, el circuito se vuelve subamortiguado y esto produce una respuesta que exhibe una forma de onda cosenoidal.

Un circuito simple que sirve para ilustrar la respuesta de frecuencia única del TRV se muestra en la Fig. 4.3(a) Después de la apertura del seccionador, puede obtenerse la ecuación siguiente la cual describe la respuesta del circuito indicado en la Fig. 4.3(b)

$$V \cos \omega t = L \frac{di}{dt} + \frac{1}{C} \int id(t)$$

los valores iniciales son:

$I_0 = 0$ debido a que esta es una condición básica para interrumpir la corriente, y

$V_{C0} = 0$ debido a que se decidió ignorar el valor del voltaje de arco.

Aplicando la transformada de Laplace, se obtiene:

$$V \left(\frac{S}{S^2 + \omega^2} \right) = SLI(s) + \frac{I(s)}{SC} \quad \text{resolviendo para } I(S) \quad I(s) = V \left[\frac{S}{S^2 + \omega^2} \right] \left[\frac{SC}{S^2 LC + 1} \right]$$

Debido a que el TRV es igual al voltaje a través del capacitor, éste voltaje en la notación de Laplace es:

$TRV = I(s) \left(\frac{1}{SC} \right)$, sustituyendo el valor de I(s) tenemos:

$$TRV = \frac{V}{LC} \left(\frac{S}{S^2 + \omega^2} \right) \left(\frac{1}{S^2 + \frac{1}{LC}} \right)$$

Si hacemos

$$\sqrt{\frac{1}{LC}} = \omega_0$$

y obteniendo la transformada inversa:

$$TRV = \frac{V}{LC} \left(\frac{\cos \omega t - \cos \omega_0 t}{\omega_0^2 - \omega^2} \right) \quad \text{Si } \omega_0 \gg \omega \quad (\text{Entonces } TRV = V(1 - \cos \omega_0 t))$$

Por lo tanto:

$$V = E_{TRV} = 1.88 E_{rated}$$

El valor 1.88 se usa como constante de acuerdo a recomendaciones hechas por la Association of Edison Illuminating Companies.

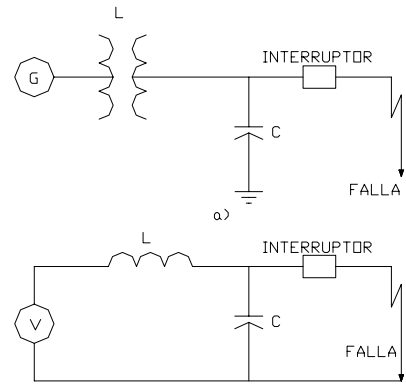


FIG. 4.3 CIRCUITO TÍPICO SIMPLE EL CUAL PRODUCE UNA RESPUESTA DE UNA FRECUENCIA.

Esta recomendación se basa en el hecho de que en el instante de corriente cero, en una falla trifásica terminal, aislada de tierra, el voltaje en la terminal del interruptor del lado de la fuente es igual a 1.0 p. u. mientras que el voltaje del lado de la carga es 0.5 p. u. así, el voltaje en estado estable a través del interruptor es 1.5 p. u. sin embargo, durante el período transitorio si se ignoran los efectos de cualquier amortiguamiento, el voltaje puede oscilar hasta una amplitud máxima de 3.0 p. u., por lo tanto sería razonable decir que en cualquier aplicación práctica el pico máximo de TRV a través del primer polo que interrumpa una corriente de corto circuito trifásica puede estar entre 1.5 y 3.0 p. u.

El objetivo de simplificar el circuito es obtener un circuito representativo del cual pueden establecerse relaciones entre inductancias y capacitancias de aquellos circuitos descritos por un modelo.

Caso particular de voltaje de recuperación con doble frecuencia

Una de las características del circuito que se muestra en la Fig. 4.4 es que en éste la falla se alimenta de una fuente que consiste de una combinación paralelo de dos o más transformadores y dos o más líneas de transmisión. Es posible reducir este circuito a uno más sencillo compuesto de la combinación paralelo de elementos resistivos, inductivos y capacitivos. En tal circuito, la inductancia L es la reactancia de fuga del transformador, mientras que la capacitancia C es la capacitancia total del sistema. La resistencia en este caso representa la impedancia total Z_n de las líneas de transmisión y es igual a la impedancia individual de cada línea dividida por el número de líneas interconectadas en el sistema.

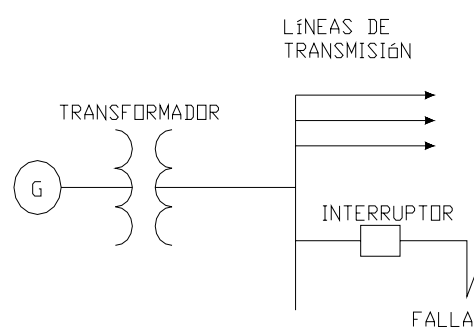


FIG. 4.4 CONFIGURACIÓN TÍPICA DE UN SISTEMA USADO COMO BASE PARA DEFINIR LOS RANGOS DE INTERRUPTORES DE POTENCIA.

En la mayoría de los casos, la resistencia paralelo de la impedancia de las líneas es tal que supera la capacitancia del circuito por lo tanto, es común despreciar la capacitancia. El circuito equivalente resultante consiste entonces únicamente de la combinación paralelo de inductancias (L) y resistencias (Z_n)

La impedancia “operacional” para éste tipo de circuito esta dada por la siguiente expresión:

$$Z(s) = \frac{1}{\frac{1}{SL} + \frac{1}{Z_n}} = \frac{SLZ_n}{Z_n + SL}$$

Usando la técnica de inyección de corriente, se obtiene una expresión para el voltaje a través de la impedancia recién calculada. El voltaje obtenido, que resulta ser el TRV del circuito está dado por:

$$V(s) = I_{rms} \sqrt{2} * \omega \left[\frac{Z_n}{S \left(S + \frac{Z_n}{L} \right)} \right]$$

La solución de esta ecuación en el dominio del tiempo da el siguiente resultado:

$$V(t) = \sqrt{2}I_{rms}\omega L \left(1 - e^{-\frac{Z_{n,t}}{L}} \right)$$

$V(t) = E_{TRV}$ = Componente exponencial de la respuesta total.

Como el voltaje para el primer polo en abrir es igual a 1.5 veces el voltaje máximo del sistema, entonces el correspondiente voltaje transitorio de recuperación para esta porción de la envolvente total es:

$$E_{1(TRV)} = 1.5\sqrt{2}I_{rms}\omega L(1 - e^{-\alpha t}) \quad \text{ó} \quad E_{1(TRV)} = 1.5\sqrt{\frac{2}{3}}E_{rated}(1 - e^{-\alpha t})$$

donde E_{rated} es igual al rango de voltaje máximo del dispositivo.

Este voltaje que inicialmente aparece a través de la primer fase que libera la falla, también aparece en la forma de una onda viajera; comenzando en el bus y viajando a lo largo de cada línea de transmisión conectada.

El componente exponencial inicial de la respuesta se calcula de la misma forma. La ecuación que describe la porción 1 - *Coseno* de la respuesta se escribe como:

$$E_2 = 1.76E_{rated}(1 - \text{Cos}\omega_0 t)$$

donde: $\omega_0 = \frac{\pi}{t_2}$

El término 1.76 esta especificado por ANSI, siguiendo las recomendaciones hechas por la Association of Edison Illuminating Companies.

Voltaje de recuperación en una falla de línea corta

Una falla de línea corta es una condición de corto circuito que se presenta a poca distancia de las terminales del lado de carga de un interruptor. Esta corta distancia no está definida con precisión, pero se le considera dentro de un rango que va de algunos cientos de metros hasta un par de kilómetros. Lo que hace importante a este tipo de falla es el hecho de que impone al interruptor las condiciones más severas en cuanto al voltaje de recuperación.

Las dificultades surgen debido a que el voltaje de recuperación del lado de la línea aparece como un diente de sierra, por lo tanto la abrupta rampa de voltaje impone severos esfuerzos en el interruptor antes de que éste pueda recuperar su capacidad dieléctrica.

Cuando se haga frente al voltaje de recuperación provocado por una falla de línea corta, la falla ocurre a una distancia finita de las terminales del dispositivo de protección por lo cual siempre hay una cierta cantidad de impedancia de línea. Esta impedancia de línea reduce hasta cierto punto la corriente de falla, pero sirve también para mantener algo de voltaje del sistema. Mientras la falla se localiza a mayor distancia de las terminales, mayor será la fracción de voltaje del sistema conservado por la línea a través de las terminales del interruptor.

La frecuencia de la respuesta depende de la distancia a la falla y del tiempo de viaje de la onda. La amplitud del voltaje depende también de la distancia a la falla y de la magnitud de la corriente.

El TRV total es igual a la suma del voltaje transitorio en el lado de carga asociado a la onda viajera más cual sea la forma de la onda que represente al componente del TRV del lado de la fuente.

Voltaje transitorio de recuperación inicial ITRV

El término ITRV se refiere a la condición inmediata a la interrupción de la corriente, los primeros microsegundos; en donde, el voltaje de recuperación es influenciado por la proximidad de los elementos del sistema al interruptor. Entre esos componentes están los buses, aisladores, transformadores de medición, capacitores, etc.

Después de la interrupción se produce una oscilación de voltaje similar a la de una falla de línea corta sin embargo, esta nueva oscilación tiene un voltaje pico de magnitud más baja también, el tiempo de cresta es de mayor duración debido a la cercanía entre el interruptor y los componentes del sistema.

La onda viajará por el bus hasta el punto donde se encuentre la primera discontinuidad. La primera discontinuidad se identifica como el punto donde el bus se ramifica, o el punto donde esté conectado un capacitor de al menos un nanofaradio.

Para el ITRV se tiene la siguiente expresión:

$$E_i = \omega \sqrt{2IZ_b T_i} 10^{-6} [kV]$$

donde:

Z_b Impedancia “de sobrecarga momentánea” igual a 260Ω

T_i Tiempo de viaje de la onda, en microsegundos.

I Corriente de falla en kA.

$$\omega = 2\pi f$$

La expresión anterior indica que:

1. El primer pico del ITRV aparece a un tiempo igual a 2 veces el tiempo de viaje de la onda de voltaje desde las terminales del interruptor hasta la primera discontinuidad en la línea.
2. La pendiente inicial del ITRV depende únicamente de la impedancia “momentánea” del bus y de la tasa de cambio de la corriente.

$$\frac{d}{dt} i \quad \text{para } I = 0$$

Debido a que el tiempo de viaje es una función de la ubicación de la componente, es prácticamente imposible definir una forma general de ITRV. Si la pendiente de la corriente se modifica por la acción del interruptor durante la interrupción, puede entonces esperarse que el ITRV también se modifique.

Todo esto indica que al menos en teoría el ITRV existe. Sin embargo, en la práctica se cuestiona su existencia argumentando que el interruptor ideal supuesto para los cálculos no existe.

Puede haber interruptores más sensibles al ITRV que otros. Los interruptores más sensibles son aquellos que como característica producen un arco de voltaje bajo y que tienen una corriente post-arco nula o despreciable en otras palabras, un interruptor ideal.

4.3 INTERRUPCIÓN DE CORRIENTES INDUCTIVAS

Generalmente en un circuito inductivo la resistencia es bastante pequeña con relación a la inductancia y por consiguiente la corriente está atrasada 90° con respecto al voltaje; por lo que la corriente cero ya no ocurre en el punto donde el voltaje se aproxima a cero pero en cambio, cuando este es menor la corriente presenta su valor máximo, esto implica que las condiciones son favorables para limitar el arco inmediatamente después del cambio de dirección de la corriente.

Es importante observar que en la práctica actual todos los circuitos inductivos presentan una pequeña capacitancia propia, aunque la capacitancia efectiva, bajo condiciones normales se puede asumir que es muy pequeña lo que juega un papel importante durante el proceso de interrupción. La capacitancia a tierra aparece como un elemento paralelo al arco y por lo tanto en el instante de la corriente cero la capacitancia se carga a un voltaje igual al máximo valor de la fuente de voltaje más el valor del pico del voltaje de extinción.

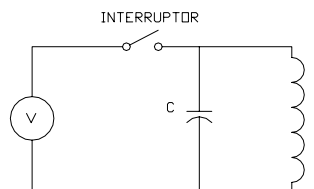


FIG. 4.5 INTERRUPCIÓN DE UN CIRCUITO INDUCTIVO.

Un ejemplo de interrupción de circuitos inductivos se presenta en la desconexión de transformadores en vacío, en este caso la corriente que se interrumpe es una fracción muy pequeña de la corriente nominal. El arco que se forma es inestable y puede ser interrumpido antes del paso por cero de la corriente. La Fig. 4.5 representa el circuito equivalente de este tipo de interrupción.

Cuando el arco es extinguido, la energía electromagnética almacenada en la inductancia del transformador es $\frac{1}{2}Li^2$ donde i es el valor de la corriente en el momento de interrumpirse el arco. Al dejar de circular esta energía se transforma en energía electrostática $\frac{1}{2}CV^2$ que se almacena en la capacitancia. Esta transformación produce una oscilación de voltaje con una frecuencia $f_0 = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$ y cuyo valor máximo es:

$$V_{m\acute{a}x} = i\sqrt{\frac{L}{C}}$$

Para interruptores en aceite la energía que se emplea en extinguir el arco es proporcional a la intensidad del mismo, la interrupción de la corriente ocurre a un valor próximo a cero. En el caso de que se produzca un sobrevoltaje de cierta magnitud se producirá una o más reigniciones del arco que ayudan a descargar la energía almacenada y a limitar los sobrevoltajes; en cambio los interruptores neumáticos pueden producir sobrevoltajes elevados si no se toman las precauciones necesarias en su diseño.

Las oscilaciones naturales producidas por el circuito son amortiguadas por los efectos de cualquier resistencia que pudiera estar presente en el circuito y puesto que la frecuencia oscilatoria de la inductancia y la capacitancia es mucho mayor que la frecuencia de la fuente de suministro de voltaje, quizá pueda ser considerada como el principio de una constante durante el tiempo de duración de la respuesta oscilatoria.

Como se observa en la Fig. 4.6 durante la interrupción de circuitos inductivos de corriente alterna el voltaje de recuperación puede alcanzar su valor máximo en el mismo instante en que la corriente es interrumpida, ya que el circuito se abre mientras la corriente se aproxima a cero. Sin embargo debido a la capacitancia inherente a tierra el voltaje de recuperación no alcanza su pico en el mismo instante en que se interrumpe la corriente y por lo tanto durante este breve periodo una respuesta transitoria se observa en el circuito.

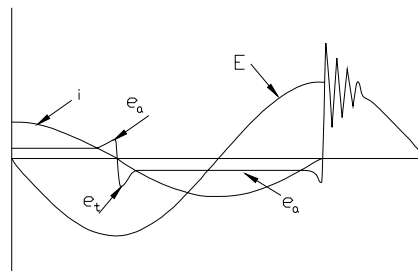


FIG. 4.6 CARACTERÍSTICAS DE CORRIENTE Y VOLTAJE DURANTE LA INTERRUPCIÓN DE UN CIRCUITO INDUCTIVO

4.4 INTERRUPCIÓN DE CORRIENTES CAPACITIVAS

En la Fig. 4.7 se muestra que en un circuito puramente capacitivo, las condiciones del sistema son bastante favorables para una interrupción efectiva en el instante de la corriente cero ya que el voltaje de suministro que aparece a través de los electrodos se incrementa muy lentamente, en contraste con el alto grado de dificultad que se encontró durante la interrupción de un circuito inductivo. En la corriente cero donde la interrupción del arco se lleva a cabo, el capacitor es cargado aproximadamente al valor máximo del voltaje del sistema.

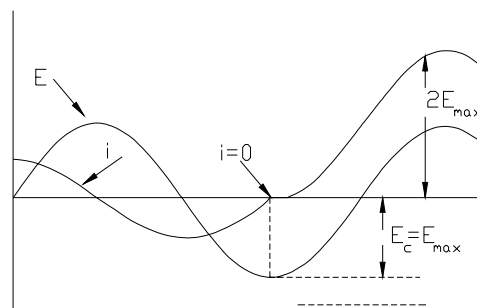


FIG. 4.7 CARACTERÍSTICAS DE CORRIENTE Y VOLTAJE DURANTE LA INTERRUPCIÓN DE UN CIRCUITO CAPACITIVO

La pequeña diferencia que quizá se ha observado se debe al voltaje del arco, de cualquier manera la magnitud del voltaje del arco es pequeña en comparación con el voltaje suministrado y generalmente este es despreciado.

En la interrupción y en la ausencia de corriente, el capacitor retendrá su carga y el voltaje a través de la separación de los contactos alcanzará dos veces la magnitud del voltaje de suministro sin embargo, hay un periodo de recuperación relativamente largo que permite, durante la separación de los electrodos, recobrar la rigidez dieléctrica del medio sin reingición.

Un ejemplo de interrupción de este tipo de circuitos se presenta en la desconexión de líneas en vacío debido a que estas constituyen circuitos predominantemente capacitivos, podemos representarlo por medio del circuito de la Fig. 4.8(a)

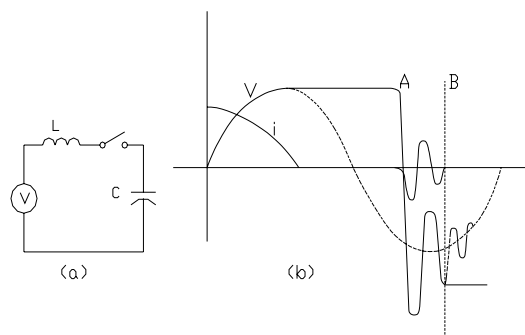


FIG. 4.8 INTERRUPCIÓN DE UN CIRCUITO CAPACITIVO

La corriente capacitiva de la línea que se va a interrumpir es de poca intensidad y está adelantada aproximadamente 90° con respecto al voltaje; en el instante de la corriente cero se presenta el voltaje máximo, cuando el arco es extinguido la capacitancia de la línea causa que la misma quede cargada a éste voltaje.

El voltaje del sistema del otro lado del interruptor sigue variando en forma senoidal de manera que al cabo de un semiciclo la diferencia de voltaje aplicada entre los contactos del interruptor llegará a valer $2V\sqrt{2}$ y éste aumento de voltaje aplicado entre los contactos puede exceder la rigidez dieléctrica del medio y producir una reignición en el instante A como se muestra en la Fig. 4.8(b)

El arco vuelve a establecerse y la energía de esta carga capacitiva se descarga sobre el sistema produciendo una oscilación de alta frecuencia en las ondas de voltaje y de corriente determinada por la inductancia del sistema y la capacitancia de la línea. La corriente puede interrumpirse en uno de los pasos por cero, por ejemplo en el instante B Fig. 4.8(b) y la línea queda entonces cargada al voltaje que existía en ese momento que es más elevado que el anterior. Este fenómeno puede repetirse varias veces y causar sobrevoltajes muy elevados.

En los interruptores neumáticos en los que la energía que se utiliza en la interrupción es independiente de la intensidad del arco, la débil corriente capacitiva se interrumpe fácilmente sin que se produzcan sobrevoltajes importantes; en contraste con los interruptores en aceite en los que la energía que se utiliza en la interrupción si depende de la intensidad del arco, se producen varias reigniciones que pueden causar sobrevoltajes elevados.

4.5 SOBREVOLTAJES POR SWITCHEO

En un sistema eléctrico energizado, los aislamientos se encuentran sometidos a un esfuerzo constante. Para lograr un uso económico de los aislamientos, los sobrevoltajes en operación deben limitarse tanto como sea razonablemente posible.

La aplicación de aislamiento adicional para aceptar niveles de sobrevoltaje mayores implica varias desventajas, algunas obvias:

- 1) Mayores costos
- 2) Mayor tamaño y peso
- 3) Mayores dificultades para disipar el calor de las partes conductoras de corriente

En el caso de un sistema de corriente alterna el potencial eléctrico varía esencialmente con una forma de onda senoidal. El potencial de cresta será 41% mayor que el valor rms. Bajo condiciones ideales, el esfuerzo producido por el voltaje de línea a tierra será menor que aquel producido por el voltaje de línea a línea. En el caso de un sistema de c. a. monofásico, este voltaje ideal de línea a tierra sería $E_{LL} / 2$ ó 50% del valor de línea a línea.

En el caso de sistemas de c. a. trifásicos, este voltaje ideal de línea a tierra sería $E_{LL} / \sqrt{3}$ ó 58% del valor de línea a línea. Los sistemas eléctricos están sujetos a muchos tipos de disturbios los cuales van a producir sobrevoltajes; sin embargo existen muchos principios para el diseño de sistemas que controlan la magnitud de los sobrevoltajes.

Los aislamientos eléctricos muestran el efecto de fatiga, pueden fallar ante la repetida o prolongada aplicación de un esfuerzo de voltaje dado que se encuentre por debajo de su capacidad de impulso. Se puede concluir que una reducción en la magnitud o duración de un sobrevoltaje puede, en general, resultar en una vida útil más larga del aislamiento.

La operación de switcheo en un circuito constituye abruptos cambios en los parámetros de éste y puede ser causa de sobrevoltajes aunque generalmente de poca duración y no mayores a dos o tres veces el voltaje nominal.

Es importante reconocer que los interruptores normales de c. a. ofrecen muy poca oposición al flujo de la corriente del circuito, pero interponen una rigidez dieléctrica durante el cero de corriente y previenen el restablecimiento del flujo de corriente durante el siguiente medio ciclo. Como resultado de esta acción no es necesario disponer de la energía magnética almacenada en la inductancia del circuito durante la interrupción. La interrupción tiene lugar durante el cero normal de la corriente en cuyo instante la energía magnética acumulada es cero.

4.6 MODOS DE FALLA DE INTERRUPTORES

- Falla: es la incapacidad del interruptor para realizar sus funciones requeridas.
- Defecto: es el desperfecto en el estado del interruptor, que puede resultar en una o más fallas de éste.
- El índice de falla se define como el cociente del número total de fallas entre la suma de servicios efectuados en un intervalo de tiempo (preferentemente un año)

Fallas en interruptores

- a) Falla en terminales: dentro de esta categoría se considera a todas las fallas cercanas al interruptor. En este caso la oscilación de la tensión se amortigua por la resistencia propia del circuito de potencia y su frecuencia f_0 depende de los valores de la inductancia y de la capacitancia del lado de la fuente, es decir :

$$f_0 = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{1}{\sqrt{LC}}$$

- b) Falla en una línea corta (falla kilométrica) Este tipo de falla hace muy crítico el comportamiento de los interruptores, principalmente cuando ocurre entre los 3 y 5 km de distancia del interruptor. De ahí el nombre de falla kilométrica.

En este caso, la tensión de restablecimiento esta dada por la diferencia de tensión entre el lado de la carga y el lado de la línea, con una frecuencia de oscilación del doble de la fundamental. Los primeros ciclos de la tensión transitoria tienen forma de diente de sierra, de acuerdo con la Fig. 4.9 y como la velocidad de crecimiento de los dientes es grande, esto ocasiona esfuerzos muy grandes en el dieléctrico del interruptor. En cambio, la magnitud de la corriente durante esta falla es menor que en el caso anterior.

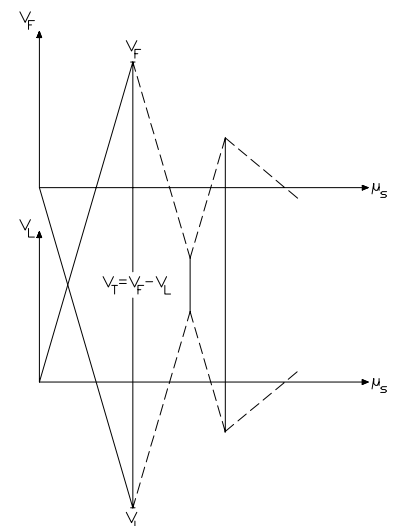


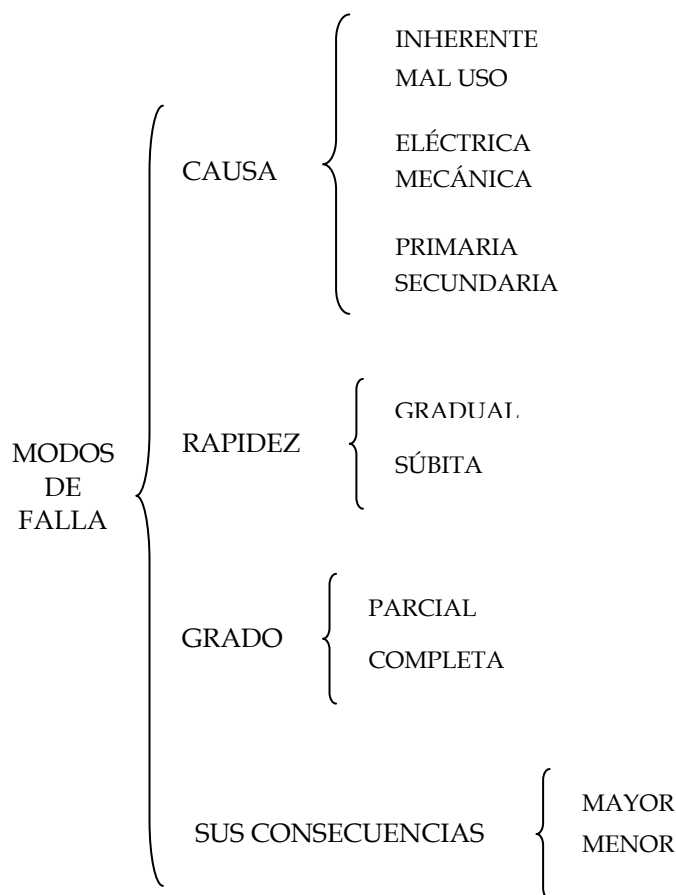
FIG. 4.9 FALLA EN UNA LÍNEA CORTA

- c) Apertura en oposición de fases: se produce con una conexión de fase equivocada al cerrar el interruptor, éste cierra contra un corto circuito directo, lo que provoca una apertura violenta llegando a producirse un sobrevoltaje de hasta tres veces la tensión nominal de fase a neutro, con una frecuencia de oscilación del doble de la fundamental.
- d) Apertura de pequeñas corrientes inductivas: es el caso típico de la apertura de un transformador excitado o de un banco de reactores. La apertura de estas corrientes puede provocar la llamada “falla evolutiva” que en un interruptor puede llegar a ser bastante fuerte, como se analiza en el inciso siguiente.

Las corrientes inductivas son reducidas por el interruptor antes de pasar la onda por cero, pero debido a la energía almacenada en la inductancia del transformador, se generan sobrevoltajes que producen el reencendido del arco, siendo los picos de sobrevoltaje que aparecen antes de que se origine el reencendido, lo que más daña al interruptor.

- e) Falla evolutiva: se produce cuando al abrir un circuito inductivo aparece el sobrevoltaje que puede provocar el arqueo de los aisladores exteriores, lo cual a su vez pone en corto circuito la inductancia del transformador liberándose una onda viajera entre el transformador y el interruptor que provoca el reencendido del arco, volviendo a reaparecer la corriente de corto circuito. En el momento en que ocurre esto, los contactos del interruptor se encuentran en proceso de apertura y separados una cierta distancia. Al reiniciarse el arco, con la corriente de corto circuito, se eleva la presión dentro del interruptor, alcanzan un valor tan grande que produce la explosión del mismo.

Clasificación de los modos de falla



5 CÁLCULOS DE CORTO CIRCUITO DE ACUERDO CON LAS NORMAS ANSI

- 5.0. INTRODUCCIÓN
- 5.1. FACTORES DE MULTIPLICACIÓN
- 5.2. MODELADO DE MÁQUINAS ROTATORIAS
- 5.3. TIPOS DE CORTO CIRCUITO EN EL SISTEMA
- 5.4. MÉTODOS DE CÁLCULO

5.0 INTRODUCCIÓN

Debido a la asimetría existente en la corriente de corto circuito y al diseño de las máquinas rotatorias, se tienen los siguientes tres tipos de cálculo de corrientes de corto circuito.

- Corriente momentánea.
- Corriente interruptiva.
- Corriente en estado estable: dispositivos de desconexión de corrientes de corto circuito con relevadores de retardo de tiempo.

Corriente momentánea

La corriente momentánea corresponde al valor efectivo de la corriente asimétrica de corto circuito que circula durante el primer ciclo después de haber ocurrido la falla la cual sirve para seleccionar la capacidad interruptiva de los fusibles de bajo, medio o alto voltaje y únicamente para interruptores en alto voltaje. Para obtener dicha corriente, se deben tomar los valores subtransitorios de todas las fuentes de corriente que contribuyen al corto circuito afectados por los factores indicados en las tablas 5.6 y 5.7.

Corriente interruptiva

La corriente de interrupción corresponde al valor efectivo de la corriente de corto circuito en el intervalo comprendido entre 1.5 y 8 ciclos después de ocurrida la falla. Para el cálculo de la corriente interruptiva asimétrica se debe considerar la relación X/R (factor de asimetría) del sistema referido al punto de falla. Esta corriente se utiliza para determinar los esfuerzos en los interruptores y fusibles de mediano y alto voltaje. Para obtener dicha corriente se deben considerar los valores subtransitorios de todas las fuentes de contribución al corto circuito con excepción de los generadores hidráulicos, en cuyo caso se considera la reactancia transitoria y se toman en cuenta los factores indicados en las tablas 5.6 y 5.7.

Corriente en estado estable

Corresponde a la corriente de corto circuito en el intervalo comprendido entre 8 y 30 ciclos después de ocurrida la falla.

Dispositivos de desconexión de corrientes de corto circuito con relevadores de retardo de tiempo

Son aquellos cuyo tiempo de retardo es mayor a 6 ciclos, solamente se tiene contribución de la compañía suministradora y de los generadores síncronos los cuales son representados por su reactancia transitoria, se omiten todos los motores de inducción.

En un análisis de corrientes de corto circuito es necesario conocer el tiempo de interrupción y la proximidad del generador. Estos factores solo se aplican cuando la falla ocurre en la proximidad del generador. El tiempo de interrupción corresponde al intervalo que demoran los interruptores en abrir sus contactos y cortar la corriente de falla.

La norma ANSI considera tres tipos de cálculo para corrientes de corto circuito, la diferencia entre cada análisis es el valor de la impedancia (reactancia) de las máquinas rotatorias el cual se afecta por un factor como se especifica en ANSI/IEEE Standard C37.010-1999.

Para la determinación de los esfuerzos en los interruptores se aplican factores de multiplicación los cuales dependen del punto del sistema en el cual se analiza la falla, del factor de asimetría (X/R) de la reducción del sistema, del tiempo en que se inicia la apertura de los contactos primarios del interruptor y del uso de la corriente calculada.

Cantidades eléctricas usadas

- E Es el valor de línea a neutro correspondiente al voltaje típico de operación mayor que ocurre en el interruptor.
- X Es el menor valor correspondiente a la reactancia del sistema (se determina asumiendo $R = 0$) vista desde el punto de falla, todas las máquinas rotatorias son representadas por una reactancia apropiada como se especifica en la tabla 5.6. Este valor puede ser X_1 si es una falla trifásica ó $(2X_1 + X_0)$ si es una falla monofásica.
- X_1 Es la reactancia de secuencia positiva (X)
- X_2 Es la reactancia de secuencia negativa (se asume igual a X_1)
- X_0 Es la reactancia de secuencia cero puede ser obtenida por datos de diseño, por cálculos o por prueba.
- X_d'' Es la reactancia subtransitoria de una máquina síncrona o una reactancia a rotor bloqueado de una máquina de inducción (siempre es una reactancia de secuencia positiva)
- X_d' Es la reactancia transitoria de una máquina síncrona (siempre es una reactancia de secuencia positiva)
- R Es el menor valor correspondiente a la resistencia del sistema (se determina asumiendo $X = 0$) vista desde el punto de falla, con la resistencia de cada componente del sistema determinada como se indica en la tabla 5.2 (En vez de calcular el valor de R_1 de cada componente del sistema, se estima la relación (X/R) como se muestra en la tabla 5.3) Este valor puede ser R_1 si es una falla trifásica ó $(2R_1 + R_0)$ si es una falla monofásica.
- R_1 Es la resistencia de secuencia positiva.
- R_2 Es la resistencia de secuencia negativa (se asume igual a R_1)
- R_0 Es la resistencia de secuencia cero puede ser obtenida por datos de diseño, por cálculos o por prueba.

L	Es la inductancia en [H] ($L = X / 2\pi f$) donde f es la frecuencia del sistema.
C	Es la capacitancia.
Z	Es la impedancia.
I	Es la corriente.
I_s	Es la corriente de corto circuito simétrica.
K	Es el rango de voltaje.
τ_{cd}	Es la constante de tiempo de corriente directa.

5.1 FACTORES DE MULTIPLICACIÓN

Una interpretación de las bases de la estructura del rango simétrico está contenida a lo largo de las Figs. 5.1 y 5.2 con las siguientes definiciones:

Capacidad máxima de voltaje

La capacidad máxima de voltaje de un circuito interruptor es el mayor valor de voltaje rms, por encima del voltaje nominal del sistema para el cual el circuito interruptor fue diseñado, y es el límite superior de operación.

Rango del factor de voltaje

El rango de voltaje ó factor K es la relación entre la máxima capacidad de voltaje y el límite inferior del rango de operación de voltaje el cual requiere capacidades de interrupción simétrica o asimétrica que varían inversamente proporcional al voltaje de operación. El valor para K es uno excepto para los interruptores en aceite.

Capacidad de corriente de corto circuito

Es el valor más alto de la componente simétrica de la corriente de corto circuito de fase a fase o polifase en amperes rms medidos de la envolvente de la onda de corriente en el instante de la separación de los contactos cuando el interruptor es requerido para interrumpir la capacidad máxima de voltaje.

En la aplicación de interruptores, es necesario que las capacidades de corriente de corto circuito de un interruptor no sean excedidas. Estas capacidades se describen en IEEE Std C37.04-1999.

Los interruptores requieren capacidades las cuales están basadas en un relevador de tiempo mínimo de medio ciclo, aunque se permite utilizar cualquier disparo con retardo de tiempo. La relación de la capacidad de corriente de corto circuito con otras capacidades se ilustra gráficamente en la Fig. 5.2 y se describe a continuación:

1. La capacidad de cierre y apertura de un interruptor es:

$$1.6 \times K \times \text{Capacidad de corriente de corto circuito.}$$

2. La capacidad máxima de interrupción simétrica y capacidad de transportar (hasta un máximo de 3 segundos) es $K \times \text{Capacidad de corriente de corto circuito}$. La facultad de transportar corriente durante tres segundos no incluye un requerimiento para la siguiente interrupción hasta que el interruptor se haya enfriado a sus límites normales de temperatura. Los interruptores son sin embargo, requeridos para transportar valores de corriente de acuerdo con las capacidades indicadas en C37.06-2000.

Para interruptores de 121 kV y mayores la capacidad de transportar corriente es por un segundo, por debajo de 121 kV la capacidad de transportar corriente es por 2 segundos.

3. La capacidad máxima de interrupción de corriente simétrica varía inversamente con el voltaje de operación para un interruptor con $K \neq 1$ dado por la Ec. 5.2.

La capacidad máxima de interrupción simétrica de un circuito interruptor es K veces la capacidad de corriente de corto circuito y se define como:

$$\text{Capacidad de corriente de corto circuito} \times \frac{\text{capacidad máxima de voltaje}}{\text{voltaje de operación}} \quad \text{Ec.5.2}$$

La capacidad de interrupción asimétrica se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Capacidad de interrupción asimétrica} = \frac{S_{\text{interrupción}} [MVA]}{\sqrt{3} \cdot V[kV]} \quad \text{Ec.5.3}$$

Sin embargo, en ningún caso, la capacidad de interrupción simétrica debe exceder K veces la capacidad de corriente de corto circuito.

4. La capacidad de interrupción de corriente asimétrica de un interruptor es el valor más alto de la corriente rms total de corto circuito en amperes en el instante de la separación de los contactos del interruptor en el cual este requiere interrumpir un voltaje de operación especificado sobre un ciclo de operación estándar. El valor numérico es igual al producto de una relación, definida como factor S , el tiempo requerido de la capacidad de interrupción simétrica de un interruptor está definida por el voltaje de operación. Los valores de S ilustrados en la Fig. 5.1 son dados en la tabla 5.1.

TABLA 5.1				
Tiempo de interrupción (ciclos)	Retardo de tiempo (ciclos)	Tiempo de apertura (ciclos)	Tiempo de separación de contactos (ciclos)	Factor S
1	0.5	0.5	1.0	1.4
2	0.5	1.0	1.5	1.3
3	0.5	1.5	2.0	1.2
4	0.5	2.5	3.0	1.1
5	0.5	3.5	4.0	1.0

El tiempo de separación de los contactos del interruptor es igual a $\frac{1}{2}$ ciclo más el tiempo actual de apertura del interruptor o el tiempo dado en la tabla 5.1.

La Fig. 5.1 define gráficamente al factor S como la relación de la capacidad de interrupción asimétrica entre la capacidad de interrupción simétrica como una función del tiempo de separación de los contactos.

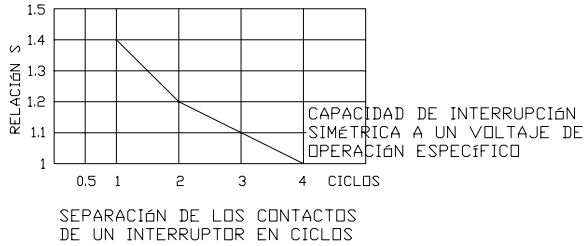


FIG. 5.1 RELACIÓN DE CAPACIDADES DE INTERRUPCIÓN SIMÉTRICA DE UN INTERRUPTOR

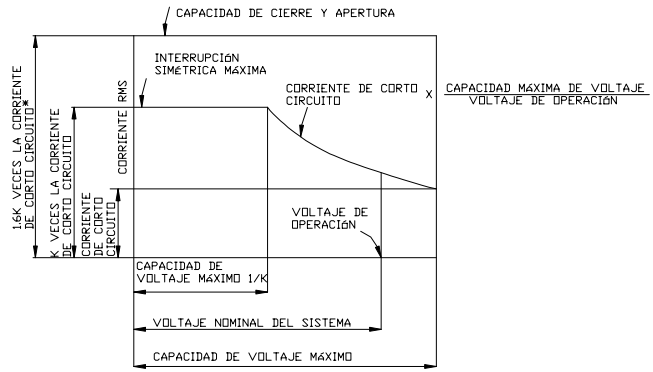


FIG. 5.2 RELACIÓN DE CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN SIMÉTRICA, CAPACIDAD DE CIERRE, CAPACIDAD DE APERTURA Y CAPACIDAD DE SOPORTE DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO

* ó 2.7K VECES LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO SI LA CORRIENTE ES MEDIDA EN EL PICO MÁXIMO

Otra forma de calcular la relación S , está definida por la relación $\left(\frac{I_{asim}}{I_{sim}}\right)$ por medio de la siguiente ecuación:

$$S = \sqrt{\left(\frac{I_{cd}}{I_{sim}}\right)^2 + 1} \quad \text{o} \quad S = \sqrt{2\alpha^2 + 1} \quad \text{Ec.5.1}$$

donde α es un factor de asimetría dado por $\alpha = \frac{I_{cd}}{\sqrt{2}I_{sim}}$

Resistencia y factores de multiplicación X / R típicos del sistema

Para determinar el factor de asimetría X / R , es recomendable que los fabricantes proporcionen el valor de resistencia que utilizan los equipos eléctricos importantes tales como generadores, transformadores de potencia, reactores, cables, etc. Para máquinas, el factor de multiplicación X / R es una medición de la constante de tiempo del decremento exponencial de la componente de c. d. de la corriente de la máquina para una falla en sus terminales. En ausencia del valor que debe proporcionar el fabricante, se sugiere utilizar los valores indicados en la tabla 5.2.

TABLA 5.2 VALORES APROXIMADOS DE RESISTENCIA	
Componentes del sistema	Resistencia aproximada
Turbogeneradores y condensadores	Resistencia efectiva ^a
Generadores de polos salientes y motores	Resistencia efectiva ^a
Motores de inducción	1.2 veces la resistencia de armadura de c. d.
Transformadores de potencia	Resistencia de c. a. por pérdidas de carga (no incluye pérdidas en vacío)
Reactores	Resistencia de c. a.
Líneas y cables	Resistencia de c. a.

^a Resistencia efectiva = $\frac{X_{2v}}{2\pi f \tau_{a3}}$

donde

X_{2v} Rango de voltaje de la reactancia de secuencia negativa.

τ_{a3} Rango de voltaje de la(s) constante(s) de tiempo de armadura del generador.

La resistencia efectiva es normalmente 1.2 veces la resistencia de c. d.

Los rangos y valores típicos de los factores de multiplicación X/R de los componentes de un sistema pueden ser obtenidos de la tabla 5.3 y un estimado de la relación X/R del sistema en el punto de falla puede ser obtenido de la tabla 5.4.

Componente del sistema	Rango	Valor típico
Grandes generadores y condensadores síncronos enfriados con hidrógeno	40-120	80
Transformadores de potencia	Ver Fig. 5.3	--
Motores de inducción	Ver Fig. 5.4	--
Generadores pequeños y motores síncronos	Ver Fig. 5.5	--
Reactores	40-120	80
Líneas aéreas abiertas	2-16	5
Cables subterráneos	1-3	2

Tipo de circuito	Rango
Máquinas síncronas conectadas directamente al bus o a través de reactores	40-120
Máquinas síncronas conectadas a través de transformadores de 100 MVA y mayores	40-60
Máquinas síncronas conectadas a través de transformadores de 25 MVA a 100 MVA por banco trifásico	30-50
Máquinas síncronas remotas conectadas a través de transformadores de 100 MVA y mayores por banco trifásico, donde el transformador proporciona 90% o más de la impedancia equivalente total en el punto de falla	30-50
Máquinas síncronas remotas conectadas a través de transformadores de 10 MVA a 100 MVA por banco trifásico, donde el transformador proporciona 90% o más de la impedancia equivalente total en el punto de falla	15-40
Máquinas síncronas remotas conectadas a través de otros tipos de circuitos, tales como: transformadores de 10 MVA o menores por banco trifásico, líneas de transmisión o distribución, alimentadores, etc.	15 o menos

Para obtener el factor de asimetría típico X/R de los transformadores de potencia se debe multiplicar la capacidad en MVA del transformador por el factor correspondiente obtenido de la tabla 5.5 antes de utilizar la Fig. 5.3

Clase	Rango en MVA	Factor
ONAN	Todos los rangos	1.67
ONAF	Mayores de 14.9	1.33
ONAF	16 y mayores	1.25
OFAP	Todos los rangos	1.00

Ref. IEEE Std. 12.00-2000

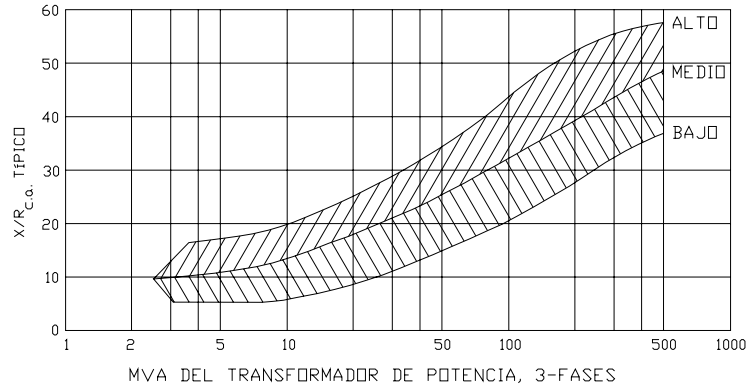


FIG. 5.3 RANGO DEL FACTOR DE ASIMETRÍA X/R PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA A 60 Hz

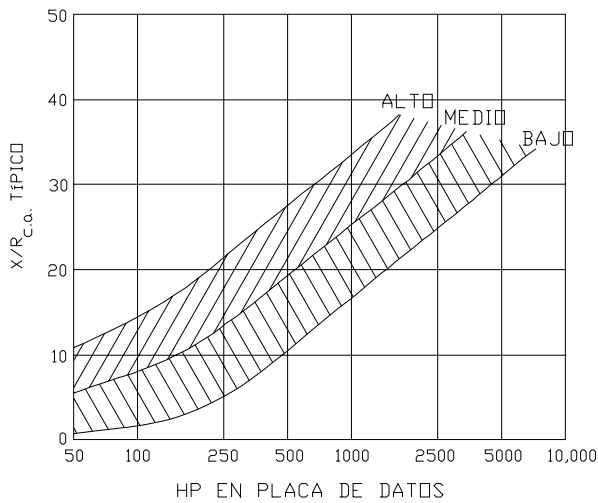


FIG. 5.4 RANGO DEL FACTOR DE ASIMETRÍA X/R PARA MOTORES DE INDUCCIÓN TRIFÁSICOS A 60Hz

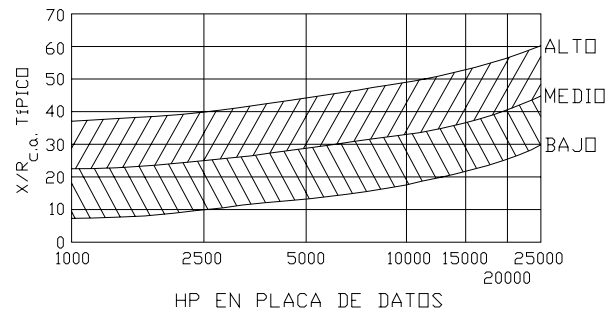


FIG. 5.5 RANGO DEL FACTOR DE ASIMETRÍA X/R PARA GENERADORES PEQUEÑOS, GENERADORES DE POLOS SALIENTES Y MOTORES SÍNCRONOS A 60 Hz

5.2 MODELADO DE MÁQUINAS ROTATORIAS

El modelado de máquinas rotatorias para cálculos de corto circuito se muestra en la Fig. 5.6, las reactancias de las máquinas son modeladas con el factor de multiplicación adecuado de la tabla 5.6. Los factores de multiplicación son aplicados tanto a resistencias como a reactancias, de tal manera que la relación X / R permanezca sin cambios.

De la Fig. 5.6 se muestra que el voltaje en la reactancia equivalente transitoria es igual al voltaje en las terminales de la máquina $V_s = V_t$. La corriente total antes y después de la transición (pre y post falla) no debe cambiar. La componente de c. d. es igual en magnitud a la componente de c. a. pero de polaridad opuesta. De este modo, la suma de las componentes de c. a. y c. d. es cero para mantener el acoplamiento del flujo constante, por ejemplo en condiciones sin carga. Si se asume que se tiene carga, este balance no es del todo válido.

TABLA 5.6 REACTANCIAS DE MÁQUINAS ROTATORIAS (IMPEDANCIA)		
Tipo de máquina rotatoria	Corriente interruptiva (en por unidad)	Corriente momentánea (en por unidad)
Todos los turbogeneradores, todos los hidrogeneradores con devanados amortiguadores y todos los condensadores	$1.0X_d''$	$1.0X_d''$
Hidrogeneradores sin devanado amortiguador	$0.75X_d'$	$0.75X_d'$
Todos los motores síncronos	$1.5X_d''$	$1.0X_d''$
Motores de inducción Mayores de 1000 Hp y 1800 rpm o menos Mayores de 250 Hp y 3600 rpm	$1.5X_d''$	$1.0X_d''$
De 50 Hp a 1000 Hp a 1800 rpm o menos De 50 Hp a 250 Hp a 3600 rpm	$3.0X_d''$	$1.2X_d''$
Se desprecian todos los motores de inducción trifásicos menores a 50 Hp y todos lo motores monofásicos		

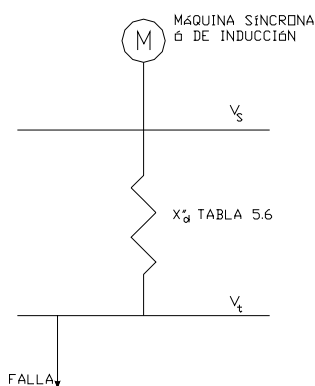


FIG. 5.6 MODELO EQUIVALENTE DE UNA MÁQUINA ROTATORIA PARA CÁLCULOS DE CORTO CIRCUITO

TABLA 5.7 FACTORES DE MULTIPLICACIÓN DE REACTANCIAS PARA CIRCUITOS COMBINADOS DE MÁQUINAS ROTATORIAS		
Tipo de máquina rotatoria	Corriente interruptiva	Corriente momentánea
Motores de inducción	---	---
Todos los demás, 50 Hp y mayores	$3.0X_d''^{**}$	$1.2X_d''^{**}$
Menores a 50 Hp	Se desprecia	$1.67X_d''^{***}$

* O se estima una $X = 0.50$ [p. u] para la red interruptiva basada en la capacidad del motor.

** O se estima una $X = 0.20$ [p. u] para la red momentánea basada en la capacidad del motor.

*** O se estima una $X = 0.28$ [p. u] para la red momentánea basada en la capacidad del motor.

Motores de bajo voltaje

Para calcular corrientes de corto circuito en sistemas de bajo voltaje, se puede modificar la reactancia subtransitoria por un grupo de motores síncronos y de inducción de bajo voltaje. Si la capacidad total en Hp del motor es aproximadamente igual o menor que la capacidad en kVA del transformador autoenfriado de la subestación, una reactancia igual a 0.25 p. u., basada en la capacidad del transformador autoenfriado, puede ser usada como una sola impedancia que representa al grupo de motores.

Lo anterior significa que la carga combinada de motores contribuye con cuatro veces la capacidad de corriente. Esta estimación está basada en IEEE Std C37.13-1981, "Guía de Aplicación de Interruptores de Bajo Voltaje".

Esto asume que un grupo típico de motores tiene 75% motores de inducción, los cuales contribuyen con una corriente de corto circuito igual a 3.6 veces su capacidad de corriente y 25 % de motores síncronos, los cuales contribuyen con 4.8 veces su capacidad de corriente. En la actualidad, los motores síncronos de bajo voltaje no son utilizados en sistemas de distribución industrial; sin embargo, motores de inducción de mayor capacidad en grupo pueden contribuir con una mayor corriente de corto circuito, compensada por la ausencia de motores síncronos. En total, cuatro veces la contribución a plena carga puede ser retenida.

Para cálculos de corto circuito, al comparar capacidades de cierre y apertura de interruptores de medio ó alto voltaje, los motores menores a 50 Hp pueden ser ignorados. Sin embargo, se requiere considerarlos para aplicaciones de interruptores de bajo voltaje. Para simplificar los cálculos de corto circuito en sistemas de distribución con diferentes voltajes y evitar la necesidad de los cálculos durante los primeros dos ciclos, uno de los interruptores de bajo voltaje y otro de medio y alto voltaje, un circuito durante el primer ciclo puede reemplazar los dos circuitos.

Este circuito se construye:

1. Incluyendo todos los motores menores de 50 Hp utilizando un factor de multiplicación de 1.67 para reactancias subtransitorias o una impedancia estimada durante el primer ciclo de 0.28 p. u. basada en la capacidad del motor.
2. Incluyendo todos los motores iguales o mayores a 50 Hp y utilizando un factor de multiplicación de 1.2 para la reactancia subtransitoria o una reactancia estimada durante el primer ciclo de 0.20 p. u. basada en la capacidad del motor. La combinación de este circuito durante el primer ciclo conserva ambos cálculos bajo y alto voltaje.

Una contribución típica de corto circuito para una falla en las terminales de un motor de inducción, es seis veces la corriente a plena carga. De este modo, un estimado de 0.28 p. u. para motores de inducción más grandes o un factor de multiplicación de 1.67 es equivalente a la contribución de corriente de falla de 3.6 veces la capacidad de corriente a plena carga. En forma análoga, para motores iguales o mayores a 50 Hp un factor de multiplicación de 1.2 o una impedancia estimada de 0.20 significa una contribución de corto circuito de aproximadamente 4.8 veces la capacidad de corriente. Estos factores se indican en la tabla 5.7.

5.3 TIPOS DE CORTO CIRCUITO EN EL SISTEMA

Tipos y severidad de corto circuitos en el sistema

Un sistema de potencia trifásico esta sujeto a los siguientes tipos de falla:

- Falla trifásica (tres fases aislado)
- Falla trifásica a tierra (tres fases a tierra)
- Falla bifásica (fase a fase aislado)
- Falla bifásica a tierra (fase a fase y a tierra)
- Falla monofásica (fase a tierra)

En la Fig. 5.7 se muestra bajo que condiciones se puede presentar una falla trifásica.

- Corto circuito trifásico a tierra, alimentado por un sistema aislado Fig. 5.7(a)
- Corto circuito trifásico aislado, alimentado por un sistema efectivamente aterrizado Fig. 5.7(b)
- Corto circuito trifásico a tierra, alimentado por un sistema efectivamente aterrizado Fig. 5.7(c)

En general las fallas trifásicas aisladas imponen las condiciones más severas a los interruptores, a partir de la interrupción de la primer fase tienen un voltaje de recuperación a la frecuencia del sistema de aproximadamente 87 % del voltaje entre fases del sistema. El valor correspondiente para una falla trifásica a tierra es 58 % cuando $X_0 = X_1$ y hasta un 75 % en un sistema efectivamente puesto a tierra.

Una falla monofásica puede producir una corriente de falla más grande que una falla trifásica. Esta condición existe cuando la reactancia de secuencia cero en el punto de falla es menor que la reactancia de secuencia positiva ($X_0 < X_1$) Esto no resultaría necesariamente en una corriente mayor ya que las corrientes de secuencia positiva y cero a través del interruptor pueden fluir en direcciones opuestas.

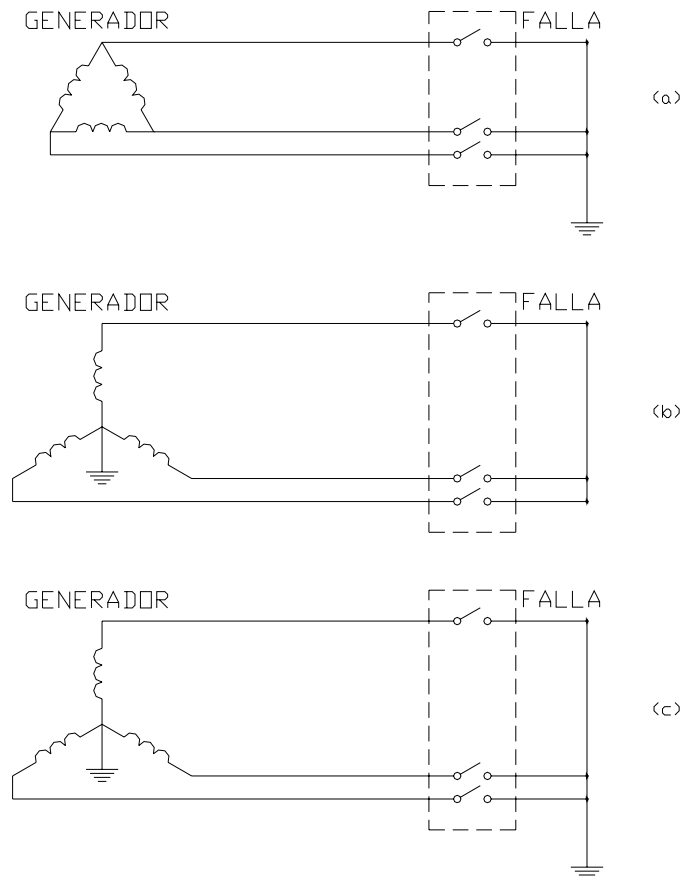


FIG. 5.7 CONDICIONES DE FALLA TRIFÁSICA PRESENTADAS EN UN SISTEMA ELÉCTRICO

5.4 MÉTODOS DE CÁLCULO

Hay dos procedimientos de cálculo los cuales son:

1. Método simplificado E/X o E/Z
2. Método con ajustes de decremento de c. a. y c. d.

Método simplificado $X/R \leq 17$

Los resultados de los cálculos E/X pueden ser comparados directamente con la capacidad de interrupción simétrica, siempre que el factor de asimetría sea 17 o menos. Esto se basa en la estructura del interruptor y en la curva de la Fig. 5.1. Cuando la relación X/R (X_1/R_1 para una falla trifásica ó $[(2X_1 + X_0)/(2R_1 + R_0)]$ para una falla monofásica) del circuito es 17 o menos a 60 Hz.

La corriente de corto circuito simétrica nunca excede el corto circuito asimétrico, por lo tanto basta que la capacidad asimétrica del interruptor sea una porción mayor que la capacidad simétrica. La corriente de corto circuito asimétrica es ligeramente más alta para una separación de contactos de cuatro ciclos.

Método simplificado $X / R > 17$

Para factores de asimetría mayores a 17, la componente de c. d. de corto circuito puede incrementar el corto circuito más allá de la compensación proporcionada por la estructura de los interruptores. Un interruptor puede ser seleccionado sin calcular la resistencia del sistema, no se tomará en cuenta la relación X / R , siempre que el cálculo E / X para una falla trifásica no exceda el 80 % de la capacidad de interrupción simétrica del interruptor.

Método con ajustes de decremento de c. a. y c. d.

Cuando se requieren cálculos más precisos, los ajustes de decrementos de c. a. y c. d. se deben considerar. Este método es recomendado cuando una falla monofásica es alimentada predominantemente por generadores, si $3E / (2X_1 + X_0)$ excede el 70 % de la capacidad interruptiva simétrica del interruptor para una falla monofásica. Para utilizar este método es necesaria la relación X / R vista desde el punto de falla. Es necesario construir dos redes que son: (1) red de resistencias, dejando por completo de lado las reactancias, y (2) una red de reactancias haciendo caso omiso de las resistencias. La relación X / R del sistema en el punto de falla es calculada reduciendo estas redes a una resistencia y una reactancia equivalentes vistas desde el punto de falla. Esto da resultados más precisos que cualquier otro procedimiento razonablemente simple, incluyendo la representación con fasores a la frecuencia del sistema.

Los factores de multiplicación tomados de las Figs. 5.8, 5.9 y 5.10 deben ser aplicados a los cálculos E / X de tal manera que los decrementos de c. a. y c. d. sean apropiadamente incluidos en el resultado final.

Una vez que se obtiene el cálculo E / X (E / X_1 para una falla trifásica o $3E / (2X_1 + X_0)$ para una falla monofásica) y se conoce la relación X / R , el voltaje máximo de interrupción del interruptor puede ser calculado multiplicando la corriente de corto circuito calculada por un factor de multiplicación adecuado. Este factor de multiplicación se basa en:

1. Tiempo de separación de los contactos del interruptor.
2. Factor de asimetría calculado.
3. Efectos de los decrementos de c. a. (fuentes remotas) o efectos de los decrementos de c. a. y c. d. (fuentes locales)

Corrientes de fallas alimentadas por fuentes remotas

Si la corriente de corto circuito es alimentada por generadores a través de (1) dos o más transformaciones, o (2) una reactancia externa al generador en por unidad que es igual o excede 1.5 veces la reactancia subtransitoria del generador sobre una base común en MVA. En este caso, los efectos de los decrementos de c. a. no son considerados y los factores de las curvas de multiplicación incluyen únicamente los decrementos de c. d., estas curvas se ilustran en la Fig. 5.8.

El factor de decremento para un tiempo estándar de separación de los contactos de los interruptores se muestra dentro de un rectángulo el cual incluye un disparo con retardo de tiempo de medio ciclo. Para factores con un tiempo mayor de separación de contactos aplicados cuando el disparo con retardo de tiempo es incrementado arriba de medio ciclo, también son mostrados. Es posible una interpolación entre las curvas. Si el disparo con retardo de tiempo es incrementado, la corriente de corto circuito es reducida. Este factor de multiplicación para curvas remotas esta dado por la siguiente expresión:

$$Factor\ de\ multiplicación\ remoto = \frac{1}{S} \left[1 + 2e^{-\frac{4\pi}{X/R}} \right]^{1/2} \quad Ec.5.4$$

donde c es el tiempo de separación de los contactos en ciclos a 60 Hz y S esta dada en la Fig. 5.1. Por ejemplo, para un factor de multiplicación remoto a 5 ciclos, el cual tiene una separación de contactos de 3 ciclos y para una relación X/R en el punto de falla de 40. De la ecuación 5.4, es 1.21, el cual también puede ser leído en las curvas de la Fig. 5.8.

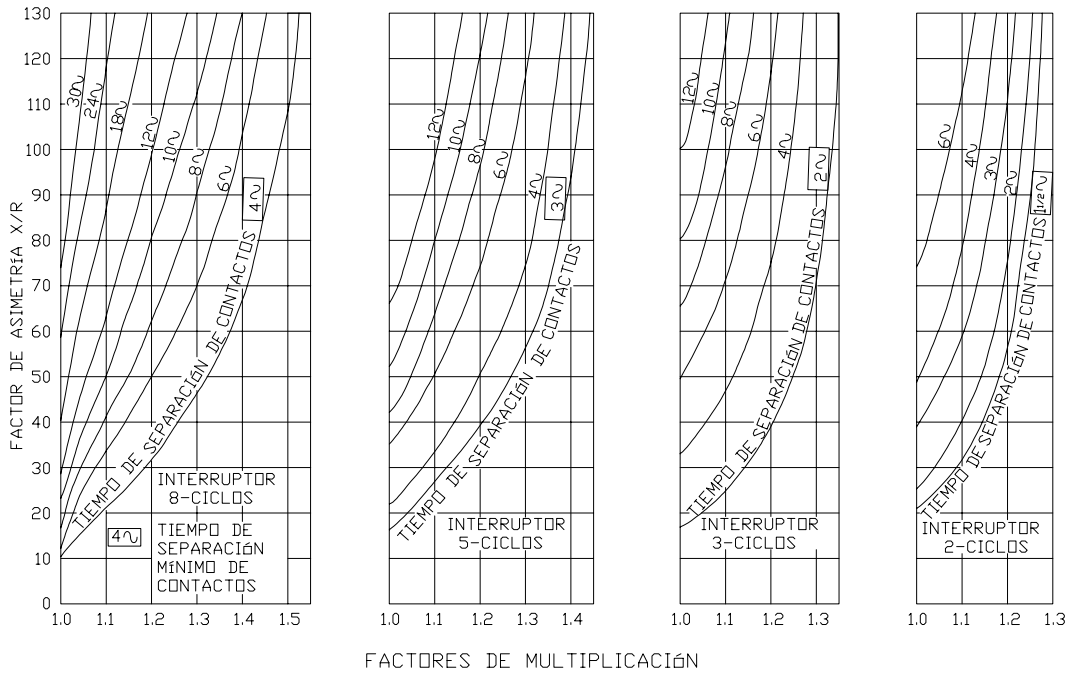


FIG. 5.8 FACTORES DE MULTIPLICACIÓN E/X PARA FALLAS TRIFÁSICAS Y MONOFÁSICAS, INCLUYE UNICAMENTE DECREMENTOS DE C. D. (FUENTES REMOTAS)

Corrientes de falla alimentadas por fuentes locales.

Cuando una corriente de corto circuito se alimenta predominantemente a través de no más de una transformación o una reactancia externa al generador en por unidad, la cual es menor que 1.5 veces la reactancia en por unidad del generador en la misma potencia base en MVA, el efecto de los decrementos de c. a. y c. d. debe ser considerado. Los factores de multiplicación se aplican considerando curvas independientes Figs. 5.9 y 5.10.

El máximo factor de multiplicación obtenido de la Fig. 5.9 en la mayoría de las aplicaciones prácticas es 1.25. Este factor de 1.25 es el límite para establecer el 80% de la capacidad del interruptor cuando se utiliza el método simplificado, para una falla trifásica donde X/R es desconocida.

El máximo factor de multiplicación obtenido de la Fig. 5.10 es aproximadamente 1.41. Este factor de 1.41 es el límite para establecer el 70% de la capacidad del interruptor cuando se utiliza el método simplificado, para una falla monofásica donde X/R es desconocida.

El máximo factor de multiplicación obtenido de la Fig. 5.8 excede estos valores, pero esta figura está basada en fallas alejadas de las terminales del generador donde $X_{exc} > 1.5X_d''$, es muy improbable que la relación X/R se tal que puedan ser excedidos los valores de 1.25 y/o 1.41.

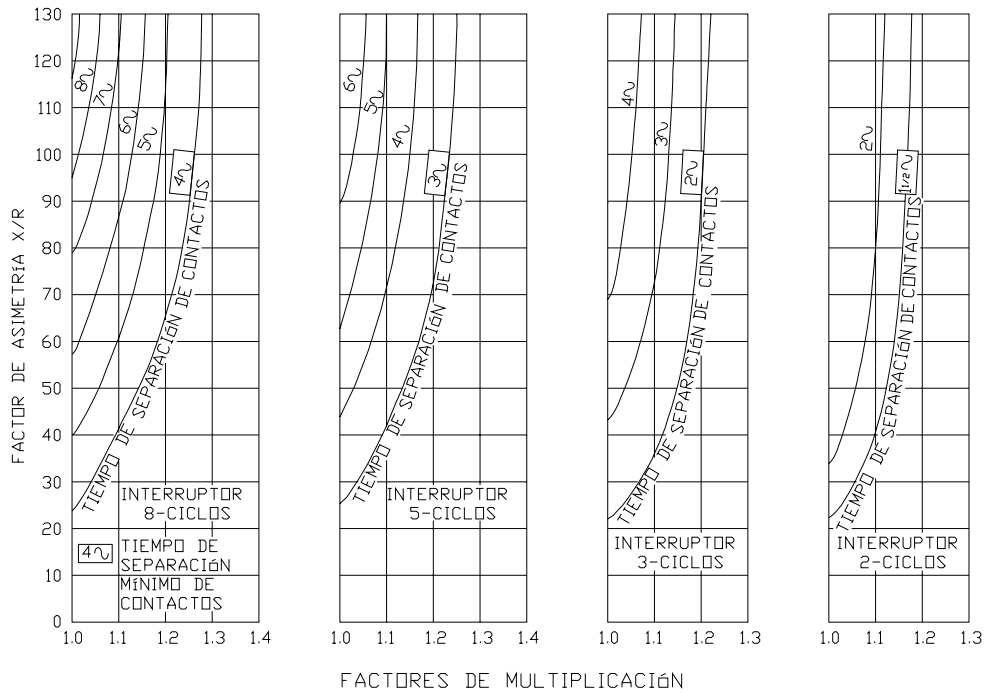


FIG. 5.9 FACTORES DE MULTIPLICACIÓN E/X PARA FALLAS TRIFÁSICAS, INCLUYE DECREMENTOS DE C. A. Y C. D. (FUENTES LOCALES)

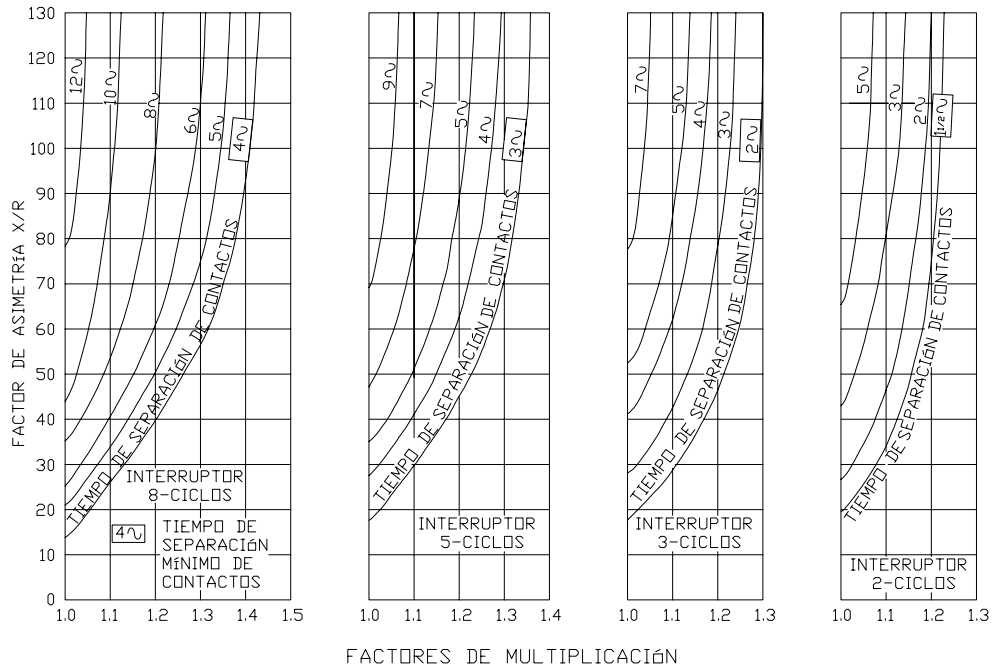


FIG. 5.10 FACTORES DE MULTIPLICACIÓN E/X PARA FALLAS MONOFÁSICAS, INCLUYE DECREMENTOS DE C. A. Y C. D. (FUENTES LOCALES)

Un número de fuentes puede contribuir a la falla a través de diversas impedancias. Cada una de esas contribuciones tiene una relación diferente de decrementos de c. a. y c. d. La impedancia a través de la cual una falla es alimentada, determina si esta es una fuente local o remota. El decremento de c. a. en fuentes remotas es más lento en comparación con las fuentes cercanas. La constante de tiempo asociada con el decremento de c. a. es una función de la resistencia del rotor y se agrega una reactancia externa que la prolonga.

En la Fig. 5.11 se muestra la relación entre la corriente de falla $\left(\frac{I_{asim}}{I_{sim}}\right)_{nacd}$ (donde nacd significa que no hay decremento de c. a.) como una función de la relación de X/R para varios tiempos de separación de contactos. Las curvas de esta figura se han modificado así que el decremento de la componente simétrica de la corriente de falla es tomada en consideración.

La Fig. 5.12(a) muestra la relación general de X/R y el decremento de c. a. como la ubicación de la falla que se aleja de la estación de generación. Esta relación empírica se muestra como un grupo de máquinas pequeñas y grandes de diversos fabricantes. La Fig. 5.12(b) muestra el decremento de la componente simétrica de c. a. de la corriente de falla para diferentes valores de tiempo después de iniciada la falla, como una función del tiempo de separación de los contactos y del tipo de falla. La Fig. 5.12(c) establece los factores de reducción que pueden ser aplicados a $\left(\frac{I_{asim}}{I_{sim}}\right)_{nacd}$ para obtener este efecto. El factor de reducción puede ser obtenido de la siguiente ecuación:

$$\text{Factor de reducción} = \frac{\sqrt{I_{ca}^2 + I_{cd}^2} / (E/X)}{\left(\frac{I_{asim}}{I_{sim}}\right)_{nacd}} \quad \text{Ec. 5.5}$$

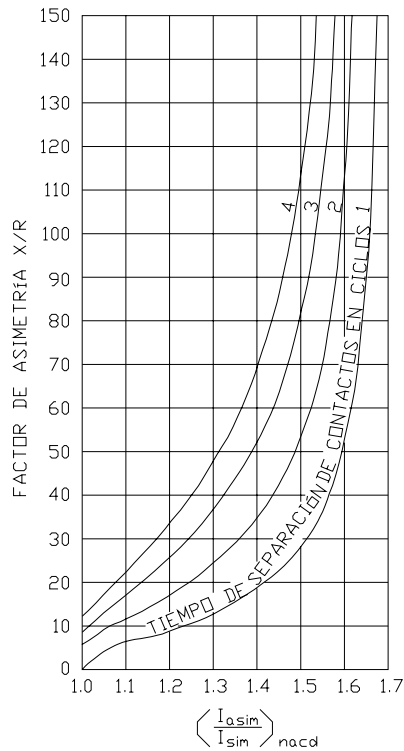


FIG. 5.11 RELACIÓN $(I_{0sim} / I_{sim})_{nacd}$ CONTRA RELACIÓN X/R A 60 Hz PARA DIFERENTES TIEMPOS DE SEPARACIÓN DE CONTACTOS

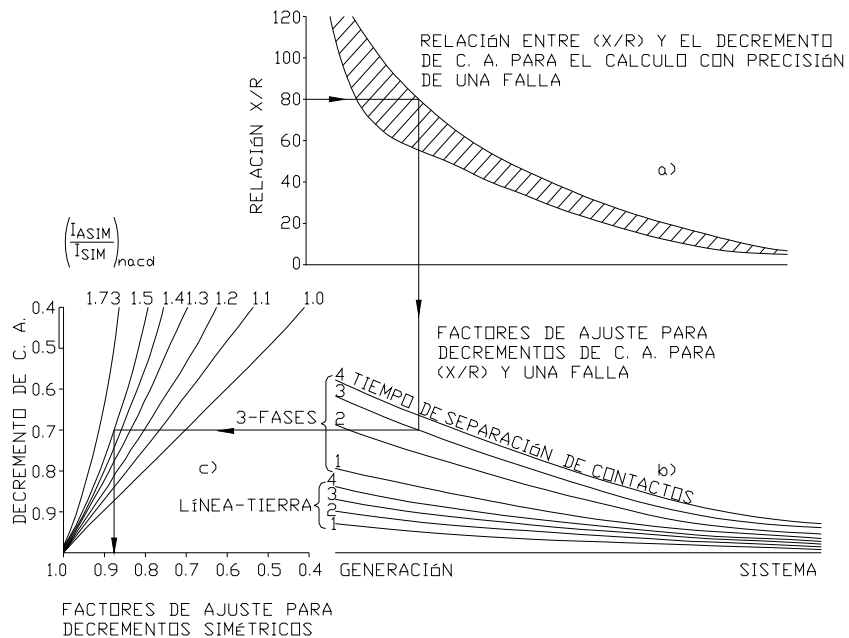


FIG. 5.12 RELACIÓN ENTRE (X/R) Y EL FACTOR DE DECREMENTO DE C. A. PARA EL CÁLCULO PRECISO DE UNA FALLA A 60 Hz.
 (a) DECREMENTOS DE C. A. PARA FALLAS ALEJADAS DE LAS FUENTES;
 (b) FACTORES DE AJUSTE PARA DECREMENTOS DE C. A. PARA X/R Y UNA FALLA PARA TIEMPOS DE SEPARACIÓN DE CONTACTOS (LÍNEAS SÓLIDAS, FALLAS TRIFÁSICAS, FALLAS DE LÍNEA A TIERRA);
 (c) FACTORES DE AJUSTES PARA DECREMENTOS DE C. A.

Reducción de redes

Existen dos métodos para la reducción de redes que son:

1. La corriente de corto circuito puede ser determinada por la reducción de la red de impedancias complejas, esto da el método complejo E/Z .
2. La corriente de corto circuito puede ser determinada de los cálculos por separado de las redes R y X tratados como una impedancia compleja en el punto de falla, esto da el método E/Z .

En ambos casos, la relación X/R es calculada por las redes de resistencia y reactancia por separado. La relación X/R calculada de esta manera se utiliza para ciertos factores de multiplicación y también para el cálculo de factores de asimetría para la red momentánea. La relación de X/R para una falla monofásica es $\frac{2X_1 + X_0}{2R_1 + R_0}$ y para una falla trifásica X_1/R_1 .

El cálculo de E/Z de las redes por separado origina que los resultados sean bastante precisos. Puede haber una diferencia del 5 al 6 % en el resultado de la corriente de corto circuito entre ambos métodos.

Cálculo E/X o E/Z

El cálculo E/Z da resultados con mayor exactitud y como la relación X/R en el punto de falla es alta, no puede haber mucha diferencia entre los cálculos de E/X y E/Z . Este resultado puede no ser siempre verdad. Para sistemas de bajo voltaje es apropiado realizar los cálculos E/Z , ya que las relaciones X/R son bajas y la diferencia en el resultado entre los cálculos E/Z y E/X puede ser significativa. Generalmente los cálculos E/Z que se realizan utilizando el método complejo son un estándar para la industria.

Cálculos para interruptores

Una vez que los resultados de los cálculos de E/X o E/Z están disponibles para la red interruptiva y el factor de multiplicación es determinado, una ecuación adecuada para la aplicación de un interruptor esta dada por

$$FM \times E/X(E/Z)(\text{red interruptiva}) < \text{Capacidad de interrupción del interruptor en kA simétricos}$$

Para cálculos de capacidades de cierre y apertura o para cálculos de corriente momentánea (primer ciclo), las consideraciones locales o remotas no son requeridas. Para interruptores en alto voltaje se tienen capacidades de $1.6K$ veces la capacidad de corriente rms asimétrica de corto circuito o $2.7K$ veces la corriente pico de corto circuito. El factor de multiplicación para el pico de corriente esta basado en la relación X/R y esta dado por:

$$\sqrt{2}(1.0 + \text{sen} \phi e^{-(\phi+1.5708)(R/X)}) \quad \text{Ec. 5.6}$$

donde ϕ es el arco tangente de X/R en el punto de falla.

Para cálculos de corriente momentánea, los resultados de los cálculos E/X o E/Z son multiplicados por el factor de multiplicación cresta calculado y los resultados son comparados con la capacidad de cierre y apertura del interruptor. Una ecuación adecuada para la capacidad de cierre y apertura de interruptor en el primer ciclo esta dada por:

$$FMC_{Cresta} \times E/X (E/Z) (\text{red momentánea}) < \text{Capacidad de cierre y apertura del interruptor en kA cresta asimétricos}$$

Se deben tomar precauciones al hacer cálculos utilizando el método E/X con ajustes de decrementos de c. a. y c. d., estos se pueden aplicar siempre que la relación X/R no exceda de 45 a 60 Hz (la constante de tiempo de c. d. no es mayor a 120 ms) Para relaciones X/R más grandes es recomendable consultar con los fabricantes.

Valores de X/R grandes (constante de tiempo de c. d. mayores a 120 ms)

Para un interruptor de un generador, el valor mas alto de asimetría ocurre cuando antes de la falla el generador opera por debajo de su excitación con un factor de potencia en adelanto. La componente de c. d. puede ser más grande que la componente simétrica de corto circuito y puede conducir a atrasos de cruces por cero de corriente.

Para relaciones grandes de X/R , la asimetría puede ser calculada al considerar la componente de c. d. en el tiempo de separación de los contactos de la Ec. 5.1.

Cualquier combinación de la componente simétrica y de c. d. es posible siempre que:

- La corriente simétrica no exceda la capacidad de corriente de corto circuito.
- El grado de asimetría no exceda el 100%.
- La corriente total de corto circuito no exceda la capacidad de interrupción asimétrica requerida.

Corrientes de corto circuito con retardo de tiempo (30 ciclos)

Este tipo de corrientes son requeridas para coordinar dispositivos de protección contra sobrecorriente con un retardo de tiempo. La corriente de corto circuito a treinta ciclos es calculada bajo las siguientes suposiciones:

- Las contribuciones de las fuentes de servicio continúan sin cambio.
- La componente de c. d. de la corriente de corto circuito decae a cero.
- La contribución de los motores síncronos y de los motores de inducción decaen a cero.
- La reactancia subtransitoria del generador es reemplazada por la reactancia transitoria o por un valor más alto que la reactancia subtransitoria.

6 CÁLCULOS DE CORTO CIRCUITO DE ACUERDO CON LAS NORMAS IEC

6.0. SIMBOLOGÍA

6.1. DIFERENCIAS CONCEPTUALES Y ANALÍTICAS

6.2. VOLTAJES DE PREFALLA

6.3. UBICACIÓN DE GENERADORES

6.4. GENERADORES Y UNIDADES TRANSFORMADORAS DE ESTACIONES DE POTENCIA

6.0 SIMBOLOGÍA

A	Valor inicial de la componente de c. d. i_{cd}
a	Operador complejo.
a	Relación entre la corriente de corto circuito desbalanceada y la corriente de corto circuito trifásica.
c	Factor de voltaje.
$cU_n/\sqrt{3}$	Voltaje equivalente rms de la fuente.
E''	Voltaje subtransitorio de una máquina síncrona.
f	Frecuencia (50 o 60 Hz)
I_b	Corriente interruptiva rms simétrica de corto circuito.
I_k	Corriente rms de corto circuito en estado estable.
I_{kP}	Corriente de corto circuito en estado estable en las terminales (polos) de un generador, con un elemento de excitación.
I_k''	Corriente simétrica inicial rms de corto circuito.
I_{LR}	Corriente simétrica a rotor bloqueado de un motor asíncrono.
I_r	Capacidad de corriente del equipo eléctrico.
I_{th}	Equivalente térmica de la corriente de corto circuito.
i_{cd}	Componente de c. d. de la corriente de corto circuito.
i_p	Corriente pico de corto circuito.
K	Factor de corrección para impedancias.
m	Factor de calentamiento por el efecto de la componente de c. d.
n	Factor de calentamiento por el efecto de la componente de c. a.
p	Par de polos de un motor asíncrono.
p_G	Rango de regulación de voltaje de un generador.
p_T	Rango de ajuste de voltaje de un transformador.
P_{krT}	Pérdidas totales en los devanados de un transformador a corriente nominal.
P_{rM}	Capacidad de potencia activa de un motor asíncrono $P_{rM} = S_{rM} \cos \varphi_{rM} \eta_{rM}$
q	Factor para el cálculo de la corriente interruptiva de motores asíncronos.
q_n	Sección transversal nominal.
R resp. r	Resistencia, valor absoluto con respecto a uno relativo.
R_G	Resistencia de una máquina síncrona.

R_{Gf}	Resistencia ficticia de una máquina síncrona cuando se calcula i_p
S_k''	Potencia simétrica inicial de corto circuito.
S_r	Capacidad de potencia aparente del equipo eléctrico.
t_{min}	Tiempo mínimo de retardo.
t_r	Rango de la relación de transformación (cambiador de derivaciones en la posición principal); $t_r \geq 1$
T_k	Tiempo de duración de la corriente de corto circuito.
U_m	El mayor valor de voltaje rms línea a línea del equipo.
U_n	Voltaje nominal rms línea a línea del sistema.
U_r	Capacidad de voltaje rms línea a línea.
u_{kr}	Capacidad de voltaje de corto circuito de un transformador en por ciento.
u_{kR}	Voltaje de corto circuito de un reactor limitador de corriente de corto circuito en por ciento.
u_{Rr}	Capacidad de la componente resistiva del voltaje de corto circuito de un transformador en por ciento.
u_{Xr}	Capacidad de la componente reactiva del voltaje de corto circuito de un transformador en por ciento.
$U_{(1)}, U_{(2)}, U_{(0)}$	Voltajes de secuencia positiva, negativa y cero.
X resp. x	Reactancia, valor absoluto con respecto a uno relativo.
X_d resp. X_q	Reactancia, eje directo con respecto al eje en cuadratura.
X_{dp}	Reactancia ficticia en las terminales de un generador con un elemento de excitación en el caso de un corto circuito en estado estable.
X_d'' resp. X_q''	Reactancia subtransitoria de una máquina síncrona (valor saturado), del eje directo con respecto al eje en cuadratura.
x_d	Reactancia síncrona no saturada, valor relativo.
$x_{d \text{ sat}}$	Reactancia síncrona saturada, valor relativo, recíproco de la relación saturada de corto circuito en vacío.
Z resp. z	Impedancia, valor absoluto con respecto al valor relativo.
Z_k	Impedancia de corto circuito de un sistema trifásico de c. a.
$Z_{(1)}$	Impedancia de corto circuito de secuencia positiva.
$Z_{(2)}$	Impedancia de corto circuito de secuencia negativa.
$Z_{(0)}$	Impedancia de corto circuito de secuencia cero.
η	Eficiencia de los motores asíncronos.
κ	Factor para el cálculo de la corriente pico de corto circuito.
λ	Factor para el cálculo de la corriente de corto circuito en estado estable.
μ	Factor para el cálculo de la corriente interruptiva simétrica de corto circuito.
μ_0	Permeabilidad absoluta del vacío, $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ H/m
ρ	Resistividad.
φ	Ángulo de fase.
θ_e	Temperatura del conductor al término del corto circuito.

01	Referencia al neutro de secuencia positiva.
02	Referencia al neutro de secuencia negativa.
00	Referencia al neutro de secuencia cero.

Subíndices

(1)	Componente de secuencia positiva.
(2)	Componente de secuencia negativa.
(0)	Componente de secuencia cero.
c. a.	Corriente alterna.
c. d.	Corriente directa.
f	Ficticio.
k ó k3	Corto circuito trifásico, Fig. 6.1(a)
k1	Corto circuito de línea a tierra ó corto circuito de línea a neutro (monofásico), Fig. 6.1(d)
k2	Corto circuito de línea a línea (bifásico), Fig. 6.1(b)
k2E resp. kE2E	Corto circuito de línea a línea con conexión a tierra (bifásico a tierra), Fig. 6.1 (c)
K	Impedancias o reactancias calculadas con un factor de corrección de impedancia K_T, K_G o K_s respectivamente a K_{so}
max	Máximo.
min	Mínimo.
n	Valor nominal.
r	Valor de capacidad (rango)
rsl	Resultado.
t	Valor transferido.
AT	Transformador auxiliar.
B	Barra.
E	Tierra.
F	Ubicación de corto circuito (punto de falla)
G	Generador.
HV	Alto voltaje, lado de alto voltaje de un transformador.
LV	Bajo voltaje, lado de bajo voltaje de un transformador.
L	Línea.
LR	Rotor bloqueado.
L1, L2, L3	Conductores de línea de un sistema trifásico de c. a.
M	Motor asíncrono o grupo de motores asíncronos.
M	Sin motor.
MV	Medio voltaje, lado de medio voltaje de un transformador.
N	Neutro de un sistema trifásico de c. a. punto de unión de la estrella de un motor o un generador.
P	Terminal, polo.
Q	Punto de conexión del alimentador.
R	Reactor limitador de corto circuito.
S	Unidad generadora de potencia (generador y transformador con carga en el cambiador de derivaciones)
SO	Unidad generadora de potencia (generador y transformador con relación de transformación constante o sin carga en el cambiador de derivaciones)
T	Transformador.

Superíndice

- “ Valor subtransitorio (inicial)
 ‘ Resistencia o reactancia por unidad de longitud.
 b Antes del corto circuito.

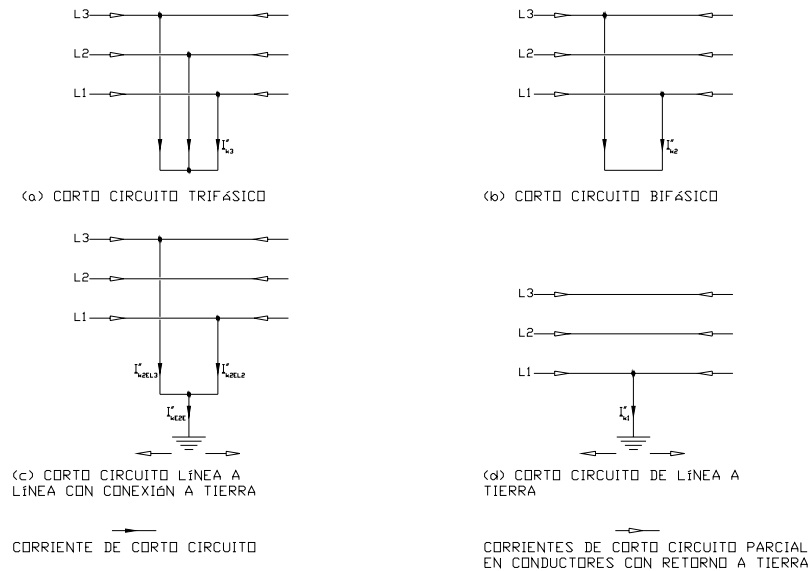


FIG. 6.1 CARACTERIZACIÓN DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

6.1 DIFERENCIAS CONCEPTUALES Y ANALÍTICAS

Los cálculos de corriente de corto circuito con las normas IEC 60909 aplican a sistemas trifásicos de c. a. con una frecuencia nominal de 50 ó 60 Hz. Los sistemas con voltajes de 550 kV o mayores utilizados en líneas de transmisión necesitan consideraciones especiales.

Para el caso de una trayectoria de corriente accidental o intencional entre un conductor de línea y tierra, se deben distinguir con claridad los siguientes casos considerando sus diferentes propiedades físicas y sus efectos:

- corto circuito de línea a tierra (monofásico), ocurre en un sistema con neutro sólidamente puesto a tierra o en un sistema con neutro puesto a tierra a través de una impedancia, y
- corto circuito de línea a tierra, ocurre en un sistema con neutro aislado o en un sistema con neutro a tierra a través de una resonancia.

En general, se realizan dos cálculos de corrientes de corto circuito, dichas corrientes difieren en magnitud:

- corriente de corto circuito máxima la cual determina la capacidad o rango del equipo eléctrico; y
- corriente de corto circuito mínima la cual puede ser la base para la selección de fusibles y para determinar (ajustar) los dispositivos de protección.

Nota: la corriente de corto circuito trifásica se asume que es simultánea en todos los polos. Las corrientes de corto circuito no simultáneas las cuales pueden conducir a componentes aperiódicas de corrientes de corto circuito más grandes, están más allá del alcance de esta norma.

Esta norma no cubre las corrientes de corto circuito originadas deliberadamente bajo condiciones controladas así como tampoco, corrientes de corto circuito en instalaciones de barcos o aviones.

Los cálculos de corrientes de corto circuito con las normas ANSI e IEC tienen diferencias conceptuales y analíticas, incluso la estructura de los interruptores no es la misma. Las diferencias más notables las podemos apreciar en: los ciclos de servicio, las pruebas, elevaciones de temperatura, el voltaje de recuperación y la capacidad de respuesta en los interruptores.

Capacidad interruptiva

El rango de la capacidad de interrupción de un circuito corresponde a la capacidad de voltaje y a una referencia del voltaje de reignición, igual a la capacidad de voltaje, expresada como:

1. el rango de interrupción de la corriente simétrica que cada polo del circuito puede interrumpir, y
2. el rango de la capacidad de interrupción asimétrica que cualquier polo del circuito puede interrumpir. La capacidad interruptiva por conveniencia se expresa en MVA, la cual es igual al producto del rango de corriente interruptiva en kA y el rango de voltaje multiplicado por un factor apropiado, dependiendo del tipo de circuito (1 para un circuito monofásico, 2 para un circuito bifásico y $\sqrt{3}$ para un circuito trifásico)

Este es el equivalente a la capacidad interruptiva de las normas ANSI. No hay factores K en la evaluación de IEC. En IEC los cálculos de asimetría para el tiempo de separación de contactos deben ser calculados para determinar la capacidad asimétrica del interruptor. Los interruptores de ANSI están basados en una corriente simétrica base y en la asimetría que se permite en la capacidad de la estructura y los factores de corrección de postfalla. Diferente a ANSI, IEC no recomienda algún factor de postmultiplicación para tomar en cuenta la asimetría de las corrientes de corto circuito.

Rango del voltaje de reignición

La capacidad del voltaje de reignición es la referencia del voltaje de reignición para el cual la capacidad interruptiva del interruptor es compatible. Es recomendable que en la placa de datos del interruptor sean marcados el factor de amplitud y cualquiera de los dos factores siguientes, el rango de elevación del voltaje de reignición en $[V / \mu s]$ o la frecuencia natural en [kHz/s]

Rango de capacidad máxima

Corresponde a la capacidad de voltaje y está dado por $1.8 \cdot \sqrt{2}$ veces el rango de la capacidad de interrupción simétrica. La capacidad máxima en amperes es inversamente proporcional al voltaje, cuando el interruptor tiene doble rango de voltaje. Para voltajes por debajo del rango de voltaje inferior, la capacidad máxima tiene un valor constante que corresponde al rango de voltaje inferior y para voltajes más altos que el rango de voltaje, la capacidad máxima no está garantizada. Este es el equivalente a la capacidad de cierre y apertura con las normas ANSI.

Rango del tiempo de apertura y tiempo de interrupción

El rango de tiempo desde la apertura hasta la separación de los contactos es el tiempo de apertura que corresponde a la capacidad de interrupción. El rango total del tiempo de interrupción es el tiempo de interrupción el cual corresponde a la capacidad de interrupción. Esto puede ser diferente, dependiendo tanto de la capacidad de interrupción simétrica como de la asimétrica.

El tiempo mínimo de retardo t_{\min} es la suma del tiempo de operación más corto posible del retardo instantáneo (disparo con retardo de tiempo ANSI, igual a medio ciclo) y el tiempo de apertura más corto del interruptor. De esta manera, el tiempo de interrupción en IEC es equivalente al tiempo de interrupción de ANSI y el tiempo mínimo de retardo t_{\min} de IEC es equivalente al tiempo de separación de los contactos de ANSI.

Corriente simétrica inicial rms de corto circuito, I_k''

IEC define la corriente simétrica inicial rms de corto circuito I_k'' , como la componente simétrica de c. a. disponible de una corriente de corto circuito apropiado en el instante de corto circuito si la impedancia continúa en su valor inicial, Figs. 6.2 y 6.3.

Corriente pico de corto circuito, i_p

La corriente pico (máxima) de corto circuito i_p , es el valor instantáneo de la corriente de corto circuito disponible, ver Figs. 6.2 y 6.3. La magnitud de la corriente de corto circuito pico varía de acuerdo con el momento en el cual ocurre la falla. El pico máximo de corriente que puede soportar es igual a la capacidad de corriente de corto circuito para la cual se construyó el interruptor. Esta puede ser razonablemente comparada con la capacidad de cierre y apertura de las normas ANSI, sin embargo hay diferencias en su construcción.

Corriente interruptiva rms simétrica de corto circuito, I_b

La capacidad interruptiva de corriente de corto circuito I_{basim} , es el valor mas alto de corriente de corto circuito que un interruptor debe ser capaz de interrumpir. La corriente interruptiva es caracterizada por (1) la componente de c. a., y (2) la componente de c. d. El valor rms de la componente de c. a. es llamado como la capacidad de corriente de corto circuito. Los valores para IEC son: 6.3, 8, 10, 12.5, 16, 25, 31.5, 40, 50, 63, 80 y 100 kA. La componente de c. d. es calculada con un tiempo mínimo de retardo t_{\min} . Esto es completamente diferente de los rangos simétricos de ANSI.

Corriente rms de corto circuito en estado estable, I_k

Es el valor rms de la corriente de corto circuito la cual permanece después del decremento del fenómeno transitorio, ver Figs. 6.2 y 6.3. Los cálculos para las corrientes de falla en estado estable para los generadores y motores síncronos de acuerdo a IEC toman en consideración la excitación del generador; el tipo de máquina síncrona, generador de polos salientes y el ajuste de excitación. La corriente de falla aportada por el generador llega a ser función de su capacidad de corriente utilizando factores de multiplicación de curvas parametrizadas contra la reactancia síncrona saturada del generador, el ajuste de excitación y el tipo de máquina.

Este tipo de cálculo es más elaborado y se desvía considerablemente de los procedimientos de ANSI para los cálculos de corrientes a 30 ciclos. Para propósitos de cálculo de corto circuitos, la tabla 6.1 muestra la equivalencia entre ANSI e IEC.

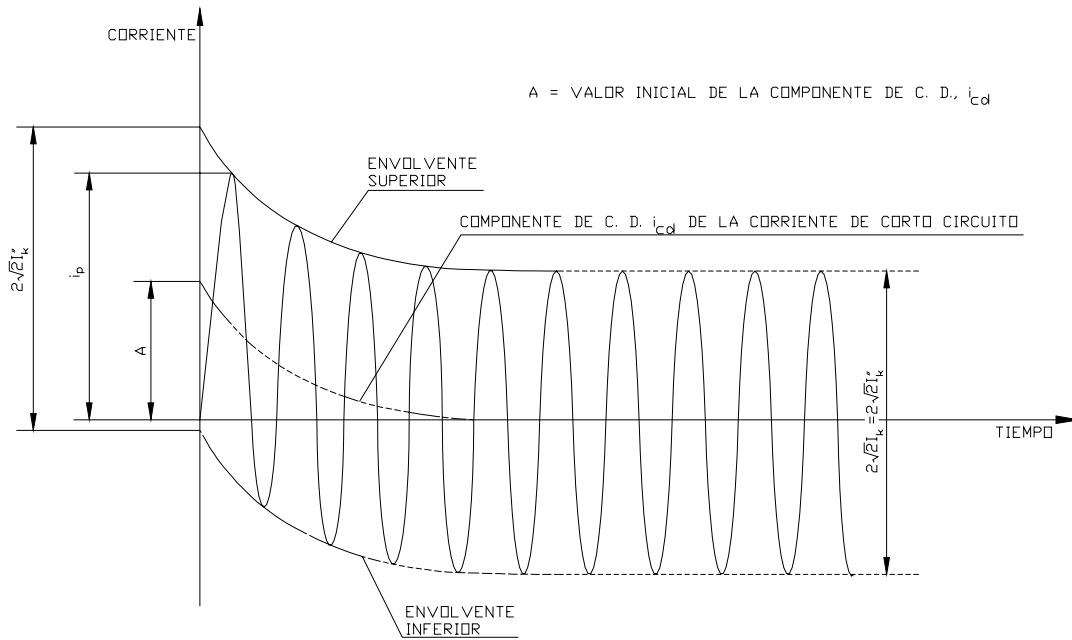


FIG. 6.2 CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO ALEJADA DEL GENERADOR. CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO CON COMPONENTE DE C. A.

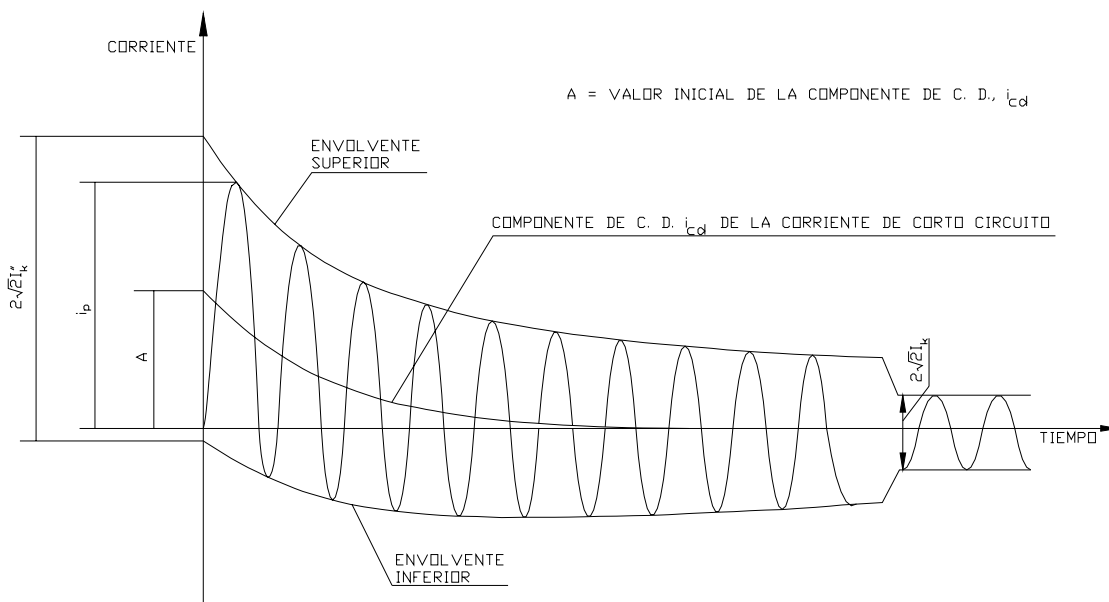


FIG. 6.3 CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO CERCANA AL GENERADOR. CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO CON DECREMENTO DE LA COMPONENTE DE C. A.

TABLA 6.1 EQUIVALENCIA ENTRE LOS TIPOS DE CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO CON ANSI E IEC	
ANSI	IEC
Corriente momentánea	Corriente simétrica inicial rms de corto circuito, I_k'' ; Corriente pico de corto circuito, i_p
Corriente interruptiva	Corriente interruptiva rms simétrica de corto circuito, I_{bsim} e I_{basim}
Corriente con retardo de tiempo a 30 ciclos	Corriente rms de corto circuito en estado estable, I_k

La mayor de las corrientes de corto circuito

Para saber cual es la mayor corriente de corto circuito, deben considerarse las corrientes de falla trifásica, bifásica a tierra, bifásica y monofásica. Basados en las impedancias de secuencia, se muestra cual tipo de corto circuito nos conducirá a la mayor de las corrientes de corto circuito. Cuando no hay decremento de la componente de c. a. $Z_2/Z_1 = 1$, y con decremento de c. a. $Z_2/Z_1 < 1$, Fig. 6.4., ésta es únicamente para información, no debe ser utilizada en lugar de sus respectivos cálculos.

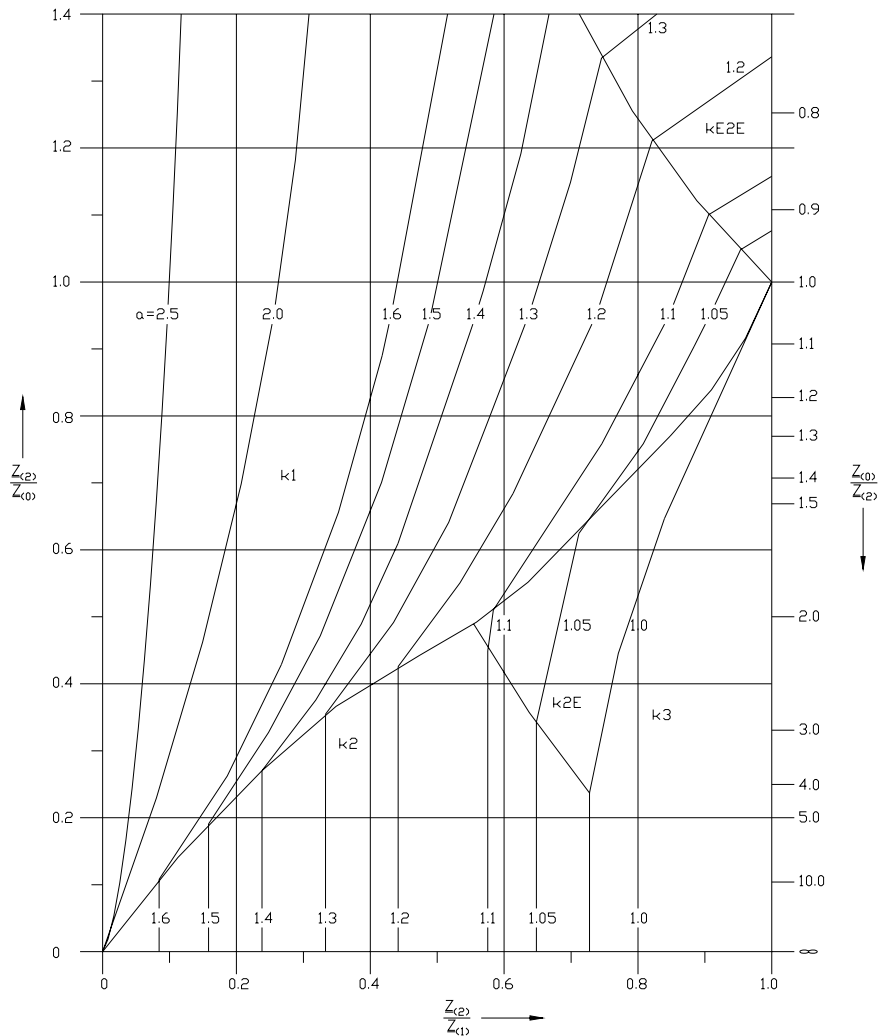


FIG. 6.4 DIAGRAMA PARA DETERMINAR EL TIPO DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO REFERIDA A LA CORRIENTE SIMÉTRICA DE CORTO CIRCUITO TRIFÁSICA EN LA UBICACIÓN DE LA FALLA CUANDO LOS ÁNGULOS DE LAS IMPEDANCIAS DE SECUENCIA $Z_{(1)}$, $Z_{(2)}$ Y $Z_{(0)}$ SON IGUALES

Donde

$$a = \frac{\text{Corriente de corto circuito desbalanceada}}{\text{Corriente de corto circuito trifásica}}$$

6.2 VOLTAJES DE PREFALLA

Voltaje nominal del sistema, U_n

Es el voltaje línea a línea para el cual un sistema está especificado y para el cual ciertas características de operación están referidas.

Voltaje equivalente rms de la fuente, $cU_n/\sqrt{3}$

Es el voltaje de una fuente ideal aplicado en el punto de falla para un sistema de secuencia positiva para el cálculo de la corriente de corto circuito. Este es el único voltaje activo de la red.

Factor de voltaje, c

Es la relación entre el voltaje equivalente de la fuente y el voltaje nominal del sistema U_n dividido por $\sqrt{3}$. Los valores están dados en la tabla 6.2.

Nota: Este factor es necesario por varias razones, estas son:

- Las variaciones del voltaje dependen del tiempo y lugar.
- La posición de las derivaciones en el transformador.
- El comportamiento subtransitorio de generadores y motores.

Voltaje subtransitorio E'' de una máquina síncrona

Es el valor rms del voltaje interno simétrico de una máquina síncrona el cual se activa después de la reactancia subtransitoria X_d'' en el momento del corto circuito.

Consideraciones para el cálculo

El cálculo para las corrientes máxima y mínima está basado en las siguientes consideraciones.

- a) Para la duración del corto circuito no hay cambio en el tipo de falla involucrado, esto es, un corto circuito trifásico permanecerá en las tres fases y un corto circuito monofásico a tierra continuará así mientras dura la falla.
- b) Para la duración de corto circuito, no hay cambio en la red involucrada.
- c) La impedancia de los transformadores está referida al cambiador de derivaciones en la posición principal. Esto es permitido por que es introducido el factor de corrección de impedancia K_T para la red de transformadores.
- d) La resistencia del arco no es tomada en cuenta.
- e) Todas las capacitancias y admitancias en paralelo de la línea y las cargas no rotatorias, excepto aquellas del sistema de secuencia cero, son despreciadas.

A pesar de estas consideraciones, no son estrictamente verdaderas para los sistemas de potencia considerados, el resultado del cálculo satisface el objetivo para los resultados dados, los cuales tienen generalmente una precisión aceptable.

Para corto circuitos balanceados y desbalanceados como se muestra en la Fig. 6.1, es conveniente para calcular las corrientes de corto circuito, la aplicación de componentes simétricas.

Cuando se calculan corrientes de corto circuito en sistemas con diferentes niveles de voltaje, es necesario transferir valores de impedancia de un nivel de voltaje a otro, usualmente para aquel nivel de voltaje al cual es calculada la corriente de corto circuito. Para sistemas en por unidad u otro sistema de unidades similar, no es necesaria la transformación si éstos sistemas son coherentes.

Las impedancias del equipo en redes superpuestas o subordinadas serán divididas o multiplicadas por el cuadrado de la máxima relación de transformación t_r , voltajes y corrientes son convertidos por la máxima relación de transformación t_r .

Método de cálculo

Voltaje equivalente de la fuente en la ubicación de corto circuito (punto de falla)

El método usado para el cálculo está basado en la introducción de una fuente de voltaje equivalente en la ubicación del corto circuito. El voltaje equivalente de esta fuente es el único voltaje activo del sistema. Todas las redes de alimentación, máquinas síncronas y asíncronas son reemplazadas por sus impedancias internas.

En todos los casos es posible determinar la corriente de corto circuito en la ubicación de la falla F con la ayuda de una fuente de voltaje equivalente. Los datos de servicio y la carga de consumidores, la posición del cambiador de derivaciones de los transformadores, la excitación de generadores y así sucesivamente, son prescindibles; cálculos adicionales acerca de todos los posibles diferentes flujos de carga en el momento del corto circuito son innecesarios.

TABLA 6.2 FACTOR DE VOLTAJE c		
Voltaje nominal del sistema U_n	Factor de voltaje c para el cálculo de	
	Corriente de corto circuito máxima $C_{\max}^{1)}$	Corriente de corto circuito mínima C_{\min}
Bajo voltaje De 100 V a 1000 V (IEC 60038, tabla I)	1.05 ³⁾ 1.10 ⁴⁾	0.95
Medio voltaje > a 1 kV hasta 35 kV (IEC 60038, tabla III)	1.10	1.00
Alto voltaje ²⁾ > a 35 kV (IEC 60038, tabla IV)		

1) $C_{\max} U_n$ no debe exceder el valor más alto del voltaje U_m del equipo de los sistemas de energía.
 2) Si el voltaje nominal no es definido, debe ser aplicado $C_{\max} U_n = U_m$ ó $C_{\min} U_n = 0.90xU_m$
 3) Para sistemas en bajo voltaje con una tolerancia de +6 %, por ejemplo para sistemas de 380 V a 400 V
 4) Para sistemas en bajo voltaje con una tolerancia de +10 %

ANSI utiliza un voltaje de prefalla igual al voltaje nominal del sistema, sin embargo un mayor o un menor voltaje son permitidos dependiendo de las condiciones de operación. IEC requiere que en cualquier caso el voltaje del sistema sea multiplicado por un factor c obtenido de la tabla 6.2.

Aplicación de las componentes simétricas

En sistemas trifásicos de c. a. el cálculo de los valores resultantes de corrientes de corto circuitos balanceados o desbalanceados es simplificado por el uso de componentes simétricas. Esto considera que el equipo eléctrico tiene una estructura balanceada. Los resultados del cálculo de la corriente de corto circuito tienen una precisión aceptable, aún en el caso de líneas aéreas no transpuestas.

Usando este método, las corrientes en cada conductor de línea son encontradas por superposición de corrientes de un sistema con tres componentes simétricas:

- corriente de secuencia positiva $\underline{I}_{(1)}$;
- corriente de secuencia negativa $\underline{I}_{(2)}$;
- corriente de secuencia cero $\underline{I}_{(0)}$.

Así, las corrientes de línea están dadas por:

$$\underline{I}_{L1} = \underline{I}_{(1)} + \underline{I}_{(2)} + \underline{I}_{(0)} \quad \text{Ec. 6.1}$$

$$\underline{I}_{L2} = \underline{a}^2 \underline{I}_{(1)} + \underline{a} \underline{I}_{(2)} + \underline{I}_{(0)} \quad \text{Ec. 6.2}$$

$$\underline{I}_{L3} = \underline{a} \underline{I}_{(1)} + \underline{a}^2 \underline{I}_{(2)} + \underline{I}_{(0)} \quad \text{Ec. 6.3}$$

$$\underline{a} = -\frac{1}{2} + j \frac{1}{2} \sqrt{3} \quad \text{Ec. 6.4}$$

Cada uno de los tres sistemas de componentes simétricas tiene su propia impedancia.

Los siguientes tipos de corto circuito desbalanceados serán tratados:

- corto circuito monofásico Fig. 6.1(d),
- corto circuito bifásico Fig. 6.1(b) y
- corto circuito bifásico a tierra Fig. 6.1(c)

Hay que notar la diferencia entre la impedancia de corto circuito en la ubicación de la falla F y la impedancia de corto circuito individual del equipo.

La impedancia de corto circuito de secuencia positiva $\underline{Z}_{(1)}$ en la ubicación del corto circuito F , es obtenida de la Fig. 6.5(a) cuando un sistema simétrico con el arreglo de voltajes de fase de secuencia positiva es aplicado en la ubicación de la falla F y todas las máquinas síncronas y asíncronas son reemplazadas por sus impedancias internas.

La impedancia de corto circuito de secuencia negativa $\underline{Z}_{(2)}$ en la ubicación del corto circuito F es obtenida de la Fig. 6.5(b) cuando un sistema simétrico con el arreglo de voltajes de fase de secuencia negativa es aplicado en la ubicación del corto circuito F .

Los valores de las impedancias de secuencia positiva y negativa pueden diferir una con respecto a la otra, solo en el caso de máquinas rotatorias. Cuando un corto circuito es calculado lejos del generador generalmente se permite que $Z_{(2)} = Z_{(1)}$.

La impedancia de corto circuito de secuencia cero $Z_{(0)}$ en la ubicación del corto circuito F es obtenida de la Fig. 6.5(c), si un voltaje de c. a. es aplicado entre los tres conductores de línea en corto circuito y la conexión de retorno (sistema con conexión en el generador en estrella aterrizada a través de una impedancia).

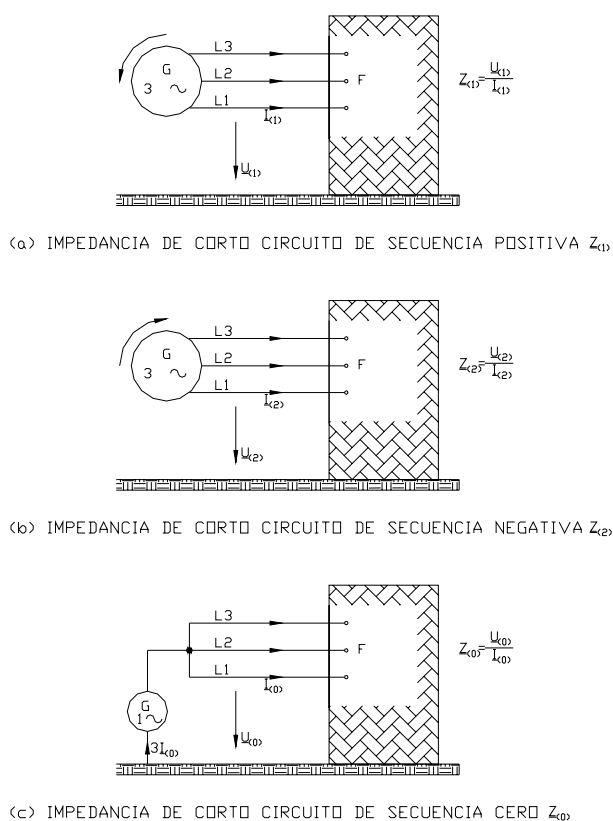


FIG. 6.5 IMPEDANCIAS DE CORTO CIRCUITO DE UN SISTEMA DE C. A TRIFÁSICO EN LA UBICACIÓN DEL PUNTO DE FALLA F

Cuando se calculan corrientes de corto circuito en sistemas de medio ó alto voltaje y aplicando una fuente de voltaje equivalente en la ubicación de corto circuito, las capacitancias de secuencia cero de las líneas y las admitancias en paralelo de secuencia cero son consideradas para un sistema con neutro aterrizado, sistemas resonantes puestos a tierra y sistemas con neutro puesto a tierra con un factor de falla mayor a 1.4.

La capacitancia de líneas (aéreas o subterráneas) de redes de bajo voltaje puede ser despreciada en los sistemas de secuencia positiva, negativa y cero.

Despreciando las capacitancias de secuencia cero de líneas en sistemas con neutro puesto a tierra conducirá a resultados los cuales son ligeramente mayores que los valores reales de la corriente de corto circuito. Excepto para casos especiales, las impedancias de corto circuito de secuencia cero en la ubicación del corto circuito difieren de las impedancias de corto circuito de secuencia positiva y negativa.

6.3 UBICACIÓN DE GENERADORES

Un cálculo completo de las corrientes de corto circuito debe dar las corrientes como una función del tiempo en la ubicación de la falla desde el inicio en la parte superior de la corriente de falla (i_p) hasta su fin, correspondiendo al valor instantáneo del voltaje al inicio del corto circuito Figs. 6.2 y 6.3.

En la mayoría de los casos prácticos una determinación como ésta no es necesaria. Dependiendo de la aplicación de los resultados, esto es del interés para conocer el valor rms de la componente de c. a. y el valor pico i_p de la corriente de corto circuito posterior a éste, el valor más alto i_p depende de la constante de tiempo de la componente de decremento aperiódica f esto es, en la relación R/X ó X/R de la impedancia de corto circuito Z_k es alcanzada si el corto circuito inicia en el voltaje cero. i_p también depende del decremento de la componente de c. a. simétrica de la corriente de corto circuito.

En redes con malla hay varias constantes de tiempo de c. d. Esto es por que no es posible proporcionar un método más sencillo para calcular i_p e i_{cd} .

Corto circuito alejado del generador

Es el corto circuito durante el cual la magnitud de la componente simétrica de c. a. de la corriente de corto circuito disponible permanece constante, Fig. 6.2.

Estos sistemas no tienen decremento de la componente de c. a. Para la duración de un corto circuito, no hay cambio en el voltaje o los voltajes que lo originan, tampoco hay un cambio significativo en la impedancia del circuito. Las fallas alejadas del generador son el equivalente a las fallas de fuentes remotas en ANSI. Es decir, no hay decremento de c. a. por lo que $I_k = I_b = I_k''$.

Para corrientes de corto circuito con una sola alimentación, como se ilustra en la Fig. 6.6, I_k'' esta dada por:

$$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}\sqrt{R_k^2 + X_k^2}} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_k} \quad \text{Ec. 6.5}$$

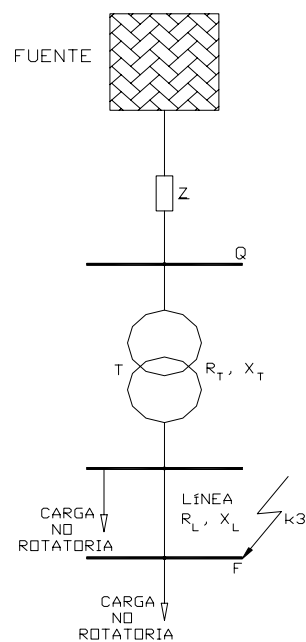


FIG. 6.6 DIAGRAMA PARA EL CÁLCULO DE LA CORRIENTE SIMÉTRICA INICIAL DE CORTO CIRCUITO, CON UNA FUENTE DE VOLTAJE EQUIVALENTE

Donde R_k y X_k están en ohms y son la suma de impedancias de la fuente equivalente de voltaje, del transformador y de la línea como se muestra en la Fig. 6.6. Las resistencias del orden de $R_k < 0.3X_k$ pueden ser despreciadas.

La corriente pico de corto circuito está dada por:

$$i_p = \kappa \sqrt{2} I_k'' \quad \text{Ec. 6.6}$$

donde κ puede ser obtenida con la relación X/R y las curvas de la Fig. 6.7 ó calculada por la siguiente expresión:

$$\kappa = 1.02 + 0.98e^{-3\%/X} \quad \text{Ec. 6.7}$$

No es necesario tomar en cuenta motores asíncronos o grupos de éstos, los cuales tienen una capacidad menor del 1% de la corriente simétrica inicial de corto circuito I_k'' calculada sin la influencia de motores: $\sum I_{rM} \leq 0.01 I_k''$ donde $\sum I_{rM}$ es la suma de las capacidades de corriente de los motores.

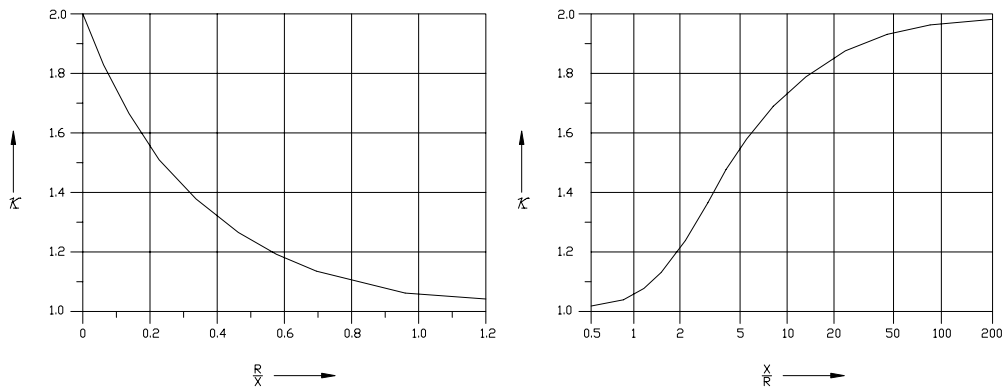


FIG. 6.7 FACTOR κ PARA CIRCUITOS EN SERIE COMO UNA FUNCIÓN DE LA RELACIÓN $\frac{R}{X}$ ó $\frac{X}{R}$

Corto circuitos alimentados por redes sin malla

IEC hace una distinción entre los tipos de redes. Para fuentes que no están interconectadas a una red Fig. 6.8, la corriente simétrica inicial rms de corto circuito, la corriente pico de corto circuito, la corriente interruptiva rms simétrica de corto circuito y la corriente rms de corto circuito en estado estable en la ubicación de la falla F están compuestas por varias corrientes de corto circuito derivadas las cuales son independientes una con respecto a la otra. Las corrientes derivadas son calculadas y se suman para obtener la corriente total de falla aplicando el teorema de superposición.

$$I_k'' = I_{kS}'' + I_{kT}'' + I_{kM}'' \quad \text{Ec. 6.8}$$

$$i_p = i_{pS} + i_{pT} + i_{pM} \quad \text{Ec. 6.9}$$

$$i_b = i_{bS} + i_{bT} + i_{bM} \quad \text{Ec. 6.10}$$

$$I_k = I_{kS} + I_{kT} \quad \text{Ec. 6.11}$$

La ubicación de la falla F en la Fig. 6.8 es tal que la impedancia entre el bus y el punto de falla puede ser despreciada. Esto es, si la impedancia es menor que

$$\frac{0.05U_n}{\sqrt{3}I_{kB}''} \quad \text{Ec. 6.12}$$

donde I_{kB}'' es la corriente inicial de corto circuito sobre el bus en la Fig. 6.8 para un corto circuito trifásico determinado por la suma de las corrientes derivadas de corto circuito de la Ec. 6.8.

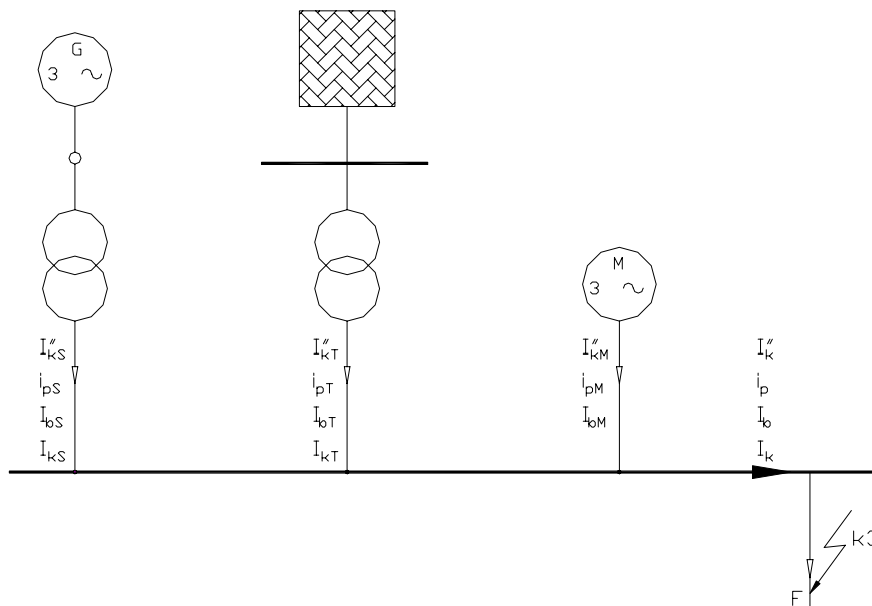


FIG. 6.8 CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO ALIMENTADA POR VARIAS FUENTES INDEPENDIENTES UNA CON RESPECTO A LA OTRA (RED SIN MALLA)

Corto circuitos en redes interconectadas por medio de una malla

Para el cálculo de i_p en redes interconectadas por medio de una malla Fig. 6.9, κ debe ser determinada utilizando uno de los siguientes métodos a), b) ó c)

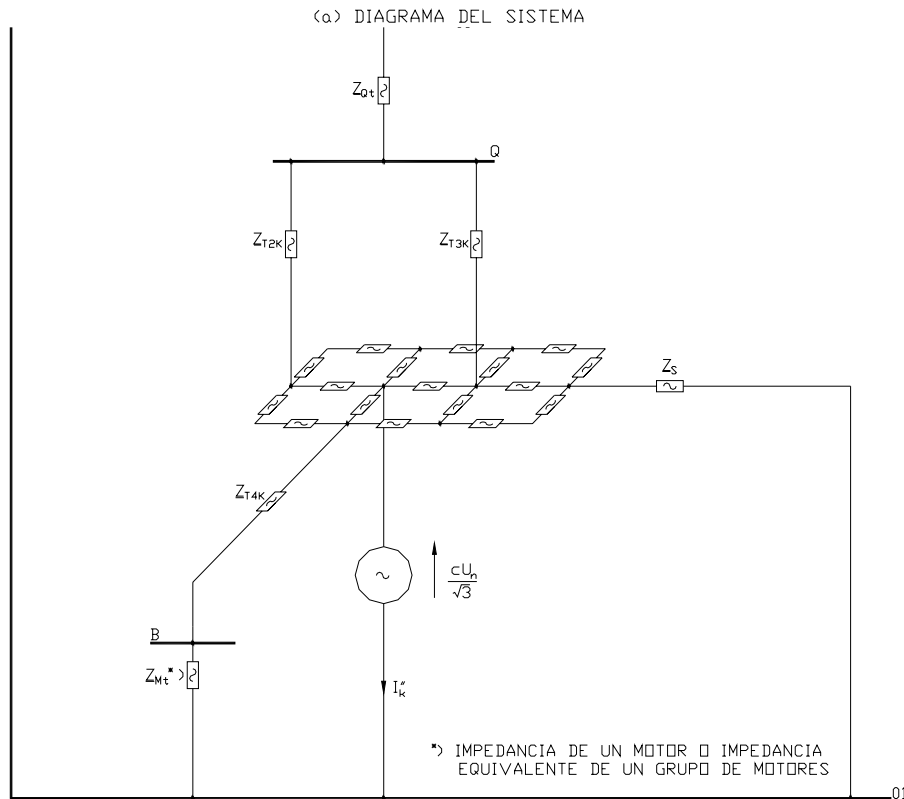
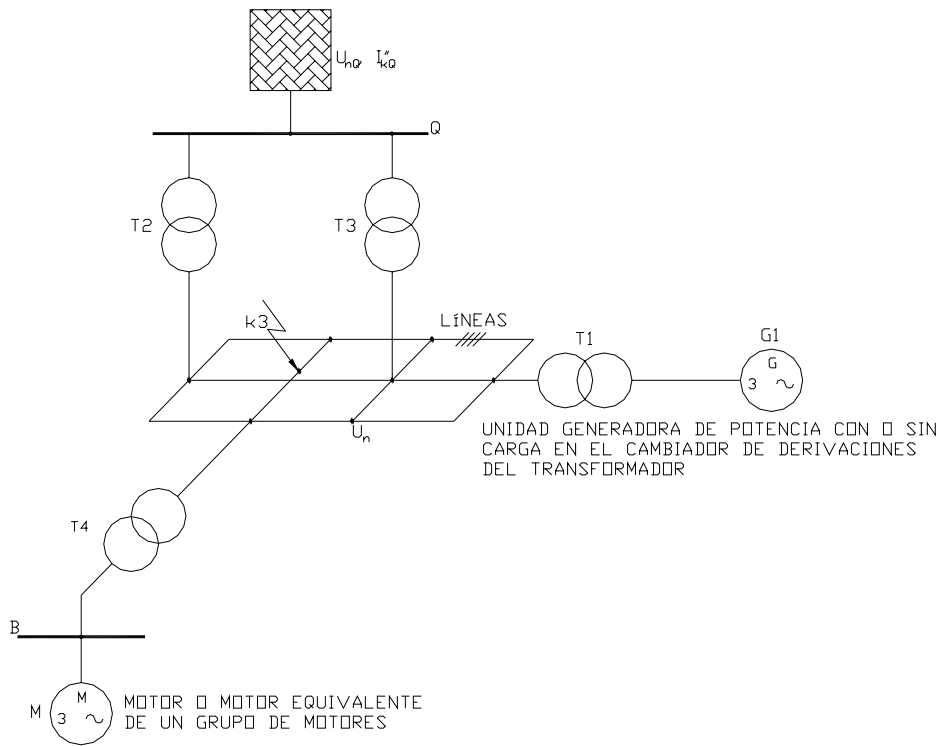
a) Método de la relación X/R predominante

En este caso solo es necesario elegir las derivaciones que transportan la corriente de corto circuito parcial a voltaje nominal correspondiente al punto de falla y las derivaciones con transformadores adyacentes al punto de falla. Cualquier derivación puede ser una combinación serie de varios elementos. El factor κ_a es determinado de la relación X/R de este circuito (la relación X/R más grande) ó de la relación R/X mínima Fig. 6.7. En redes de bajo voltaje κ_a no debe ser mayor a 1.8.

b) Método de la relación X/R equivalente

El factor $\kappa = 1.15\kappa_b$ donde 1.15 es un factor de seguridad que cubre la imprecisión causada por el uso de X/R en la reducción de redes interconectadas por medio de una malla, con impedancias complejas, y κ_b es calculado de las curvas de la Fig. 6.7 ó con la Ec. 6.7.

Siempre y cuando R/X sea menor a 0.3, en todas sus derivaciones, no es necesario utilizar el factor de 1.15. No es necesario que el producto $1.15\kappa_b$ exceda 1.8 en redes de bajo voltaje ó exceda de 2.0 en redes de medio y alto voltaje.



(b) DIAGRAMA DEL CIRCUITO EQUIVALENTE PARA EL CÁLCULO CON UNA FUENTE DE VOLTAJE EQUIVALENTE $\frac{cU_n}{\sqrt{3}}$ EN LA UBICACIÓN DEL CORTO CIRCUITO

FIG. 6.9 RED CON UNA MALLA ALIMENTADA DE VARIAS FUENTES

c) Método de frecuencia equivalente

Este método proporciona una frecuencia equivalente. Una impedancia equivalente Z_c del sistema vista desde el punto de falla, se calcula asumiendo una frecuencia $f_c = 20 \text{ Hz}$ (para sistemas con frecuencia nominal de 50 Hz) ó $f_c = 24 \text{ Hz}$ (para sistemas con frecuencia nominal de 60 Hz); la frecuencia f_c es considerada para excitar la red en el punto de falla. La relación R/X o X/R en el punto de falla es entonces determinada de acuerdo a la ecuación 6.13.

$$\frac{R}{X} = \left(\frac{R_c}{X_c} \right) \left(\frac{f_c}{f} \right) \quad \text{Ec. 6.13a}$$

$$\frac{X}{R} = \left(\frac{X_c}{R_c} \right) \left(\frac{f}{f_c} \right) \quad \text{Ec. 6.13b}$$

donde f es la frecuencia nominal del sistema, f_c es la frecuencia de excitación y $Z_c = R_c + jX_c$ es la impedancia equivalente del sistema vista desde el punto de falla para la frecuencia asumida f_c . El factor $\kappa = \kappa_c$ se obtiene de las curvas de la Fig. 6.7 utilizando la Ec. 6.13 ó, con la Ec. 6.7.

Cuando se utiliza este método en redes interconectadas por medio de una malla con transformadores, generadores y unidades generadoras de potencia, los factores de corrección de impedancia K_T , K_G y K_S , respectivamente a K_{SO} , deben ser introducidos con los mismos valores para los cálculos a 50 o 60 Hz.

Para corto circuitos alejados del generador, las corrientes de interrupción de corto circuito son igual a las corrientes iniciales de corto circuito:

$$\begin{aligned} I_b &= I_k'' \\ I_{b2} &= I_{k2}'' \\ I_{b2E} &= I_{k2E}'' \\ I_{b1} &= I_{k1}'' \end{aligned}$$

Corto circuito cercano al generador

Es el corto circuito en el cual al menos una máquina síncrona contribuye con una corriente de corto circuito simétrica disponible, la cual es mayor a dos veces la corriente nominal de la máquina, o un corto circuito en el cual un motor asíncrono contribuye con más del 5% de la corriente simétrica inicial rms de corto circuito I_k'' sin motores, Fig. 6.3.

Para un corto circuito cercano al generador, en el caso de una falla alimentada por un generador, Fig. 10(b) y 10(c) o por redes sin malla como en la Fig. 6.8, el decremento de la corriente interruptiva simétrica de corto circuito es tomada en cuenta por el factor μ de acuerdo a la Ec. 6.15.

$$I_b = \mu I_k'' \quad \text{Ec. 6.14}$$

El factor μ depende del tiempo mínimo de retardo t_{\min} y de la relación I''_{kG} / I_{rG} . Los valores de μ en la Ec. 6.15 aplican si las máquinas síncronas son excitadas por excitadores rotatorios o por convertidores de excitación estática (para excitadores estáticos el tiempo mínimo de retardo es menor a 0.25 s y el máximo voltaje de excitación es menor que 1.6 veces el voltaje de excitación de la carga, para todos los demás casos $\mu = 1$ si se desconoce el valor exacto)

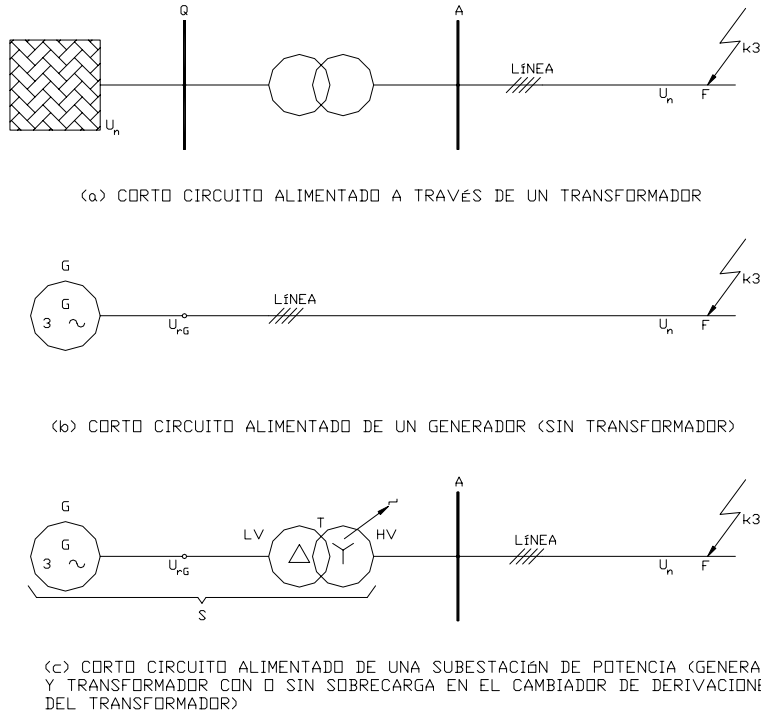


FIG. 6.10 CORTO CIRCUITO ALIMENTADO POR UNA SOLA FUENTE

Cuando hay una unidad transformadora entre el generador y la ubicación de la falla, la corriente de corto circuito parcial I''_{kS} en el lado de alto voltaje del transformador, Fig. 10(c), debe ser transferida por la relación de transformación máxima a las terminales del generador $I''_{kG} = t_r I''_{kS}$ antes de calcular μ , usando las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned}
 \mu &= 0.84 + 0.26e^{-0.26 I''_{kG} / I_{rG}} & \text{para } t_{\min} &= 0.02 \text{ s} \\
 \mu &= 0.71 + 0.51e^{-0.30 I''_{kG} / I_{rG}} & \text{para } t_{\min} &= 0.05 \text{ s} \\
 \mu &= 0.62 + 0.72e^{-0.32 I''_{kG} / I_{rG}} & \text{para } t_{\min} &= 0.10 \text{ s} \\
 \mu &= 0.56 + 0.94e^{-0.38 I''_{kG} / I_{rG}} & \text{para } t_{\min} &\geq 0.25 \text{ s}
 \end{aligned}
 \tag{Ec. 6.15}$$

Si la relación I''_{kG} / I_{rG} no es mayor a 2, aplicar $\mu = 1$ para todos los valores de tiempo mínimo de retardo. El factor μ puede ser también obtenido de la Fig. 6.11. Para otros valores de tiempo mínimo de retardo, hacer una interpolación lineal entre las curvas es aceptable.

La Fig. 6.11 puede ser utilizada también para componentes de excitación de generadores de bajo voltaje con un tiempo mínimo de retardo t_{min} no mayor a 0.1 s. El cálculo para corrientes interruptivas de bajo voltaje después de un tiempo mínimo de retardo t_{min} mayor a 0.1 s no se incluye en esta Norma; los fabricantes de generadores están capacitados para proporcionar esta información.

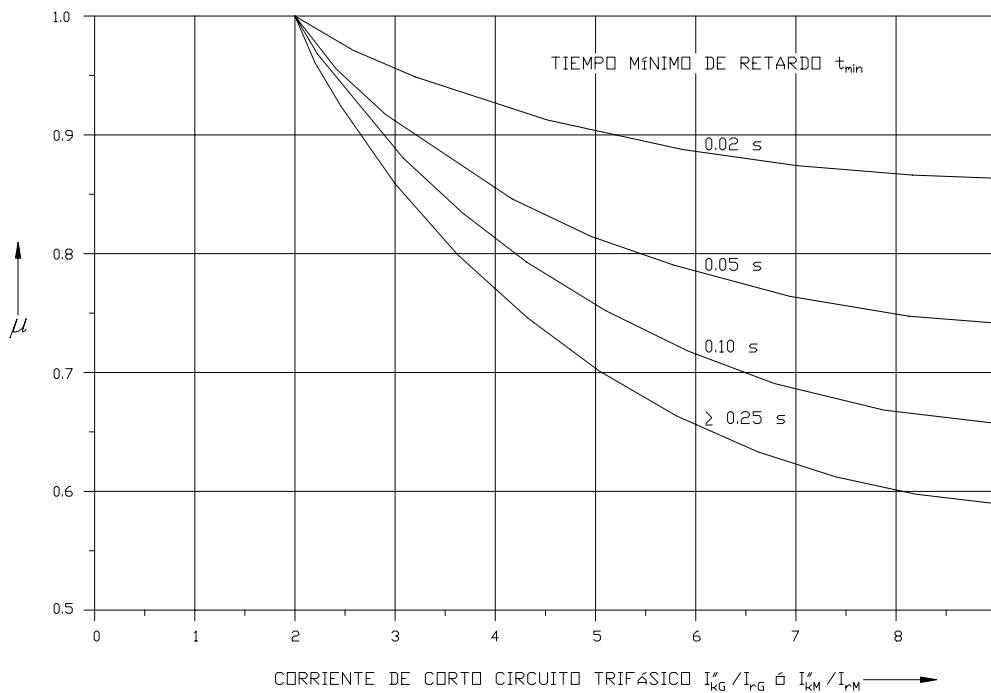


FIG. 6.11 FACTOR μ PARA EL CÁLCULO DE LA CORRIENTE INTERRUPTIVA rms SIMÉTRICA DE CORTO CIRCUITO

6.4 GENERADORES Y UNIDADES TRANSFORMADORAS DE ESTACIONES DE POTENCIA

Generadores conectados directamente

Cuando se calcula la corriente simétrica inicial de corto circuito en sistemas alimentados directamente de generadores, sin unidades transformadoras, se tiene que utilizar la siguiente impedancia en los sistemas de secuencia positiva:

$$\underline{Z}_{Gk} = K_G \underline{Z}_G = K_G (R_G + jX_d'') \quad \text{Ec. 6.16}$$

con un factor de corrección:

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c_{max}}{1 + x_d'' \text{sen} \phi_{rG}} \quad \text{Ec. 6.17}$$

donde

c_{max} es el factor de voltaje de acuerdo a la tabla 6.2;

U_n es el voltaje nominal del sistema;

U_{rG} es el voltaje nominal del generador;

\underline{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 $\frac{U_{rG}}{\sqrt{3}}$;
 x_d'' es la reactancia subtransitoria relativa del generador referida a la impedancia: $x_d'' = \frac{X_d''}{Z_{rG}}$ donde
 $Z_{rG} = \frac{U_{rG}^2}{S_{rG}}$

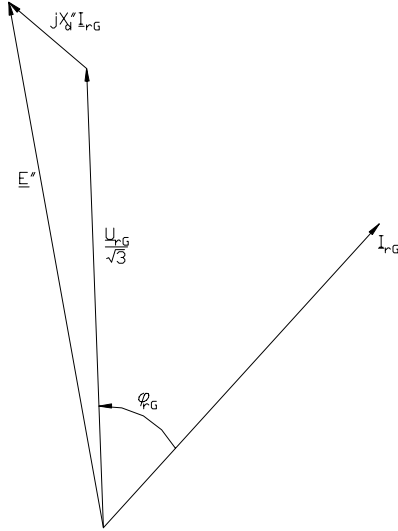


FIG. 6.12 DIAGRAMA FASORIAL DE UN GENERADOR SÍNCRONO A CAPACIDAD NOMINAL

El factor de corrección K_G para la impedancia subtransitoria Z_{Gk} ha sido introducido por que el voltaje equivalente de la fuente $cU_n/\sqrt{3}$ es utilizado en vez del voltaje subtransitorio E'' detrás de la reactancia subtransitoria del generador síncrono, Fig. 6.12.

Los siguientes valores de reactancias ficticias pueden ser utilizados para el cálculo de corrientes de corto circuito pico con suficiente precisión:

$$\begin{aligned}
 R_{Gf} &= 0.05X_d'' \text{ para generadores con } U_{rG} > 1 \text{ kV y } S_{rG} \geq 100 \text{ MVA} \\
 R_{Gf} &= 0.07X_d'' \text{ para generadores con } U_{rG} > 1 \text{ kV y } S_{rG} < 100 \text{ MVA} \\
 R_{Gf} &= 0.15X_d'' \text{ para generadores con } U_{rG} \leq 1000 \text{ V}
 \end{aligned}
 \tag{Ec. 6.18}$$

Además del decremento de la componente de c. d., los factores de 0.05, 0.07 y 0.15 también toman en cuenta el decremento de la componente de c. a. de la corriente de corto circuito durante el primer medio ciclo después de haber ocurrido la falla.

Si el voltaje en las terminales del generador es diferente de U_{rG} puede ser necesario introducir $U_G = U_{rG}(1 + p_G)$ en lugar de U_{rG} de la Ec. 6.17 cuando se calculan corrientes de corto circuito trifásicas.

Para impedancias de corto circuito de generadores síncronos en un sistema de secuencia negativa se tiene lo siguiente:

$$\underline{Z}_{(2)GK} = K_G (R_{(2)G} + jX_{(2)G}) = K_G \underline{Z}_{(2)G} = K_G \underline{Z}_G = K_G (R_G + jX_G) \quad \text{Ec. 6.19}$$

Si los valores de X_d'' y X_q'' son diferentes, el valor $X_{(2)G} = (X_d'' + X_q'')/2$ puede ser utilizado.

Para impedancias de corto circuito de generadores síncronos en sistemas de secuencia cero, se tiene:

$$\underline{Z}_{(0)GK} = K_G (R_{(0)G} + jX_{(0)G}) \quad \text{Ec. 6.20}$$

Cuando está presente una impedancia entre el neutro del generador y tierra, el factor de corrección k_G no deberá ser aplicado a esta impedancia.

Compensadores síncronos y motores

Cuando se calcula la corriente simétrica inicial de corto circuito, la corriente pico de corto circuito, la corriente interruptiva de corto circuito y la corriente de corto circuito en estado estable, los compensadores síncronos son tratados de la misma forma que los generadores síncronos.

Si los motores síncronos tienen un voltaje de regulación, ellos son tratados como generadores síncronos. Si no, son sujetos a consideraciones adicionales.

Unidades generadoras de potencia

Unidades generadoras de potencia con carga en el cambiador de derivaciones del transformador

Para cálculos de corriente de corto circuito en unidades generadoras de potencia (S) con carga en el cambiador de derivaciones del transformador, la siguiente ecuación de impedancia aplica en toda la planta generadora del lado de alto voltaje del transformador, Fig. 6.10(c)

$$\underline{Z}_S = K_S (t^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_{THV}) \quad \text{Ec. 6.21}$$

con un factor de corrección

$$K_S = \frac{U_{nQ}^2}{U_{rG}^2} \cdot \frac{U_{rTLV}^2}{U_{rTHV}^2} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + |x_d'' - x_T| \text{sen} \varphi_{rG}} \quad \text{Ec. 6.22}$$

donde

\underline{Z}_S es la impedancia corregida de una unidad generadora de potencia con carga en el cambiador de derivaciones del transformador referida al lado de alto voltaje;

\underline{Z}_G es la impedancia subtransitoria del generador $\underline{Z}_G = R_G + jX_d''$ (sin factor de corrección K_G);

\underline{Z}_{THV} es la impedancia del transformador referida al lado de alto voltaje (sin factor de corrección K_T);

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

- 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 referida a la impedancia: $x_d'' = X_d''/Z_{rG}$ donde $Z_{rG} = U_{rG}^2/S_{rG}$
- x_T es la reactancia relativa del transformador con el cambiador de derivaciones en la posición principal de carga: $x_T = X_T/(U_{rT}^2/S_{rT})$;
- t_r es el rango de la relación de transformación del transformador: $t_r = U_{rTHV}/U_{rTLV}$.

Si el voltaje mínimo de operación $U_{Qmin}^b \geq U_{nQ}$ en el lado de alto voltaje del transformador de la unidad generadora de potencia está bien definido de la experiencia a largo plazo de la operación del sistema, entonces es posible utilizar el producto $U_{nQ} \cdot U_{Qmin}^b$ en vez de U_{nQ}^2 en la Ec. 6.22. Si por otro lado, se busca la corriente parcial más alta del corto circuito de una planta generadora, entonces U_{nQ} debe ser utilizada en vez de U_{Qmin}^b .

Esto es asumiendo que el voltaje de operación en las terminales del generador es igual a U_{rG} . Si el voltaje U_G es permanentemente mas grande que U_{rG} , entonces $U_{Gmax} = U_{rG}(1 + p_G)$ deberá de ser introducida en lugar de U_{rG} , por ejemplo, $p_G = 0.05$.

Si únicamente se esperara la operación sobreexcitada, entonces para el cálculo de las corrientes de corto circuito desbalanceadas el factor de corrección K_S de la Ec. 6.22 deberá ser utilizada en las impedancias de secuencia positiva y negativa del sistema de la planta generadora. El factor de corrección K_S será aplicado a la impedancia de secuencia cero de la subestación, excepto si presenta una impedancia entre el neutro del transformador y tierra.

Si se espera al mismo tiempo la operación subexcitada de la unidad generadora de potencia, entonces sólo cuando se calcula la corriente de corto circuito desbalanceada con conexión a tierra, Figs. 6.1(c) y 6.1(d), la aplicación de K_S de acuerdo a la Ec. 6.22 puede conducir a resultados erróneos. En este caso son necesarias consideraciones especiales, por ejemplo el método de superposición.

Cuando calculamos la corriente parcial de corto circuito I_{ks}'' en el lado de alto voltaje del transformador o la corriente total de corto circuito en la ubicación del punto de falla del lado de alto voltaje de la unidad generadora de potencia, no es necesario tomar en cuenta la contribución de corriente de corto circuito I_{ks}'' de los motores conectados al transformador auxiliar.

Unidades de generación de potencia sin carga en el cambiador de derivaciones del transformador

Para calcular corrientes de corto circuito en unidades generadoras de potencia (SO) sin carga en el cambiador de derivaciones, se utiliza la siguiente ecuación de impedancia para la planta generadora en un corto circuito del lado de alto voltaje del transformador, Fig. 6.10(c)

$$\underline{Z}_{SO} = K_{SO} (t_r^2 \underline{Z}_G + \underline{Z}_{THV}) \quad Ec. 6.23$$

con un factor de corrección

$$K_{SO} = \frac{U_{nQ}}{U_{rG}(1+p_G)} \cdot \frac{U_{rTLV}}{U_{rTHV}} \cdot (1+p_T) \cdot \frac{c_{max}}{1+x_d'' \text{sen}\varphi_{rG}} \quad \text{Ec. 6.24}$$

donde

- Z_{SO} es la impedancia corregida de una unidad generadora de potencia sin carga en el cambiador de derivaciones del transformador referida al lado de alto voltaje;
- U_{rG} es el voltaje nominal del generador; $U_{Gmax} = U_{rG}(1+p_G)$ con p_G de 0.05 a 0.10;
- x_d'' es la reactancia relativa subtransitoria del generador referida a la impedancia nominal $x_d'' = X_d'' / Z_{rG}$ donde $Z_{rG} = U_{rG}^2 / S_{rG}$;
- $(1 \pm p_T)$ se introduce si el transformador no tiene carga en el cambiador de derivaciones y si una de sus derivaciones es permanentemente utilizada si no, elegir $1 \pm p_T = 1$. Si se busca la corriente parcial de corto circuito más alta de la planta generadora en el lado de alto voltaje del transformador sin carga en el cambiador de derivaciones, elegir $1 - p_T$.

En el caso de corrientes de corto circuito desbalanceadas, el factor de corrección de impedancias K_{SO} de la Ec. 6.24 deberá ser aplicado a las impedancias de secuencia positiva y negativa de la unidad generadora de potencia. El factor de corrección K_{SO} deberá también ser aplicado a la impedancia de secuencia cero de la planta generadora excepto, si presenta una impedancia entre el neutro del transformador y tierra.

El factor de corrección no es condicional sobre si el generador estuvo sobreexcitado o subexcitado antes del corto circuito.

Cuando calculamos la corriente parcial de corto circuito I_{kSO}'' en el lado de alto voltaje del transformador o la corriente total de corto circuito en la ubicación del punto de falla del lado del alto voltaje de la unidad generadora de potencia, no es necesario tomar en cuenta la contribución de corriente de corto circuito I_{kSO}'' de los motores conectados al transformador auxiliar.

Motores asíncronos

General

Los motores de medio y alto voltaje contribuyen a: la corriente simétrica inicial rms de corto circuito I_k'' , la corriente pico de corto circuito i_p , la corriente interruptiva rms simétrica de corto circuito I_b , corrientes de corto circuito desbalanceadas y también a la corriente rms de corto circuito en estado estable I_k .

Los motores de medio voltaje deben ser considerados en el cálculo de la corriente máxima de corto circuito. Los motores de bajo voltaje son tomados en cuenta en unidades de potencia auxiliares y en instalaciones industriales y similares.

La contribución de los motores asíncronos en sistemas de suministro de bajo voltaje a la corriente de corto circuito I_k'' puede ser despreciada si su contribución no es mayor al 5 % de la corriente simétrica inicial de corto circuito I_{kM}'' calculada sin motores.

$$\sum I_{rM} \leq 0.01 I_{kM}'' \quad Ec. 6.25$$

donde

$\sum I_{rM}$ es la suma de las corrientes nominales de los motores conectados directamente (sin transformadores) a la red donde ocurre el corto circuito;

I_{kM}'' es la corriente simétrica inicial de corto circuito sin la influencia de motores.

En el cálculo de corrientes de corto circuito, aquellos motores de medio y bajo voltaje pueden ser despreciados, siempre que, de acuerdo al diagrama del circuito o al proceso, no operen al mismo tiempo.

La impedancia $Z_M = R_M + jX_M$ de los motores asíncronos en los sistemas de secuencia positiva y negativa puede ser determinada por:

$$Z_M = \frac{1}{I_{LR} / I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}}{\sqrt{3} I_{rM}} = \frac{1}{I_{LR} / I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} \quad Ec. 6.26$$

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, $S_{rM} = P_{rM} / (\eta_{rM} \cos \varphi_{rM})$;

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

Si R_M / X_M se conoce, entonces X_M deberá ser calculada como sigue:

$$X_M = \frac{Z_M}{\sqrt{1 + (R_M / X_M)^2}} \quad Ec. 6.27$$

Las siguientes relaciones pueden ser utilizadas con suficiente precisión:

$R_M / X_M = 0.01$ con $X_M = 0.995 Z_M$ para motores de medio voltaje con una potencia P_{rM} por par de polos ≥ 1 MW ;

$R_M / X_M = 0.15$ con $X_M = 0.989 Z_M$ para motores de medio voltaje con una potencia P_{rM} por par de polos < 1 MW ;

$R_M / X_M = 0.42$ con $X_M = 0.922 Z_M$ para grupos de motores de bajo voltaje y sus conexiones con cables.

Para el cálculo de la corriente inicial de corto circuito, los motores asíncronos son sustituidos por sus impedancias Z_M de acuerdo a la Ec. 6.25 en los sistemas de secuencia positiva y negativa. La impedancia de secuencia cero $Z_{(0)M}$ del motor deberá ser proporcionada por el fabricante, si se necesitara.

Contribución de corriente de corto circuito por motores asíncronos

Los motores de medio y bajo voltaje, los cuales están conectados por transformadores de dos devanados a la red en la cual ocurre el corto circuito, pueden ser despreciados en el cálculo de corrientes de corto circuito para un corto circuito en el punto de conexión Q del alimentador, si:

$$\frac{\sum P_{rM}}{\sum S_{rT}} \leq \frac{0.8}{\left| \frac{c100 \sum S_{rT}}{\sqrt{3}U_{nQ}I''_{kQ}} - 0.3 \right|} \quad \text{Ec. 6.28}$$

donde

- $\sum P_{rM}$ es la suma de potencias activas de los motores de medio y bajo voltaje, las cuales deberán ser consideradas;
- $\sum S_{rT}$ es la suma de las potencias aparentes de todos los transformadores, a través de los cuales los motores son directamente alimentados;
- I''_{kQ} es la corriente simétrica inicial de corto circuito en el punto de conexión Q del alimentador sin la contribución de los motores;
- U_{nQ} es el voltaje nominal del sistema en el punto de conexión Q del alimentador.

Los motores de bajo voltaje están generalmente conectados al bus con cables de diferentes longitudes y secciones transversales. Para simplificar el cálculo, los grupos de motores incluyendo sus conexiones con cable pueden ser combinados y sustituidos por un motor equivalente, motor M4 Fig. 6.13.

Para esos motores asíncronos, incluyendo sus cables de conexión, se puede utilizar lo siguiente:

- Z_M es la impedancia de acuerdo a la Ec. 6.26;
- I_{rM} es la suma de las corrientes nominales de todos los motores del grupo (motor equivalente);
- $I_{LR} / I_{rM} = 5$;
- $R_M / X_M = 0.42$, lo que da $\kappa_M = 1.3$;
- $P_{rM} / p = 0.05 \text{ MW}$ si se desconoce P_{rM} , donde p es el número de par de polos.

Para un corto circuito en el bus, Fig. 6.13, la corriente parcial de corto circuito de un grupo de motores de bajo voltaje M4 puede ser despreciado, si se mantiene la condición $I_{rM4} \leq 0.01 I''_{kT3} \cdot I_{rM4}$ es la corriente nominal del motor equivalente M4, I''_{kT3} es la corriente simétrica inicial de corto circuito en el lado de bajo voltaje del transformador T3 durante un corto circuito en el bus **B** sin la contribución del motor equivalente M4.

En el caso de un corto circuito en el lado de medio voltaje (por ejemplo, un corto circuito localizado en Q o en A en la Fig. 6.13), es posible simplificar el cálculo de Z_M de acuerdo a la Ec. 6.26, por ejemplo, la corriente nominal del transformador T3 (I_{rT3LV}) en la Fig. 6.13 en vez de la corriente nominal I_{rM4} del motor equivalente M4.

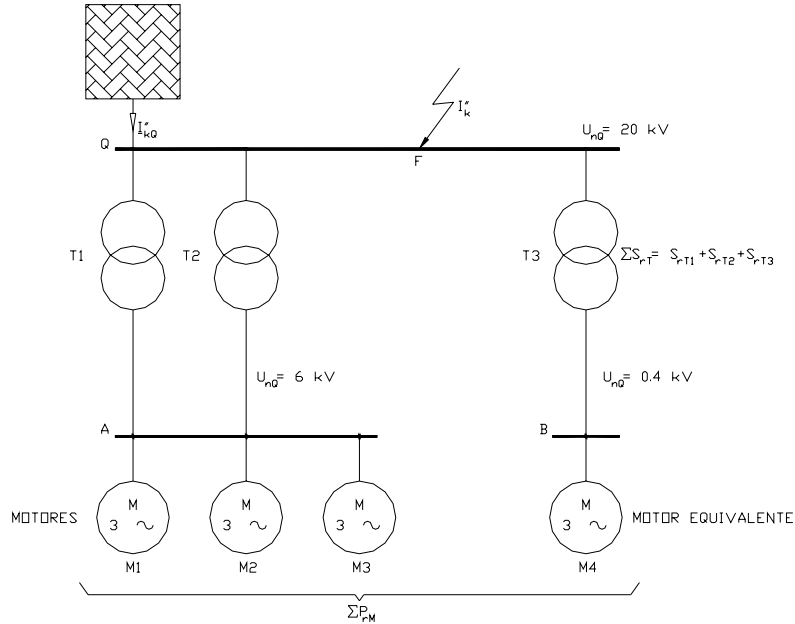


FIG. 6.13 CONTRIBUCIÓN DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO DE MOTORES ASÍNCRONOS

Este cálculo de acuerdo a la Ec. 6.28 no está permitido en el caso de transformadores de tres devanados.

En el caso de motores asíncronos, I_{kG}'' / I_{rG} debe ser reemplazada por I_{kM}'' / I_{rM} y, para el calculo de la corriente interruptiva simétrica de corto circuito al factor μ (factor para el calculo de la corriente interruptiva de corto circuito) se suma el factor q el cual está dado por la Ec. 6.29, este esta como una función del tiempo mínimo de retardo.

$$\begin{aligned}
 q &= 1.03 + 0.12 \ln(P_{rM} / p) \quad \text{para } t_{\min} = 0.02 \text{ s} \\
 q &= 0.79 + 0.12 \ln(P_{rM} / p) \quad \text{para } t_{\min} = 0.05 \text{ s} \\
 q &= 0.57 + 0.12 \ln(P_{rM} / p) \quad \text{para } t_{\min} = 0.10 \text{ s} \\
 q &= 0.26 + 0.12 \ln(P_{rM} / p) \quad \text{para } t_{\min} \geq 0.25 \text{ s}
 \end{aligned}
 \tag{Ec. 6.29}$$

donde

- P_{rM} es la potencia activa de la máquina en MW;
- p es el número de par de polos del motor.

Por lo tanto, la corriente interruptiva de una máquina asíncrona esta dada por la Ec. 6.30

$$I_{bsim} = \mu q I_k'' \tag{Ec. 6.30}$$

Si los cálculos de la Ec. 6.29 arrojan un valor mas grande que 1 para q , asumir que $q = 1$. El factor q también puede ser obtenido de la Fig. 6.14.

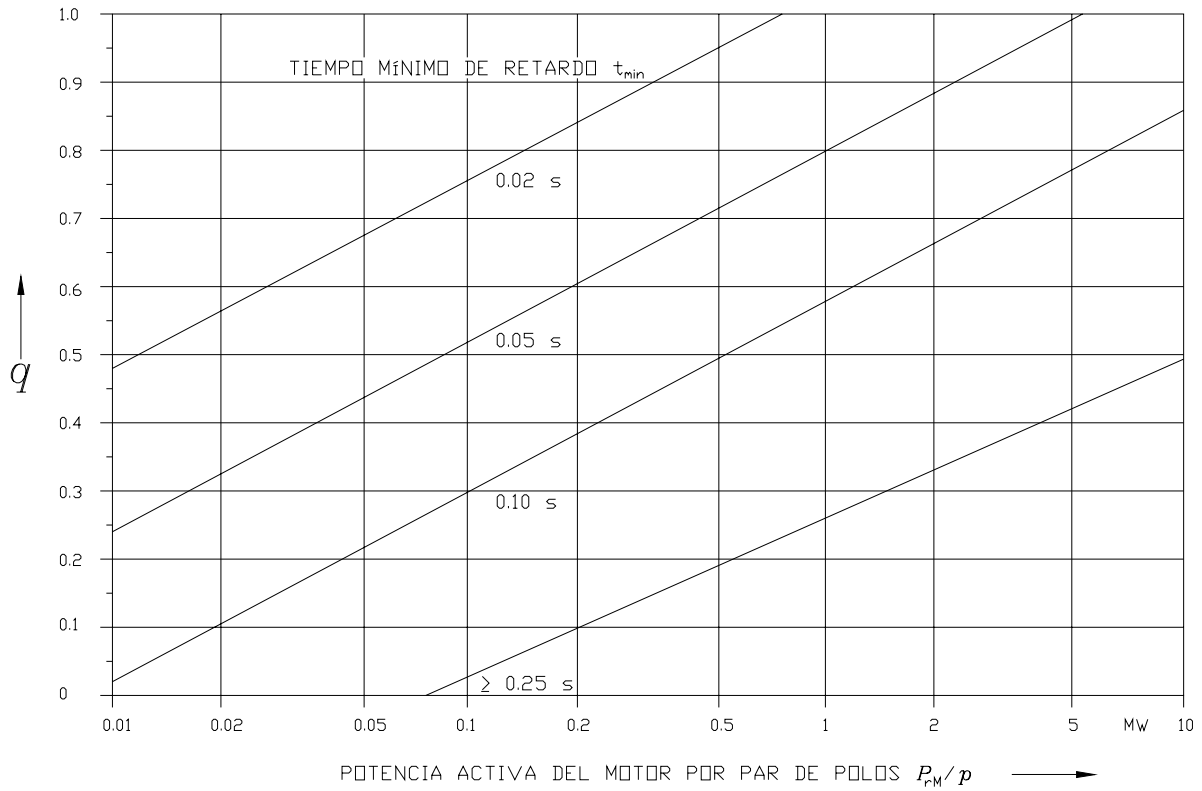


FIG. 6.14 FACTOR q PARA EL CÁLCULO DE LA CORRIENTE INTERRUPTIVA rms SIMÉTRICA DE CORTO CIRCUITO DE MOTORES ASÍNCRONOS

7 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO ANSI-IEC

7.0 EJEMPLOS DE CÁLCULO Y COMPARACIÓN DE MÉTODOS

7.1 Cálculo de las contribuciones de corriente de falla de máquinas síncronas directamente conectadas al bus, utilizando procedimientos ANSI e IEC.

En este ejemplo se calcularán la corriente momentánea o de primer ciclo (corriente pico IEC) y la corriente interruptiva (corriente interruptiva rms simétrica y asimétrica IEC) para un tiempo de separación de contactos de dos y tres ciclos (tiempo mínimo de retardo = 0.03 y 0.05 s IEC)

Características de las máquinas:

Generador: 110 MVA, 13.8 kV, f.p.=0.85, $X_d'' = 16\%$

Generador: 50 MVA, 13.8 kV, f.p.=0.85, $X_d'' = 11\%$

Motor: 2000 Hp, 10 polos, 2.3 kV, f.p.=0.8, $X_{LR}'' = 20\%$

Motor: 10 000 Hp, 4 polos, 4 kV, f.p.=0.8, $X_{LR}'' = 15\%$

Análisis con el método de ANSI

Primero debemos conocer el factor de asimetría (X/R) en el punto de falla. Posteriormente utilizamos el método simplificado o el método con decremento de c. a. y de c. d. para obtener la corriente de falla dependiendo de la precisión requerida, en este caso utilizamos el método simplificado.

De la Fig. A-1, obtenemos la relación (X/R) para generadores y motores síncronos. Posteriormente, de la tabla 5.6 se obtienen los factores de multiplicación de impedancia para los generadores y motores síncronos para el cálculo del primer ciclo, en este caso el factor es unitario.

Cálculo de la corriente simétrica

Para calcular la corriente simétrica de primer ciclo basta calcular la corriente base de corto circuito y multiplicarla por la corriente de falla en p. u.

De la Ec. 1.1, tenemos para el generador de 110 MVA:

$$I_{base} = \frac{110 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13.8} = 4602.0674 \text{ A}$$

$$I_F = \frac{E}{X} = \frac{1}{0.16} = 6.25 \text{ p.u.}$$

$$I_{sim} = 4602.0674 \times 6.25 = 28.7629 \text{ kA}$$

De manera análoga, para el generador de 50 MVA tenemos:

$$I_{base} = \frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13.8} = 2091.8488 \text{ A}$$

$$I_F = \frac{E}{X} = \frac{1}{0.11} = 9.0909 \text{ p. u.}$$

$$I_{sim} = 2091.8488 \times 9.0909 = 19.0168 \text{ kA}$$

Ahora para los motores de 2000 Hp y 10000 Hp, consideramos que 1 Hp = 1 kVA por lo que:

$$I_{base} = \frac{2 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 2.3} = 502.0437 \text{ A}$$

$$I_F = \frac{E}{X} = \frac{1}{0.20} = 5.0 \text{ p. u.}$$

$$I_{sim} = 502.0437 \times 5.0 = 2.5102 \text{ kA}$$

Por último, para el motor de 10000 Hp tenemos:

$$I_{base} = \frac{10 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 4} = 1443.3757 \text{ A}$$

$$I_F = \frac{E}{X} = \frac{1}{0.15} = 6.6667 \text{ p. u.}$$

$$I_{sim} = 1443.3757 \times 6.6667 = 9.6226 \text{ kA}$$

Cálculo de la corriente pico de primer ciclo

Para el cálculo de la corriente pico de primer ciclo solo se requiere multiplicar la corriente simétrica por un factor.

El factor de multiplicación para la corriente pico de primer ciclo esta dado por la Ec. 5.6.

$$\sqrt{2} \left(1.0 + \text{sen} \phi e^{-(\phi + 1.5708)(R/X)} \right)$$

donde ϕ es el arco tangente de (X/R) en el punto de falla.

Para el generador de 110 MVA la relación (X/R) es 80 así, $\phi = \tan^{-1} 80 = 1.5583$ y, sustituyendo valores en la Ec. 5.6, tenemos:

$$\sqrt{2} \left(1.0 + \text{sen}(1.5583) e^{-(1.5583 + 1.5708)(80^{-1})} \right) = 2.7741$$

Finalmente:

$$2.7741 \times 28.7629 \times 10^3 = 79.7912 \text{ kA}$$

Para el generador de 50 MVA la relación (X/R) es 65, $\phi = \tan^{-1} 65 = 1.5554$ y, de la Ec. 5.6 tenemos:

$$\sqrt{2} \left(1.0 + \text{sen}(1.5554) e^{-(1.5554 + 1.5708)(65^{-1})} \right) = 2.7618$$

Para obtener la corriente pico de primer ciclo del generador de 50 MVA, tenemos:

$$2.7618 \times 19.0168 \times 10^3 = 52.5206 \text{ kA}$$

Para el motor síncrono de 2000 Hp la relación (X / R) es 25, $\phi = \tan^{-1} 25 = 1.5308$ y, de la Ec. 5.6 tenemos:

$$\sqrt{2} \left(1.0 + \text{sen}(1.5308) e^{-(1.5308+1.5708)(25^{-1})} \right) = 2.6622$$

Para obtener la corriente pico de primer ciclo del motor de 2000 Hp, tenemos:

$$2.6622 \times 2.5102 \times 10^3 = 6.6827 \text{ kA}$$

Para el motor síncrono de 10000 Hp la relación (X / R) es 34.4, $\phi = \tan^{-1} 34.4 = 1.5417$ y, de la Ec. 5.6 tenemos:

$$\sqrt{2} \left(1.0 + \text{sen}(1.5417) e^{-(1.5417+1.5708)(34.4^{-1})} \right) = 2.7055$$

Para obtener la corriente pico de primer ciclo del motor de 10000 Hp, tenemos:

$$2.7055 \times 9.6226 \times 10^3 = 26.0339 \text{ kA}$$

Cálculo de la corriente interruptiva

Para el cálculo de las corrientes interruptivas y, para un tiempo de separación de contactos de dos y tres ciclos se realiza lo siguiente:

De la Fig. 5.9, para un interruptor de tres ciclos y para un tiempo de separación de los contactos de dos y tres ciclos, obtenemos los factores de multiplicación. Finalmente, dichos factores los multiplicamos por la corriente simétrica.

Para el generador de 110 MVA

$$\text{Para dos ciclos } 1.18 \times 28.7629 \times 10^3 = 33.9392 \text{ kA}$$

$$\text{Para tres ciclos } 1.12 \times 28.7629 \times 10^3 = 32.2144 \text{ kA}$$

Para el generador de 50 MVA

$$\text{Para dos ciclos } 1.17 \times 19.0168 \times 10^3 = 22.2497 \text{ kA}$$

$$\text{Para tres ciclos } 1.075 \times 19.0168 \times 10^3 = 20.4431 \text{ kA}$$

Para el motor síncrono de 2000 Hp es necesario utilizar el factor de multiplicación de impedancia para la corriente interruptiva, así:

$$I_F = \frac{E}{X} = \frac{1}{0.20(1.5)} = 3.3333 \text{ p. u. y la corriente simétrica de falla es:}$$

$$I_{sim} = 502.0437 \times 3.3333 = 1.6735 \text{ kA}$$

Para dos ciclos $1.033 \times 1.6735 \times 10^3 = 1.7287 \text{ kA}$

Para tres ciclos $1.00 \times 1.6735 \times 10^3 = 1.6735 \text{ kA}$

Para el motor síncrono de 10000 Hp también es necesario utilizar el factor de multiplicación de impedancia para la corriente interruptiva, así:

$$I_F = \frac{E}{X} = \frac{1}{0.15(1.5)} = 4.4444 \text{ p.u. y la corriente simétrica de falla es:}$$

$$I_{sim} = 1443.3757 \times 4.4444 = 6.4149 \text{ kA}$$

Para dos ciclos $1.083 \times 6.4149 \times 10^3 = 6.9473 \text{ kA}$

Para tres ciclos $1 \times 6.4149 \times 10^3 = 6.4149 \text{ kA}$

TABLA 7.1 CORRIENTES DE FALLA PARA GENERADORES Y MOTORES SÍNCRONOS CONECTADOS DIRECTAMENTE AL BUS, UTILIZANDO MÉTODO DE ANSI.								
Descripción	X''_d	X/R	Factores de multiplicación de impedancia		Cálculos de primer ciclo		Cálculos durante el ciclo interruptivo	
			1 ciclo	Int.	$I_{sim} [kA]$	Corriente pico kA	2 ciclos kA rms	3 ciclos kA rms
Generador de 110 MVA	16	80	1	1	28.7629	79.7912	33.9392	32.2144
Generador de 50 MVA	11	65	1	1	19.0168	52.5206	22.2497	20.4431
Motor síncrono de 2000 Hp	20	25	1	1.5	2.5102	6.6827	1.7287	1.6735
Motor síncrono de 10000 Hp	15	34.4	1	1.5	9.6226	26.0339	6.9473	6.4149

Análisis con el método de IEC

➤ Para el generador de 110 MVA

Cálculo de la corriente simétrica

La relación (X/R) para los cálculos en IEC está basada en la Ec. 6.18, $R_G = 0.05X''_d$ para generadores con $U_{rG} > 1 \text{ kV}$ y $S_{rG} \geq 100 \text{ MVA}$.

$$\text{Para un generador de 110 MVA, } R_G = 0.05 \Rightarrow X/R = 20$$

El factor K_G utilizado cuando los generadores se conectan directamente al sistema esta dado por la Ec. 6.17

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x''_d \text{sen} \varphi_{rG}}$$

En este caso el voltaje nominal del sistema es igual al voltaje nominal del generador. Así, $U_n = U_{rG} = 13.8 \text{ kV}$.

El factor c_{\max} de voltaje se obtiene de la tabla 6.2, para medio voltaje $>$ a 1 kV hasta 35 kV $c_{\max} = 1.10$

El factor de potencia del generador es $\cos \varphi_{rG} = 0.85$. Por lo tanto:

$$K_G = \frac{13.8}{13.8} \left(\frac{1.10}{1 + 0.16 \operatorname{sen}(\cos^{-1} 0.85)} \right) = 1.0145$$

El factor X_d'' lo convertimos a una base de 100 MVA

$$X_d'' = 0.16 \left(\frac{100}{110} \right) \left(\frac{13.8}{13.8} \right)^2 = 0.1455$$

$$R_G = 0.05(0.1455) = 0.0073$$

Por lo tanto, la impedancia corregida del generador es:

$$Z_{Gk} = K_G (R_G + jX_d'') = 1.0145(0.0073 + j0.1455)$$

$$Z_{Gk} = 0.0074 + j0.1476 = 0.1478 \angle 87.1277^\circ$$

Ahora, para obtener la corriente simétrica inicial de corto circuito primero obtenemos la corriente en p. u.

$$|I_k''| = \frac{c_{\max}}{|Z_{Gk}|} = \frac{1.10}{0.1478} = 7.4425 \text{ p.u.}$$

Y, la corriente base es:

$$I_{base} = \frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13.8} = 4.1837 \text{ kA}$$

$$|I_k''| = 7.4425 \times 4.1837 \times 10^3 = 31.1372 \text{ kA}$$

Cálculo de la corriente pico

La corriente pico se obtiene de la Ec. 6.6, $i_p = \kappa \sqrt{2} I_k''$

Donde el factor κ se obtiene de la Ec. 6.7 $\kappa = 1.02 + 0.98e^{-3\beta/x}$

$$\kappa = 1.02 + 0.98e^{-3(20^{-1})} = 1.8635$$

Por lo tanto:

$$i_p = 1.8635 \sqrt{2} \times 31.1372 \times 10^3 = 82.0586 \text{ kA}$$

Cálculo de la corriente interruptiva

La corriente interruptiva simétrica se calcula con la Ec. 6.14, $I_b = \mu I_k''$. El factor μ se calcula de la Ec. 6.15 así, $\mu = 0.71 + 0.51e^{-0.30 I_k G / t_{rG}}$ para un tiempo mínimo de retardo de 0.05 s. Además,

$$I_{rG} = \frac{110 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13.8} = 4.6021 \text{ kA}$$

Sustituyendo valores, tenemos: $\mu = 0.71 + 0.51e^{-0.30(31.1372)/4.6021} = 0.7770$

Por lo tanto la corriente interruptiva simétrica para un tiempo mínimo de retardo de 0.05 s es:

$$i_{bsim} = 0.7770(31.1372 \times 10^3) = 24.1936 \text{ kA}$$

El cálculo para un tiempo mínimo de retardo de 0.03 s no se da directamente por la Ec. 6.15 por lo que se requiere de una interpolación. Alternativamente, este factor puede ser estimado de las gráficas de la Fig. 6.11.

De la Ec. 6.15 $\mu = 0.84 + 0.26e^{-0.26 I_k G / t_{rG}}$ para un tiempo mínimo de retardo de 0.02 s. Sustituyendo valores, tenemos:

$$\mu = 0.84 + 0.26e^{-0.26(31.1372)/4.6021} = 0.8848$$

Haciendo una interpolación lineal, para un tiempo mínimo de retardo de 0.03 s, tenemos:

$$\mu = 0.8489$$

Por lo tanto, la corriente interruptiva simétrica para un tiempo mínimo de retardo de 0.03 s, es:

$$i_{bsim} = 0.8489(31.1372 \times 10^3) = 26.4324 \text{ kA}$$

Por otro lado, la corriente asimétrica es $i_{basim} = \sqrt{i_{bsim}^2 + i_{cd}^2}$

La componente de c. d. se obtiene con la Ec. $i_{cd} = \sqrt{2} I_k'' e^{-wt/(X/R)}$ por lo que:

$$i_{cd} = \sqrt{2}(31.1372 \times 10^3) e^{-2\pi 60(0.05)/(20)} = 17.1586 \text{ kA para } 0.05 \text{ s}$$

$$i_{cd} = \sqrt{2}(31.1372 \times 10^3) e^{-2\pi 60(0.03)/(20)} = 25.0154 \text{ kA para } 0.03 \text{ s}$$

Finalmente,

$$i_{basim} = \sqrt{(24.1936 \times 10^3)^2 + (17.1586 \times 10^3)^2} = 29.6605 \text{ kA para } 0.05 \text{ s}$$

$$i_{basim} = \sqrt{(26.4324 \times 10^3)^2 + (25.0154 \times 10^3)^2} = 36.3929 \text{ kA para } 0.03 \text{ s}$$

➤ **Para el generador de 50 MVA**

Cálculo de la corriente simétrica

La relación (X/R) para los cálculos en IEC está basada en la Ec. 6.18, $R_G = 0.07X_d''$ para generadores con $U_{rG} > 1 \text{ kV}$ y $S_{rG} < 100 \text{ MVA}$

Para un generador de 50 MVA, $R_G = 0.07 \Rightarrow X/R = 14.2857$

El factor K_G utilizado cuando los generadores se conectan directamente al sistema esta dado por la Ec. 6.17

$$K_G = \frac{U_n}{U_{rG}} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \text{sen} \varphi_{rG}}$$

En este caso el voltaje nominal del sistema es igual al voltaje nominal del generador. Así, $U_n = U_{rG} = 13.8 \text{ kV}$

El factor c_{\max} de voltaje se obtiene de la tabla 6.2, para medio voltaje $> a 1 \text{ kV}$ hasta 35 kV $c_{\max} = 1.10$

El factor de potencia del generador es $\cos \varphi_{rG} = 0.85$. Por lo tanto:

$$K_G = \frac{13.8}{13.8} \left(\frac{1.10}{1 + 0.11 \text{sen}(\cos^{-1} 0.85)} \right) = 1.0398$$

La resistencia del generador es:

$$R_G = 0.07(0.11) = 0.0077$$

Así, la impedancia corregida del generador es:

$$Z_{Gk} = K_G (R_G + jX_d'') = 1.0398(0.0077 + j0.11)$$

$$Z_{Gk} = (8.0065 + j114.3780) \times 10^{-3} = 114.6579 \times 10^{-3} \angle 85.9958^\circ$$

Para obtener la corriente simétrica inicial de corto circuito primero obtenemos la corriente en p. u.

$$|I_k''| = \frac{c_{\max}}{|Z_{Gk}|} = \frac{1.10}{114.6579 \times 10^{-3}} = 9.5938 \text{ p.u.}$$

La corriente base es:

$$I_{base} = \frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13.8} = 2.0918 \text{ kA}$$

Por lo tanto:

$$|I_k''| = 9.5938 \times 2.0918 \times 10^3 = 20.0683 \text{ kA}$$

Cálculo de la corriente pico

La corriente pico se obtiene de la Ec. 6.6, $i_p = \kappa \sqrt{2} I_k''$

Donde el factor κ se obtiene de la Ec. 6.7 $\kappa = 1.02 + 0.98e^{-3\%x}$

$$\kappa = 1.02 + 0.98e^{-3(0.07)} = 1.8144$$

Por lo tanto:

$$i_p = 1.8144 \sqrt{2} (20.0683 \times 10^3) = 51.4942 \text{ kA}$$

Cálculo de la corriente interruptiva

La corriente interruptiva simétrica se calcula con la Ec. 6.14, $I_b = \mu I_k''$. El factor μ se calcula de la Ec. 6.15 así, $\mu = 0.71 + 0.51e^{-0.30 I_{rG}'' / I_{rG}}$ para un tiempo mínimo de retardo de 0.05 s. Además,

$$I_{rG} = \frac{50 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13.8} = 2.0918 \text{ kA}$$

Sustituyendo valores, tenemos: $\mu = 0.71 + 0.51e^{-0.30(20.0683)/2.0918} = 0.7387$

Por lo tanto la corriente interruptiva simétrica para un tiempo mínimo de retardo de 0.05 s es:

$$i_{bsim} = 0.7387 (20.0683 \times 10^3) = 14.8245 \text{ kA}$$

El cálculo para un tiempo mínimo de retardo de 0.03 s no se da directamente por la Ec. 6.15 por lo que se requiere de una interpolación.

De la Ec. 6.15 $\mu = 0.84 + 0.26e^{-0.26 I_{rG}'' / I_{rG}}$ para un tiempo mínimo de retardo de 0.02 s. Sustituyendo valores, tenemos:

$$\mu = 0.84 + 0.26e^{-0.26(20.0683)/2.0918} = 0.8615$$

Haciendo una interpolación lineal, para un tiempo mínimo de retardo de 0.03 s, tenemos:

$$\mu = 0.8206$$

Por lo tanto, la corriente interruptiva simétrica para un tiempo mínimo de retardo de 0.03 s, es:

$$i_{bsim} = 0.8206 (20.0683 \times 10^3) = 16.4680 \text{ kA}$$

Por otro lado, la corriente asimétrica es $i_{basim} = \sqrt{i_{bsim}^2 + i_{cd}^2}$

La componente de c. d. se obtiene con la Ec. $i_{cd} = \sqrt{2}I_k'' e^{-wt/(X/R)}$ por lo que:

$$i_{cd} = \sqrt{2}(20.0683 \times 10^3) e^{-2\pi 60(0.05)/(14.2857)} = 7.5855 \text{ kA para } 0.05 \text{ s}$$

$$i_{cd} = \sqrt{2}(20.0683 \times 10^3) e^{-2\pi 60(0.03)/(14.2857)} = 12.8589 \text{ kA para } 0.03 \text{ s}$$

Finalmente,

$$i_{basim} = \sqrt{(14.8245 \times 10^3)^2 + (7.5855 \times 10^3)^2} = 16.6525 \text{ kA para } 0.05 \text{ s}$$

$$i_{basim} = \sqrt{(16.4680 \times 10^3)^2 + (12.8589 \times 10^3)^2} = 20.8937 \text{ kA para } 0.03 \text{ s}$$

➤ Para el motor de 2000 Hp (2000 kVA)

Cálculo de la corriente simétrica

Para cálculos de I_k'' de motores síncronos, estos pueden ser tratados como generadores síncronos. Por lo tanto, la relación (X/R) está basada en la Ec. 6.18, $R_M = 0.07 X_d''$ para motores con $U_{rM} > 1 \text{ kV}$ y $S_{rM} < 100 \text{ MVA}$

Para un motor de 2000 kVA, $R_M = 0.07 \Rightarrow X/R = 14.2857$

El factor K_M utilizado cuando los motores se conectan directamente al sistema esta dado por la siguiente ecuación

$$K_M = \frac{U_n}{U_{rM}} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \text{sen} \varphi_M}$$

En este caso el voltaje nominal del sistema es igual al voltaje nominal del motor. Así, $U_n = U_{rM} = 2.3 \text{ kV}$

El factor c_{\max} de voltaje se obtiene de la tabla 6.2, para medio voltaje $> 1 \text{ kV}$ hasta 35 kV $c_{\max} = 1.10$

El factor de potencia del motor es $\cos \varphi_{rM} = 0.80$. Por lo tanto:

$$K_M = \frac{2.3}{2.3} \left(\frac{1.10}{1 + 0.20 \text{sen}(\cos^{-1} 0.80)} \right) = 0.9821$$

La resistencia del motor es:

$$R_M = 0.07(0.20) = 0.014$$

Así, la impedancia corregida del motor es:

$$\begin{aligned} Z_{Mk} &= K_M (R_M + jX_d'') = 0.9821(0.014 + j0.20) \\ Z_{Mk} &= 0.0137 + j0.1964 = 0.1969 \angle 85.9958^\circ \end{aligned}$$

Para obtener la corriente simétrica inicial de corto circuito primero obtenemos la corriente en p. u.

$$|I_k''| = \frac{c_{\max}}{|Z_{Mk}|} = \frac{1.10}{0.1969} = 5.5866 \text{ p.u.}$$

La corriente base es:

$$I_{base} = \frac{2 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 2.3} = 0.5020 \text{ kA}$$

Por lo tanto:

$$|I_k''| = 5.5866 \times 0.5020 \times 10^3 = 2.8045 \text{ kA}$$

Cálculo de la corriente pico

La corriente pico se obtiene de la ecuación $i_p = \kappa \sqrt{2} I_k''$

Donde el factor κ se obtiene de: $\kappa = 1.02 + 0.98e^{-3\beta/x}$

$$\kappa = 1.02 + 0.98e^{-3(0.07)} = 1.8144$$

Por lo tanto, la corriente pico es:

$$i_p = 1.8144 \sqrt{2} (2.8045 \times 10^3) = 7.1962 \text{ kA}$$

Cálculo de la corriente interruptiva

La corriente interruptiva simétrica se calcula con la Ec. 6.14, $I_b = \mu I_k''$. El factor μ se calcula de la Ec. 6.15 así, $\mu = 0.71 + 0.51e^{-0.30 I_{kM}'' / I_{rM}}$ para un tiempo mínimo de retardo de 0.05 s. Además,

$$I_{rM} = \frac{2 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 2.3} = 0.5020 \text{ kA}$$

Sustituyendo valores, tenemos: $\mu = 0.71 + 0.51e^{-0.30(2.8045)/0.5020} = 0.8054$

Por lo tanto la corriente interruptiva simétrica para un tiempo mínimo de retardo de 0.05 s es:

$$i_{bsim} = 0.8054 (2.8045 \times 10^3) = 2.2587 \text{ kA}$$

El cálculo para un tiempo mínimo de retardo de 0.03 s no se da directamente por la Ec. 6.15 por lo que se requiere de una interpolación.

De la Ec. 6.15 $\mu = 0.84 + 0.26e^{-0.26i_{KM}^*/I_{rM}}$ para un tiempo mínimo de retardo de 0.02 s. Sustituyendo valores, tenemos:

$$\mu = 0.84 + 0.26e^{-0.26(2.8045)/0.5020} = 0.9008$$

Haciendo una interpolación lineal, para un tiempo mínimo de retardo de 0.03 s, tenemos:

$$\mu = 0.869$$

Por lo tanto, la corriente interruptiva simétrica para un tiempo mínimo de retardo de 0.03 s, es:

$$i_{bsim} = 0.869(2.8045 \times 10^3) = 2.4371 \text{ kA}$$

Por otro lado, la corriente asimétrica es $i_{basim} = \sqrt{i_{bsim}^2 + i_{cd}^2}$

La componente de c. d. se obtiene con la Ec. $i_{cd} = \sqrt{2}I_k'' e^{-wt/(X/R)}$ por lo que:

$$i_{cd} = \sqrt{2}(2.8045 \times 10^3) e^{-2\pi 60(0.05)/(14.2857)} = 1.0601 \text{ kA para } 0.05 \text{ s}$$

$$i_{cd} = \sqrt{2}(2.8045 \times 10^3) e^{-2\pi 60(0.03)/(14.2857)} = 1.7970 \text{ kA para } 0.03 \text{ s}$$

Finalmente,

$$i_{basim} = \sqrt{(2.2587 \times 10^3)^2 + (1.0601 \times 10^3)^2} = 2.4951 \text{ kA para } 0.05 \text{ s}$$

$$i_{basim} = \sqrt{(2.4371 \times 10^3)^2 + (1.7970 \times 10^3)^2} = 3.0280 \text{ kA para } 0.03 \text{ s}$$

➤ Para el motor de 10000 Hp (10000 kVA)

Cálculo de la corriente simétrica

De manera análoga al motor de 2000 Hp, la relación (X/R) está basada en la Ec. 6.18, $R_M = 0.07X_d''$ para motores con $U_{rM} > 1 \text{ kV}$ y $S_{rM} < 100 \text{ MVA}$

Para un motor de 10000 kVA, $R_M = 0.07 \Rightarrow X/R = 14.2857$

El factor K_M utilizado cuando los motores se conectan directamente al sistema esta dado por la siguiente ecuación

$$K_M = \frac{U_n}{U_{rM}} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x_d'' \text{sen} \phi_M}$$

En este caso el voltaje nominal del sistema es igual al voltaje nominal del motor. Así,
 $U_n = U_{rM} = 4 \text{ kV}$

El factor c_{\max} de voltaje se obtiene de la tabla 6.2, para medio voltaje > a 1 kV hasta 35 kV $c_{\max} = 1.10$

El factor de potencia del motor es $\cos \varphi_{rM} = 0.80$. Por lo tanto:

$$K_M = \frac{4}{4} \left(\frac{1.10}{1 + 0.15 \operatorname{sen}(\cos^{-1} 0.80)} \right) = 1.0092$$

La resistencia del motor es:

$$R_M = 0.07(0.15) = 0.0105$$

Así, la impedancia corregida del motor es:

$$\begin{aligned} Z_{Mk} &= K_M (R_M + jX_d'') = 1.0092(0.0105 + j0.15) \\ Z_{Mk} &= 0.0106 + j0.1514 = 0.1518 \angle 85.9958^\circ \end{aligned}$$

Para obtener la corriente simétrica inicial de corto circuito obtenemos la corriente en p. u.

$$|I_k''| = \frac{c_{\max}}{|Z_{Mk}|} = \frac{1.10}{0.1518} = 7.2464 \text{ p.u.}$$

La corriente base es:

$$I_{base} = \frac{10 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 4} = 1.4434 \text{ kA}$$

Por lo tanto:

$$|I_k''| = 7.2464 \times 1.4434 \times 10^3 = 10.4595 \text{ kA}$$

Cálculo de la corriente pico

La corriente pico se obtiene de la ecuación $i_p = \kappa \sqrt{2} I_k''$

Donde el factor κ se obtiene de: $\kappa = 1.02 + 0.98e^{-3\%x}$

$$\kappa = 1.02 + 0.98e^{-3(0.07)} = 1.8144$$

Por lo tanto, la corriente pico es:

$$i_p = 1.8144 \sqrt{2} (10.4595 \times 10^3) = 26.8385 \text{ kA}$$

Cálculo de la corriente interruptiva

La corriente interruptiva simétrica se calcula con la Ec. $I_b = \mu I_k''$. El factor μ se calcula de la Ec.

Así, $\mu = 0.71 + 0.51e^{-0.30 I_{kM}'' / I_{rM}}$ para un tiempo mínimo de retardo de 0.05 s. Además,

$$I_{rM} = \frac{10 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 4} = 1.4434 \text{ kA}$$

Sustituyendo valores, tenemos: $\mu = 0.71 + 0.51e^{-0.30(10.4595) / 1.4434} = 0.7680$

Por lo tanto la corriente interruptiva simétrica para un tiempo mínimo de retardo de 0.05 s es:

$$i_{bsim} = 0.7680(10.4595 \times 10^3) = 8.0329 \text{ kA}$$

El cálculo para un tiempo mínimo de retardo de 0.03 s no se da directamente por la Ec. 6.15 por lo que se requiere de una interpolación.

De la Ec. 6.15 $\mu = 0.84 + 0.26e^{-0.26 I_{kM}'' / I_{rM}}$ para un tiempo mínimo de retardo de 0.02 s. Sustituyendo valores, tenemos:

$$\mu = 0.84 + 0.26e^{-0.26(10.4595) / 1.4434} = 0.8795$$

Haciendo una interpolación lineal, para un tiempo mínimo de retardo de 0.03 s, tenemos:

$$\mu = 0.8423$$

Por lo tanto, la corriente interruptiva simétrica para un tiempo mínimo de retardo de 0.03 s, es:

$$i_{bsim} = 0.8423(10.4595 \times 10^3) = 8.8100 \text{ kA}$$

Por otro lado, la corriente asimétrica es $i_{basim} = \sqrt{i_{bsim}^2 + i_{cd}^2}$

La componente de c. d. se obtiene con la Ec. $i_{cd} = \sqrt{2} I_k'' e^{-wt/(X/R)}$ por lo que:

$$i_{cd} = \sqrt{2}(10.4595 \times 10^3) e^{-2\pi 60(0.05)/(14.2857)} = 3.9536 \text{ kA para } 0.05 \text{ s}$$

$$i_{cd} = \sqrt{2}(10.4595 \times 10^3) e^{-2\pi 60(0.03)/(14.2857)} = 6.7020 \text{ kA para } 0.03 \text{ s}$$

Finalmente,

$$i_{basim} = \sqrt{(8.0329 \times 10^3)^2 + (3.9536 \times 10^3)^2} = 8.9531 \text{ kA para } 0.05 \text{ s}$$

$$i_{basim} = \sqrt{(8.8100 \times 10^3)^2 + (6.7020 \times 10^3)^2} = 11.0695 \text{ kA para } 0.03 \text{ s}$$

TABLA 7.2 CORRIENTES DE FALLA PARA GENERADORES Y MOTORES SÍNCRONOS CONECTADOS DIRECTAMENTE AL BUS, UTILIZANDO MÉTODO DE IEC.				
Descripción	Generador de 110 MVA	Generador de 50 MVA	Motor de 2000 HP	Motor de 10000 Hp
X_d''	16	11	20	15
R_G o R_M	$0.05 X_d''$	$0.07 X_d''$	$0.07 X_d''$	$0.07 X_d''$
c_{\max}	1.1	1.1	1.1	1.1
K_G o K_M	1.0145	1.0398	0.9821	1.0092
I_{kG}'' o I_{kM}'' kA rms	31.1372	20.0683	2.8045	10.4595
κ	1.8635	1.8144	1.8144	1.8144
i_p kA	82.0586	51.4942	7.1962	26.8385
μ (0.05 s)	0.7770	0.7387	0.8054	0.7680
μ (0.03 s)	0.8489	0.8206	0.8690	0.8423
i_{bsim} (0.05 s) kA	24.1936	14.8245	2.2587	8.0329
i_{bsim} (0.03 s) kA	26.4324	16.4680	2.4371	8.8100
i_{cd} (0.05 s) kA	17.1586	7.5855	1.0601	3.9536
i_{cd} (0.03 s) kA	25.0154	12.8589	1.7970	6.7020
i_{basim} (0.05 s) kA	29.6605	16.6525	2.4951	8.9531
i_{basim} (0.03 s) kA	36.3929	20.8937	3.0280	11.0695

Con el ejemplo anterior se puede observar que para obtener la corriente simétrica en ANSI basta tener una corriente base y la reactancia en el punto de falla, mientras que para IEC es necesario conocer la relación X/R la cual depende de la Ec. 6.18 y es necesario un factor de corrección K_G o K_M para así obtener una impedancia corregida. Aplicando la ley de Ohm obtenemos una corriente la cual se multiplica por la corriente base obteniendo así la corriente simétrica a primer ciclo.

Para obtener la corriente pico en ANSI basta obtener el factor de corrección de la Ec. 5.6 y la corriente simétrica de primer ciclo. Por otra parte, para IEC utilizamos la Ec. 6.6 en la cual aplicamos un factor κ de corrección y la corriente simétrica a primer ciclo.

Para la corriente interruptiva a dos y tres ciclos, en ANSI utilizamos la corriente simétrica junto con las gráficas 5.8, 5.9 o 5.10 dependiendo del método utilizado. Se utilizan además los factores de multiplicación indicados en la tabla 5.6. Mientras que para IEC la corriente interruptiva se calcula con la corriente simétrica y las Ecs. 6.14 y 6.15.

La corriente interruptiva asimétrica se obtiene con la corriente interruptiva simétrica y la corriente directa.

Descripción		Generador de 110 MVA		Generador de 50 MVA		Motor de 2000 Hp		Motor de 10000 Hp	
ANSI	IEC	ANSI	IEC	ANSI	IEC	ANSI	IEC	ANSI	IEC
$i_{sim} \text{ kA}$	i''_{kG} o $i''_{kM} \text{ kA rms}$	28.7629	31.1372	19.0168	20.0683	2.5102	2.8045	9.6226	10.4595
$i_p \text{ kA}$	$i_p \text{ kA}$	79.7912	82.0586	52.5206	51.4942	6.6827	7.1962	26.0339	26.8385
$i_{basim} (3 \text{ ciclos}) \text{ kA}$	$i_{basim} (0.05 \text{ s}) \text{ kA}$	32.2144	29.6605	20.4431	16.6525	1.6735	2.4951	6.4149	8.9531
$i_{basim} (2 \text{ ciclos}) \text{ kA}$	$i_{basim} (0.03 \text{ s}) \text{ kA}$	33.9392	36.3929	22.2497	20.8937	1.7287	3.0280	6.9473	11.0695

Una mayor diferencia se observa al comparar las corrientes interruptivas asimétricas. Para los generadores, la corriente interruptiva asimétrica a 3 ciclos de separación de los contactos es mayor para ANSI que para IEC, mientras que para los motores sucede lo contrario.

Por ejemplo para el generador de 110 MVA para un tiempo de separación de 3 ciclos con ANSI tenemos una corriente interruptiva asimétrica de 32.2144 kA la cual para compararla con IEC, debe ser multiplicada por el factor 1.1 de acuerdo a la tabla 5.1 lo que implica una corriente de 35.4358 kA, mientras que en IEC tenemos 29.6605 kA.

La diferencia de las corrientes interruptivas en el cálculo anterior disminuye si se utiliza la misma relación X/R en ambos métodos. La relación X/R para ANSI se estima de las Figs. 5.8, 5.9 o 5.10 mientras que para IEC está basada en la Ec. 6.18 en la cual, IEC toma en cuenta la componente de corriente alterna durante el primer ciclo después de haber ocurrido la falla. Así, IEC utiliza valores altos de resistencia con lo cual hay una diferencia en la falla asimétrica.

7.2 Cálculo de las contribuciones de corriente de falla de máquinas asíncronas directamente conectadas al bus, utilizando procedimientos ANSI e IEC.

En este ejemplo se calcularán la corriente momentánea o de primer ciclo (corriente pico IEC) y la corriente interruptiva (corriente interruptiva rms simétrica y asimétrica IEC) para un tiempo de separación de contactos de dos y tres ciclos (tiempo mínimo de retardo igual a 0.03 y 0.05 s IEC)

Características de las máquinas:

Motor de inducción de 320 Hp, 2.3 kV, 2 polos, factor de potencia 0.90, eficiencia 0.93

$$X_{LR} = 16.7 \%$$

Motor de inducción de 320 Hp, 2.3 kV, 4 polos, factor de potencia 0.93, eficiencia 0.93

$$X_{LR} = 16.7 \%$$

Motor de inducción de 1560 Hp, 2.3 kV, 4 polos, factor de potencia 0.92, eficiencia 0.94

$$X_{LR} = 16.7 \%$$

Análisis con el método de ANSI

La mayoría de los pasos para lo cálculos de contribución de corriente de corto circuito de motores asíncronos son comunes a los de motores síncronos. Primero debemos conocer el factor de asimetría (X/R) en el punto de falla. Posteriormente utilizamos el método simplificado o el método con decremento de c. a. y de c. d. para obtener la corriente de falla dependiendo de la precisión que se requiera, en este caso utilizamos el método simplificado.

Cálculo de la corriente simétrica

De la Fig. 5.4 ó de la Fig. A-3 obtenemos la relación (X/R) para motores de inducción, posteriormente, de la tabla 5.6 se obtienen los factores de multiplicación de impedancia.

Para calcular la corriente simétrica de primer ciclo basta calcular la corriente base de corto circuito y multiplicarla por la corriente de falla en p. u.

El primer motor tiene una potencia nominal de 320 Hp o 238.72 kW, con un factor de potencia de 0.90 y una eficiencia de 0.93, nos dan una potencia aparente de 285 kVA. Ahora, de la Ec. 1.1, tenemos:

$$I_{base} = \frac{285}{\sqrt{3} \times 2.3} = 71.5412 \text{ A}$$

$$I_F = \frac{E}{X} = \frac{1}{0.167} = 5.9880 \text{ p.u.}$$

$$I_{sim} = 71.5412 \times 5.9880 = 0.4284 \text{ kA}$$

De manera análoga, para el motor de 320 Hp, 4 polos tenemos:

$$I_{base} = \frac{285}{\sqrt{3} \times 2.3} = 71.5412 \text{ A}$$

$$I_F = \frac{E}{X} = \frac{1}{0.167(1.2)} = 4.9900 \text{ p. u.}$$

$$I_{sim} = 71.5412 \times 4.9900 = 0.3570 \text{ kA}$$

También, para el motor de 1560 Hp, 4 polos tenemos:

$$I_{base} = \frac{1350}{\sqrt{3} \times 2.3} = 338.8795 \text{ A}$$

$$I_F = \frac{E}{X} = \frac{1}{0.167} = 5.9880 \text{ p.u.}$$

$$I_{sim} = 338.8795 \times 5.9880 = 2.0292 \text{ kA}$$

Cálculo de la corriente pico

Para el cálculo de la corriente pico de primer ciclo solo se requiere multiplicar la corriente simétrica por un factor.

El factor de multiplicación para la corriente pico de primer ciclo esta dado por la Ec. 5.6.

$$\sqrt{2} \left(1.0 + \operatorname{sen} \phi e^{-(\phi + 1.5708)(R/X)} \right)$$

donde ϕ es el arco tangente de (X/R) en el punto de falla.

Para el motor de 320 Hp, 2 polos la relación (X/R) es 16 así, $\phi = \tan^{-1} 16 = 1.5084$ y, sustituyendo valores en la Ec. 5.6, tenemos:

$$\sqrt{2} \left(1.0 + \operatorname{sen}(1.5084) e^{-(1.5084 + 1.5708)(16^{-1})} \right) = 2.5786$$

Finalmente:

$$2.5786 \times 0.4284 \times 10^3 = 1.1047 \text{ kA}$$

Para el motor de 320 Hp, 4 polos la relación (X/R) es 16, $\phi = 1.5084$ y, de la Ec. 5.6 tenemos:

$$\sqrt{2} \left(1.0 + \operatorname{sen}(1.5084) e^{-(1.5084 + 1.5708)(16^{-1})} \right) = 2.5786$$

Para obtener la corriente pico de primer ciclo del motor de 320 Hp, 4 polos tenemos:

$$2.5786 \times 0.3570 \times 10^3 = 0.9206 \text{ kA}$$

Para el motor de 1560 Hp, 4 polos la relación (X/R) es 28.5, $\phi = \tan^{-1} 28.5 = 1.5357$ y, de la Ec. 5.6 tenemos:

$$\sqrt{2} \left(1.0 + \operatorname{sen}(1.5357) e^{-(1.5357 + 1.5708)(28.5^{-1})} \right) = 2.6816$$

Para obtener la corriente pico de primer ciclo del motor de 1560 Hp, 4 polos tenemos:

$$2.6816 \times 2.0292 \times 10^3 = 5.4415 \text{ kA}$$

Cálculo de la corriente interruptiva

Para el cálculo de las corrientes interruptivas y, para un tiempo de separación de contactos de dos y tres ciclos se realiza lo siguiente:

De la Fig. 5.9, para un interruptor de tres ciclos y para un tiempo de separación de los contactos de dos y tres ciclos, obtenemos los factores de multiplicación.

Para los motores de 320 Hp, el mínimo factor de multiplicación obtenido de la Fig. 5.9 es 1.0 para una separación de contactos de 2 y 3 ciclos con una relación $x/R = 16$. Análogamente, para el motor de 1560 Hp y con una relación $x/R = 28.5$, el factor de multiplicación para una separación de contactos de 2 ciclos es 1.0573 y, para una separación de contactos de 3 ciclos el factor de multiplicación es 1.0.

Motor de 320 Hp, 2 polos:

La corriente simétrica de falla en p. u. es $I_F = \frac{E}{X} = \frac{1}{0.167(1.5)} = 3.9920 \text{ p.u.}$ así,

$$I_{sim} = 71.5412 \times 3.9920 = 0.2856 \text{ kA} \text{ por lo tanto la corriente interruptiva es:}$$

Para dos ciclos $1.0 \times 0.2856 \times 10^3 = 0.2856 \text{ kA}$

Para tres ciclos $1.0 \times 0.2856 \times 10^3 = 0.2856 \text{ kA}$

Motor de 320 Hp, 4 polos:

La corriente simétrica de falla en p. u. es $I_F = \frac{E}{X} = \frac{1}{0.167(3.0)} = 1.9960 \text{ p.u.}$ así,

$$I_{sim} = 71.5412 \times 1.9960 = 0.1428 \text{ kA} \text{ por lo tanto la corriente interruptiva es:}$$

Para dos ciclos $1.0 \times 0.1428 \times 10^3 = 0.1428 \text{ kA}$

Para tres ciclos $1.0 \times 0.1428 \times 10^3 = 0.1428 \text{ kA}$

Motor de 1560 Hp, 4 polos:

La corriente simétrica de falla en p. u. es $I_F = \frac{E}{X} = \frac{1}{0.167(1.5)} = 3.9920 \text{ p.u.}$ así,

$$I_{sim} = 338.8795 \times 3.9920 = 1.3529 \text{ kA} \text{ por lo tanto la corriente interruptiva es:}$$

Para dos ciclos $1.0573 \times 1.3529 \times 10^3 = 1.4304 \text{ kA}$

Para tres ciclos $1.0 \times 1.3529 \times 10^3 = 1.3529 \text{ kA}$

TABLA 7.4 CORRIENTES DE FALLA PARA MOTORES ASÍNCRONOS CONECTADOS DIRECTAMENTE AL BUS, UTILIZANDO MÉTODO DE ANSI.								
Descripción	X_{LR}	X/R	Factores de multiplicación de impedancia		Cálculos de primer ciclo		Cálculos durante el ciclo interruptivo	
			1 ciclo	Int.	I_{sim} [kA]	Corriente pico kA	2 ciclos kA rms	3 ciclos kA rms
Motor de inducción, 320 Hp, 2 polos, 2.3 kV, fac. pot. 90 %, eficiencia 93 %, (285 kVA)	16.7	16	1.0	1.5	0.4284	1.1047	0.2856	0.2856
Motor de inducción, 320 Hp, 4 polos, 2.3 kV, fac. pot. 90 %, eficiencia 93 %, (285 kVA)	16.7	16	1.2	3.0	0.3570	0.9206	0.1428	0.1428
Motor de inducción, 1560 Hp, 4 polos, 2.3 kV, fac. pot. 92 %, eficiencia 94 %, (1350 kVA)	16.7	28.5	1.0	1.5	2.0292	5.4415	1.4304	1.3529

Análisis con el método de IEC

Para el motor de 320 Hp, 2 polos

Cálculo de la corriente simétrica

Para un motor asíncrono necesitamos la relación I_{LR}/I_{rM} (relación entre la corriente a rotor bloqueado y la corriente nominal del motor)

La corriente a rotor bloqueado del motor es $\frac{1}{X_{LR}} = \frac{1}{0.167} = 5.9880$ p. u. y la corriente base es:

$$I_{base} = \frac{285}{\sqrt{3} \times 2.3} = 71.5412 \text{ A por lo que } I_{LR} = 5.9880 \times 71.5412 = 428.3887 \text{ A. Por otro lado, la corriente}$$

$$\text{nominal del motor es } I_{rM} = \frac{285}{\sqrt{3} \times 2.3} = 71.5412 \text{ A. Por lo tanto } \frac{I_{LR}}{I_{rM}} = \frac{428.3887}{71.5412} = 5.9880.$$

Ahora, la corriente simétrica de corto circuito la obtenemos de la Ec. 6.5 $I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_M}$ donde:

$$Z_M = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}}{\sqrt{3}I_{rM}} = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}}, \text{ sustituyendo valores, tenemos:}$$

$$Z_M = \frac{1}{5.9880} \cdot \frac{(2.3 \times 10^3)^2}{285 \times 10^3} = 3.0998 \Omega. \text{ Además, para la impedancia corregida } R_M/X_M = 0.15, \text{ con } X_M = 0.989Z_M \text{ para motores de medio voltaje con una potencia } P_{rM} \text{ por par de polos } < 1 \text{ MW.}$$

Así $X_M = 0.989(3.0998) = 3.0657 \Omega$ y $R_M = 0.15(3.0657) = 0.4599 \Omega$. Sustituyendo ahora en la Ec. 6.5

$$I_k'' = \frac{1.1(2.3 \times 10^3)}{\sqrt{3}(0.4599 + j3.0657)} = 0.0699 - j0.4658 \text{ kA}$$

$$I_k'' = 471.1917 \text{ A} \angle -81.4684^\circ$$

Con lo anterior, la relación I_k'' / I_{rM} queda de la siguiente manera $\frac{I_k''}{I_{rM}} = \frac{471.1917}{71.5412} = 6.5863$ y la potencia activa del motor por par de polos P_{rM} / p es $\frac{P_{rM}}{p} = \frac{0.2387 \text{ MW}}{1} = 0.2387$

Cálculo de la corriente pico

La corriente pico se obtiene de la Ec. 6.6, $i_p = \kappa \sqrt{2} I_k''$ donde el factor κ se obtiene de la Ec. 6.7 $\kappa = 1.02 + 0.98e^{-3\%/x}$, sustituyendo valores en esta última ecuación, tenemos:

$$\kappa = 1.02 + 0.98e^{-3(0.15)} = 1.6449$$

Por lo tanto:

$$i_p = 1.6449\sqrt{2} \times 471.1917 = 1.0961 \text{ kA}$$

Cálculo de la corriente interruptiva

La corriente interruptiva simétrica se calcula con la Ec. 6.30, $I_{bsim} = \mu q I_k''$. El factor μ se calcula de la Ec. 6.15 así, $\mu = 0.71 + 0.51e^{-0.30I_k''/I_{rM}}$ para un tiempo mínimo de retardo de 0.05 s.

Sustituyendo valores, tenemos: $\mu = 0.71 + 0.51e^{-0.30(6.5863)} = 0.7807$

De la Ec. 6.29 $q = 0.79 + 0.12 \ln(P_{rM} / p)$ para un tiempo mínimo de retardo de 0.05 s. Sustituyendo valores, tenemos: $q = 0.79 + 0.12 \ln(0.2387) = 0.6181$

Por lo tanto la corriente interruptiva simétrica para un tiempo mínimo de retardo de 0.05 s es:

$$i_{bsim} = 0.7807(0.6181)(471.1917) = 0.2274 \text{ kA}$$

El cálculo para un tiempo mínimo de retardo de 0.03 s no se da directamente por las Ecs. 6.15 y 6.29 por lo que se requiere de una interpolación. Alternativamente, este factor puede ser estimado de las gráficas de la Figs. 6.11 y 6.14.

De la Ec. 6.15 $\mu = 0.84 + 0.26e^{-0.26I_k''/I_{rM}}$ para un tiempo mínimo de retardo de 0.02 s. Sustituyendo valores, tenemos: $\mu = 0.84 + 0.26e^{-0.26(6.5863)} = 0.8869$

Haciendo una interpolación lineal, para un tiempo mínimo de retardo de 0.03 s, tenemos:

$$\mu = 0.8515$$

De la Ec. 6.29 $q = 1.03 + 0.12 \ln(P_{rM} / p)$ para un tiempo mínimo de retardo de 0.02 s. sustituyendo valores, tenemos: $q = 1.03 + 0.12 \ln(0.2387) = 0.8581$

Haciendo una interpolación lineal, para un tiempo mínimo de retardo de 0.03 s, tenemos:

$$q = 0.7973$$

Por lo tanto, la corriente interruptiva simétrica para un tiempo mínimo de retardo de 0.03 s, es:

$$i_{bsim} = 0.8515(0.7973)(471.1917) = 0.3199 \text{ kA}$$

Por otro lado, la corriente asimétrica es $i_{basim} = \sqrt{i_{bsim}^2 + i_{cd}^2}$ donde, $i_{cd} = \sqrt{2}I_k'' e^{-wt/(X/R)}$ por lo que:

$$i_{cd} = \sqrt{2}(471.1917)e^{-2\pi 60(0.05)(0.15)} = 0.0394 \text{ kA para } 0.05 \text{ s}$$

$$i_{cd} = \sqrt{2}(471.1917)e^{-2\pi 60(0.03)(0.15)} = 0.1222 \text{ kA para } 0.03 \text{ s}$$

Finalmente,

$$i_{basim} = \sqrt{(0.2274 \times 10^3)^2 + (0.0394 \times 10^3)^2} = 0.2308 \text{ kA para } 0.05 \text{ s}$$

$$i_{basim} = \sqrt{(0.3224 \times 10^3)^2 + (0.1222 \times 10^3)^2} = 0.3448 \text{ kA para } 0.03 \text{ s}$$

Para el motor de 320 Hp, 4 polos

Cálculo de la corriente simétrica

De manera análoga al motor de 320 Hp, 2 polos tenemos:

La corriente a rotor bloqueado del motor es $I_{LR} = 428.3887 \text{ A}$, la corriente nominal del motor es

$$I_{rM} = 71.5412 \text{ A así, } \frac{I_{LR}}{I_{rM}} = 5.9880$$

De la Ec. 6.5 tenemos $I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_M}$ donde $Z_M = 3.0998 \Omega$. Además, para la impedancia corregida

$R_M / X_M = 0.15$, con $X_M = 0.989Z_M$ para motores de medio voltaje con una potencia P_{rM} por par de polos $< 1 \text{ MW}$. Así $X_M = 0.989(3.0998) = 3.0657 \Omega$ y $R_M = 0.15(3.0657) = 0.4599 \Omega$. Sustituyendo ahora en la Ec. 6.5 $I_k'' = 471.1917 \text{ A} \angle -81.4684^\circ$

La relación I_k'' / I_{rM} queda de la siguiente manera $\frac{I_k''}{I_{rM}} = 6.5863$ y la potencia activa del motor por par de

$$\text{polos } P_{rM} / p \text{ es } \frac{P_{rM}}{p} = \frac{0.2387 \text{ MW}}{2} = 0.1194$$

Cálculo de la corriente pico

La corriente pico se obtiene de la Ec. 6.6, $i_p = \kappa \sqrt{2} I_k''$ donde el factor κ se obtiene de la Ec. 6.7 $\kappa = 1.02 + 0.98e^{-3\%/x}$, sustituyendo valores en esta última ecuación, tenemos que $\kappa = 1.02 + 0.98e^{-3(0.15)} = 1.6449$. Por lo tanto, $i_p = 1.0961 \text{ kA}$.

Cálculo de la corriente interruptiva

La corriente interruptiva simétrica se calcula con la Ec. 6.30, $I_{bsim} = \mu q I_k''$. El factor μ se calcula de la Ec. 6.15 así, $\mu = 0.71 + 0.51e^{-0.30(6.5863)} = 0.7807$ para un tiempo mínimo de retardo de 0.05 s.

De la Ec. 6.29 $q = 0.79 + 0.12 \ln(P_{rM} / p)$ para un tiempo mínimo de retardo de 0.05 s. Sustituyendo valores, tenemos: $q = 0.79 + 0.12 \ln(0.1194) = 0.5350$

Por lo tanto la corriente interruptiva simétrica para un tiempo mínimo de retardo de 0.05 s es:

$$i_{bsim} = 0.7807(0.5350)(471.1917) = 0.1968 \text{ kA}$$

El cálculo para un tiempo mínimo de retardo de 0.03 s no se da directamente por las Ecs. 6.15 y 6.29 por lo que se requiere de una interpolación.

De la Ec. 6.15 $\mu = 0.84 + 0.26e^{-0.26(6.5863)} = 0.8869$ para un tiempo mínimo de retardo de 0.02 s. ahora, haciendo una interpolación lineal para un tiempo mínimo de retardo de 0.03 s, tenemos:

$$\mu = 0.8515$$

De la Ec. 6.29 $q = 1.03 + 0.12 \ln(P_{rM} / p)$ para un tiempo mínimo de retardo de 0.02 s. sustituyendo valores, tenemos: $q = 1.03 + 0.12 \ln(0.1194) = 0.7750$. Haciendo una interpolación lineal, para un tiempo mínimo de retardo de 0.03 s, tenemos:

$$q = 0.6950$$

Por lo tanto, la corriente interruptiva simétrica para un tiempo mínimo de retardo de 0.03 s, es:

$$i_{bsim} = 0.8581(0.6950)(471.1917) = 0.2810 \text{ kA}$$

Por otro lado, la corriente asimétrica es $i_{basim} = \sqrt{i_{bsim}^2 + i_{cd}^2}$ donde $i_{cd} = \sqrt{2} I_k'' e^{-wt/(X/R)}$, por lo que:

$$i_{cd} = \sqrt{2}(471.1917)e^{-2\pi 60(0.05)(0.15)} = 0.0394 \text{ kA para 0.05 s}$$

$$i_{cd} = \sqrt{2}(471.1917)e^{-2\pi 60(0.03)(0.15)} = 0.1222 \text{ kA para 0.03 s}$$

Finalmente,

$$i_{basim} = \sqrt{(0.1968 \times 10^3)^2 + (0.0394 \times 10^3)^2} = 0.2007 \text{ kA para 0.05 s}$$

$$i_{basim} = \sqrt{(0.2810 \times 10^3)^2 + (0.1222 \times 10^3)^2} = 0.3064 \text{ kA para } 0.03 \text{ s}$$

Para el motor de 1560 Hp, 4 polos

Cálculo de la corriente simétrica

Para este motor asíncrono la corriente a rotor bloqueado es $I_{LR} = 2029.2186 \text{ A}$, la corriente nominal de la máquina es $I_{rM} = \frac{1350}{\sqrt{3} \times 2.3} = 338.8795 \text{ A}$ así, relación I_{LR} / I_{rM} es:

$$\frac{I_{LR}}{I_{rM}} = \frac{2029.2186}{338.8795} = 5.9880$$

Ahora, la corriente simétrica de corto circuito la obtenemos de la Ec. 6.5 $I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_M}$ donde:

$$Z_M = \frac{1}{I_{LR} / I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}}{\sqrt{3}I_{rM}} = \frac{1}{I_{LR} / I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}}, \text{ sustituyendo valores, tenemos:}$$

$$Z_M = \frac{1}{5.9880} \cdot \frac{(2.3 \times 10^3)^2}{1350 \times 10^3} = 0.6544 \Omega. \text{ Además, para la impedancia corregida } R_M / X_M = 0.15, \text{ con}$$

$X_M = 0.989Z_M$ para motores de medio voltaje con una potencia P_{rM} por par de polos $< 1 \text{ MW}$. Así $X_M = 0.989(0.6544) = 0.6472 \Omega$ y $R_M = 0.15(0.6472) = 0.0971 \Omega$. Sustituyendo ahora en la Ec. 6.5

$$I_k'' = \frac{1.1(2.3 \times 10^3)}{\sqrt{3}(0.0971 + j0.6472)} = 0.3312 - j2.2073 \text{ kA}$$

$$I_k'' = 2.2320 \text{ kA} \angle -81.4675^\circ$$

Con lo anterior, la relación I_k'' / I_{rM} queda de la siguiente manera $\frac{I_k''}{I_{rM}} = \frac{2.2320 \times 10^3}{338.8795} = 6.5864$ y

la potencia activa del motor por par de polos P_{rM} / p es $\frac{P_{rM}}{p} = \frac{1.1638 \text{ MW}}{2} = 0.5819$

Cálculo de la corriente pico

La corriente pico se obtiene de la Ec. 6.6, $i_p = \kappa \sqrt{2} I_k''$ donde el factor κ se obtiene de la Ec. 6.7 $\kappa = 1.02 + 0.98e^{-3\kappa/x}$, sustituyendo valores en esta última ecuación, tenemos:

$$\kappa = 1.02 + 0.98e^{-3(0.15)} = 1.6449$$

Por lo tanto:

$$i_p = 1.6449 \sqrt{2} \times 2.2320 \times 10^3 = 5.1922 \text{ kA}$$

Cálculo de la corriente interruptiva

La corriente interruptiva simétrica se calcula con la Ec. 6.30, $I_{bsim} = \mu q I_k''$. El factor μ se calcula de la Ec. 6.15 así, $\mu = 0.71 + 0.51e^{-0.30 I_k'' / I_{TM}}$ para un tiempo mínimo de retardo de 0.05 s.

Sustituyendo valores, tenemos: $\mu = 0.71 + 0.51e^{-0.30(6.5864)} = 0.7807$

De la Ec. 6.29 $q = 0.79 + 0.12 \ln(P_{rM} / p)$ para un tiempo mínimo de retardo de 0.05 s. Sustituyendo valores, tenemos: $q = 0.79 + 0.12 \ln(0.5819) = 0.7250$

Por lo tanto la corriente interruptiva simétrica para un tiempo mínimo de retardo de 0.05 s es:

$$i_{bsim} = 0.7807(0.7250)(2.2320 \times 10^3) = 1.2633 \text{ kA}$$

El cálculo para un tiempo mínimo de retardo de 0.03 s no se da directamente por las Ecs. 6.15 y 6.29 por lo que se requiere de una interpolación. De la Ec. 6.15 $\mu = 0.84 + 0.26e^{-0.26(6.5864)} = 0.8869$ para un tiempo mínimo de retardo de 0.02 s. Así, realizando la interpolación lineal para un tiempo mínimo de retardo de 0.03 s, tenemos:

$$\mu = 0.8515$$

De la Ec. 6.29 $q = 1.03 + 0.12 \ln(P_{rM} / p)$ para un tiempo mínimo de retardo de 0.02 s. sustituyendo valores, tenemos: $q = 1.03 + 0.12 \ln(0.5819) = 0.9650$. Ahora, realizando la interpolación lineal para un tiempo mínimo de retardo de 0.03 s, tenemos:

$$q = 0.885$$

Por lo tanto, la corriente interruptiva simétrica para un tiempo mínimo de retardo de 0.03 s, es:

$$i_{bsim} = 0.8515(0.8850)(2.2320 \times 10^3) = 1.6820 \text{ kA}$$

Por otro lado, la corriente asimétrica es $i_{basim} = \sqrt{i_{bsim}^2 + i_{cd}^2}$ donde, $i_{cd} = \sqrt{2} I_k'' e^{-wt/(X/R)}$ por lo que:

$$i_{cd} = \sqrt{2} (2.2320 \times 10^3) e^{-2\pi 60(0.05)(0.15)} = 0.1868 \text{ kA para } 0.05 \text{ s}$$

$$i_{cd} = \sqrt{2} (2.2320 \times 10^3) e^{-2\pi 60(0.03)(0.15)} = 0.5787 \text{ kA para } 0.03 \text{ s}$$

Finalmente,

$$i_{basim} = \sqrt{(1.2633 \times 10^3)^2 + (0.1868 \times 10^3)^2} = 1.2770 \text{ kA para } 0.05 \text{ s}$$

$$i_{basim} = \sqrt{(1.6820 \times 10^3)^2 + (0.5787 \times 10^3)^2} = 1.7788 \text{ kA para } 0.03 \text{ s}$$

Descripción	Motor de inducción, 320 Hp, 2 polos, 2.3 kV, fac. pot. 90 %, eficiencia 93 %, (285 kVA)	Motor de inducción, 320 Hp, 4 polos, 2.3 kV, fac. pot. 90 %, eficiencia 93 %, (285 kVA)	Motor de inducción, 1560 Hp, 4 polos, 2.3 kV, fac. pot. 92 %, eficiencia 94 %, (1350 kVA)
I_{LR} / I_{rM}	5.9880	5.9880	5.9880
I_k'' / I_{rM}	6.5863	6.5863	6.5864
$P_{rM} / p \text{ MW}$	0.2387	0.1194	0.5819
R_M / X_M	0.1500	0.1500	0.1500
K	1.6449	1.6449	1.6449
$\mu (0.05 s)$	0.7807	0.7807	0.7807
$\mu (0.03 s)$	0.8515	0.8515	0.8515
$q (0.05 s)$	0.6181	0.5350	0.7250
$q (0.03 s)$	0.7973	0.6950	0.8850
$I_k'' \text{ kA}$	0.4712	0.4712	2.2320
$i_p \text{ kA}$	1.0961	1.0961	5.1922
$i_{bsim} (0.05 s) \text{ kA}$	0.2274	0.1968	1.2633
$i_{bsim} (0.03 s) \text{ kA}$	0.3199	0.2810	1.6820
$i_{cd} (0.05 s) \text{ kA}$	0.0394	0.0394	0.1868
$i_{cd} (0.03 s) \text{ kA}$	0.1222	0.1222	0.5787
$i_{basim} (0.05 s) \text{ kA}$	0.2308	0.2007	1.2770
$i_{basim} (0.03 s) \text{ kA}$	0.3448	0.3064	1.7788

En este otro ejemplo la reactancia a rotor bloqueado del motor X_{LR} basada en la potencia del motor se utiliza en ambos métodos de cálculo sin embargo, las resistencias están basadas en las recomendaciones de cada norma. El factor q (IEC) también debe de ser calculado para los motores asíncronos y esta dado por la Ec. 6.29 además, esto requiere de la relación P_{rM} / p del motor.

Descripción		Motor de inducción 320 Hp, 2P		Motor de inducción 320 Hp, 4P		Motor de inducción 1560 Hp, 4P	
ANSI	IEC	ANSI	IEC	ANSI	IEC	ANSI	IEC
$I_{sim} \text{ kA}$	$I_{kG}'' \text{ o } I_{kM}'' \text{ kA rms}$	0.4284	0.4712	0.3570	0.4712	2.0292	2.2320
$i_p \text{ kA}$	$i_p \text{ kA}$	1.1047	1.0961	0.9206	1.0961	5.4415	5.1922
$i_{basim} (3 \text{ ciclos}) \text{ kA}$	$i_{basim} (0.05 s) \text{ kA}$	0.2856	0.2308	0.1428	0.2007	1.3529	1.2770
$i_{basim} (2 \text{ ciclos}) \text{ kA}$	$i_{basim} (0.03 s) \text{ kA}$	0.2856	0.3448	0.1428	0.3064	1.4304	1.7788

Al analizar las corrientes interruptivas asimétricas de corto circuito para los motores de 320 Hp de 2 y 4 polos tenemos lo siguiente:

- I. Los cálculos con ANSI para el primer motor son el doble que para el segundo motor, 0.2856 contra 0.1428. (Estos deben ser multiplicados por un factor S de la tabla 5.1 para poder comparar los resultados con IEC) Esto es también por que previo a la impedancia utilizamos los factores de multiplicación 1.5 y 3, respectivamente de la tabla 5.6.
- II. Las corrientes interruptivas simétricas están dadas por la Ec. 6.30 (IEC)
- III. El resultado con ANSI para el motor de 2 polos con un tiempo de separación de contactos de 3 ciclos es ligeramente mayor, 0.2856 kA contra 0.2308 kA en IEC.

Hay una diferencia en el decremento de las corrientes a 2 y 3 ciclos en los cálculos de ANSI e IEC después de que las corrientes de ANSI son multiplicadas por el factor 1.1 o 1.2 (factor S) para tomar en cuenta la asimetría y comparar éstas con las corrientes de IEC. Por ejemplo, para el motor de 4 polos la corriente asimétrica interruptiva con ANSI para un tiempo de separación de contactos de 3 ciclos es 0.1428 kA que multiplicada por el factor 1.1 de la tabla 5.1 da como resultado 0.1571 kA comparado con 0.2007 kA en IEC.

8 CONCLUSIONES

Los procedimientos de IEC requieren significativamente modelos más detallados del sistema de potencia que contribuyen con corrientes de corto circuito que ANSI sin embargo, ambos no excluyen la posibilidad de métodos alternos siempre y cuando estos proporcionen al menos la misma precisión.

Las norma de IEC 60909 proporciona procedimientos para determinar las corrientes de corto circuito que son utilizadas como una base para la selección de fusibles, ajuste de protección de dispositivos y para la protección de arranque de motores.

Para motores asíncronos, ANSI requiere información sobre la capacidad en Hp y las rpm del motor, para determinar el factor de multiplicación de la reactancia subtransitoria. Las normas de IEC requieren información sobre la capacidad de la potencia real por par de polos para determinar los decrementos.

Para máquinas asíncronas IEC requiere información adicional como el factor de potencia (para determinar el factor de corrección de la máquina K_G), el tipo de excitación (para obtener la corriente en estado estable)

La unidad generadora de potencia consiste de un generador y un transformador tratados como una sola entidad mientras que, ANSI considera por separado cada uno de estos elementos.

Voltajes de prefalla

Normalmente las normas de ANSI realizan los cálculos de falla con un voltaje nominal de 1.0 p. u. Si el voltaje de operación es menor o mayor que la capacidad máxima del voltaje interruptor, la capacidad de los interruptores puede ser ajustada con el rango del factor de corrección para impedancias (factor K)

La norma de IEC requiere el uso de un factor de voltaje c (tabla 6.2), esta tabla especifica factores de voltaje los cuales varían de acuerdo al nivel del voltaje del sistema a analizar y, son utilizados para determinar la máxima o mínima corriente de corto circuito. El uso de este factor toma en cuenta el peor caso de las condiciones del voltaje de prefalla, el efecto de las derivaciones del transformador y el efecto de todas las capacitancias de línea y las admitancias en paralelo de las máquinas no rotatorias excepto para aquellas de secuencia cero del sistema.

Configuración de redes

Las normas de ANSI no hacen referencia directa sobre las diferencias en el cálculo de corrientes de corto circuito en sistemas radiales y en sistemas en anillo. Las normas de IEC hacen énfasis en distinguir entre una corriente de corto circuito que fluye a través de una red con malla y una red sin malla. Cuando las contribuciones son alimentadas por una red sin malla, las contribuciones simplemente se suman para determinar la corriente total de corto circuito. Para contribuciones que fluyen a través de una red con malla, esta norma permite tres diferentes métodos para el cálculo (métodos A, B o C) Estos métodos de corrección son utilizados para determinar la corriente pico de corto circuito y la de c. d.

Para cálculos de corrientes de corto circuito con la norma IEEE Std C37.010-1999 (Revision of IEEE Std C37.010-1979) únicamente es aplicable para niveles de 1000 V hasta 34.5 kV (medio voltaje), de 34.5 kV hasta 230 kV (alto voltaje) y para voltajes mayores a 230 kV (extra alto voltaje), no se consideran voltajes de 0 V a 1000 V (bajo voltaje) estos voltajes los cubre la norma ANSI/IEEE C37.013-1981. Por otro lado, los procedimientos de IEC aplican para niveles de 100V hasta 1000 V (bajo voltaje), > 1 kV hasta 35 kV (medio voltaje) y de 35 kV hasta menos de 550 kV (alto voltaje), para los sistemas de voltaje de 550 kV o mayores se necesitan consideraciones especiales.

Corrientes de corto circuito ANSI e IEC

El método para determinar las corrientes de corto circuito con normas ANSI requiere soluciones de redes separadas: a) impedancias de bajo voltaje; b) impedancias momentáneas de medio y alto voltaje; y c) impedancias interruptivas de medio y alto voltaje. Cada una de estas tres redes es diferente también, recomienda la solución de redes de resistencia y reactancia por separado para determinar la relación X/R para los cálculos de las redes momentánea e interruptiva. Es importante notar que como el tiempo de apertura de los interruptores es incrementado, las normas de ANSI requieren un rango de interrupción mayor.

Para el cálculo de la corriente de corto circuito con las normas IEC, se calcula la corriente simétrica inicial rms de corto circuito I_k'' , la red incluye todas las fuentes de contribución. Esta corriente I_k'' es importante para todas las demás corrientes a analizar.

Fallas locales o remotas (ANSI) y fallas cercanas o lejanas (IEC)

ANSI no toma en cuenta los motores de inducción y motores síncronos durante el cálculo de las corrientes interruptivas para fallas locales. Para los generadores en ANSI, si la ubicación de la corriente de corto circuito tiene más de dos transformaciones o si la reactancia entre el generador y la ubicación del punto de falla es mayor de 1.5 veces la reactancia del generador, la falla se considera remota; de otra manera es considerada falla local.

Las normas de ANSI proporcionan curvas con decrementos de c. a. y c. d. así, como también curvas que incluyen únicamente decrementos de c. d. para determinar los factores de multiplicación para determinar la corriente de corto circuito asimétrica. Este factor se elige determinando la contribución de las fuentes ya sean locales o remotas. Actualmente, ANSI sugiere que la relación de contribuciones de fallas remotas a las contribuciones totales (NACD) sea utilizada una interpolación entre las curvas con sólo decremento de c. d. y las curvas con decrementos de c. a. y c. d. para determinar un factor con mayor exactitud.

Por otra parte IEC analiza la magnitud de I_k'' de cada fuente de contribución individual a la ubicación del corto circuito. Para calcular las corrientes de interrupción todos los motores son considerados cercanos, si la suma de corrientes I_{kG}'' excede el 5% de la corriente I_k'' total sin motores. Las máquinas síncronas son consideradas cercanas si su corriente I_{kG}'' es mayor que dos veces su capacidad de corriente. De otra manera todas las máquinas síncronas son consideradas lejanas.

Para obtener la corriente simétrica en ANSI basta tener una corriente base y la reactancia en el punto de falla. Mientras que para IEC es necesario conocer la relación X/R la cual depende de la Ec. 6.18; es necesario además, un factor de corrección K_G o K_M para así obtener una impedancia corregida.

Aplicando la ley de Ohm obtenemos una corriente la cual se multiplica por la corriente base obteniendo así la corriente simétrica a primer ciclo. El cálculo de I_k'' en IEC se basa en la aproximación por el método de superposición en la cuál desprecia el estado previo de las fallas y considera una fuente de voltaje equivalente, cU_n , con la cual se obtiene una mayor precisión pero, utilizando factores de corrección. Lo anterior ya que el factor de voltaje c asume diferentes valores de acuerdo al nivel del voltaje del sistema en estudio, esto nos ayuda a determinar la máxima corriente de corto circuito en el punto de falla.

Además, en IEC se hace una distinción entre un sistema radial y uno de malla en el primero, la corriente total de corto circuito es calculada de una manera simple sin embargo, es más conservativa ya que es la suma algebraica (en lugar de la suma vectorial) para todas las contribuciones conectadas al punto de falla; por otro lado, en el caso de sistemas con malla este método no es posible y un procedimiento diferente debe tomar lugar.

Para obtener la corriente pico en ANSI basta obtener el factor de corrección de la Ec. 5.6 y la corriente simétrica de primer ciclo. Para IEC es necesario distinguir dos casos un sistema radial y uno de malla. En el caso de un sistema radial i_p es la suma de las contribuciones de todas las corrientes pico que convergen al punto de falla, cada fuente de contribución de corriente pico es calculada como una función de la corriente I_k'' donde i_p se calcula con la Ec. 6.6 en la cual aplicamos un factor κ de corrección y la corriente simétrica a primer ciclo, el coeficiente κ depende de la relación X/R . En el caso de un sistema con malla como el comportamiento de la corriente de corto circuito en cada trayectoria depende de los parámetros del circuito derivado, IEC sugiere tres métodos aproximados (A, B o C) para calcular la relación X/R equivalente para la determinación directa de i_p .

Para la corriente interruptiva a dos y tres ciclos, en ANSI utilizamos la corriente simétrica junto con las gráficas de las Figs. 5.8, 5.9 o 5.10 dependiendo del método utilizado. Se utilizan además, los factores de multiplicación indicados en la tabla 5.6. mientras que, para IEC la corriente interruptiva I_b se calcula con la corriente simétrica y las Ecs. 6.14 y 6.15 En el caso de un corto circuito alejado del generador e independientemente de la estructura de la red en IEC se cumple que $I_b = I_k'' = I_k$.

Por otra parte, en el caso de corto circuitos cercanos al generador es necesario distinguir entre sistemas radiales o con malla; para el primero I_b es expresada como la suma de diferentes contribuciones i_b donde, estas se calculan con la Ec. 6.14 o 6.30. Para el caso de sistemas con malla se puede asumir que $I_b = I_k''$ de acuerdo a una aproximación conservativa de la siguiente Ec. $i_{basim} = \sqrt{i_b^2 + i_{cd}^2}$ donde i_{cd} es calculada de acuerdo a la Ec. $i_{cd} = \sqrt{2}I_k'' e^{-\alpha t/(X/R)}$ en el instante t_m igual que para i_b . El valor de la relación X/R es calculado de diferente manera dependiendo de, si es un sistema radial o un sistema con malla. Para una estructura radial $i_{cd} = \sum i_{cd}$ donde cada circuito derivado aplica su propia relación X/R . Para el caso de estructuras con malla la i_{cd} es calculada con la Ec. $i_{cd} = \sqrt{2}I_k'' e^{-\alpha t/(X/R)}$ donde la relación equivalente X/R puede ser calculada utilizando uno de los métodos B o C adoptados para calcular i_p .

Cálculo de I_k (corriente rms en estado estable) dos procedimientos diferentes son considerados en el caso de fallas alejadas o cercanas al generador en el primer procedimiento se asume que $I_k = I_k''$ mientras que en el otro procedimiento varios parámetros afectan el comportamiento de la corriente que deben ser tomados en cuenta: la saturación de circuitos magnéticos, el tipo de excitación y voltaje máximo, regulador automático de voltaje, tipo de máquina (turbogenerador o generador de polos salientes)

En el caso de IEC para las corrientes de falla cercanas al generador en sistemas con malla no se toma en cuenta la contribución de corriente de los motores.

Las normas de ANSI e IEC dan resultados que están sobreestimados, en general esta sobreestimación es menor en ANSI. Así mismo, aunque las metodologías de las dos normas están basadas en las aproximaciones en estado estable del fenómeno de corto circuito, estos son diferentes. El método de ANSI está más orientado a dimensionar y seleccionar los dispositivos de interrupción, mientras que el de IEC proporciona directrices para el cálculo de corrientes de corto circuito. En IEC, en algunos casos el método es más ponderable que los procedimientos de ANSI, las hipótesis y las consideraciones son más numerosas y detalladas en IEC que en ANSI así, en las normas de IEC se requiere mayor información y más ecuaciones y la posibilidad de despreciar las contribuciones de corriente de corto circuito de los motores. Las normas o estándares de ANSI presentan una solución más empírica pero eficiente. Los resultados confirman que ambas normas proporcionan soluciones satisfactorias de corriente de corto circuito las cuales, en la mayoría de las veces se encuentran en una región de seguridad.

Otra diferencia que se observa durante la selección de equipo cuando el cálculo se realiza con la norma de ANSI es que el equipo se calcula al 80% de su capacidad nominal, mientras que para IEC se hace al 100% esto probablemente debido a que la mayoría de los cálculos obtenidos con ANSI son un poco menores que los obtenidos con IEC, con lo cual en IEC nos permite seleccionar equipos con una capacidad mayor y así poder utilizarlos al 100%.

BIBLIOGRAFÍA

1. Short Circuit Current Calculations for industrial And Comercial Power Systems
General Electric Co.
2. IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for industrial Plans
IEEE Std. 141-1993
3. IEEE Recommended Practice for Electric Power Systems in Commercial Buildings
IEEE Std. 241-1990
4. Industrial Power System Handbook
Donald Beeman
Mc Graw-Hill Co.
5. Analysis of Faulted Power Systems
Paul M. Anderson
Iowa State University Press
6. IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding
IEEE Std. 80-2000
7. Symmetrical Components for Power Systems Engineering
J. Lewis Blackburn
Marcel Dekker, Inc.
8. High Voltage Circuit Breakers Desing and Applications
Ruben D. Garzon
Marcel Dekker, Inc
9. IEEE Application Guide for AC High-Voltage Circuits Breakers Rated on a Symmetrical Curret Basis
IEEE Std. C37.010-1999
10. IEC 60909-0
Short - Circuit Currents in Three-Phase A.C. Systems Part 0 : Calculation of Currents
11. Diseño de Subestaciones Eléctricas
Ing. José Raúl Martín
12. Redes Eléctricas Segunda Parte
Ing. Jacinto Viqueira Landa
Presentaciones y Servicios de Ingeniería
13. Curso de Preparación para examen de ingenieros 1979, en la Cia. De Luz y Fuerza del Centro, S.A
Ing. Leopoldo Escamilla Mendez
14. Power System Analysis Short-Circuit Load Flow and Harmonics
J. C. Das
Marcel Dekker, Inc

ANEXO

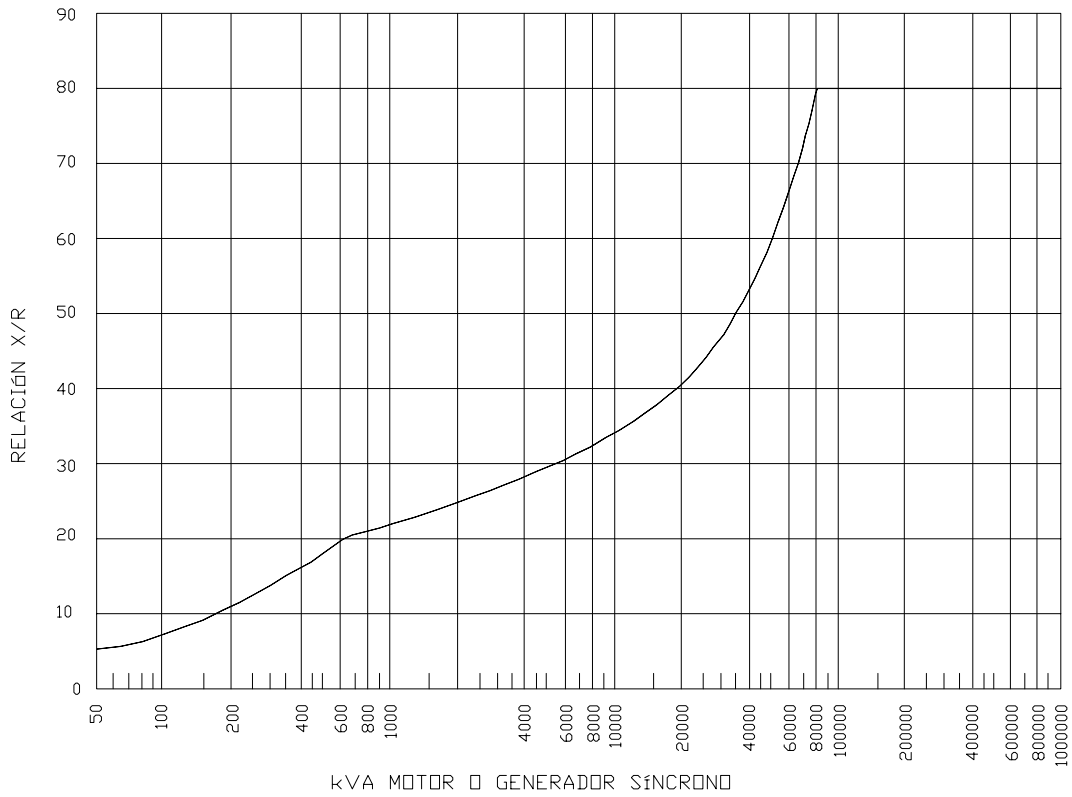


FIG. A-1 RELACIÓN TÍPICA DE X/R PARA GENERADORES Y MOTORES SÍNCRONOS BASADOS EN SU CAPACIDAD EN KVA

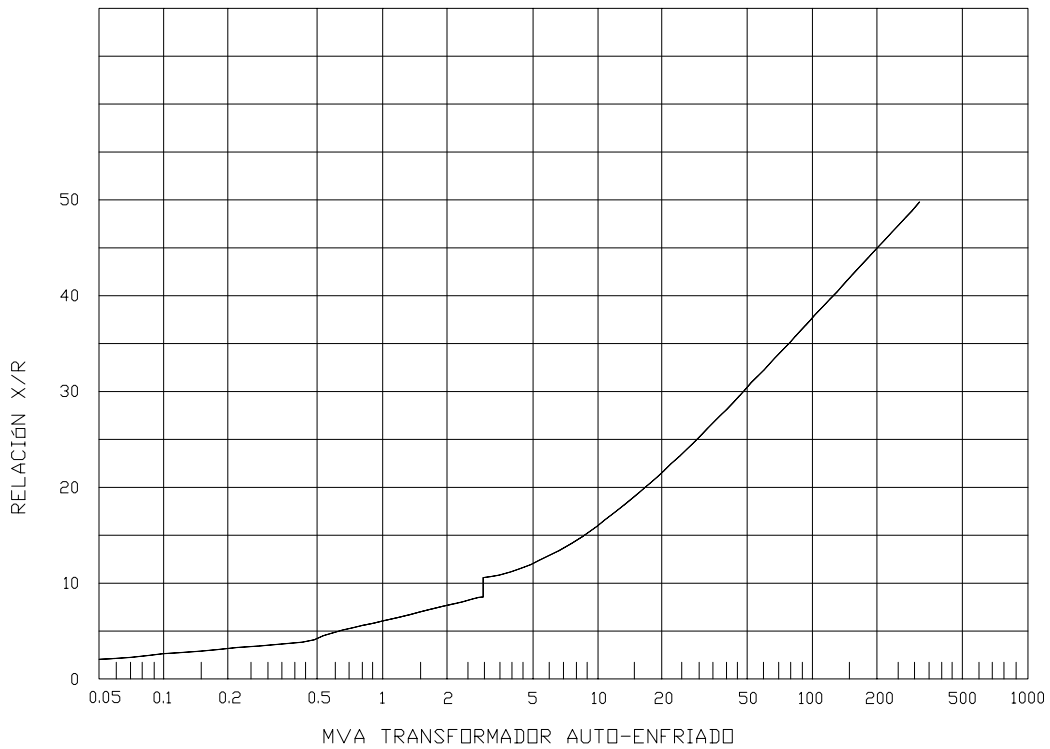


FIG. A-2 RELACIÓN TÍPICA DE X/R PARA TRANSFORMADORES AUTO-ENFRIADOS BASADOS EN SU CAPACIDAD EN MVA

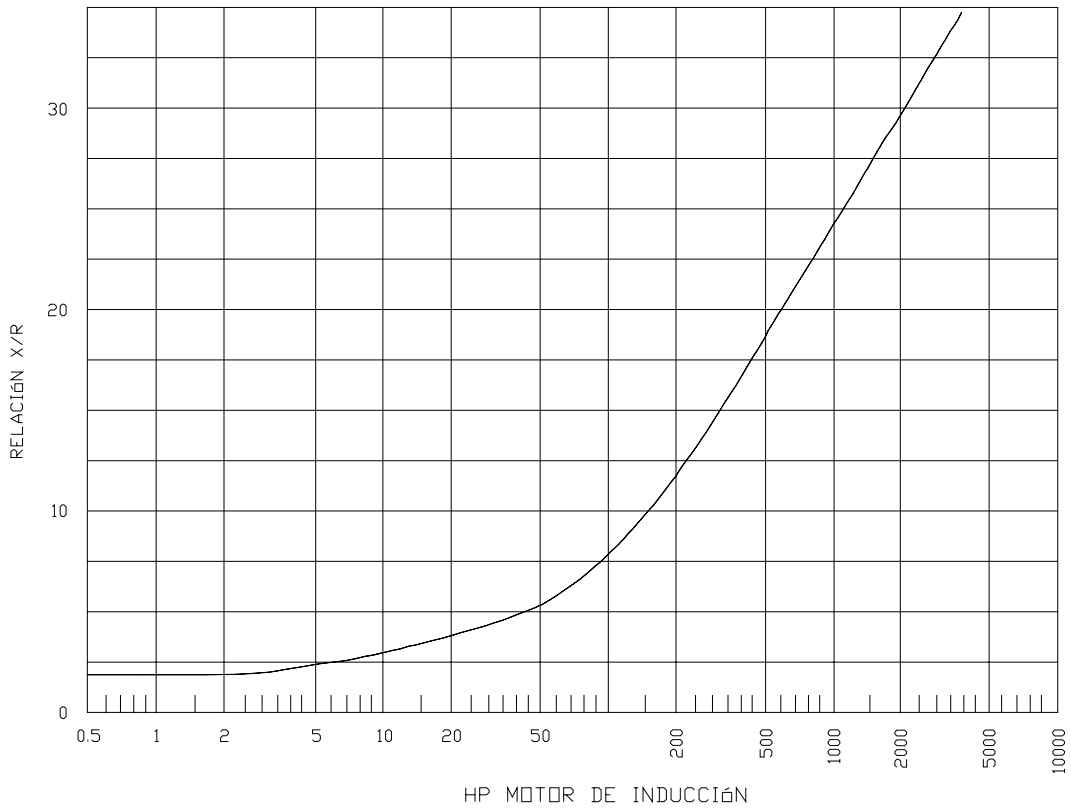


FIG. A-3 RELACIÓN TÍPICA DE X/R PARA MOTORES DE INDUCCIÓN BASADOS EN SU CAPACIDAD EN HP