

**METODOLOGIA PARA EL CÁLCULO DE LAS CORRIENTES DE
CORTOCIRCUITO**

RAUL DE JESUS AGUAS RAMOS

ARIEL NICANOR BUELVAS BERROCAL

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLÍVAR

FACULTAD DE INGENIERÍAS

PROGRAMAS DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CARTAGENA DE INDIAS D. T. Y C.

2011

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN	11
1. BASES TEÓRICAS.....	12
1.1. Corrientes de cortocircuito.....	12
1.1.1. Características de la corriente de cortocircuito.	15
1.2. Tipos de fallas por cortocircuitos en sistemas de potencia.....	18
2. PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DE CORTOCIRCUITOS.....	20
2.1. Diagrama Unifilar	20
2.2. Diagrama de impedancias.....	21
2.3. Sistema Por Unidad.....	22
3. MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO.....	25
3.1. Cálculo de cortocircuitos según normas ANSI/IEEE	25
3.1.1. Corrientes Simétricas.	25
3.1.2. Corrientes Asimétricas.	25
3.1.3. Corriente de Retardo vs. Corriente de Estado Permanente.	25
3.1.4. Corriente Pico.	25
3.1.5. Corriente Inicial de Cortocircuito.	26
3.1.6. Voltaje de Prefalla.	26
3.1.7. Norma ANSI/IEEE c37.010 – 1979.	27
3.2. Cálculo de cortocircuitos según la norma IEC 60909	30
3.2.1. Definición de las diferentes corrientes de cortocircuito.	30
3.2.1.1. Corriente de cortocircuito simétrica inicial (I_k'').	30
3.2.1.2. Valor de cresta de la corriente de cortocircuito.	30
3.2.1.3. Corriente de cortocircuito simétrica de corte (I_b).	32
3.2.1.4. Corriente de cortocircuito permanente (I_k).	33
3.2.2. Procedimiento para el cálculo de cortocircuito de acuerdo a la norma IEC 60909. .	35
3.2.2.1. Influencia de la distancia de separación entre la falla y el generador.	38
4. CASO ESTUDIO	39
4.1. Actualización del diagrama unifilar del sistema.....	39
4.2. Condiciones de operación del SEP de UTB.....	41
4.3. Consideraciones y simplificaciones hechas para el cálculo de los niveles de cortocircuito	41

4.4. Implementación y características del software DigSilent para el Cálculo de Corrientes de cortocircuito	42
4.4.1. Ecuaciones frecuentemente utilizadas por las herramientas de software para la modelación del sistema eléctrico.	43
4.4.2. Guía para cálculo de cortocircuito mediante el uso del software DigSilent.	50
5. ANALISIS DE LOS RESULTADOS	58
5.1. Análisis de los Resultados.	64
CONCLUSIONES	67
BIBLIOGRAFIA	70

LISTADO DE TABLAS

Pág.

<i>Tabla 1. Valores del factor de tension “C” (IEC 60909).....</i>	<i>36</i>
<i>Tabla 2. Valores de las corrientes de cortocircuito en función de las impedancias directas, inversa y homopolar de una red (IEC 60909).</i>	<i>37</i>
<i>Tabla 3. Corrientes de cortocircuito monofásico mínimas y máximas en cada barra del sistema</i>	<i>59</i>
<i>Tabla 4. Corrientes de cortocircuito bifásicas mínimas y máximas en cada barra del sistema</i>	<i>61</i>
<i>Tabla 5. Corrientes de cortocircuito trifásico mínimas y máximas en cada barra del sistema.</i>	<i>62</i>
<i>Tabla 6. Intervalos de cortocircuito en cada barra del sistema.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabla 7. Barrajes con los valores más altos de cortocircuito.....</i>	<i>68</i>

LISTADO DE FIGURAS

Pág.

<i>Figura 1. Analogía entre las corrientes de cortocircuito y el flujo de agua en una planta hidroeléctrica.</i>	<i>12</i>
<i>Figura 2. Contribuciones de varias fuentes a la corriente de cortocircuito</i>	<i>14</i>
<i>Figura 3. Efecto de asimetría en la corriente de cortocircuito</i>	<i>17</i>
<i>Figura 4. Corrientes de cortocircuito simétricas de algunas fuentes.</i>	<i>18</i>
<i>Figura 5. Diagrama Unifilar UTB</i>	<i>21</i>
<i>Figura 6. Curva para calcular factor k</i>	<i>31</i>
<i>Figura 7. Factor μ para el cálculo de la corriente de cortocircuito de corte I_b</i>	<i>32</i>
<i>Figura 8. Factores $\lambda_{\text{máx}}$ y $\lambda_{\text{mín}}$ para generadores.</i>	<i>34</i>
<i>Figura 9. Diagrama Unifilar de la UTB en DigSilent</i>	<i>40</i>
<i>Figura 10. Relación X/R para motores de Inducción</i>	<i>45</i>
<i>Figura 11. Tabla 64(d) de la IEEE 241-1990.....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 12. Tabla 64(c) de la IEEE 241-1990</i>	<i>47</i>
<i>Figura 13. Normas que definen las condiciones de operación.</i>	<i>50</i>
<i>Figura 14. Selección del método a utilizar</i>	<i>51</i>
<i>Figura 15. Selección del tipo de falla.....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 16. Selección del tipo de corriente de cortocircuito a calcular.....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 17. Cortocircuito lejos del generador.....</i>	<i>53</i>

<i>Figura 18. Cortocircuito cerca del generador</i>	<i>53</i>
<i>Figura 19. Selección del tiempo de interrupción y despeje.</i>	<i>54</i>
<i>Figura 20. Selección del Factor de Tensión.</i>	<i>55</i>
<i>Figura 21. Selección del Tipo de Falla</i>	<i>56</i>
<i>Figura 22. Selección del Tipo de corriente de cortocircuito.</i>	<i>57</i>

INTRODUCCIÓN

El análisis de cortocircuito se fundamenta en el cálculo o determinación de las magnitudes de las corrientes de falla y los aportes de cada uno de los elementos a esta falla, características que permiten el diseño de interruptores, calibración y ajuste de los mecanismos de protección.

La corriente de cortocircuito del sistema, permite establecer las características de los elementos de protección que deberán soportar o cortar la corriente de falla, por lo que es necesario realizar el cálculo para cada uno de los niveles de tensión del sistema. Estas corrientes pueden producir daños térmicos o mecánicos, por lo que es necesario aislar lo más pronto posible la falla, mediante la apertura de los interruptores correspondientes.

Desde el punto de vista eléctrico, un cortocircuito es la conexión accidental o intencionada, mediante una resistencia o impedancia relativamente baja, de dos o más puntos de un circuito que está operando en condiciones normales a voltajes diferentes. Un cortocircuito origina aumentos bruscos en las corrientes que circulan por el sistema, ocasionando daños al equipamiento existente. Algunos de los incidentes más graves por cortocircuitos en la red eléctrica son debidos a la caída de un rayo en una línea de transmisión, el incendio de un transformador, la inundación de una subestación, etc.

El objetivo principal de esta monografía, es identificar algunas metodologías para el cálculo de corrientes de cortocircuitos y además, plantear el uso del software DlgSilent para el estudio y cálculo de fallas eléctricas en un caso práctico.

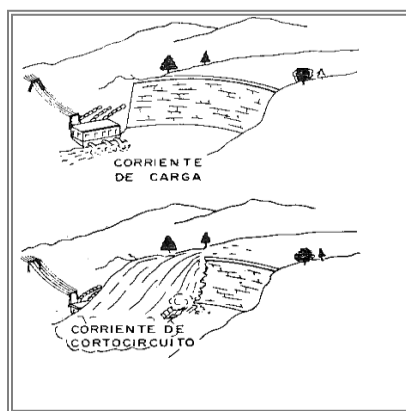
1. BASES TEÓRICAS

1.1. Corrientes de cortocircuito

Un cortocircuito es un fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos puntos entre los cuales existe una diferencia de potencial se ponen en contacto entre sí, caracterizándose por elevadas corrientes circulantes hasta el punto de falla.

Las corrientes de cortocircuito podrían considerarse análogas al flujo de agua en una planta hidroeléctrica (figura 1). La cantidad de agua que fluye en condiciones normales depende de la carga de las turbinas. En este caso, dentro de los límites razonables, no sería de mayor importancia que el reservorio sea grande o pequeño. Este flujo de agua sería comparable al flujo de corriente eléctrica de carga en un sistema de distribución eléctrico, como por ejemplo el de un edificio.

Figura 1. Analogía entre las corrientes de cortocircuito y el flujo de agua en una planta hidroeléctrica.



Fuente: Estudio de protecciones, Edificio Sede. Jantesa, 1979.

Por otra parte, si la represa se rompe, la cantidad de agua que fluirá dependerá de la capacidad del reservorio, y tendrá muy poca relación con la carga de las turbinas. En este caso sí tiene mucha importancia que el reservorio sea grande o

pequeño (capacidad de almacenamiento de agua). Esta capacidad de almacenamiento de agua se asocia con la capacidad de potencia eléctrica que puede entregar la empresa que suministra energía eléctrica al edificio en caso de un cortocircuito.

Al igual que el flujo de agua en la planta hidroeléctrica, la corriente eléctrica de carga produce trabajo útil, mientras que la corriente de cortocircuito produce efectos destructivos.

La magnitud de la corriente que fluirá a través de un cortocircuito depende principalmente de dos factores:

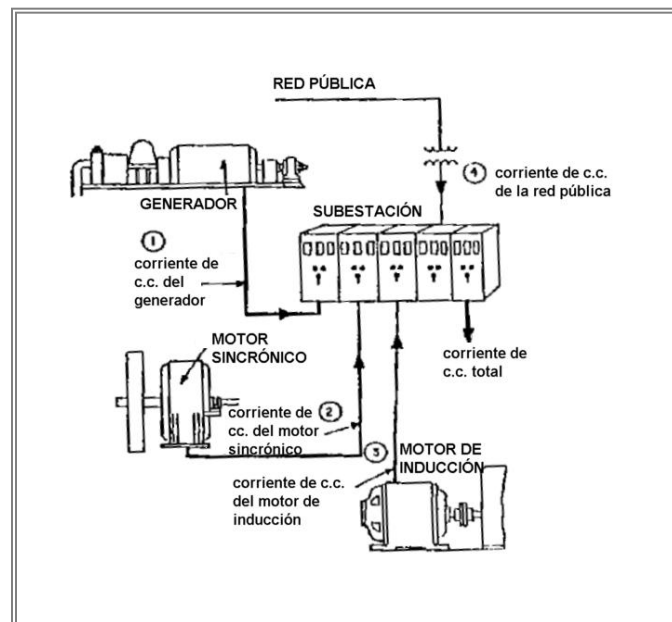
- ✓ Las características y el número de fuentes que alimentan al cortocircuito.
- ✓ La oposición o resistencia que presente el propio circuito de distribución.

Las fuentes principales de corrientes de cortocircuito son los generadores existentes en el sistema de potencia local y la generación remota de la red que le suministra energía eléctrica (red pública), sin embargo, los motores sincrónicos y de inducción que antes de la falla representaban una carga para el sistema, en condiciones de cortocircuito, se comportan como generadores durante un tiempo relativamente corto. La contribución de estas fuentes se observa en la figura 2 (Pág. 14).

La oposición que presenta el propio circuito de distribución al flujo de la corriente de cortocircuito se denomina “impedancia” en términos eléctricos y depende de la configuración del sistema eléctrico, y se calcula a partir de la impedancia de cada uno de los componentes del sistema.

Otro de los factores que influyen sobre la magnitud de la corriente de cortocircuito son el momento, tipo y ubicación de la falla.

Figura 2. Contribuciones de varias fuentes a la corriente de cortocircuito



Fuente: IEEE 241-1990

Entre las causas más frecuentes de cortocircuitos a nivel de instalaciones comerciales e industriales podemos mencionar las debidas a la ruptura o debilitamiento del aislamiento de conductores y/o equipos y los producidos por agentes ambientales.

Los efectos de las corrientes de cortocircuitos son muy variados, pero los más importantes son el debido al efecto Joule (calentamiento de los equipos eléctricos debido a la gran circulación de corriente), esfuerzos electromecánicos en las máquinas eléctricas y destrucción física del lugar de la falla cuando se producen grandes arcos eléctricos. De los efectos de las fallas por cortocircuito, el más notorio es la interrupción del suministro eléctrico debido a la necesaria apertura del circuito eléctrico por parte de los dispositivos de protección para despejar la falla y evitar mayores daños en el sistema.

Aún cuando se diseñe muy cuidadosamente un sistema de potencia, este estará siempre expuesto al daño que puedan causar flujos de corriente en condiciones de

cortocircuito tales como sobrecalentamientos y arcos eléctricos destructivos. Para asegurar que los equipos de protección puedan aislar fallas rápidamente y minimizar el daño de cada uno de los componentes del sistema de potencia y el riesgo del personal, el estudio de corrientes de cortocircuito debe ser incluido en el diseño de los sistemas de potencia y también cuando se hagan modificaciones a los sistemas existentes.

1.1.1. Características de la corriente de cortocircuito.

El proceso que ocurre en el sistema de potencia al producirse una falla causada por un cortocircuito es esencialmente de carácter transitorio. La corriente en régimen normal es una onda sinusoidal a 60Hz de frecuencia y amplitud constante, no así cuando sucede un cortocircuito. La forma de onda en este caso sigue teniendo una forma sinusoidal a 60Hz pero va decreciendo exponencialmente desde un valor inicial máximo hasta su valor en régimen estacionario (ver Figura 3, pág. 17, corriente total).

Para estudiar el sistema en este estado transitorio se divide el período de ocurrencia de la falla en una serie sucesiva de intervalos “casi estacionarios” los cuales son el período subtransitorio, transitorio y estacionario o permanente, y se aplica el concepto de impedancia para determinar la corriente correspondiente a cada uno de estos estados o intervalos.

La aplicación del concepto de impedancia se ve plasmada en la asignación de impedancias variables con el tiempo a las máquinas rotativas las cuales son las fuentes de corriente de cortocircuito. En las máquinas rotativas de corriente alterna generalmente la impedancia puede modelarse como una reactancia inductiva debido a la naturaleza inductiva de sus arrollados, por lo que generalmente se consideran tres reactancias (X) asociadas a cada uno de los intervalos en los que se divide la falla:

- ✓ **La reactancia subtransitoria X_d''** que es la reactancia aparente del arrollado del estator en el instante del cortocircuito y determina el flujo de corriente en los primeros 30 ciclos (hasta $\frac{1}{2}$ segundo) aproximadamente.
- ✓ **La reactancia transitoria X'** que determina la corriente durante el período siguiente al subtransitorio y abarca el rango de tiempo entre $\frac{1}{2}$ y 2 segundos después de la ocurrencia del cortocircuito.
- ✓ **La reactancia sincrónica X_d** , la cual determina el flujo de corriente cuando se establece el período estacionario.

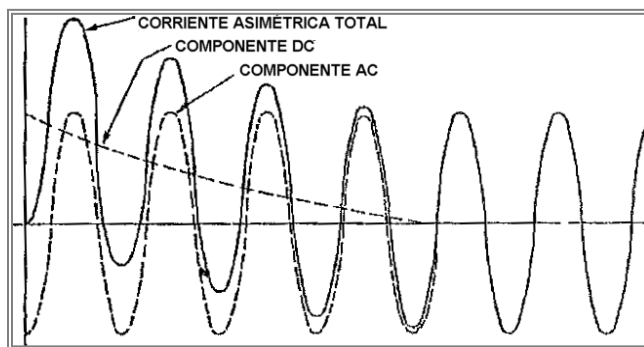
Dependiendo de la magnitud y desfase en el tiempo entre las ondas de tensión y corriente de un sistema en el instante del cortocircuito, la corriente de falla puede presentar características de asimetría (ver figura 3) con respecto al eje normal de la corriente; en general esto ocurre cuando la onda de tensión normal se encuentra en un valor distinto a su pico máximo en el momento de ocurrencia de la falla. Para producir la máxima asimetría el cortocircuito siempre debe ocurrir cuando la onda de tensión se encuentre pasando por cero (magnitud cero). En un sistema trifásico balanceado (con tres tensiones desfasadas 120°), la máxima corriente asimétrica ocurre solamente en una de las fases del sistema (cualquiera de las tres).

La asimetría de la corriente de cortocircuito surge debido a que bajo las condiciones explicadas anteriormente, la corriente que fluye tiene dos componentes: el componente de corriente alterna (componente ac) y un componente de corriente directa (componente dc) tal como ocurre en los circuitos RL de corriente alterna. Este componente dc decrece a medida que pasa el tiempo ya que su energía se disipa en forma de calor por la resistencia del circuito (efecto Joule). Motivado a esto, la rata de decrecimiento es inversamente proporcional a la relación entre la resistencia y reactancia del circuito (X/R) (entre más baja es la relación X/R , más rápido es el decrecimiento). Por ejemplo, en sistemas de baja

tensión, la relación X/R generalmente es baja (menor a 15) por lo que la componente dc decae a cero en un rango entre 1 y 6 ciclos dependiendo del caso.

Como se observa en la figura 3, el valor máximo de la corriente asimétrica ocurre cerca del medio ciclo a partir del instante del cortocircuito.

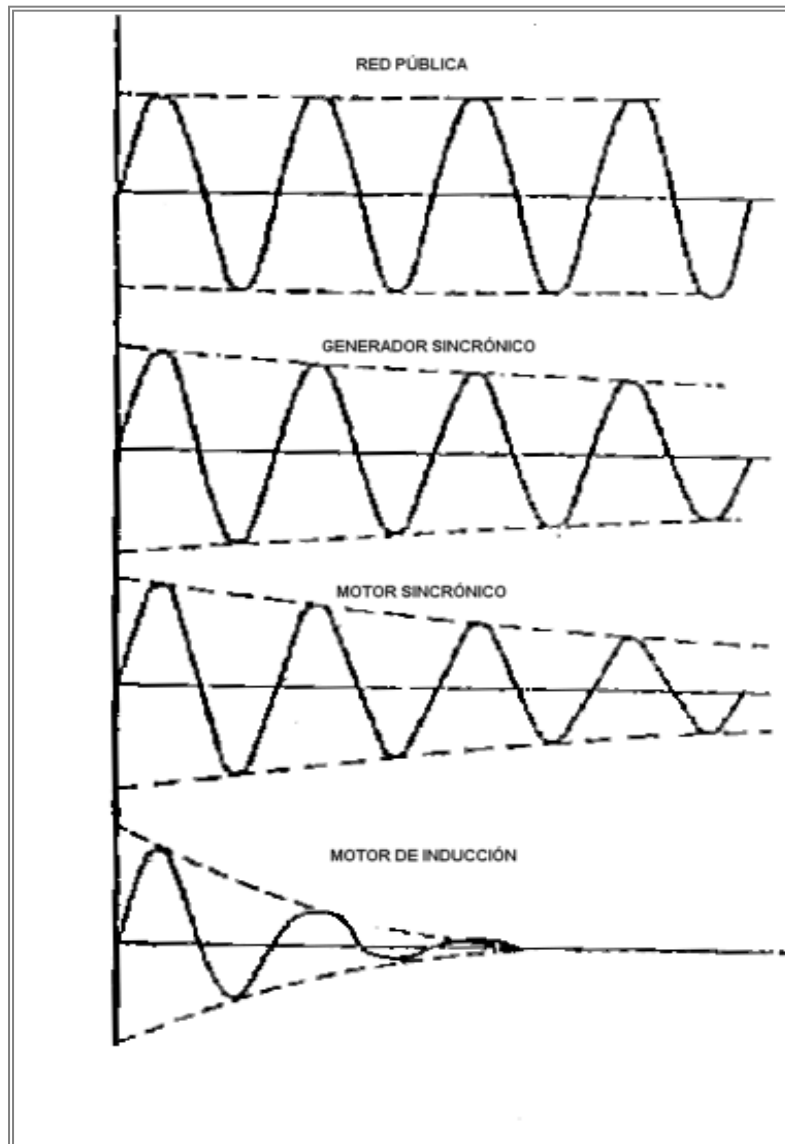
Figura 3. Efecto de asimetría en la corriente de cortocircuito



Fuente: IEEE 241-1990

Como se dijo anteriormente, las corrientes de cortocircuito tienen varias fuentes, las cuales contribuyen en forma diferente dependiendo de su naturaleza. La forma en que las distintas fuentes alimentan al cortocircuito se muestra en la figura 4. A causa de que las corrientes de las máquinas rotativas decrecen a medida que se reduce el flujo después del cortocircuito, la corriente de cortocircuito total decae con el tiempo. Considerando solamente la parte simétrica de la corriente de cortocircuito, la magnitud es máxima en el primer medio ciclo luego del cortocircuito y de un valor más bajo unos pocos ciclos después. Nótese que el componente del motor de inducción desaparecerá completamente luego de uno o dos ciclos, exceptuando los motores más grandes en la cual se puede presentar por más de cuatro ciclos.

Figura 4. Corrientes de cortocircuito simétricas de algunas fuentes.



Fuente: IEEE 241-1990

1.2. Tipos de fallas por cortocircuitos en sistemas de potencia

Se produce un cortocircuito en un sistema de potencia, cuando entran en contacto, entre sí o con tierra, conductores energizados correspondientes a distintas fases. Normalmente las corrientes de cortocircuito son muy elevadas, entre 5 y 20 veces el valor máximo de la corriente de carga en el punto de falla. Los cortocircuitos se pueden clasificar en simétricas (balanceadas) y asimétricas

(desbalanceadas). En las fallas simétricas la corriente de las tres fases del sistema son iguales en el instante del cortocircuito. Entre ellas tenemos:

- ✓ **Cortocircuito trifásico:** Se ponen en contacto las tres fases en un mismo punto del sistema. Es el cortocircuito más severo en la mayoría de los casos.
- ✓ **Cortocircuito trifásico a tierra:** Se ponen en contacto las tres fases y tierra en un mismo punto del sistema.

En las fallas asimétricas la corriente en las tres fases del sistema no es iguales en el instante del cortocircuito. Entre ellas tenemos:

- ✓ **Cortocircuito bifásico (fase a fase):** Entran en contacto dos fases cualesquiera del sistema.
- ✓ **Cortocircuito bifásico a tierra (dos fases a tierra):** Entran en contacto dos fases cualquiera y la tierra del sistema.
- ✓ **Cortocircuito monofásico (fase a tierra):** Ocurre al ponerse en contacto una fase cualquiera con la tierra del sistema. Es el cortocircuito más frecuente.

2. PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DE CORTOCIRCUITOS

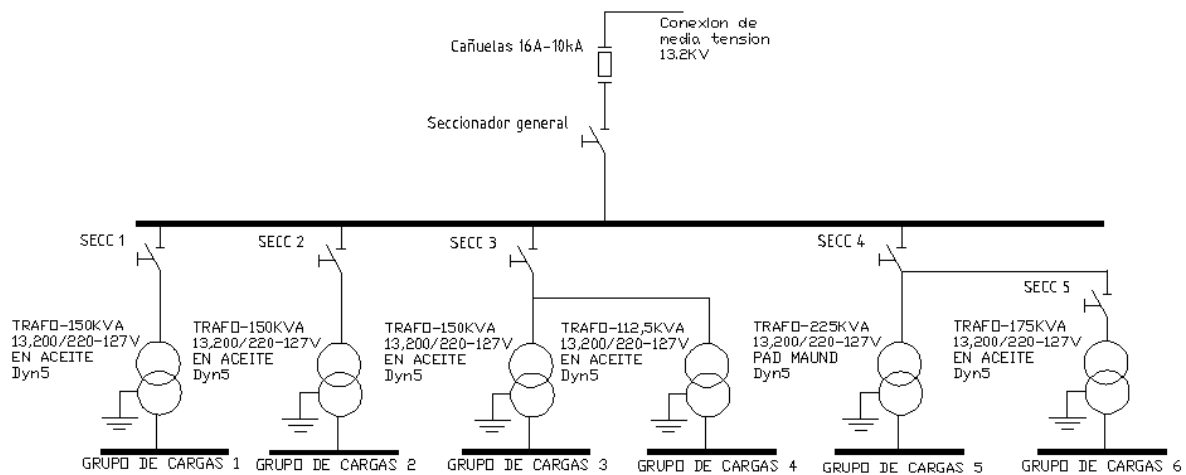
Existen varios métodos para calcular corrientes de c.c. los cuales se describirán más adelante, pero todos necesitan de una elaboración previa de un diagrama unifilar con su correspondiente diagrama de impedancias, explicados a continuación.

2.1. Diagrama Unifilar

El diagrama unifilar es la representación del sistema a ser estudiado. Resulta de la simplificación de un sistema trifásico equilibrado como un circuito monofásico, formado por una de las tres líneas y un neutro de retorno. Otra de las simplificaciones hechas es suprimir el cierre del circuito por el neutro e indicando sus partes componentes por medio de símbolos normalizados en vez de sus circuitos equivalentes.

La finalidad de un diagrama unifilar es suministrar de manera sencilla y concisa los datos más significativos e importantes de un sistema. La información que se representa en el diagrama depende del estudio que se está realizando. Por ejemplo, para estudios de cortocircuito es fundamental representar los equipos de maniobra y protección tales como interruptores, relés y fusibles.

Figura 5. Diagrama Unifilar UTB



2.2. Diagrama de impedancias

El diagrama unifilar debe transformarse en un diagrama de impedancias que muestre el circuito equivalente de cada componente del sistema referido al mismo lado de uno de los transformadores para estudiar el comportamiento en condiciones de carga o al presentarse un cortocircuito.

Los circuitos equivalentes para el estudio de cortocircuito de los distintos componentes del sistema son los siguientes:

- ✓ **Generadores y Motores:** La representación elemental de una máquina sincrónica es una fuente de tensión en serie con una impedancia. Los motores de inducción se representan igual que las máquinas sincrónicas pero se considera su contribución al cortocircuito solo en los primeros ciclos.
- ✓ **Transformadores:** Generalmente se representan por su circuito equivalente "T" ignorando su rama magnetizante.
- ✓ **Líneas de transmisión y Cables:** El circuito equivalente a utilizar depende de la longitud de la línea, usándose el modelo " π " para líneas largas y medias. las

líneas y cables cortos se representan como una resistencia en serie con una inductancia.

✓ **Cargas:** Se pueden modelar como impedancias de valor constante que consumen potencia activa y reactiva. En estudios de cortocircuito se representan como circuitos abiertos.

✓ **Sistemas externos:** Se modela por el circuito equivalente de Thévenin donde la tensión equivalente depende de las tensiones internas de los generadores y la impedancia equivalente depende del resto de elementos del sistema.

El diagrama de impedancia que se describe en esta sección se denomina diagrama de secuencia positiva, ya que representan impedancias para las corrientes equilibradas de un circuito trifásico simétrico. Como se explicará más adelante, también existen diagramas de impedancias para otras secuencias (negativa y cero), siendo en esencia iguales a los de secuencia positiva pero usando otros circuitos equivalentes.

2.3. Sistema Por Unidad

Para simplificar la elaboración del diagrama de impedancias y los cálculos de corrientes de cortocircuito, frecuentemente se transforman los valores reales de las variables e impedancias (Voltios, Amperios, Ohmios) a una nueva magnitud llamada “por unidad” (p.u.). Esta magnitud resulta de dividir el valor real de la variable entre un valor base o de referencia de la misma (un valor razonable), el cual tiene una unidad igual a la del valor real resultando un número adimensional.

$$\text{Valor base de la variable} = \frac{\text{Valor real de la variable}}{\text{Variable en P.U.}} \quad (2.1)$$

Otro sistema usado es el valor “por ciento” (%) que es igual a 100 veces el valor por unidad.

La utilización del sistema por unidad tiene muchas ventajas, entre ellas:

- ✓ Las impedancias de las máquinas rotativas y transformadores son del mismo orden independiente del tamaño de los mismos.
- ✓ Permite detectar fácilmente los errores de cálculo.
- ✓ Se reduce el empleo de la $\sqrt{3}$ en los cálculos trifásicos.
- ✓ Se evita la referencia de cantidades de uno a otro lado de los transformadores.
- ✓ Se evita el trabajo con cantidades demasiado grandes, disminuyendo los errores en el caso de usar computadores para los cálculos.
- ✓ Los fabricantes normalmente especifican las impedancias de los equipos eléctricos en por unidad o en por ciento.

Una elección arbitraria de dos cantidades (generalmente tensión y potencia) como valores bases, fijan al mismo tiempo los demás valores base necesarios (corriente, impedancia) para elaborar el diagrama a partir de las relaciones entre ellas como por ejemplo la ley de Ohm. Las ecuaciones para la impedancia base y corriente base son las siguientes:

$$Z_{Base} = \frac{V_{Base}^2}{S_{Base}} \quad (2.2)$$

$$Z_{Base} = \frac{S_{Base}}{\sqrt{3} \times V_{Base}} \quad (2.3)$$

Respetando ciertas condiciones al seleccionar los valores base (como tensión base igual a la tensión línea a línea del sistema), las leyes y relaciones eléctricas más utilizadas tales como la ley de Ohm, leyes de Kirchhoff, ley de la potencias, etc.; se cumplen igual que en un circuito monofásico de corriente alterna.

En muchos casos la impedancia en por unidad de un componente de un sistema está expresado en una base distinta que la seleccionada como base en el estudio (como en el caso de transformadores, generadores y motores), siendo necesario cambiarla a la nueva base usando la ecuación:

$$Z_{p.u. \text{ nueva}} = Z_{p.u. \text{ vieja}} \times (V_{base \text{ viejo}} / V_{base \text{ nuevo}})^2 \times (S_{base \text{ nueva}} / S_{base \text{ vieja}}) \quad (2.4)$$

Donde:

$Z_{p.u. \text{ vieja}}$ = Impedancia de placa del equipo.

$V_{base \text{ viejo}}$ = Tensión nominal del equipo.

$V_{base \text{ nuevo}}$ = Tensión base del sistema.

$S_{base \text{ viejo}}$ = Potencia nominal del equipo.

$S_{base \text{ nuevo}}$ = Potencia base del sistema.

3. MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

3.1. Cálculo de cortocircuitos según normas ANSI/IEEE

Hoy en día existen normas relativas al cálculo de cortocircuitos con el fin de especificar interruptores.

3.1.1. Corrientes Simétricas.

El ajuste de su reactancia dependiendo del tipo de máquina establece la norma.

3.1.2. Corrientes Asimétricas.

La norma recomienda que para obtener las corrientes de falla asimétricas se utilice multiplicadores aplicados a las corrientes de fallas simétricas, obtenidas de curvas parametrizadas relacionando el tiempo de apertura de los contactos del interruptor con la relación entre la reactancia y la resistencia de la red en el punto de falla.

3.1.3. Corriente de Retardo vs. Corriente de Estado Permanente.

Durante el estado de retardo la corriente de falla recibe el nombre de corriente de retardo, se recomienda modelar los generadores de la red en función de su reactancia transitoria o de su reactancia de estado permanente.

3.1.4. Corriente Pico.

Para la obtención de esta corriente la norma recomienda la aplicación de la relación entre su reactancia y resistencia (X/R).

La relación X/R se obtiene a partir de la ecuación 3.1, así:

$$\frac{X}{R} = \frac{X_c}{R_c} \times \frac{f}{f_c} \quad (3.1)$$

Donde:

f = Frecuencia del sistema

f_c = Frecuencia de la fuente equivalente

X_c = Reactancia equivalente de falla

R_c = Resistencia equivalente de falla

Con esta relación se obtiene la corriente pico a través de la corriente inicial de Cortocircuito.

3.1.5. Corriente Inicial de Cortocircuito.

Es aquella corriente que se presenta luego de iniciado el cortocircuito.

3.1.6. Voltaje de Prefalla.

La norma establece que el valor a considerar como voltaje de prefalla sea de 1 p.u. en las barras del sistema.

Las normas ANSI/IEEE C37.010 – 1979 y C37.5 – 1979 establecen métodos de cálculo de Corrientes de cortocircuito con base a valores simétricos y asimétricos respectivamente, para la especificación de interruptores de alto voltaje. Para Interruptores de bajo voltaje se utiliza la norma ANSI/IEEE C37.13 – 1981.

3.1.7. Norma ANSI/IEEE c37.010 – 1979.

Esta norma es una guía para la selección y aplicación de interruptores a nivel de alto voltaje.

Presenta dos métodos de cálculo: método simplificado E/X y el método corregido de E/X. El segundo método presenta resultados más exactos por lo tanto se enfatizará únicamente en éste.

El Método corregido de E/X llamado también “Método corregido de E/X con decrementos CA y CC” provee un planteamiento preciso para la aplicación de interruptores de alto voltaje con base a valores simétricos.

Este método determina un procedimiento para la aplicación de factores de multiplicación a los cálculos de E/X. E es el voltaje típico de prefalla (1 p.u.) y X es la reactancia equivalente vista desde el punto de falla.

La norma recomienda seguir una serie de pasos que se pueden resumir en lo siguiente:

- 1) Construcción del diagrama de impedancias con base a parámetros y datos del sistema, dados por los fabricantes ó en tablas.
- 2) Determinación del voltaje de prefalla. En general se asume $E = 1$ p.u.
- 3) Determinación de la red de reactancias dentro de los regímenes momentáneos y de interrupción. Las reactancias de interrupción se corrigen aplicando factores de multiplicación adecuados dadas por la norma y permiten construir la red de secuencia positiva, negativa y cero.

4) Determinación de la red de resistencias de interrupción de secuencia positiva, negativa y cero, a partir del diagrama unifilar. Las resistencias son modificadas por los mismos factores de multiplicación aplicados reactancias.

5) Reducción de las redes de secuencia a reactancias y resistencias equivalentes vistas desde el punto de vista de la falla.

6) Cálculo de corrientes de cortocircuito para las redes de interrupción Momentánea, en la barra bajo falla, de la siguiente manera:

✓ **Falla Trifásica:**

Régimen Momentáneo:
$$I_{CC30M} = 1,6 \times E / X_{M1} \quad (3.2)$$

Régimen de interrupción:
$$I_{CC30I} = E / X_{I1} \quad (3.3)$$

✓ **Falla Monofásica:**

Regimen Momentaneo :
$$I_{CC10M} = 1,6 \times \frac{3 \times E}{X_{M1} + X_{M2} + X_{M0}} \quad (3.4)$$

Regimen de interrupción:
$$I_{CC10I} = \frac{3 \times E}{X_{I1} + X_{I2} + X_{I0}} \quad (3.5)$$

Donde:

I_{CC30I}, I_{CC30M} : Corriente de cortocircuito trifásica de interrupción y momentánea.

I_{CC10M}, I_{CC10I} : Corriente de cortocircuito monofásica de interrupción y momentánea.

X_{M1}, X_{M2}, X_{M0} : Reactancias momentáneas de secuencia positiva, negativa y cero, respectivamente reducidas al punto de falla.

X_{I1}, X_{I2}, X_{I0} : Reactancias de interrupción de secuencia positiva, negativa y cero, respectivamente reducidas al punto de falla.

La norma indica que la selección del interruptor será apropiada si la corriente de Cortocircuito calculada multiplicada por el factor de 1.6 no excede la corriente Momentánea del interruptor, es decir, se compara con la corriente de cortocircuito Asimétrica.

7) Determinación de la razón X/R equivalente en el punto de falla para la red de interrupción como sigue:

Falla Trifásica:
$$\frac{X}{R} = X_{I1}/R_{I1} \quad (3.6)$$

Falla Monofásica:
$$\frac{X}{R} = \frac{2 \times X_{I1} + X_{I0}}{2 \times R_{I1} + R_{I0}} \quad (3.7)$$

Donde:

R_{I1} : Resistencia de interrupción y momentánea de secuencia positiva respectivamente, reducidas al punto de falla.

8) Selección del factor de multiplicación (FM) para la corrección de E/X, obtenida en 6) correspondiente a la red de interrupción.

9) Obtenido el factor FM, se multiplica a la relación E/X para tener la corriente de interrupción impuesta al interruptor.

10) Finalmente se determina la capacidad de interrupción simétrica del Interruptor con base a las características de especificación dadas.

3.2. Cálculo de cortocircuitos según la norma IEC 60909

La norma IEC 60909 (VDE 0102) se aplica a todas las redes, radiales o malladas, hasta 230 kV. Basada en el teorema de Thevenin, consiste en calcular una fuente de tensión equivalente en el punto de cortocircuito, para, seguidamente, determinar la corriente en este mismo punto. Todas las alimentaciones de la red y las máquinas sincrónicas y asíncronas se sustituyen por sus impedancias (directa, inversa y homopolar).

3.2.1. Definición de las diferentes corrientes de cortocircuito.

3.2.1.1. Corriente de cortocircuito simétrica inicial (I_k'').

Valor eficaz de la componente simétrica alterna de la corriente de cortocircuito prevista, en el instante de la aparición del cortocircuito, si la impedancia conserva su valor inicial.

El cálculo de las diferentes corrientes de cortocircuito iniciales se efectúa por aplicación de las fórmulas de la tabla 2.

Esta norma no recomienda un ajuste inicial de la reactancia de las máquinas rotativas para el cálculo de las corrientes iniciales.

3.2.1.2. Valor de cresta de la corriente de cortocircuito.

Valor instantáneo máximo posible de la corriente de cortocircuito prevista. Para el cálculo de la corriente de cresta o pico I_p , se considera la máxima asimetría posible de la corriente debido a la componente de continua, esta asimetría dependen de la relación R/X del circuito en falla y del valor de la tensión en el instante del cortocircuito.

En el diseño se trabaja con el valor máximo posible y se calcula cualquiera sea la naturaleza de la falla a partir de la siguiente fórmula:

$$I_p = k\sqrt{2} \times I K'' \quad (3.8)$$

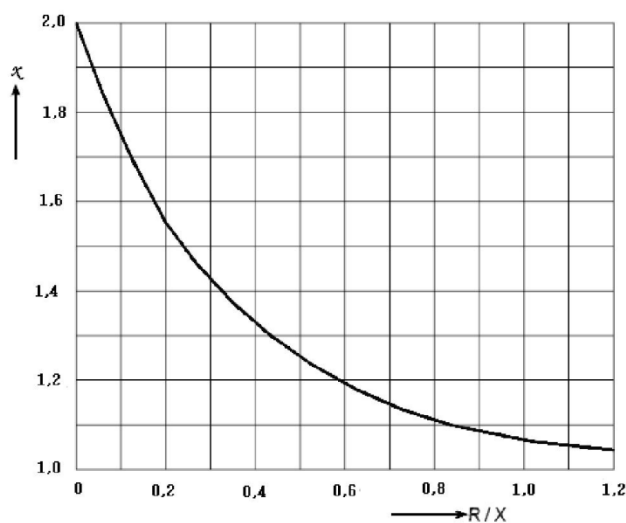
Donde:

$I k''$: corriente de cortocircuito inicial

K : factor, función de la relación R/X del circuito

El factor k se puede obtener del gráfico de la Figura 6 ó calcular con la fórmula (3.9):

Figura 6. Curva para calcular factor k



$$k = 1.02 + 0.98 \times e^{-\frac{3R}{X}} \quad (3.9)$$

3.2.1.3. Corriente de cortocircuito simétrica de corte (I_b).

El cálculo de la corriente de cortocircuito de corte sólo es necesaria en el caso de una falla cercana a los generadores y cuando la protección queda asegurada por interruptores automáticos retardados.

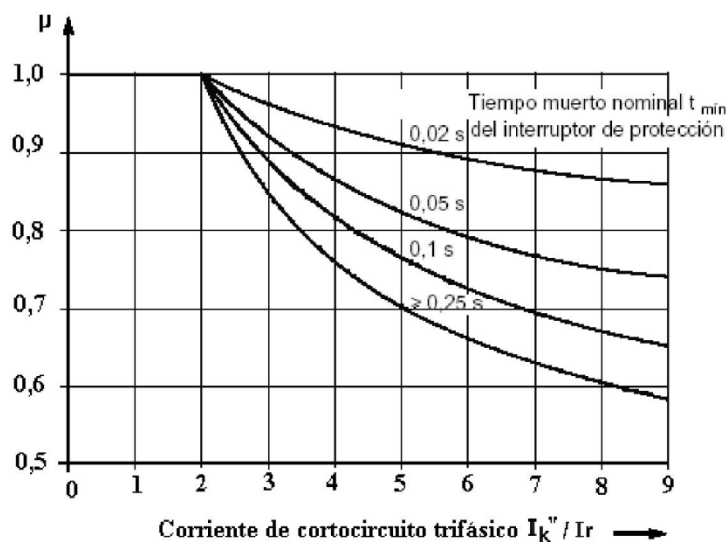
Esta corriente sirve para determinar el poder de corte de los interruptores automáticos.

Esta corriente puede calcularse, con una buena aproximación, con la ayuda de la Fórmula 3.10.

$$I_b = \mu \times I K'' \quad (3.10)$$

μ : Factor función del tiempo de retardo mínimo del interruptor $t_{\min}$ y de la razón k''/I_r (Figura 3.16) que relaciona la influencia de las reactancias subtransitoria y transitoria con I_r (corriente asignada al generador).

Figura 7. Factor μ para el cálculo de la corriente de cortocircuito de corte I_b



3.2.1.4. Corriente de cortocircuito permanente (I_k).

Valor eficaz de la corriente de cortocircuito que se mantiene tras la extinción de los fenómenos transitorios.

La amplitud de la corriente de cortocircuito permanente I_k depende del estado de saturación del circuito magnético de los generadores, por lo tanto, su cálculo es menos preciso que el de la corriente simétrica inicial I_k'' .

En el caso en el que el cortocircuito es alimentado por un generador o máquina sincrónica, la corriente máxima de cortocircuito permanente, bajo la máxima excitación del generador sincrónico, viene dada por:

$$IK_{MAX} = \lambda_{max} \times I_r \quad (3.11)$$

La corriente de cortocircuito mínima permanente se obtiene para una excitación constante (mínima) en vacío de la máquina sincrónica, viene dada por:

$$IK_{min} = \lambda_{min} \times I_r \quad (3.12)$$

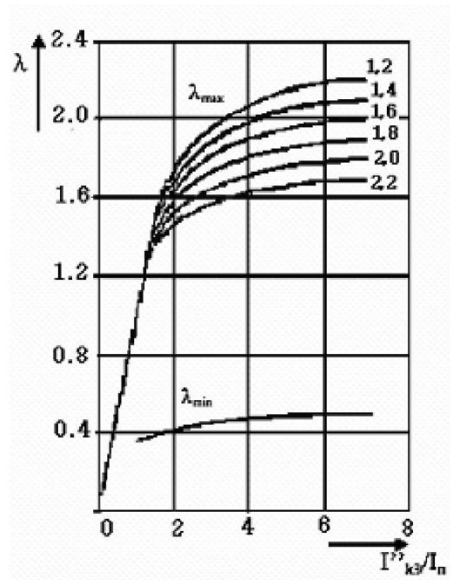
Donde:

I_r : valor asignado a la corriente en bornes del generador.

λ : factor dependiente de la inductancia de saturación X_{dsat} .

Los valores de $\lambda_{m\acute{a}x}$ y $\lambda_{m\acute{i}n}$ se obtienen mediante la Figura 7 para los generadores.

Figura 8. Factores $\lambda_{\text{máx}}$ y $\lambda_{\text{mín}}$ para generadores.



La norma IEC 60909 define y presenta un procedimiento, que utiliza las componentes simétricas. Desarrolla el cálculo de las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas.

Esta norma no cuenta con curvas para el cálculo de corrientes asimétricas, existen varios procedimientos para determinar el valor de la corriente pico que son utilizados para el cálculo de la componente DC de la corriente de falla.

Además, esta norma considera a la corriente de falla como la corriente de estado permanente, recomienda usar las reactancias de los generadores utilizados para el cálculo de las corrientes iniciales de falla y considera que la corriente de falla en estado permanente es la corriente inicial de falla calculada sin considerar los motores, para este cálculo se establece la representación del sistema de excitación del generador.

Para el cálculo del voltaje de prefalla se recomienda el uso de multiplicadores debido básicamente a que se tienen taps en los

transformadores, cargas del sistema, shunts en transformadores, comportamiento subtransitorio de máquinas rotativas.

Los multiplicadores de voltaje prefalla utilizados el cálculo de las corrientes máxima y mínima de falla son 1.1 y 1 respectivamente.

3.2.2. Procedimiento para el cálculo de cortocircuito de acuerdo a la norma IEC 60909.

1) Cálculo de la tensión equivalente en el punto de falla, igual a:

$$V_{eq} = cV_n/\sqrt{3}. \quad (3.13)$$

Se introduce un factor “c” de la tensión porque es necesario para tener en cuenta:

- ✓ Las variaciones de tensión en el espacio y en el tiempo.
- ✓ Los cambios eventuales en las conexiones de los transformadores.
- ✓ El comportamiento subtransitorio de los generadores y de los motores.

Según los cálculos a efectuar y los márgenes de tensión considerados, los valores normativos de este factor de tensión están indicados en la Tabla 1.

Tabla 1. Valores del factor de tension “C” (IEC 60909)

TENSIÓN NOMINAL FACTOR DE TENSIÓN “c” PARA EL CÁLCULO DE Vn	FACTOR DE TENSIÓN “c” PARA EL CÁLCULO DE	
	Icc máx.	Icc mín.
BT		
230 – 400 V	1	0,95
Otros	1,05	1
AT		
1 a 230 kV	1,1	1

2) Determinación y suma de las impedancias equivalentes: directa, inversa y Homopolar, aguas arriba del punto de falla.

3) Cálculo de la corriente de cortocircuito inicial, con ayuda de las componentes simétricas. Las fórmulas a emplear para el cálculo de Icc están indicadas en la Tabla 2.

Tabla 2. Valores de las corrientes de cortocircuito en función de las impedancias directas, inversa y homopolar de una red (IEC 60909).

TIPO DE CORTOCIRCUITO	IK" CASO GENERAL	DEFECTO ALEJADO DE LOS GENERADORES
Trifásico (Zt cualquiera)	$= \frac{c \times V_n}{\sqrt{3}x Z_d }$	$= \frac{c \times V_n}{\sqrt{3}x Z_d }$
	En los dos casos, la corriente de cortocircuito sólo depende de Z_d. Generalmente Z_d se reemplaza por Z_k: impedancia de cortocircuito en el punto de falla con: $Z_k = \sqrt{R_k^2 + X_k^2}$. Donde R_k es la suma de las resistencias de una fase conectadas en serie, X_k es la suma de las reactancias de una fase conectadas en serie	
Bifásico aislado Zt	$= \frac{c \times V_n}{ Z_d + Z_i }$	$= \frac{c \times V_n}{2x Z_d }$
Monofasico	$= \frac{c \times V_n \times \sqrt{3}}{ Z_d + Z_i + Z_0 }$	$= \frac{c \times V_n \times \sqrt{3}}{ 2Z_d + Z_0 }$
Bifásico a tierra (Zcc entre fases = 0)	$= \frac{c \times V_n \times \sqrt{3} \times Z_i }{ Z_d \times Z_i + Z_i \times Z_0 + Z_d \times Z_0 }$	$= \frac{c \times V_n \times \sqrt{3}}{ Z_d + 2Z_0 }$
Datos de la tabla: <i>V</i>: tensión eficaz compuesta de la red trifásica. <i>Ik"</i>: corriente de cortocircuito en módulo Z_d, Z_i, Z_0: Impedancias simétricas Z_{cc}: impedancia de cortocircuito Z_t: impedancia de tierra		

4) A partir del valor de I_{cc} (I_k''), se calculan otras magnitudes como I_{cc} de cresta, I_{cc} permanente o, incluso, I_{cc} permanente máxima.

3.2.2.1. Influencia de la distancia de separación entre la falla y el generador.

Con este método de cálculo es conveniente distinguir dos casos:

Caso 1: Cortocircuitos alejados de los generadores, que corresponden a las redes en las que las corrientes de cortocircuito no tienen componente alterna amortiguada. Generalmente el caso de los circuitos de baja tensión.

Para los cortocircuitos alejados de los generadores se presenta igualdad:

✓ Entre los valores de corriente de cortocircuito inicial (I_k''), permanente (I_k) y de Interrupción (I_b)

$$I_k'' = I_k = I_b. \quad (3.14)$$

✓ Entre las impedancias directa (Z_d) e inversa (Z_i)

$$Z_d = Z_i. \quad (3.15)$$

Caso 2: Cortocircuitos próximos a los generadores, que corresponden a las redes para las que las corrientes de cortocircuito tienen componentes alternas amortiguadas. Este caso se presenta generalmente en alta tensión.

Para los estudios de los cortocircuitos próximos a los generadores, se produce la siguiente desigualdad: $I_k < I_b < I_k''$; y adicionalmente Z_d no es igual a Z_i .

4. CASO ESTUDIO

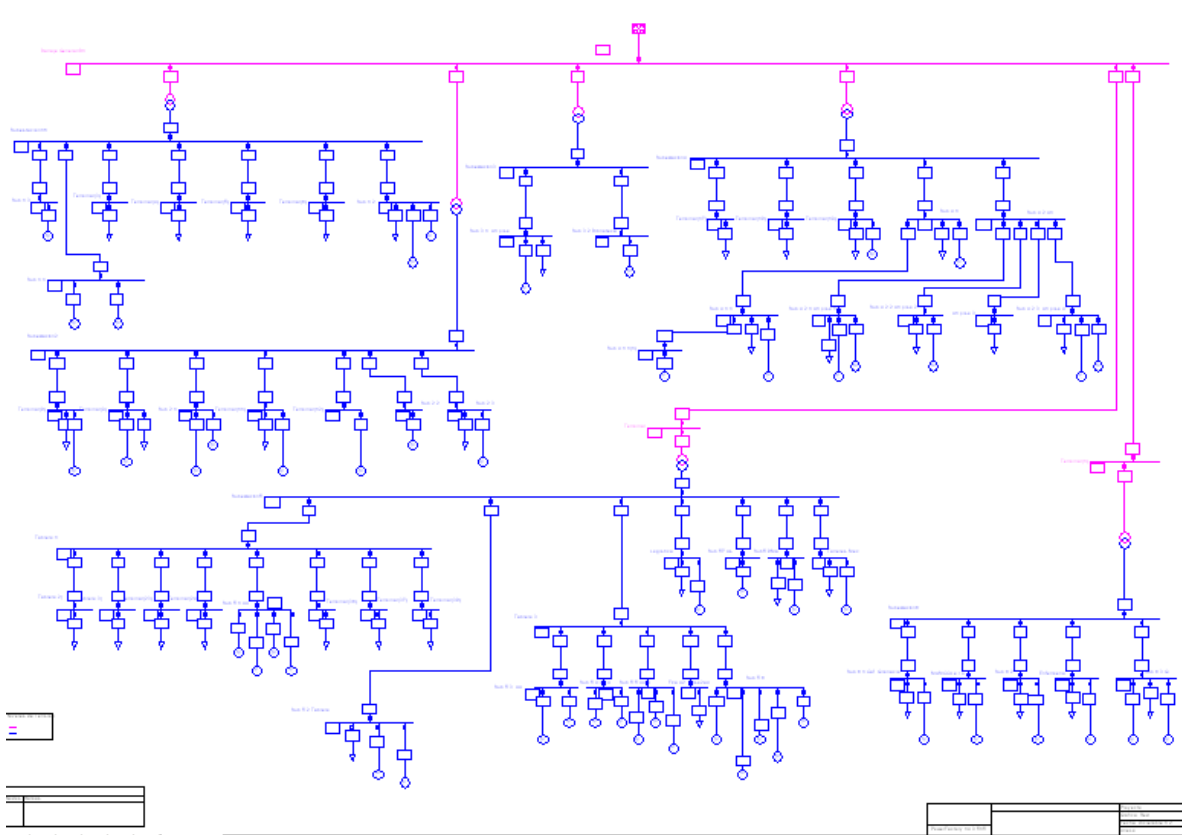
Se toma como caso de estudio, el sistema eléctrico de la “**Universidad Tecnológica de Bolívar**” debido a que no presenta antecedentes sobre algún estudio de cortocircuito en su sistema.

Con fines de brindar información y el estado actual de los nivel de cortocircuito en las instalaciones de la universidad tecnológica de bolívar; fue necesaria la actualización del diagrama unifilar y el cálculo aproximado de los niveles de cortocircuito en varios puntos del sistema eléctrico, haciendo énfasis en los lugares más propensos a fallas y se presuma que no están funcionando bien los equipos de protección. Se utilizó el software DIgSilent, el cual permitió simplificar los cálculos de corriente de cortocircuito y que además es muy útil para el cálculo en sistemas eléctricos de potencia.

4.1. Actualización del diagrama unifilar del sistema

Para la actualización del diagrama unifilar del sistema de la Universidad Tecnológica de Bolívar, se toma como base los archivos existentes (unifilares) y se hace un levantamiento eléctrico donde se verifica los valores de distintos tableros y equipos en sitio (Aires acondicionados). Para la actividad se contó con el total apoyo del personal del departamento de Mantenimiento y Operaciones de la Universidad Tecnológica de Bolívar.

Figura 9. Diagrama Unifilar de la UTB en DigSilent



En algunas situaciones fue imposible obtener directamente la información requerida para los estudios de cortocircuito, debido a la falta de información técnica de los fabricantes, ausencia o inaccesibilidad a la placa de los equipos, por lo cual se usaron tablas con valores estándar que mostraban los valores requeridos. A continuación se relaciona la información más sobresaliente obtenida del levantamiento eléctrico:

- ✓ Relación X/R de los transformadores.
- ✓ Tensión nominal de todos los elementos del sistema.
- ✓ Calibre de las acometidas y alimentadores.
- ✓ Longitud de las acometidas y alimentadores.
- ✓ Especificación del tipo de canalización.
- ✓ Especificaciones y valores de potencia de las cargas

- ✓ Capacidad de cortocircuito en la alimentación del operador de red Electricaribe.

4.2. Condiciones de operación del SEP de UTB

El Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) de la Universidad Tecnológica de Bolívar(UTB) es alimentado a través de una red de distribución de media tensión a 13,2kV provenientes de la subestación ternera, específicamente el circuito 7; una acometida subterránea, a nivel de 13,2kV, proporciona la energía a la subestación eléctrica de la universidad, el cual es disminuido a 220 V y 127 V utilizando 6 transformadores trifásicos, conectados independientemente, 4 de ellos ubicados en la S/E y dos en zonas alejadas: Bienestar universitario y en el edificio Aulas 2. Para alimentar estos 2 últimos se utilizan dos acometidas subterráneas a 13,2kV desde la S/E.

Actualmente el sistema cuenta con una reserva superior al 50% de su capacidad total.

4.3. Consideraciones y simplificaciones hechas para el cálculo de los niveles de cortocircuito

Debido a que se quiere estudiar fallas asimétricas, fue necesario buscar los valores de impedancia de secuencia cero de cada elemento del sistema. Los valores de las impedancias de secuencia negativa se asumieron iguales a los de secuencia positiva y se hicieron además las siguientes consideraciones generales:

- ✓ Debido a la falta de acceso a algunos transformadores, se toma el valor de impedancia y la relación X/R de la librería del software DigSilent.

- ✓ Se despreciaron las contribuciones de las cargas pasivas a la corriente de cortocircuito.
- ✓ Las tensiones de las máquinas rotativas y fuentes de suministro se asumieron con un valor igual a la tensión nominal del sistema.
- ✓ Se usaron las reactancias subtransitorias de las máquinas.
- ✓ Se toman en cuenta los motores de potencia mayor a 1/2 HP, para la contribución de las corrientes de falla.

Para los valores de impedancia de algunos elementos del sistema se tomó como base lo siguiente:

- ✓ **Cables:** Tomados de los catálogos de la empresa CENTELSA.
- ✓ **Motores:** Se tomaron de la librería de DlgSilent.

Además del cálculo de las fallas asimétricas, se calculan los valores máximos de corriente de cortocircuito simétrico, para el primer medio ciclo y se selecciona el tipo y ubicación donde ocurre la falla. A continuación se especifican las fallas escogidas a estudiar:

- ✓ Falla trifásica
- ✓ Fallas bifásicas y monofásicas
- ✓ Fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas con arco.

4.4. Implementación y características del software DlgSilent para el Cálculo de Corrientes de cortocircuito

Se utilizó un software para calcular las corrientes de cortocircuito en la red eléctrica de las instalaciones de la Universidad Tecnológica de Bolívar, el cual

aplica para simular un amplio rango de sistemas eléctricos de potencia de distribución, transmisión o industriales. El programa es particularmente ventajoso para el cálculo de corrientes de cortocircuito de sistemas de potencia de edificios ya que minimiza el tiempo necesario para introducir los datos de la red eléctrica al convertir automáticamente los valores de las impedancias a una base común en por unidad y solamente se debe especificar la información mínima para modelar el sistema, además de otras facilidades como una librería de impedancias por unidad de longitud de cables usados en estos sistemas. El programa calcula fallas trifásicas y monofásicas considerando la contribución de motores, generadores y la red de suministro eléctrico. Los sistemas introducidos se pueden almacenar en archivos, lo que permite hacerle modificaciones o expansiones a futuro. Adicionalmente calcula la caída de tensión de cables para aprovechar la información que se introdujo.

Este programa se fundamenta en la modelación de los diagramas de impedancia por medio de una matriz simétrica (Z_L) en donde cada elemento i,j de la matriz representa la impedancia conectada entre las barras número i y número j . A partir de esta matriz se forma las matrices de admitancia de barra (Y_{barra}) para cada secuencia las cuales se invierten por el método de Gauss-Jordan para matrices complejas (se seleccionó este método debido a su exactitud y sencillez) con la finalidad de obtener la matrices de impedancia de barras (Z_{barra}) y se hacen los cálculos de corrientes de cortocircuito.

4.4.1. Ecuaciones frecuentemente utilizadas por las herramientas de software para la modelación del sistema eléctrico.

 **Cables:**

$$Z_1 = \left(\frac{r \cdot l}{n} + j \frac{x \cdot l}{n} \right) \left(\frac{S_{base}}{V_{base}^2} \right) \quad (4.1)$$

$$Z_0 = \left(\frac{r_o \cdot l}{n} + j \frac{x_o \cdot l}{n} \right) \left(\frac{S_{base}}{V_{base}^2} \right) \quad (4.2)$$

Dónde:

r, x = resistencia y reactancia de secuencia positiva por unidad de longitud

r_o, x_o = resistencia y reactancia de secuencia cero por unidad de longitud

l = longitud

n = número de conductores por fase

Diagramas de impedancias: las impedancias se conectan entre las barras especificadas por el usuario.

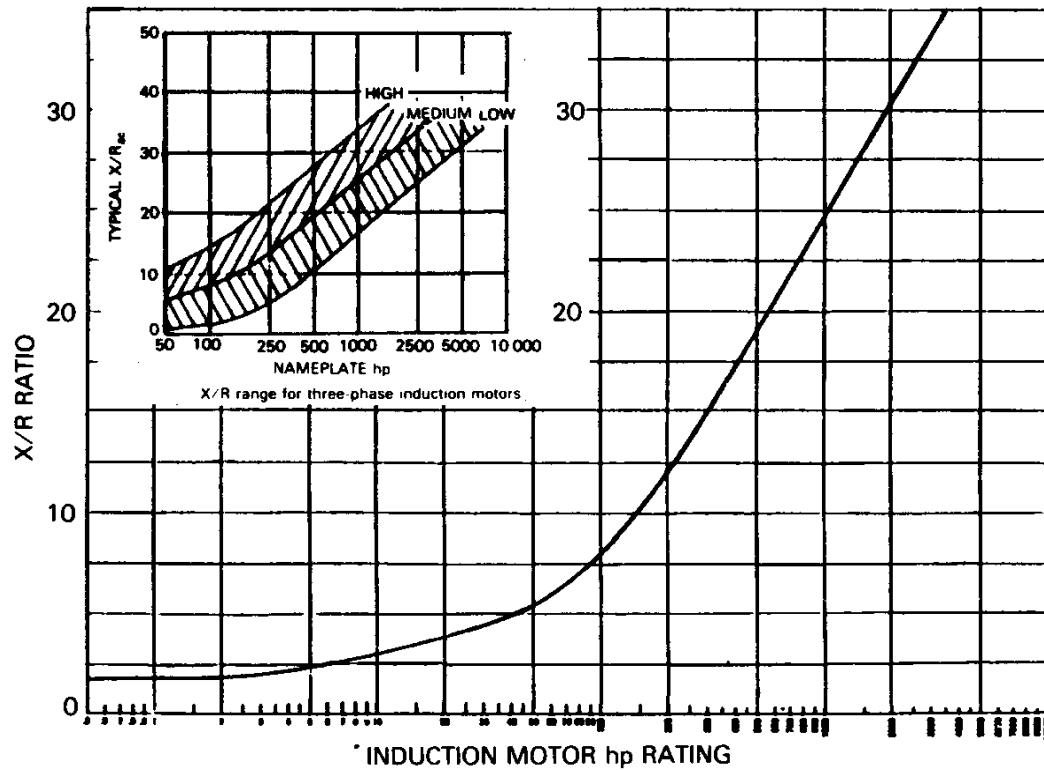


Motores:

$$X = 0,167 \cdot 1,2 \cdot \left(\frac{S_{base}}{S_{motor}} \right) \left(\frac{V_{placa}}{V_{base}} \right)^2 \quad (4.3)$$

La siguiente ecuación aproxima el valor de la relación X/R por una recta, con valores basados en la figura 10.

Figura 10. Relación X/R para motores de Inducción



Fuente: Figura 154 del estándar IEEE 399-1990

$$x / r = 10/3 + \text{HP} / 30$$

$$R = \frac{X}{x / r} \quad (4.4)$$

$$Z_1 = R + jX \quad (4.5)$$

Dónde:

V_{placa} = tensión de placa del motor

S_{motor} = potencia aparente nominal del motor

Diagramas de impedancias: las impedancias de secuencia positiva se conectan entre las barras especificadas por el usuario y referencia. La impedancia equivalente de secuencia cero a tierra es de magnitud infinita.

Transformadores

$$R = \left(\frac{Z_{placa}}{100 \sqrt{1 + (x / r)^2}} \right) \left(\frac{S_{base}}{S_{transf}} \right) \left(\frac{V_{placa}}{V_{base}} \right)^2 \quad (4.6)$$

$$X = R (x / r)$$

$$Z_1 = R + jX$$

Dónde:

V_{placa} = tensión de placa del transformador

Z_{placa} = tensión de placa del transformador en por ciento

S_{transf} = potencia aparente nominal trifásica del transformador

En el caso de bancos de transformadores monofásicos de tipo seco la siguiente ecuación aproxima el valor de la relación X/R y la impedancia en por ciento a través de una recta (en función de la capacidad nominal), con base a los valores establecidos en la Tabla 64(d) del estándar IEEE 241-1990 que se muestra a continuación.

Figura 11. Tabla 64(d) de la IEEE 241-1990

(d) Typical Range of Per Unit R and X Values for Indoor, Open Dry-Type 150 °C Rise Transformers Rated from 5–167 kVA, Single-Phase, 240 ×480 V, 480 V, 600 V Primaries, 120/240 V Secondaries

kVA	HV (kV)	LV (kV)	% Z	X/R	R	X
5	240×480		3	0.6	0.026	0.015
to	to	120/240	to	to		
167	600		6	2.0	0.027	0.051

$$x / r = 0,5568 + 8,642 \cdot 10^{-6} (S_{transf1\varnothing})$$

$$Z_{placa} = 2,9074 + 1,852 \cdot 10^{-5} (S_{transf1\varnothing})$$

$S_{transf1\varnothing}$ = capacidad nominal trifásica de cada transformador monofásico

En el caso de transformadores trifásicos de tipo seco la siguiente ecuación aproxima el valor de la relación X/R y la impedancia en por ciento a través de una recta (en función de la capacidad nominal), con base a los valores establecidos en la Tabla 64(c) del estándar IEEE 241-1990 que se muestra a continuación.

Figura 12. Tabla 64(c) de la IEEE 241-1990

(c) Typical Range of Per Unit Values for Indoor, Open Dry-Type 150 °C Rise Transformers Rated from 15–500 kVA, Three-Phase, 480 V Primary, 208 V Wye Secondary

kVA	% Z	X/R	R	X
15	4.5	0.41	0.042	0.017
to	to	to		
500	5.9	2.09	0.025	0.053

$$x / r = 4,4567 + 2,887 \cdot 10^{-6} (S_{transf})$$

$$Z_{placa} = 0,3580 + 3,464 \cdot 10^{-6} (S_{transf})$$

Diagramas de impedancias: las impedancias de secuencia positiva se conectan entre las barras especificadas por el usuario. Las impedancias de secuencia cero se modelan según el tipo de conexión usada:

✓ En la conexión delta - delta, delta - estrella o estrella - estrella con alguno de los neutros de la estrella sin aterramiento $Z_{0equiv} = \infty$ **(4.7)**

✓ En la conexión delta - estrella con aterramiento Z_0 se conecta entre el secundario del transformador y tierra.

✓ En la conexión estrella - estrella con ambos neutros puestos a tierra Z_0 se conecta entre las dos barras del transformador.

Impedancias (W/Fase):

$$Z_1 = (R_1 + jX_1) \left(\frac{S_{base}}{V_{base}^2} \right) \quad (4.8)$$

$$Z_0 = (R_0 + jX_0) \left(\frac{S_{base}}{V_{base}^2} \right) \quad (4.9)$$

Dónde:

R_1, X_1 = resistencia y reactancia de secuencia positiva en ohmios.

R_0, X_0 = resistencia y reactancia de secuencia cero en ohmios.

Diagramas de impedancias: las impedancias se conectan entre las barras especificadas por el usuario.

Sistemas exteriores:

$$Z_1 = \left(\frac{S_{base}}{S_{cc3\phi}} \right) = |Z_1| \cos \theta_{3\phi} + j |Z_1| \sin \theta_{3\phi} \quad (4.10)$$

$$Z_0 = \left(\frac{S_{base}}{S_{cc1\phi}} \right) = |Z_0| \cos \theta_{1\phi} + j |Z_0| \sin \theta_{1\phi} \quad (4.11)$$

Dónde:

$S_{cc3\phi}$ = potencia de cortocircuito para falla trifásica.

$S_{cc1\phi}$ = potencia de cortocircuito para falla monofásica.

$q_{cc3\phi} = \text{Atan}(x/r \text{ para falla trifásica})$ = ángulo de la potencia para falla trifásica.

$q_{cc1\phi} = \text{Atan}(x/r \text{ para falla monofásica}) = \text{ángulo de la potencia para falla monofásica.}$

Cálculo de la caída de tensión:

$$\% \Delta V = \frac{|Z \cdot I|}{V_t} \cdot 100\% \quad (4.12)$$

Dónde:

Z = Impedancia del cable ($R+jX$ en ohmios)

I = Corriente que pasa por el cable (módulo en amperios y ángulo)

V_t = Tensión en el extremo de alimentación (en voltios)

$\%DV$ = porcentaje de caída de tensión.

Cálculo de las corrientes de cortocircuito para fallas trifásicas y monofásicas:

$$I_{cc3\phi} = \left(\frac{1}{Z_1} \right) \left(\frac{S_{base}}{\sqrt{3} \cdot V_{base}} \right) = |I_{cc3\phi}| \angle \theta_{3\phi} \quad (4.13)$$

$$x / r = \text{Atan}(q_{3\phi}) \quad (4.14)$$

$$I_{cc1\phi} = \left(\frac{3}{2Z_1 + Z_0} \right) \left(\frac{S_{base}}{\sqrt{3} \cdot V_{base}} \right) = |I_{cc1\phi}| \angle \theta_{1\phi} \quad (4.15)$$

$$x / r = \text{Atan}(q_{1\phi}) \quad (4.16)$$

Dónde:

$I_{cc1\phi}$ = corriente de cortocircuito simétrica para falla trifásica.

$I_{cc3\phi}$ = corriente de cortocircuito simétrica para falla monofásica.

Z_1, Z_0 = impedancias equivalentes de secuencia positiva y cero vistas desde el punto de falla.

Estos programas hacen los cálculos para el primer ciclo considerando la contribución de los motores, y también calculan (si así lo desea el usuario) la corriente de cortocircuito para el período de interrupción de los dispositivos de protección cuando ya ha desaparecido la contribución de los motores a la falla.

4.4.2. Guía para cálculo de cortocircuito mediante el uso del software DigSilent.

4.4.2.1. Generalidades

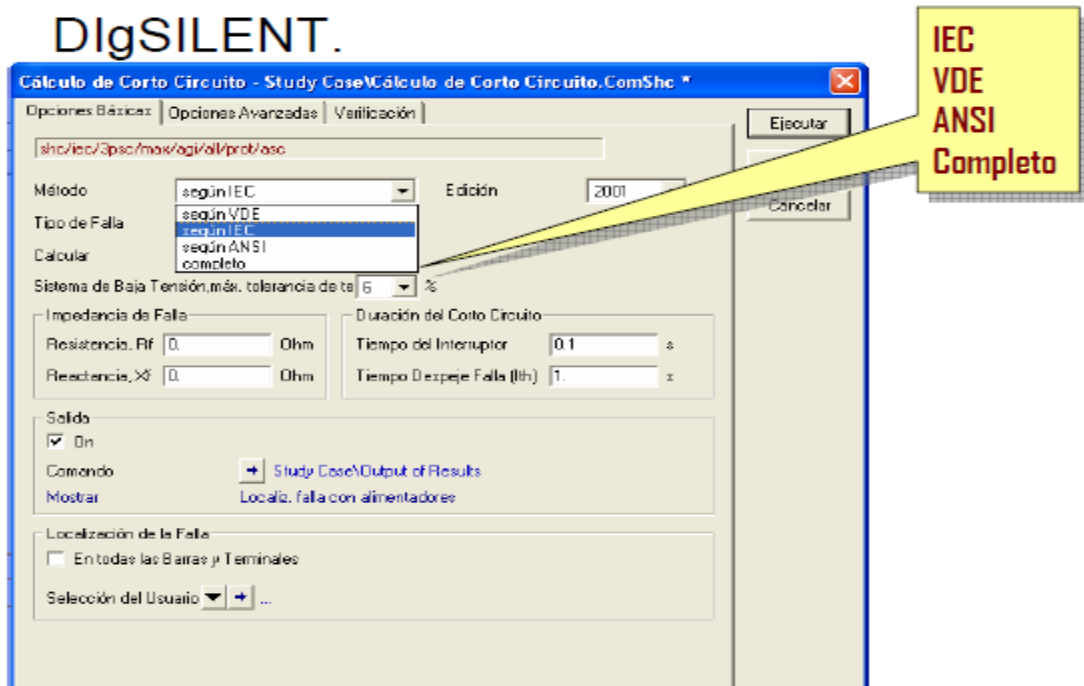
Los fabricantes de dispositivos eléctricos definen las condiciones de operación de sus equipos en función a ciertas normas.

Figura 13. Normas que definen las condiciones de operación.

Siglas	Significado	País
CENELEC	<i>European Committee for Electromechanical</i>	Comunidad Económica Europea
BS	<i>British Standard</i>	Inglaterra
DIN	<i>Deutsche Institut Für Normung</i>	Alemania
IEE	<i>Institute of Electrical Engineer</i>	Inglaterra
CEI	<i>Comitati Electritecnico Italiano</i>	Italia
VDE	<i>Verband Deutscher Elektrotechniker</i>	Alemania
ANSI	<i>American National Standard Institute</i>	EE.UU.
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronic Engineer</i>	EE.UU.
ISA	<i>Instrument Society of America</i>	EE.UU.
UL	<i>Underwriters Laboratories</i>	EE.UU.
IEC	<i>International Electromechanical Institute</i>	

Al tener claro las normas que apliquen, seleccionamos el método a utilizar en el análisis de cortocircuito, En este caso utilizaremos el método indicado en la norma IEC. Hacemos clic en la pestaña “Método” y seleccionamos “Según IEC”.

Figura 14. Selección del método a utilizar



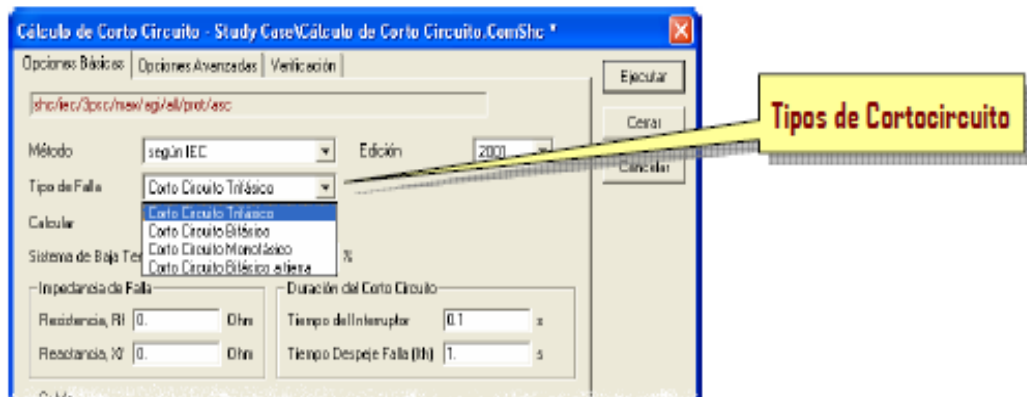
4.4.2.2. CC según el estándar IEC 909

Tipos de Falla:

Luego de seleccionar el método para el cálculo de cortocircuito, se procede a escoger el tipo de falla, ya sea Trifásica, Bifásica, Monofásica o Bifásica a Tierra.

Este estándar es aplicable para el cálculo de las corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de bajo voltaje y sistemas trifásicos de alto voltaje de hasta 230 KV con frecuencia nominal de operación de 50 Hz o 60 Hz.

Figura 15. Selección del tipo de falla

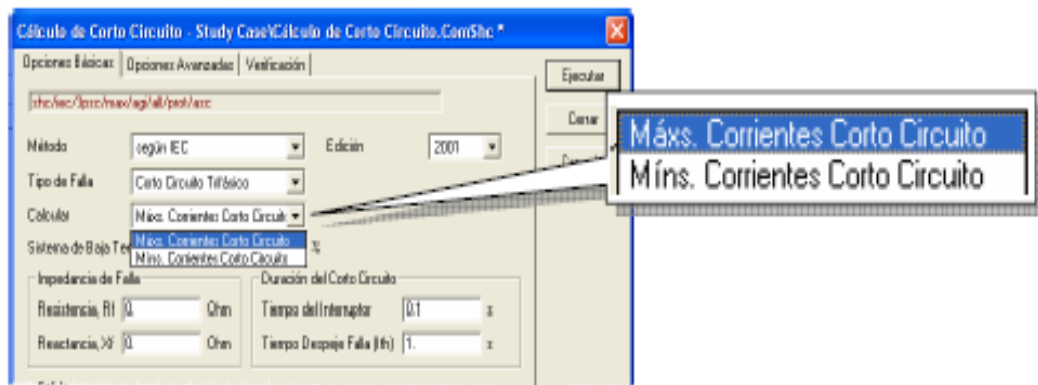


Tipos de Corriente:

Las corrientes de cortocircuito son clasificadas según su magnitud en:

- ✓ **Máxima corriente de cortocircuito:** la cual determinas las capacidades de los equipos eléctricos.
- ✓ **Mínima corriente de cortocircuito:** la cual puede ser una base, por ejemplo, para selección de fusibles o para fijar los dispositivos de protección.

Figura 16. Selección del tipo de corriente de cortocircuito a calcular.



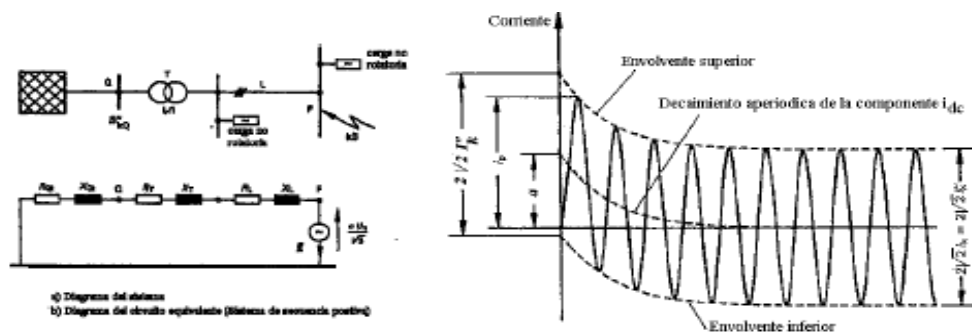


Tipos de falla según la componente AC:

Se puede distinguir entre dos tipos de falla:

- ✓ Cortocircuito lejos del generador: son fallas por cortocircuito en sistemas donde las corrientes de cortocircuito no tienen decaimiento de la componente AC.

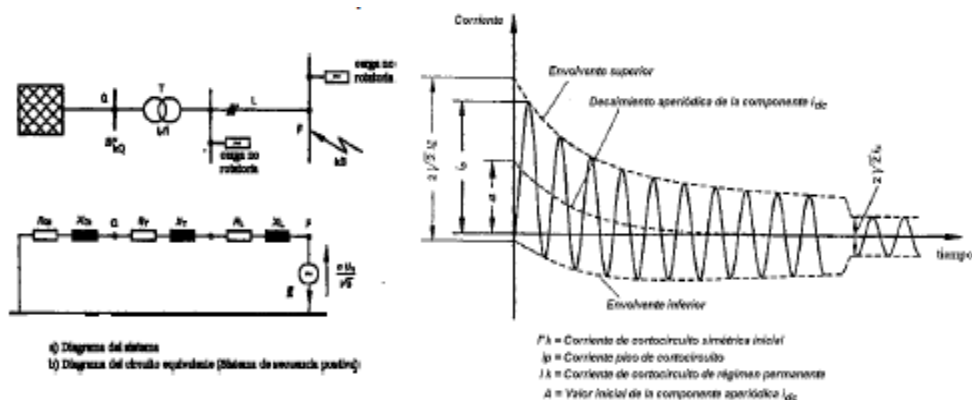
Figura 17. Cortocircuito lejos del generador



La fuente de voltaje equivalente en punto de falla F, se calcula con el factor voltaje C y el voltaje de fase nominal en el punto de falla.

- ✓ Cortocircuito cerca del generador: son fallas por cortocircuito en sistemas donde las corrientes de cortocircuito tienen decaimiento de la componente AC.

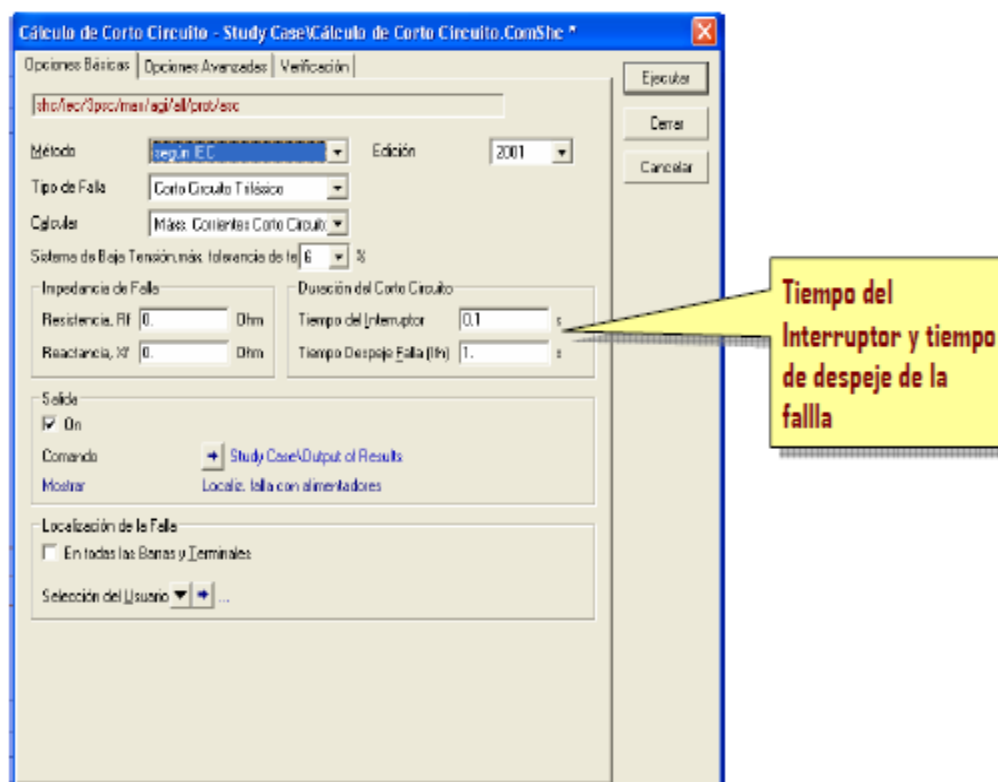
Figura 18. Cortocircuito cerca del generador



Para este tipo de falla se toma en cuenta la influencia de los motores y generadores.

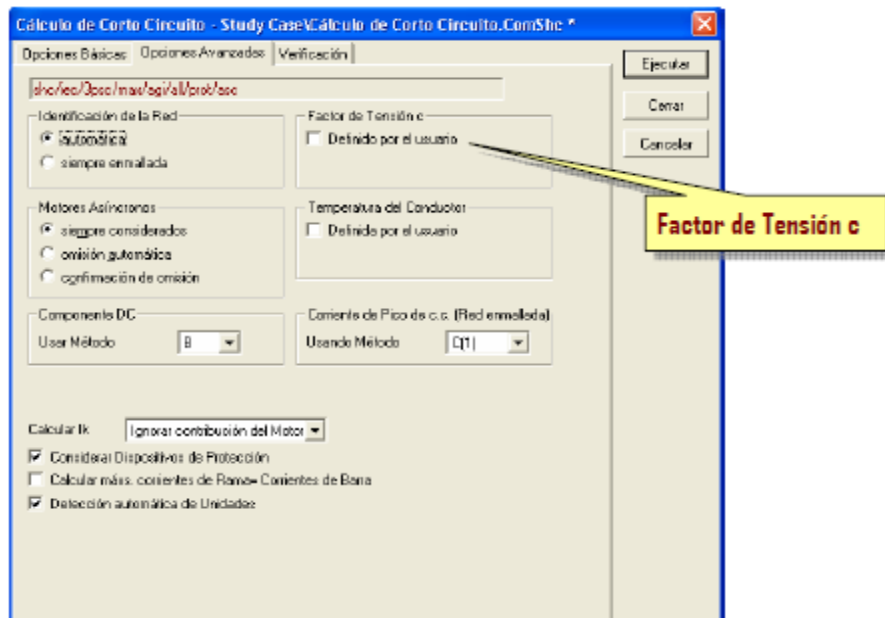
Al tener claro si la falla se da cerca o lejos del generador, y teniendo en cuenta si es necesario los motores y generadores que puedan ser relevantes para el cálculo, indicamos el tiempo de interrupción que queremos para nuestras protecciones y el tiempo de reacción o tiempo de despeje, el cual aislara la falla según el valor que se le indique, como se muestra en la siguiente figura.

Figura 19. Selección del tiempo de interrupción y despeje.



Después, en el ítem Factor de Tensión, activamos la casilla “Definido por el Usuario” debido a que es necesario determinar la tensión máxima de funcionamiento del transformador, que depende del régimen de neutro de la red y de las condiciones de puesta a tierra del devanado primario del transformador. Lo hacemos como muestra la figura a continuación:

Figura 20. Selección del Factor de Tensión.



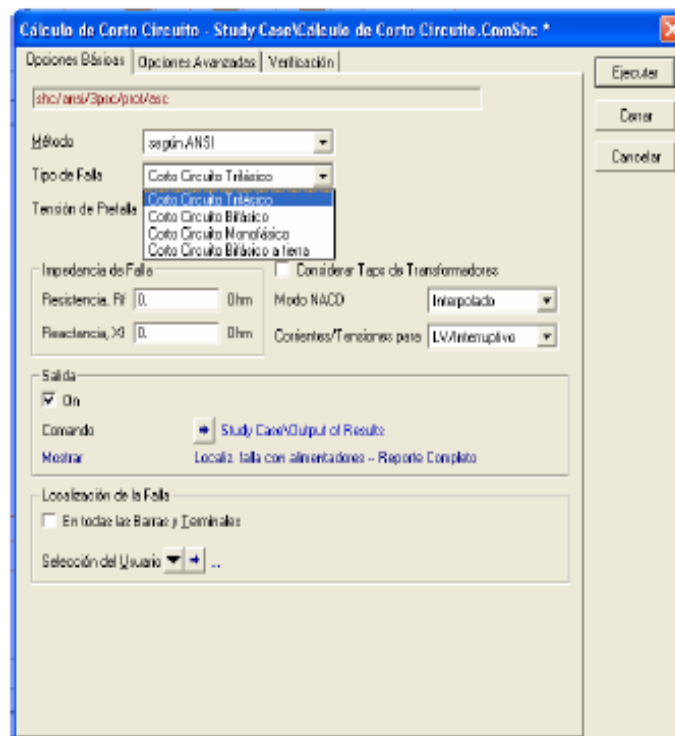
4.4.2.3. CC según el estándar ANSI- C37

Las normas de ANSI que se dirigen al cálculo de la falla para el medio y alto voltaje son ANSI Std C37.010-1979, ANSI Std C37.5-1979.

Las normas de ANSI que se dirigen al cálculo de la falla para bajo voltaje (debajo de 1000 v), es los ANSI Std C37.13-1990.

Al seleccionar el método para el cálculo de cortocircuito según la norma ANSI, procedemos a escoger el tipo de falla. Hasta este paso es exactamente igual que en el método de la norma IEC, como se muestra en la figura a continuación:

Figura 21. Selección del Tipo de Falla



Tipos de Corrientes de Corto Circuito:

Se definen tres tipos de corrientes de cortocircuito, dependiendo del marco de tiempo de interés tomado del principio de la falla como:

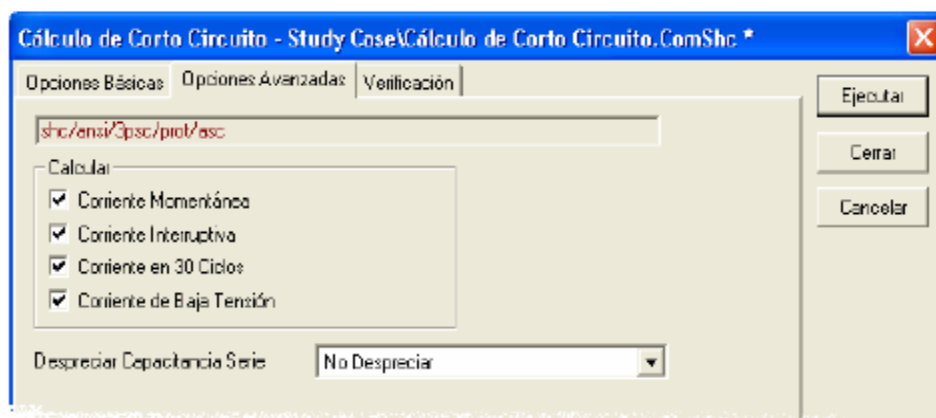
- ✓ **Corriente de primer ciclo:** las corrientes de primer ciclo, también llamadas corrientes momentáneas, son las corrientes de $\frac{1}{2}$ ciclo después de la iniciación de la falla; ellas enfrentan la relación para el servicio de los interruptores del circuito cuando están resistiendo corrientes de cortocircuito.

✓ **Corriente de interrupción:** Son las corrientes del cortocircuito en el intervalo de tiempo de 3 a 5 ciclos después de la iniciación de la falla. Ellas relacionan a las corrientes percibidas por el equipo de interrupción al aislar una falla. Ellas también son llamadas corrientes de apertura de contacto. Estas corrientes son asimétricas; es decir, ellos contienen DC componente, pero se da consideración debida ahora al decremento de la componente AC debido a que ha pasado el tiempo del principio de la falla.

✓ **Corriente de tiempo retardado:** son las corrientes de cortocircuito que existen más allá de 6 ciclos (y a 30 ciclos) de la iniciación de la falla. Ellos son útiles determinando si las corrientes son censadas por los relés de retardo y en evaluar la sensibilidad de los relés de sobre corriente. Estas corrientes son asumidas para no contener ningún desplazamiento de la componente DC.

Teniendo claro el marco de interés del cálculo de cortocircuito a realizar, seleccionamos el tipo de cortocircuito que queremos que el software tenga en cuenta, tal y como se muestra en la figura a continuación:

Figura 22. Selección del Tipo de corriente de cortocircuito.



5. ANALISIS DE LOS RESULTADOS

A continuación encontraremos los valores de corriente de la simulación del diagrama unifilar elaborado en el programa DigSilent con las características recolectadas en el levantamiento realizado a las instalaciones de la Universidad Tecnológica de Bolívar, de conductores y cargas que aportan a la falla.

Se realizaron 6 simulaciones; en la primera se simuló un cortocircuito monofásico, en la segunda un cortocircuito bifásico y por último con falla trifásica, cada una con valores máximos y mínimos de corriente, para así poder tener un mejor criterio del rango en que se encuentra el valor de las corrientes de falla.



Resultados de la Corriente de Cortocircuito Monofásica:

Los valores más altos de corriente en la falla monofásica se dieron en los barrajes de las Subestaciones 1, 2, 3 y 4, ya que en estos se encontraban con más cargas relevantes que aportaran a la falla. Como veremos en los resultados arrojados por el software a continuación en la Tabla 4.

Tabla 3. Corrientes de cortocircuito monofásico mínimas y máximas en cada barra del sistema

Barra	Falla monofásica			
	Mín. corrientes de cortocircuito		Máx. corrientes de cortocircuito	
	Ikss [kA]	Ip [kA]	Ikss [kA]	Ip [kA]
Barraje General	2,22	3,20	6.46	12.65
Subestación 1	137,45	198,35	340.45	654.68
Subestación 2	137.45	198,35	340.45	654.83
Subestación 3	137.45	198,34	340.44	654.82
Subestación 4	129,56	187,02	291.63	552.16
Subestación 5	15,47	27,03	18.67	36.01
Subestación 6	5,34	9,21	5.98	10.85
Sub 1.1	2,06	2,98	2.87	4.18
Sub 1.2	1,35	1,95	1.89	2.75
Sub 1.3	0,66	0,95	0.93	1.35
Sub 2.1	2,31	3,33	3.28	4.74
Sub 2.2	4,05	5,85	5.64	8.24
Sub 2.3	4,05	5,85	5.64	8.24
Sub 3.1	5,99	8,64	8.41	12.27
Sub 3.2	4,35	6,29	6.03	8.99
Sub 4.1	2,05	2,97	2.83	4.27
Sub 4.1.1	1,04	1,49	1.42	2.16

(Continuación) Tabla 3. Corrientes de cortocircuito monofásico mínimas y máximas en cada barra del sistema

Barra	Falla monofásica			
	Mín. corrientes de cortocircuito		Máx. corrientes de cortocircuito	
	Ikss [kA]	Ip [kA]	Ikss [kA]	Ip [kA]
Sub 4.1.1(1)	0,60	0,86	0.83	1.30
Sub 4.2	5,97	8,62	8.38	12.31
Sub 4.2.1	3,74	5,40	5.26	7.62
Sub 4.2.2	2,88	4,15	4.05	5.85
Sub 4.2.3	1,82	2,63	2.56	3.71
Sub 5.1	5,47	8,14	7.19	11.37
Sub 5.2	9.31	13.83	12.01	18.46
Sub 5.3	3,79	5,47	5.35	7.96
Sub 5.4	1,12	1,61	1.71	3.00
Sub 5.5	0,84	1,21	1.29	2.33
Sub 5.6	1,31	1,90	1.80	3.50
Sub 5.7	1,51	2,18	2.25	3.59
Sub 5.8	2,97	4,29	4.07	6.02
Sub 6.1	2,82	4,09	3.54	5.19
Sub 6.2	2,39	3,55	2.98	4.59
Sub 6.3	2,28	3,32	2.89	4.45
Ikss: corriente inicial de cortocircuito				
Ip: corriente pico de cortocircuito				

Resultados de la Corriente de Cortocircuito Bifásica:

Podemos apreciar que en todos los barrajes, los valores de corriente de cortocircuito son de $I_{kss} = 0$ e $I_p = 0$, debido a que los transformadores están en configuración delta, por lo tanto estos automáticamente aíslan la falla, aislando la falla e impidiendo que los transformadores aporten al cortocircuito. Como observamos a continuación en la Tabla 5:

Tabla 4. Corrientes de cortocircuito bifásicas mínimas y máximas en cada barra del sistema

Barra	Falla bifásica			
	Mín. corrientes de cortocircuito		Máx. corrientes de cortocircuito	
	I_{kss} [kA]	I_p [kA]	I_{kss} [kA]	I_p [kA]
Todas Las Barras	0	0	0	0

Resultados de la Corriente de Cortocircuito Trifásica:

En los resultados obtenidos por el software en las corrientes de cortocircuito trifásicas observamos que los valores más altos de corriente de falla se dan en los barrajes de las subestaciones 1, 2, 3 y 4. De igual forma que en el caso de las corrientes de falla monofásicas.

Tabla 5. Corrientes de cortocircuito trifásico mínimas y máximas en cada barra del sistema.

Barra	Falla trifásica			
	Mín. corriente de cortocircuito		Máx. corriente de cortocircuito	
	Ikss [kA]	Ip [kA]	Ikss [kA]	Ip [kA]
Barraje General	1.88	2.71	8.07	15.82
Subestación 1	96.64	139.45	274.72	528.28
Subestación 2	96.64	139.45	274.91	528.77
Subestación 3	96.64	139.45	274.89	528.73
Subestación 4	92.85	134.03	242.51	459.14
Subestación 5	15.01	26.23	21.32	41.13
Subestación 6	5.28	9.11	6.34	11.52
Sub 1.1	2.94	4.23	4.20	6.12
Sub 1.2	1.47	2.11	2.12	3.07
Sub 1.3	0.61	0.88	0.89	1.30
Sub 2.1	1.91	2.75	2.78	4.01
Sub 2.2	6.40	9.24	9.16	13.38
Sub 2.3	6.40	9.24	9.16	13.38
Sub 3.1	9.30	13.42	13.52	19.72
Sub 3.2	7.60	10.99	10.88	16.21
Sub 4.1	3.31	4.77	4.84	7.30
Sub 4.1.1	1.68	2.43	2.47	3.75
Sub 4.1.1(1)	0.70	1.01	1.07	1.66

(Continuación)Tabla 5. Corrientes de cortocircuito trifásico mínimas y máximas en cada barra del sistema

Barra	Falla trifásica			
	Mín. corriente de cortocircuito		Máx. corriente de cortocircuito	
	Ikss [kA]	Ip [kA]	Ikss [kA]	Ip [kA]
Sub 4.2	9.26	13.37	13.59	19.96
Sub 4.2.1	4.65	6.71	6.81	9.86
Sub 4.2.2	3.32	4.79	4.83	6.98
Sub 4.2.3	1.93	2.78	2.81	4.07
Sub 5.1	7.25	10.78	10.36	16.38
Sub 5.2	9.51	14.13	13.75	21.14
Sub 5.3	3.72	5.37	5.82	8.66
Sub 5.4	0.83	1.20	1.38	2.41
Sub 5.5	0.62	0.89	1.04	1.88
Sub 5.6	1.84	2.65	3.70	7.19
Sub 5.7	1.18	1.70	1.81	2.88
Sub 5.8	3.19	4.60	4.69	6.95
Sub 6.1	2.55	3.69	3.41	5.00
Sub 6.2	2.89	4.29	3.71	5.72
Sub 6.3	2.42	3.51	3.29	5.06
Ikss: corriente inicial de cortocircuito				
Ip: corriente pico de cortocircuito				

5.1. Análisis de los resultados de la simulación.

Al realizar las simulaciones de los cortocircuitos en las diferentes barras del sistema se pudo observar que la mayor corriente en las barras se presentó en la falla monofásica, debido a la componente de secuencia cero durante la falla. Y en algunos barrajes esta corriente fue cero debido a que la conexión del transformador, impide el paso de la componente de secuencia cero, notamos también que en el cálculo de corriente de cortocircuito bifásico tenemos los mínimos valores de corriente.

También observamos que en la simulación de las fallas bifásicas las corrientes de cortocircuito fueron totalmente cero.

De acuerdo con los valores mínimos y máximos obtenidos anteriormente seleccionamos los intervalos de cortocircuito en cada barraje, esto con el fin de establecer un criterio para la futura coordinación de las protecciones de sobrecorrientes en el sistema.

Los intervalos de cortocircuito se presentan en la tabla a continuación:

Tabla 6. Intervalos de cortocircuito en cada barra del sistema

Barras	Máximo [kA]	Mínimo [kA]
Barraje General	8.07	1.88
Subestación 1	340.45	96.64
Subestación 2	340.45	96.64
Subestación 3	340.44	96.64
Subestación 4	291.63	92.85
Subestación 5	21.32	15.01
Subestación 6	6.34	5.28
Sub 1.1	4.20	2,06
Sub 1.2	2.12	1,35
Sub 1.3	0.93	0.61
Sub 2.1	3.28	1.91
Sub 2.2	9.16	4,05
Sub 2.3	9.16	4,05

(Continuación)Tabla 6. Intervalos de cortocircuito en cada barra del sistema

Barras	Máximo [kA]	Mínimo [kA]
Sub 3.1	13.52	5,99
Sub 3.2	10.88	4,35
Sub 4.1	4.84	2,05
Sub 4.1.1	2.47	1,04
Sub 4.1.1(1)	1.07	0,6
Sub 4.2	13.59	5,97
Sub 4.2.1	6.81	3,74
Sub 4.2.2	4.83	2,88
Sub 4.2.3	2.81	1,82
Sub 5.1	10.36	5,47
Sub 5.3	5.82	3.72
Sub 5.4	1.71	0.83
Sub 5.4	1.71	0.83
Sub 5.5	1.29	0.62
Sub 5.6	3.70	1,31
Sub 5.7	2.25	1.18
Sub 5.8	4.69	2,97
Sub 6.1	3.54	2.55
Sub 6.2	3.71	2,39
Sub 6.3	3.29	2,28

CONCLUSIONES

- ✓ En los cálculos de la norma IEC, el primer parámetro que se obtiene es la corriente inicial de cortocircuito ya que las demás corrientes que se pueden obtener con esta norma están basadas en este valor de corriente para su cálculo, por consiguiente, todas las corrientes que se obtienen de la norma IEC dependen directamente de la corriente inicial de cortocircuito calculada.
- ✓ La norma ANSI no distingue si los motores o máquinas de inducción se encuentran alejados o cercanos al punto de falla para los cálculos de cortocircuito. IEC considera generadores y motores como cerca o lejos desde la localización de la falla a interrumpir al estado estable de la corriente calculada.
- ✓ ANSI/IEEE utiliza un voltaje de prefalla igual del sistema. IEC considera un voltaje multiplicado por un factor c .
- ✓ La corriente inicial de cortocircuito (I_{kss}) y la corriente pico de cortocircuito (I_p) son igual a cero cuando las fallas son bifásicas debido a que los transformadores poseen una conexión en delta, automáticamente aíslan la falla, impidiendo que los transformadores aporten al cortocircuito, por eso los valores de cortocircuito son cero.

- ✓ Los barrajes que tuvieron los aportes de corriente más altos en el sistema fueron:

Tabla 7. Barrajes con los valores más altos de cortocircuito

Barras	Máximo [kA]	Mínimo [kA]
Subestación 1	340.45	96.64
Subestación 2	340.45	96.64
Subestación 3	340.44	96.64
Subestación 4	291.63	92.85

Esto se debe a que eran los barrajes que estaban seguidos por los transformadores de potencia más grandes en el sistema, es decir, los que más podrían aportar a la falla en caso de cortocircuito, independientemente de que sea monofásico o trifásico y además están cerca de la red de distribución o la subestación principal, la cual se comporta en este caso como un generador y en caso de falla, esta aporta gran cantidad de corriente, debido a que la potencia que esta puede entregar es alta y

- ✓ Los niveles de cortocircuito en los barrajes fueron de mayor valor en la falla monofásica. A pesar de que comúnmente las fallas trifásicas son más altas que las monofásicas, las fallas monofásicas a tierra pueden generar corrientes de falla cuya magnitud puedan superar las corrientes de falla trifásica. Sin embargo, esto es más frecuente que ocurra en sistemas de transmisión o de distribución en media tensión, sobre todo cuando las fallas se ubican cerca de la subestación.

La magnitud de la falla monofásica puede superar a la generada por una falla trifásica en el mismo punto, en el caso de que la falla no involucre la malla de tierra.

✓ Si se quiere que la corriente de falla monofásica sea ser igual o ligeramente inferior a la corriente de falla trifásica, la puesta a tierra del neutro debe hacerse con reactancia de bajo valor óhmico. Ya que esto sucede en los casos en el cual la impedancia de retorno de la falla, es prácticamente nula (Cerca del generador o la red de distribución de media tensión).

BIBLIOGRAFIA

- Institute of Electrical and Electronics Engineers. Recommended Practice for Electric Power Systems in Commercial Buildings. IEEE 241:1990.

Institute of Electrical and Electronics Engineers. Recommended Practice for Protection and coordination of Industrial and Commercial Power Systems. IEEE 242:1986.

- Institute of Electrical and Electronics Engineers. Application Guide for AC High-Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis. IEEE C37.010:1979.

- Institute of Electrical and Electronics Engineers. AC High-Voltage Generator Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis. IEEE C37.013:1981.

- Institute of Electrical and Electronics Engineers. Recommended Practice for industrial and Commercial Power Systems Analysis. IEEE 399:1990.

- La Comisión Electrotécnica Internacional. Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. IEC 60909.