

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

IMPLEMENTACIÓN DE UN MÉTODO PARA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO ELÉCTRICO – ELECTRÓNICO

P R E S E N T A N:

J O S É L U I S A L A M O V A L D E Z

V Í C T O R M A C Í A S R A N G E L

J A V I E R G U I L L E R M O R E T A N A R U Í Z



MÉXICO D.F. **2006**

Jurado asignado:

Presidente	Ing. Jacinto Viqueira Landa
Vocal	Ing. Juan José López Márquez
Secretario	Ing. Gloria Mata Hernández
1er. Suplente	Ing. Augusto Octavio Hintze Valdez
2do. Suplente	Ing. Armando Grande González

Sitio donde se desarrolló el tema:

Facultad de Ingeniería

Asesor del tema:

Ing. Juan José López Márquez

AGRADECIMIENTOS

A mis padres Javier y Cándida, que siempre me brindaron su amor, cariño, confianza y el apoyo necesario para culminar mi carrera y a quienes quiero y agradezco la dicha de tenerlos como padres.

A mis hermanos Verónica, César y Javier, por el apoyo y el afecto que me brindan día con día.

A Janeritte con quien he compartido muchas experiencias y momentos inolvidables, gracias por los consejos y todo el tiempo que has estado junto a mí.

A mis primos Emma, Hugo, Roberto, Ricardo, Sara, Rosalba e Itzel, con quienes pase muchos momentos agradables.

A mis amigos y compañeros de tesis Javier y Víctor, con quienes he llevado a cabo el pináculo de un ciclo.

A mis amigos: José Refugio, Francisco, Edgar Castro, Martha Gabriela, Pablo Alberto, Carlos Josué, Armando, Luis Manuel, Alberto, Edgar López, Dulce Gabriela, Rafael, Elizabeth, Verónica, Julia, Eduardo y Alejandra G^2, por la amistad que me han brindado.

A los Ingenieros: Mario Arteaga, Rafael Muñoz, Jesús Franco, Guillermo Aguilar y Sergio Romero, por sus experiencias y enseñanzas transmitidas a mi persona.

.

Al Ing. Juan José López M. por su asesoría, a los sinodales y a todos aquellos profesores que me dejaron una enseñanza.

José Luis Alamo Valdez

AGRADECIMIENTOS

Sería difícil no empezar estos agradecimientos mencionando a la Universidad Nacional Autónoma de México, que a lo largo de mi estancia en esta institución ha colaborado arduamente en mi preparación como profesionista y sobre todo como persona; y que tuvo un papel incuestionable en este trabajo, gracias a su excelencia como institución que beneficia en la investigación abriendo un sinnúmero de puertas.

Gracias al Director de ésta tesis, el Ing. Juan José López Márquez quien confió y apoyo esta propuesta, hoy terminada. Y sin dudar, gracias a mis profesores de la Facultad de Ingeniería que con su conocimiento y experiencia me prepararon no sólo para el trabajo sino también para la vida.

A mis compañeros de CIDETES que apoyaron con recursos y consejos este trabajo de tan difícil camino, y a mis compañeros Javier y José Luís, que juntos emprendimos este largo camino en busca de un trabajo que culminara nuestros estudios de licenciatura.

Víctor Macías Rangel

AGRADECIMIENTOS

A mis compañeros, Víctor Macias y José Luis Alamo, los cuales me brindaron su amistad y su esfuerzo para sacar adelante esta investigación.

A nuestro asesor de Tesis, que me brindo su apoyo.

Doy gracias a la Universidad, la cual me dio la oportunidad de desarrollarme en mis conocimientos científicos como en mi persona.

A CIDETES (Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico), por brindarme un gran apoyo en el uso de sus instalaciones, para el desarrollo de esta investigación.

A mis padres, mi hermana y mi novia los cuales me enseñaron los valores de la humildad, la superación y que han estado conmigo en todo momento de mi vida.

A mis Profesores de la facultad de Ingeniería, que me ayudaron en mi desarrollo profesional.

Javier Guillermo Retana Ruíz

Índice de contenido

Índice de contenido **i**

1 **Conceptos básicos de los sistemas eléctricos de potencia** **1**

1.1 Funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia **2**

1.2 Líneas de transmisión **6**

1.3 Corto circuito **18**

1.4 Tipos y causas de fallas en las líneas de transmisión **36**

2 **Métodos de localización de fallas** **39**

2.1 Método de la reactancia aparente **40**

2.2 Método de la reactancia verdadera **48**

2.3 Método de Takagi **51**

2.4 Método de las componentes simétricas **62**

2.5 Análisis y comparación de los métodos **67**

3 **Selección de un método para la localización de fallas** **70**

3.1 Método seleccionado **71**

3.2 Análisis del método seleccionado **71**

3.3 Ventajas del método seleccionado **82**

3.4 Comentarios del método seleccionado **83**

4 **Implementación del método seleccionado en LabView** **85**
4.1 Conceptos básicos de LabView **86**
4.2 Aplicación del método seleccionado en LabView **96**
4.3 Ejemplos reales del método seleccionado **109**
4.4 Comprobación de los registros con el cálculo propio **112**

5 **Conclusiones** **119**

Apéndice **123**
1. Sistemas pu y componentes simétricas **124**
2. Resultados de fallas en tiempo real **132**

Bibliografía **135**

CAPÍTULO 1

1.1 Funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia

1.2 Líneas de transmisión

1.3 Corto circuito

1.4 Tipos y causas de fallas en las líneas de transmisión

CONCEPTOS BÁSICOS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

1. CONCEPTOS BÁSICOS DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

En la actualidad el desarrollo de fuentes de energía es la clave del progreso industrial, además de ser esencial para el desarrollo del nivel de vida de la sociedad.

Uno de los grandes problemas que enfrenta el mundo, es el descubrir nuevas fuentes de energía, para obtener un suministro inagotable en el futuro, distribuir donde se requiera, además de emplearla sin provocar contaminación ambiental. La red eléctrica es un elemento para trasportar energía y representa un papel muy importante en la solución de este problema.

En este capítulo se estudian, los sistemas eléctricos de potencia, así como las líneas de transmisión y las fallas que ocurren en estas.

1.1 Funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia

Por razones económicas, ambientales, fiables, etc., la electricidad usualmente no puede ser generada donde ésta es usada. De esta manera, la energía eléctrica tiene que ser transmitida sobre las redes de potencia eléctrica. Los sistemas eléctricos de potencia, se componen de tres partes principales: la generación, la transmisión y la distribución (ver figura 1.1). Es decir, primero la energía eléctrica tiene que ser generada, entonces ésta debe ser transmitida al área donde será usada y finalmente ésta debe ser distribuida a los usuarios. En los sistemas de transmisión se utiliza alta tensión y las líneas son relativamente largas, mientras que en los sistemas de distribución se utiliza baja tensión y las líneas son relativamente cortas.

Una de las mayores ventajas de la utilización de la potencia eléctrica es que ésta puede ser transmitida del punto de generación al punto de utilización.

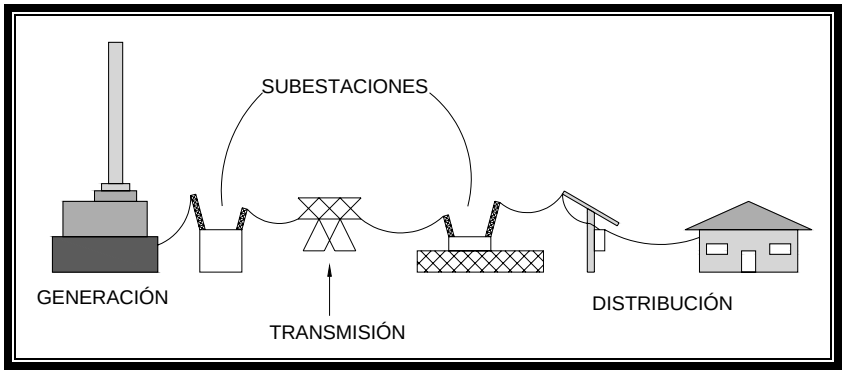


Figura 1.1. Componentes de un sistema eléctrico de potencia.

1.1.1 Niveles de tensión en un sistema eléctrico de potencia

A causa de la construcción de técnicas y materiales limitadores (aisladores capacitivos), los generadores típicamente podían operar únicamente entre 15 y 20 kV. La tensión puede ser transformada a altos niveles para su transmisión en grandes cantidades y después transformada a niveles más bajos para su distribución. Los requerimientos en los sistemas de potencia cada vez son mayores a través de los años. En la tabla 1.1 se muestra la clasificación de la tensión estándar y la tensión típica de operación para un sistema de potencia.

Clasificación de la tensión	**Tensión nominal**
Baja tensión (BT)	120/240, 208, 240, 277/480, 600 [V]
Media tensión (MT)	2.4, 4.16, 4.8, 6.9, 12.47, 13.2, 13.8, 23.0, 24.94, 34.5, 46.0, 69.0 [kV]
Alta tensión (AT)	115, 138, 161, 230 [kV]
Extra Alta tensión (EAT)	345, 400, 500, 765 [kV]

Tabla 1.1[1]. Niveles de tensión.

[1] Referencia pagina CFE

1.1.2 Diagrama unifilar

Cuando dibujamos un diagrama de un sistema de potencia, frecuentemente usamos el llamado diagrama unifilar. Cada circuito trifásico está representado a lo largo de una sola línea con símbolos de componentes importantes como son: generadores, transformadores, relevadores, fusibles, etc. El diagrama unifilar, puede contener información como la impedancia de las líneas de transmisión, de los generadores y transformadores, los cuales son usados cuando analizamos el sistema eléctrico de potencia.

En la figura 1.2 se muestra un ejemplo de un diagrama de un sistema de potencia.

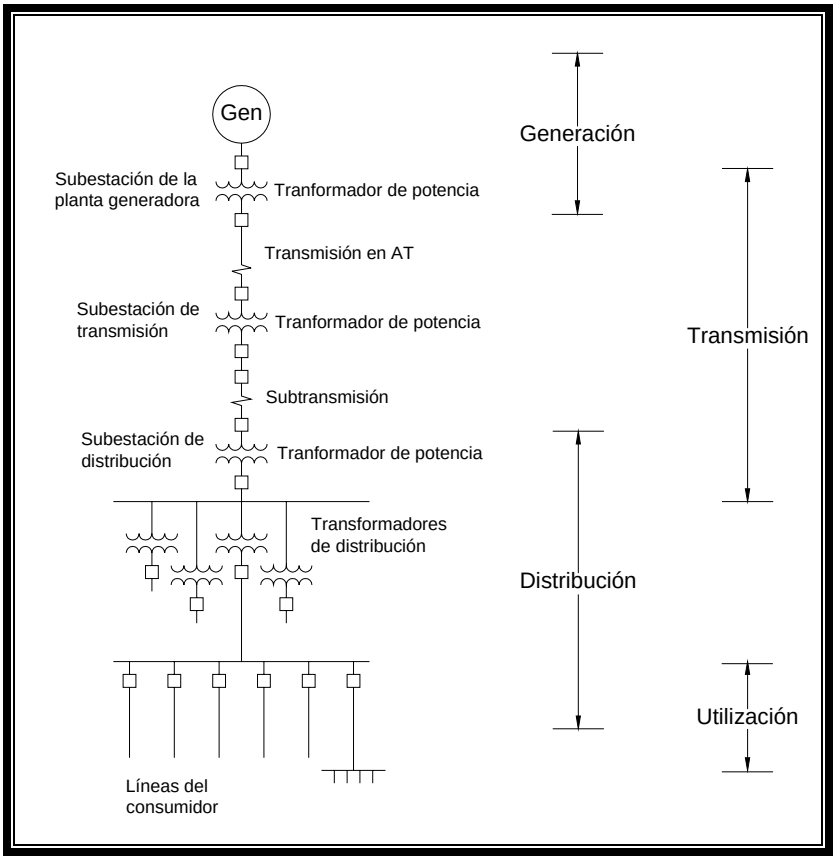


Figura 1.2. Diagrama unifilar simplificado de un sistema eléctrico de potencia.

En general, podemos igualar los diferentes niveles de tensión a porciones del sistema:

- Transmisión
- Subtransmisión
- Distribución
- Consumo

1.1.3 Fuentes de energía eléctrica

Las fuentes principales de suministro de energía para un sistema eléctrico, proceden principalmente de alguna de las siguientes fuentes:

- Aprovechamiento de caídas de agua.
- Combustibles fósiles (petróleo, gas natural, carbón).
- Fisión nuclear.
- Energía geotérmica.
- La energía mareomotriz.
- La energía eólica.
- La energía solar.

La situación de las plantas generadoras, en el caso de las plantas hidroeléctricas, está condicionada por el salto del agua, mientras que la ubicación de las plantas térmicas que emplean combustibles fósiles o nucleares es más flexible. Para el caso de las plantas nucleares, estas con frecuencia son muy grandes, por lo que en los planes para una planta de este tipo se especifica un tamaño igual a la capacidad total de la red en el momento en que se inicia el diseño, para este tipo de plantas el transporte del material de fisión nuclear, es despreciable y no existe emisión de gases de combustión a la atmósfera, pero el gran tamaño de las

unidades y la necesidad de agua de refrigeración hacen que tampoco se instalen cerca de los centros de consumo.

Tanto las plantas nucleares como las hidroeléctricas requieren de líneas de transmisión largas, desde la planta hasta el centro de consumo, mientras que las plantas termoeléctricas requieren líneas de transmisión más cortas, debido a que se encuentran cerca del área de consumo.

1.2 Líneas de transmisión

Una línea de transmisión aérea esta constituida por conductores, hilos de guarda, aisladores, estructuras de soporte y accesorios para sujetar los conductores a las estructuras de soporte, en el mayor caso de líneas en alta tensión.

Es necesario definir los siguientes parámetros característicos de las líneas:

- Capacitancia

Si se aplica en uno de los extremos de la línea una diferencia de potencial entre los dos hilos y se mantiene abierto el otro extremo de la línea, los conductores adquirirán una carga eléctrica q que es proporcional a la diferencia de potencial V y a una constante C llamada capacitancia.

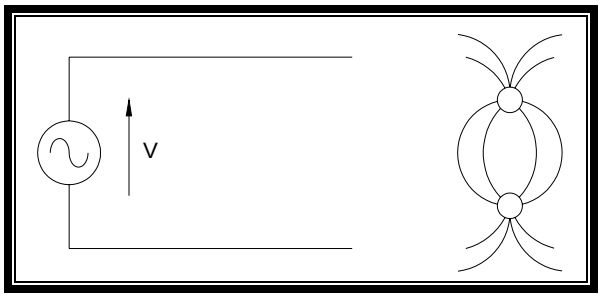


Figura 1.3. Comportamiento del circuito capacitivo.

Existe un campo eléctrico asociado con las cargas eléctricas de los conductores, cuyas líneas de flujo son arcos de círculo que terminan en los dos hilos.

La línea se comporta como un capacitor, donde los conductores son las placas del capacitor y el aire u otro medio aislante es el dieléctrico que separa los conductores.

La capacitancia de una línea de transmisión está en función de las dimensiones de los conductores, así como de la separación entre ellos y de la naturaleza del dieléctrico.

Si la diferencia de potencial es una función senoidal del tiempo, los conductores cambiaran de polaridad dos veces por ciclo y circulará por ellos una corriente alterna. En líneas de transmisión cortas, ésta corriente capacitiva es generalmente despreciable comparada con la corriente que circula por los conductores, debida a la carga alimentada por la línea.

- Inductancia

Supóngase que se conecta una carga al final de la línea. La corriente que circula por los conductores (que es la suma de la corriente de carga y de la corriente capacitiva) produce un campo magnético como se muestra en la figura 1.4.

Si la intensidad de la corriente varía en función del tiempo, el campo magnético también será función del tiempo. Este campo variable induce en los conductores una fuerza que se opone a la fuerza electromotriz aplicada al principio de la línea y cuyo valor esta dado por la siguiente expresión:

$$e = -L\frac{di}{dt}$$

L es una constante llamada inductancia. La inductancia de las líneas de transmisión tiene una gran importancia en la determinación de las caídas de tensión en las líneas.

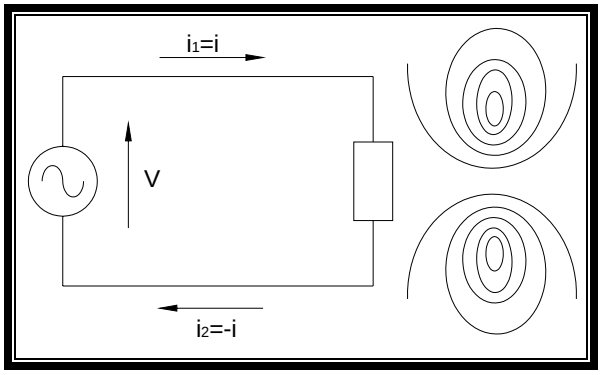


Figura 1.4. Comportamiento de un circuito inductivo.

- Resistencia

Los conductores eléctricos presentan una resistencia al paso de la corriente eléctrica que causa la conversión de una parte de la energía eléctrica que circula por el conductor en calor, en proporción directa a la resistencia del conductor y al cuadrado del valor eficaz de la intensidad de corriente que circula por el conductor.

Las perdidas están dadas por la siguiente expresión:

$p = R_e I_e^{\,2}\ [W]$

p = Pérdidas de energía por segundo en un conductor.

R_e = Resistencia efectiva del conductor en Ω.

I_e = Valor eficaz de la corriente en amperes.

La energía consumida en un tiempo $t[s]$ es:

$$W = Pt = R_e I_e^2 t \quad [J]$$

Las relaciones anteriores, determinan la conveniencia de utilizar tensiones de transmisión más elevados, para disminuir la magnitud de la corriente y disminuir así las perdidas por efecto Joule.

La resistencia de un conductor es directamente proporcional a la resistividad del material de que está hecho y a la longitud del conductor e inversamente proporcional a su sección.

La resistencia óhmica o resistencia al paso de la corriente continua de un conductor puede expresarse de la siguiente forma:

$$R = \varphi \frac{l}{A}$$

R = Resistencia óhmica.

φ = Resistividad volumétrica

l = Longitud del conductor

A = Área de la sección transversal del conductor.

1.2.1 Modelado y representación

Para el modelado y la representación de las líneas de transmisión, se clasifican en: cortas, medias y largas. La clasificación de las líneas de transmisión según su longitud, esta basada en las aproximaciones admitidas al operar con los parámetros de la línea. La resistencia, la inductancia y la capacitancia, están

uniformemente repartidas a lo largo de la línea y en el cálculo exacto de líneas largas hay que considerarlo así. En las líneas de longitud media se considera, sin embargo, que la mitad de la capacidad esta agrupada en cada extremo de la línea, sin que por ello se cometa un error apreciable al calcular la tensión y la intensidad en las terminales. Por ultimo en las líneas cortas es tan pequeña la capacitancia que puede despreciarse.

Se consideran líneas cortas a aquellas cuya longitud es menor de 80 km, líneas medianas a aquellas que su longitud se encuentra comprendida entre 80 y 240 km aproximadamente y líneas largas a aquellas que son mayores de 240 km.

1.2.1.1 Líneas de transmisión cortas.

El circuito equivalente de una línea de transmisión corta esta representado en la Figura 1.5.

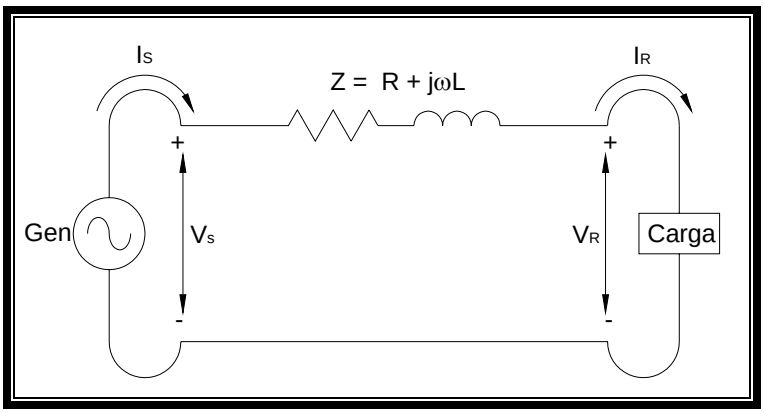


Figura 1.5. Circuito de una línea de transmisión.

Donde las corrientes I_S e I_R se localizan en los extremos transmisor y receptor de la línea; las tensiones entre fase y neutro son V_S y V_R que se localizan en los mismos puntos. Cuando la corriente instantánea circula en la dirección marcada

por las flechas en el diagrama, la corriente se considera positiva. Medio ciclo mas tarde, la corriente circula en sentido contrario siendo negativa. Los signos de la polaridad señalan la dirección en la que se considera positiva la caída de la tensión en los extremos de la línea.

El circuito se resuelve como un circuito serie de corriente alterna, por lo que la corriente es la misma en ambos extremos de la línea, entonces:

$$I_S = I_R$$

La tensión en el extremo generador es:

$$V_S = V_R + I_R Z$$

Donde Z es zl, la impedancia total de la línea.

El factor de potencia de la carga tiene un efecto de variación sobre el factor de regulación de la tensión de una línea, dicha variación se comprende mejor en las líneas cortas. El factor de la tensión de una línea de transmisión es la elevación de tensión en el extremo receptor, expresado en por ciento de la tensión a plena carga, cuando está a un determinado factor de potencia especificado, desaparece manteniendo constante la tensión en el extremo transmisor. La expresión matemática es:

$$\%\ Regulación = \frac{|V_{NL}| - |V_{FL}|}{|V_{FL}|} \times 100$$

Donde:

$|V_{NL}|$ = Valor Absoluto de la tensión en el extremo receptor en vacío.

$|V_{FL}|$ = Valor Absoluto de la tensión en el extremo receptor a plena carga.

Después de eliminar la carga de una línea de transmisión, la tensión en el extremo receptor es igual a la del extremo transmisor. En la Figura 1.5 con la carga conectada, la tensión en el lado receptor se representa por V_R, siendo $|V_R| = |V_{FL}|$.

La tensión en el extremo transmisor es V_S, siendo $|V_S| = |V_{NL}|$. Los diagramas vectoriales de la Figura 1.6 corresponden a iguales amplitudes de tensión y corriente en el extremo receptor. Para mantener una tensión dada en el extremo receptor, es preciso una corriente mayor en el extremo transmisor, cuando la corriente esta retrasada respecto a la tensión, que cuando está en fase con ella. Para mantener en el extremo receptor la tensión dada, es preciso, cuando la tensión está retrasada respecto a la corriente en el extremo receptor, una pequeña tensión permanente en el extremo transmisor. La caída de tensión en la impedancia de la línea, es la misma en todos los casos, pero debido a los diferentes factores de potencia, se suma a la tensión en el extremo receptor con un ángulo diferente en cada caso. El factor de regulación de tensión es máximo con los factores de potencia en retardo y mínimo o incluso negativo, con los factores de potencia en adelanto.

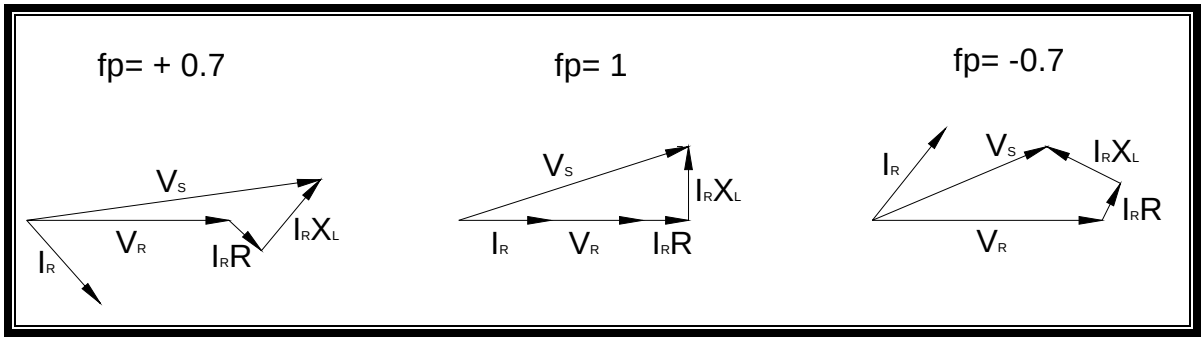


Figura 1.6. Diagramas fasoriales de una línea de transmisión corta.

1.2.1.2 Líneas de transmisión medias.

En los cálculos de las líneas de longitud media, se incluye la admitancia, generalmente capacitiva pura. Si la admitancia se supone concentrada en el punto medio del circuito que representa la línea, aquel se suele decir que es un circuito nominal en π (figura 1.7), donde Z es igual a zl, que es la impedancia serie por fase de la línea e Y igual a yl, que es la admitancia en paralelo por fase, respecto al neutro.

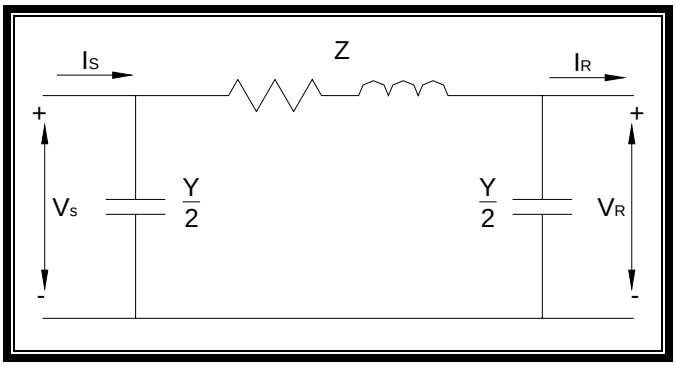


Figura 1.7. Circuito en nominal en π de una línea de transmisión media.

Para obtener las ecuaciones de la línea media del circuito nominal en π, nos referimos a la figura 1.7, de donde podemos deducir V_S, tomando en cuenta que la corriente en el extremo receptor es $V_R Y/2$ y que la de la rama serie es $I_R + V_R Y/2$, por lo que:

$$V_S = \left(V_R \frac{Y}{2} + I_R \right) Z + V_R \qquad 1.2.1.2.1$$

$$V_S = \left(\frac{ZY}{2} + 1 \right) V_R + ZI_R \qquad 1.2.1.2.2$$

Para determinar I_S, notemos que la corriente en paralelo del extremo transmisor es $V_S Y/2$, la cual sumada a la de la rama serie nos da:

$$I_S = V_S \frac{Y}{2} + V_R \frac{Y}{2} + I_R \qquad 1.2.1.2.3$$

Y sustituyendo en la ecuación 1.2.1.2.3 el valor V_S, dado por la ecuación 1.2.1.2.2 tenemos:

$$I_S = V_R\left(1 + \frac{ZY}{4}\right) + \left(\frac{ZY}{2} + 1\right) I_R \qquad 1.2.1.2.4$$

En las ecuaciones anteriores, vemos el efecto de incluir la admitancia Y en los cálculos. Si la línea es corta, la admitancia total Y es pequeña y cuando disminuye ésta, las ecuaciones de las líneas medias se aproximan a las ecuaciones de las líneas cortas

1.2.1.3 Líneas de transmisión largas.

La solución de las ecuaciones diferenciales que proporciona gran precisión en el cálculo de líneas a 60 Hz, de más de 240 km de longitud, exige considerar que los parámetros de la línea no están concentrados, sino distribuidos uniformemente a todo lo largo de aquella.

La Figura 1.8 representa una fase y neutro de una línea trifásica. En este caso se trata de calcular la línea con la impedancia y la admitancia uniformemente repartidas, por lo que no se utilizan los parámetros. La figura 1.8 también representa una línea monofásica si la impedancia serie de la misma es la del circuito monofásico, en lugar de la impedancia por fase de la trifásica y si la admitancia en paralelo es la de aquella línea en lugar de la admitancia en paralelo, respecto al neutro de la trifásica.

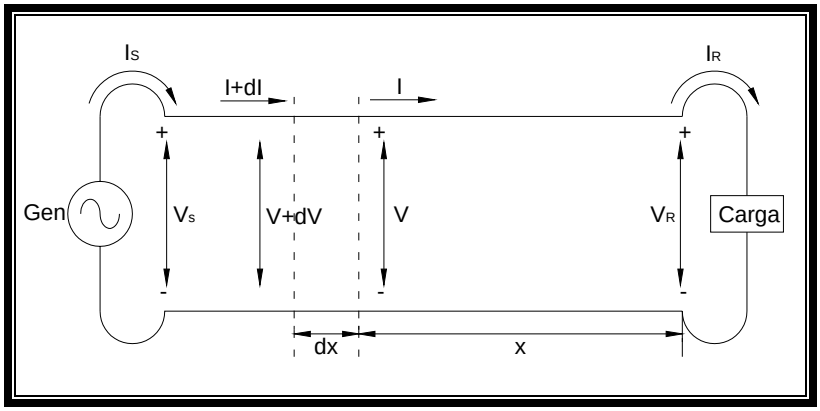


Figura 1.8. Fase y neutro de una línea trifásica.

Vamos a considerar un elemento muy pequeño de la línea, y se calculará las diferencias de tensiones y de corrientes entre los extremos de la línea. La distancia del elemento considerado será x, a partir del extremo receptor y dx la longitud del elemento. La impedancia del elemento diferencial de la línea será zdx e ydx la admitancia. Sea V la tensión respecto al neutro, del extremo del elemento diferencial de línea más próximo al extremo receptor, siendo V la expresión compleja de la tensión eficaz cuya amplitud y fase varía con la distancia a lo largo de la línea. La tensión en el extremo de la línea, más próximo al generador, será $V + dV$. El aumento de la tensión a lo largo del elemento diferencial de línea, en sentido de las x crecientes es dV, que es la diferencia de las tensiones en los extremos del elemento. El aumento de la tensión, en sentido de las x crecientes, es también el producto de la corriente que fluye del elemento, en sentido de las x crecientes, por la impedancia de aquel, o sea $Izdx$. Así tenemos:

$$dV = Izdx$$

$$\frac{dV}{dx} = Iz \qquad 1.2.1.3.1$$

Análogamente la corriente que sale del elemento hacia la carga, es I. La amplitud y la fase de la corriente I varían, con la distancia, a lo largo de la línea a causa de la admitancia repartida en toda su longitud. La corriente que entra en el elemento procedente del generador es $I + dI$. Esta diferencia es la corriente $Vydx$ que circula por la admitancia del elemento. Por lo tanto:

$$dI = Vydx$$

$$\frac{dI}{dx} = Vy \qquad 1.2.1.3.2$$

Derivando, respecto a x, las ecuaciones 1.2.1.3.1 y 1.2.1.3.2 tenemos

$$\frac{d^2V}{dx^2} = z\frac{dI}{dx} \qquad 1.2.1.3.3$$

$$\frac{d^2I}{dx^2} = y\frac{dV}{dx} \qquad 1.2.1.3.4$$

Si sustituimos los valores dI/dx y dV/dx, dados por las ecuaciones 1.2.1.3.1 y 1.2.1.3.2 en las ecuaciones 1.2.1.3.3 y 1.2.1.3.4 respectivamente llegamos a:

$$\frac{d^2V}{dx^2} = yzV \qquad 1.2.1.3.5$$

$$\frac{d^2I}{dx^2} = yzI \qquad 1.2.1.3.6$$

De esta forma se obtiene una ecuación 1.2.1.3.5, cuyas únicas variables son V y x, y otra, la ecuación 1.2.1.3.6 con las variables I y x solamente. Las soluciones V e I de las ecuaciones, son expresiones cuyas derivadas segundas, respecto a x, son iguales a las correspondientes expresiones originales multiplicadas por la constante yz. Por ejemplo, la solución de V, derivada dos veces, respecto a x, tiene que ser igual a yzV. Esto sugiere una solución de tipo exponencial.

$$V = A_1 e^{\sqrt{yz}x} + A_2 e^{-\sqrt{yz}x} \qquad 1.2.1.3.7$$

Hallando la segunda derivada de V respecto a x tenemos:

$$\frac{d^2V}{dx^2} = yz\left(A_1 e^{\sqrt{yz}x} + A_2 e^{-\sqrt{yz}x}\right) \qquad 1.2.1.3.8$$

Que es yz veces la supuesta solución de V. Si sustituimos en la ecuación 1.2.1.3.1 el valor dado por la ecuación 1.2.1.3.7 para V tenemos:

$$I = \frac{1}{\sqrt{z/y}} A_1 e^{\sqrt{yz}x} - \frac{1}{\sqrt{z/y}} A_1 e^{-\sqrt{yz}x} \qquad 1.2.1.3.9$$

Las constantes A_1 y A_2 pueden hallarse teniendo en cuenta las condiciones en el extremo receptor de la línea, es decir $x = 0$, $V = V_R$ e $I = I_R$.

Sustituyendo estos valores en las ecuaciones 1.2.1.3.7 y 1.2.1.3.9, tenemos:

$$V_R = A_1 + A_2$$

$$I_R = \frac{1}{\sqrt{z/y}}\left(A_1 - A_2\right)$$

Sustituyendo el valor $Z_C = \sqrt{z/y}$ y despejando A_1

$$A_1 = \frac{V_R + I_R Z_C}{2} \qquad 1.2.1.3.10$$

$$A_2 = \frac{V_R - I_R Z_C}{2} \qquad 1.2.1.3.11$$

Sustituyendo en las ecuaciones 1.2.1.3.7 y 1.2.1.3.9 los valores encontrados para A_1 y A_2 y haciendo $\gamma = \sqrt{yz}$ se obtiene

$$V = \frac{V_R + I_R Z_C}{2} e^{\gamma x} + \frac{V_R - I_R Z_C}{2} e^{-\gamma x} \qquad 1.2.1.3.12$$

$$I = \frac{V_R / Z_C + I_R}{2} e^{\gamma x} - \frac{V_R / Z_C - I_R}{2} e^{\gamma x} \qquad 1.2.1.3.13$$

Donde $Z_C = \sqrt{z / y}$ es la impedancia característica de la línea, y $\gamma = \sqrt{zy}$ la constante de propagación.

Las ecuaciones 1.2.1.3.12 y 1.2.1.3.13 son los valores eficaces de V e I, así como sus ángulos de fase, en cualquier punto de la línea, en función de la distancia x desde el extremo receptor, supuesto conocidos V_R, I_R y los parámetros de la línea.

1.3 Corto circuito

Un corto circuito es un fenómeno eléctrico que ocurre cuando dos puntos entre los cuales existe una diferencia de potencial, se ponen en contacto entre sí, es decir cuando se ha perdido el aislamiento entre conductores o entre conductor y neutro, caracterizándose por elevadas corrientes circulantes hasta el punto de falla.

La corriente eléctrica de carga produce trabajo útil, mientras que la corriente de corto circuito produce efectos destructivos.

La magnitud de la corriente de corto circuito depende principalmente de dos factores:

1. Las características y el número de fuentes que alimentan al corto circuito.

2. La resistencia que presente el propio circuito de transmisión o distribución.

Las principales fuentes de corriente de corto circuito son los generadores existentes en el sistema de potencia y la generación remota de la red que le suministra energía eléctrica (red pública), sin embargo en condiciones de corto circuito los motores síncronos y de inducción que antes de la falla representaban una carga para el sistema, se comportan como generadores durante un tiempo relativamente corto.

La oposición que presenta el propio circuito de transmisión o distribución de energía al flujo de la corriente de corto circuito se le denomina impedancia Z, en términos eléctricos y depende de la configuración del sistema eléctrico y este 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 corto circuito son el momento, tipo y ubicación de la falla.

Los efectos de las corrientes de corto circuito son variables, 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 corto circuito, 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 al sistema.

Un sistema eléctrico de potencia, siempre estará expuesto al daño que puedan causar flujos de corriente en condiciones de corto circuito tales como

sobrecalentamientos y arcos eléctricos destructivos. Para asegurar que los equipos de protección puedan aislar las fallas rápidamente y minimizar el daño de cada uno de los componentes del sistema eléctrico de potencia y el riesgo del personal, el estudio de corrientes de corto circuito debe ser incluido en el diseño de los sistemas de potencia.

1.3.1 Cálculo de corto circuito

Normalmente las corrientes de corto circuito son muy elevadas, entre 5 y 20 veces el valor máximo de la corriente de carga en el punto de falla. Los cortos circuitos se pueden clasificar en simétricos (balanceados) y asimétricos (desbalanceados).

En las fallas simétricas la corriente de las tres fases del sistema son iguales en el instante del corto circuito. Entre ellas tenemos:

a) Corto circuito trifásico o entre tres líneas (LLL): Se ponen en contacto las tres fases en un mismo punto del sistema. Es el corto circuito más severo en la mayoría de los casos.

b) Corto circuito trifásico a tierra o tres líneas a tierra (LLLT): Se ponen en contacto las tres fases y tierra en un mismo punto del sistema.

En este caso solo analizaremos el corto circuito trifásico, omitiendo el corto circuito trifásico a tierra.

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

a) Corto circuito monofásico o una línea a tierra (LT): Ocurre al ponerse en contacto una fase cualquiera con la tierra del sistema. Es el corto circuito más frecuente.

b) Corto circuito bifásico o entre dos líneas (LL): Entran en contacto dos fases cualquiera del sistema.

c) Corto circuito bifásico a tierra o dos líneas a tierra (LLT): Entran en contacto dos fases cualquiera y la tierra del sistema.

En todos los casos el corto circuito puede ser de dos tipos:

a) Falla sólida

b) Falla a través de impedancia

Existen varios métodos para calcular corrientes de corto circuito, sin embargo en nuestro caso solo utilizaremos el método de componentes simétricas (Apéndice 1), el cual está basado en la descomposición de vectores que representan corrientes desequilibradas (fallas asimétricas) en sistemas de vectores equilibrados denominados componentes simétricas. Con esta herramienta, las fallas asimétricas se pueden estudiar de manera similar a como se estudian las fallas simétricas (trifásicas), para ello es necesario aplicar un procedimiento que se enunciará a continuación.

1.3.1.1 Procedimiento para el análisis del corto circuito

1. Se dibuja un diagrama correspondiente al punto de falla, en el cual se mostrarán todas las conexiones de las fases de dicho punto de falla. En el diagrama se indicarán las corrientes, las tensiones y las impedancias, mostrando polaridad y dirección de cada una.

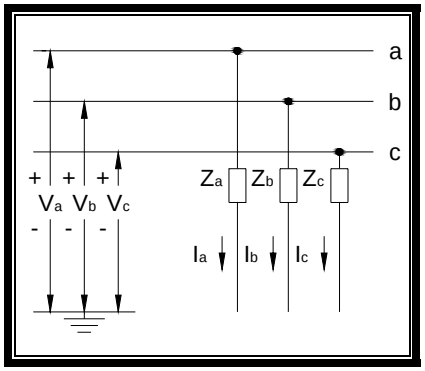
   Consideraciones:

   a) El sistema eléctrico consiste de impedancias balanceadas conectadas a la izquierda y a la derecha del punto de falla.

   b) En el punto de falla se conoce el equivalente de Thevenin.

c) En el punto de falla se definen las tensiones de línea a neutro y las corrientes fluyen hacia el punto de falla.

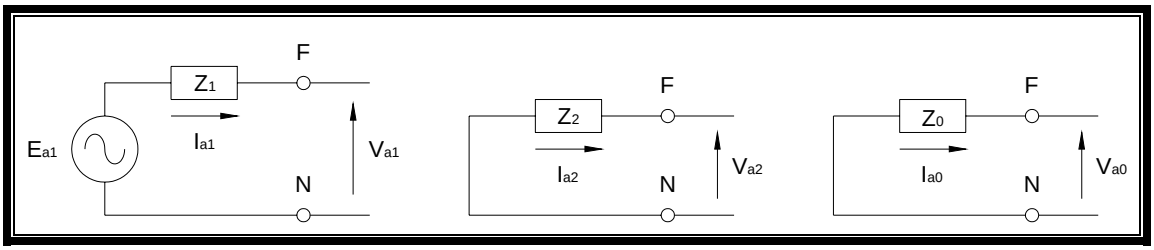
d) La máquina rotatoria genera las corrientes de distribución al punto de falla.



2. Fijar nuestras condiciones de frontera o condiciones límite en la falla. Escribir las condiciones relacionando corrientes y tensiones conocidas para el tipo de falla en estudio.

3. Transformación de corrientes y/o tensiones del punto anterior de fases $a-b-c$ a $0-1-2$ usando las transformaciones A o A^{-1}.

4. Examinar las corrientes de secuencia para determinar la conexión apropiada de las terminales F y N de las redes de secuencia para satisfacer las condiciones indicadas en el punto 3.



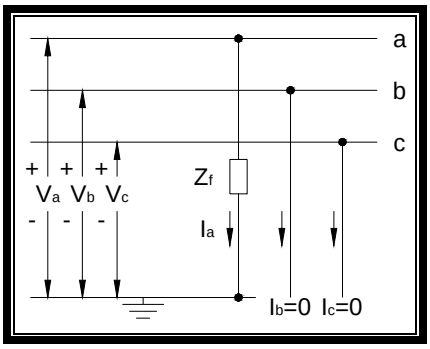
5. Examinar las tensiones de secuencia para determinar la conexión apropiada de las terminales F y N de las redes de secuencia agregando impedancias (si se requieren) para satisfacer las condiciones de los puntos 3 y 4.

   Al quedar interconectadas las redes de secuencia deberán cumplirse las condiciones de los puntos 4 y 5.

1.3.2 Corto circuito monofásico o de línea a tierra (LT)

El corto circuito de línea a tierra, es el tipo de falla más común y es originada por las descargas atmosféricas o por los conductores al hacer contacto con la estructura aterrizada, para este caso consideremos que la línea “a” es la que esta en corto.

1. Diagrama del punto de falla.



2. Condiciones de frontera.

$$I_b = I_c = 0 \qquad 1.3.2.1$$

$$V_a = Z_f I_a \qquad 1.3.2.2$$

3. Transformación de fases a secuencia.

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{b0} \\ I_{c0} \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}\begin{bmatrix} I_a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} I_a \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \qquad 1.3.2.3$$

$$I_{a0} = I_{a1} = I_{a2} = \frac{1}{3} I_a \qquad 1.3.2.4$$

De las ecuaciones 1.3.2.2 y 1.3.2.4

$V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = Z_f I_a$ pero $I_a = 3I_{a1}$

$$V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = 3Z_f I_{a1} \qquad 1.3.2.5$$

4. Corrientes de secuencia

De la ecuación 1.3.2.4 vemos que las corrientes de secuencia son iguales. Esto implica que la red de secuencias puede ser conectada en serie.

$I_a = I_{a0} = I_{a1} = I_{a2}$

$$I_a = 3I_{a0} \qquad 1.3.2.6$$

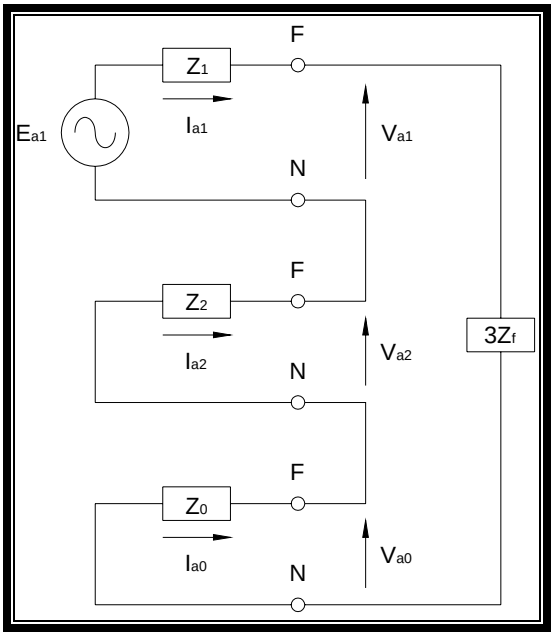
Para falla a través de impedancia

$$I_{a0} = \frac{E_{a1}}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_f} \qquad 1.3.2.7$$

Para falla sólida

$$I_{a0} = \frac{E_{a1}}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \qquad 1.3.2.8$$

5. Tensiones de secuencia



$$V_{a1} = E_{a1} - I_{a1}Z_1$$

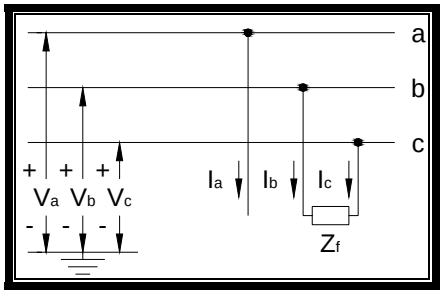
$$V_{a2} = -I_{a2}Z_2 \qquad 1.3.2.9$$

$$V_{a0} = -I_{a0}Z_0$$

1.3.3 Corto circuito bifásico o línea a línea (LL)

En este caso consideraremos que la falla ocurre entre las fases b y c.

1. Diagrama del punto de falla.



2. Condiciones de frontera.

$$I_a = 0 \qquad 1.3.3.1$$

$$I_b = -I_c \qquad 1.3.3.2$$

$$V_b - V_c = I_b Z_f \qquad 1.3.3.3$$

3. Transformación de fases a secuencia.

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{b0} \\ I_{c0} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_b \\ -I_b \end{bmatrix} = \frac{j}{\sqrt{3}} I_b \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ -1 \end{bmatrix} \qquad 1.3.3.4$$

De la ecuación 1.3.3.3

$$I_b Z_f = V_b - V_c = \left(V_{a0} + a^2 V_{a1} + a V_{a2}\right) - \left(V_{a0} + a V_{a1} + a^2 V_{a2}\right)$$

$$\left(I_{a0} + a^2 I_{a1} + a I_{a2}\right) Z_f = \left(a^2 - a\right) V_{a1} + \left(a - a^2\right) V_{a2}$$

De la ecuación 1.3.3.4

$I_{a0} = 0$ y $I_{a1} = -I_{a2}$

Sustituyendo las ecuaciones anteriores obtenemos que

$$\left(a^2 - a\right) I_{a1} Z_f = \left(a^2 - a\right) V_{a1} - \left(a^2 - a\right) V_{a2}$$

$$I_{a1} Z_f = V_{a1} - V_{a2} \qquad 1.3.3.5$$

4. Examinar las corrientes de secuencia

   De la ecuación 1.3.3.4 sabemos que $I_{a0} = 0$ y que $I_{a1} = -I_{a2}$, estas corrientes nos indican como será la conexión.

5. Examinar tensiones de secuencia

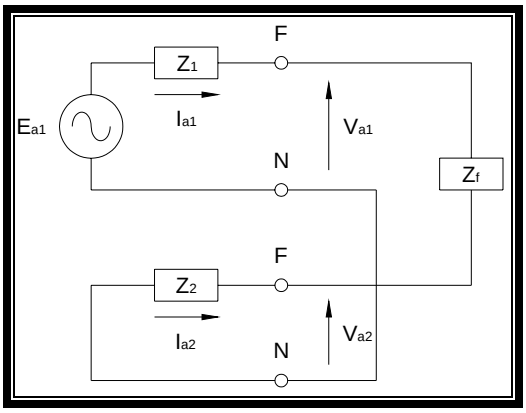
   La conexión restante esta dada por la siguiente ecuación

$$I_{a1} = -I_{a2} = \frac{E_{a1}}{Z_1 + Z_2 + Z_f} \qquad 1.3.3.6$$

Donde

$$I_b = I_{a0} + a^2 I_{a1} + a I_{a2}$$

$$I_b = a^2 I_{a1} - a I_{a1} = \left(a^2 - a\right) I_{a1} = -j\sqrt{3} I_{a1} \qquad 1.3.3.7$$



Para falla sólida

$$I_{a1} = \frac{E_{a1}}{Z_1 + Z_2} \qquad 1.3.3.8$$

Donde:

$$I_b = -I_c = -j\sqrt{3}I_{a1} \qquad 1.3.3.9$$

Las tensiones de este sistema se pueden sintetizar teniendo conocimiento de las corrientes de secuencia y de las conexiones de la red de secuencia, en la siguiente forma:

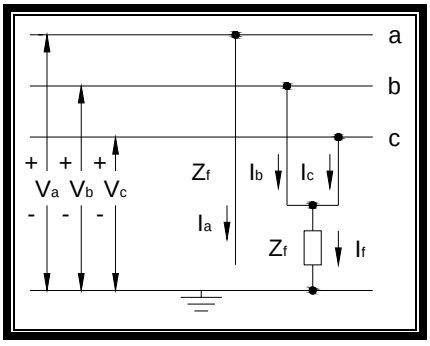
$$V_{a1} = E_{a1} - I_{a1}Z_1 \qquad 1.3.3.10$$

$$V_{a2} = -I_{a2}Z_2$$

1.3.4 Corto circuito bifásico a tierra o dos líneas a tierra (LLT)

Para este tipo de falla consideraremos que las líneas involucradas son a y b.

1. Diagrama del punto de falla



2. Condiciones de frontera.

$$I_a = 0 \qquad 1.3.4.1$$

$$V_b = V_c \qquad 1.3.4.2$$

$$V_b = (I_b + I_c)Z_f \qquad 1.3.4.3$$

3. Transformación de fases a secuencia.

$$I_{a0} + I_{a1} + I_{a2} = 0 \qquad 1.3.4.4$$

De la ecuación 1.3.4.2

$$a^2V_{a1} + aV_{a2} + V_{a0} = aV_{a1} + a^2V_{a2} + V_{a0} \qquad 1.3.4.5$$

$$a^2V_{a1} + aV_{a2} = aV_{a1} + a^2V_{a2}$$

$$\left(a^2 - a\right)V_{a1} = \left(a^2 - a\right)V_{a2}$$

$$V_{a1} = V_{a2} \qquad 1.3.4.6$$

De la ecuación 1.3.4.3

$$a^2V_{a1} + aV_{a2} + V_{a0} = \left(a^2I_{a1} + aI_{a2} + I_{a0} + aI_{a1} + a^2I_{a2} + I_{a0}\right)Z_f \qquad 1.3.4.7$$

Simplificando

$$a^2V_{a1} + aV_{a2} + V_{a0} = \left(\left(a^2 + a\right)\left(I_{a1} + I_{a2}\right) + 2I_{a0}\right)Z_f \qquad 1.3.4.8$$

4. Examinar las corrientes de secuencia

De la ecuación 1.3.4.4

$$I_{a1} + I_{a2} = -I_{a0}$$

De la ecuación 1.3.4.6

$$V_{a1} = V_{a2}$$

$$\left(a^2 + a\right)V_{a1} + V_{a0} = \left(\left(a^2 + a\right)\left(-I_{a0}\right) + 2I_{a0}\right)Z_f$$

Sabemos que $\left(a^2 + a\right) = -1$, por lo tanto

$$V_{a0} - V_{a1} = \left(I_{a0} + 2I_{a0}\right)Z_f$$

$$V_{a0} - V_{a1} = 3I_{a0}Z_f$$

$$V_{a0} = 3I_{a0}Z_f + V_{a1} \qquad 1.3.4.9$$

5. Examinar tensiones de secuencia

$$I_{a1} = \frac{E_{a1}}{Z_1 + Z_{EQ}} \qquad 1.3.4.10$$

$$Z_{EQ} = \frac{Z_2\left(Z_0 + 3Z_f\right)}{Z_2 + Z_0 + 3Z_f} \qquad 1.3.4.11$$

Sustituyendo la ecuación 1.3.3.11 en la ecuación 1.3.4.10

$$I_{a1} = \frac{E_{a1}}{Z_1 + \dfrac{Z_2\left(Z_0 + 3Z_f\right)}{Z_2 + Z_0 + 3Z_f}}$$

$$I_{a1} = \frac{E_{a1}\left(Z_2 + Z_0 + 3Z_f\right)}{Z_1\left(Z_2 + Z_0 + 3Z_f\right) + Z_2\left(Z_0 + 3Z_f\right)}$$

$$I_{a1} = \frac{E_{a1}\left(Z_2 + Z_0 + 3Z_f\right)}{Z_1Z_2 + Z_2Z_0 + Z_0Z_1 + 3Z_fZ_1 + 3Z_fZ_2} \qquad 1.3.4.12$$

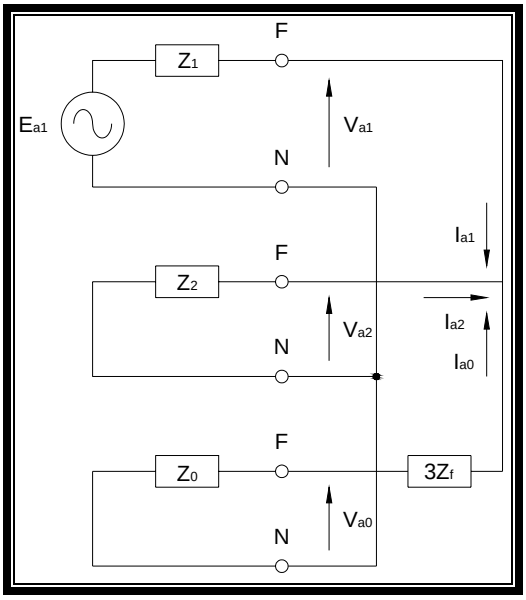
Por divisores de corriente

$$I_{a2} = -I_{a1}\frac{Z_0 + 3Z_f}{Z_2 + Z_0 + 3Z_f} \qquad 1.3.4.13$$

$$I_{a0} = -I_{a1}\frac{Z_2}{Z_2 + Z_0 + 3Z_f} \qquad 1.3.4.14$$

Sustituyendo la ecuación 1.3.4.12 en la ecuación 1.3.4.14

$$I_{a0} = -\frac{E_{a1}Z_2}{Z_1Z_2 + Z_2Z_0 + Z_0Z_1 + 3Z_fZ_1 + 3Z_fZ_2} \qquad 1.3.4.15$$



Para falla sólida

$$I_{a0} = -\frac{E_{a1}Z_2}{Z_1Z_2 + Z_2Z_0 + Z_0Z_1} \qquad 1.3.4.16$$

La corriente de falla la obtenemos de la siguiente manera:

$$I_b + I_c = I_{a0} + a^2I_{a1} + aI_{a2} + I_{a0} + aI_{a1} + a^2I_{a2}$$

$$I_b + I_c = 2I_{a0} + \left(a^2 + a\right)I_{a1} + \left(a^2 + a\right)I_{a2}$$

$$I_b + I_c = 2I_{a0} + \left(a^2 + a\right)\left(I_{a1} + I_{a2}\right)$$

Como $\left(a^2 + a\right) = -1$ y $I_{a1} + I_{a2} = -I_{a0}$

$$I_b + I_c = 3I_{a0} \qquad 1.3.4.17$$

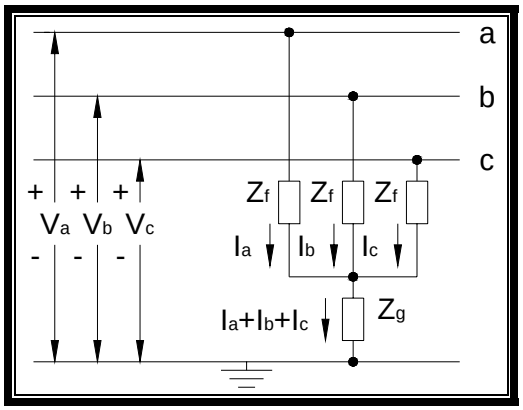
Las tensiones de este sistema se pueden sintetizar teniendo conocimiento de las corrientes de secuencia y de las conexiones de la red de secuencia, en la siguiente forma:

$$V_{a0} = -I_{a0}Z_0\,,\ V_{a1} = E_{a1} - I_{a1}Z_1 \text{ y } V_{a2} = -I_{a2}Z_2 \qquad 1.3.4.18$$

1.3.5 Corto circuito trifásico o entre tres líneas (LLL)

Este tipo de fallas es del tipo balanceada, es decir, la suma de corrientes es igual a cero. Esta falla es importante analizarla, para verificar si los interruptores son los adecuados, ya que en ciertos casos este tipo de falla puede ser mayor a la falla monofásica (LT) o la bifásica a tierra (LLT).

1. Diagrama del punto de falla



2. Condiciones de frontera

$$V_a = Z_f I_a + Z_g\left(I_a + I_b + I_c\right) \qquad 1.3.5.1$$

$$V_b = Z_f I_b + Z_g\left(I_a + I_b + I_c\right) \qquad 1.3.5.2$$

$$V_c = Z_f I_c + Z_g \left(I_a + I_b + I_c\right) \qquad 1.3.5.3$$

3. Transformación de fases a secuencia

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} = Z_f \left(I_{a0} + I_{a1} + I_{a2}\right) + 3Z_g I_{a0} \qquad 1.3.5.4$$

$$V_b = V_{a0} + a^2 V_{a1} + aV_{a2} = Z_f \left(I_{a0} + a^2 I_{a1} + aI_{a2}\right) + 3Z_g I_{a0} \qquad 1.3.5.5$$

$$V_c = V_{a0} + aV_{a1} + a^2 V_{a2} = Z_f \left(I_{a0} + aI_{a1} + a^2 I_{a2}\right) + 3Z_g I_{a0} \qquad 1.3.5.6$$

Ahora hacemos V_{bc}

$$V_{bc} = V_b - V_c = \left(a^2 - a\right)V_{a1} + \left(a - a^2\right)V_{a2} = Z_f \left[\left(a^2 - a\right)I_{a1} + \left(a - a^2\right)I_{a2}\right] \qquad 1.3.5.7$$

Sabemos que $\left(a^2 - a\right) = -j\sqrt{3}$ entonces simplificamos la ecuación 1.3.5.7

$$V_{bc} = -j\sqrt{3}V_{a1} + j\sqrt{3}V_{a2} = Z_f \left(-j\sqrt{3}I_{a1} + j\sqrt{3}I_{a2}\right)$$

También tenemos que:

$$V_{a1} - V_{a2} = Z_f \left(I_{a1} + I_{a2}\right)$$

Escribimos la ecuación anterior de la forma siguiente:

$$V_{a1} - Z_f I_{a1} = V_{a2} - Z_f I_{a2} \qquad 1.3.5.8$$

Ahora sumamos las ecuaciones 1.3.5.4 y 1.3.5.5, tomando en cuenta que $1 + a = a^2$

$$V_a + V_b = \left(2V_{a0} - aV_{a1} - a^2V_{a2}\right) = Z_f\left(2I_{a0} - aI_{a1} - a^2I_{a2}\right) + 6Z_gI_{a0}$$

Reorganizando la ecuación anterior obtenemos:

$$2\left(V_{a0} - Z_fI_{a0} - 3Z_gI_{a0}\right) = a\left(V_{a1} - Z_fI_{a1}\right) + a^2\left(V_{a2} - Z_fI_{a2}\right) \qquad 1.3.5.9$$

De la ecuación (1.3.4.8) y (1.3.4.9) se deduce que:

$$2\left(V_{a0} - Z_fI_{a0} - 3Z_gI_{a0}\right) = \left(a + a^2\right)\left(V_{a1} - Z_fI_{a1}\right)$$

También es sabido que $\left(a + a^2\right) = -1$, por lo tanto la ecuación anterior queda de la siguiente manera:

$$2\left(V_{a0} - Z_fI_{a0} - 3Z_gI_{a0}\right) = -\left(V_{a1} - Z_fI_{a1}\right) \qquad 1.3.5.10$$

Ahora sumamos las ecuaciones 1.3.5.5 y 1.3.5.6, y sabiendo que $a + a^2 = -1$

$$V_b + V_c = 2V_{a0} - V_{a1} - V_{a2} = Z_f\left(2I_{a0} - I_{a1} - I_{a2}\right) + 6Z_gI_{a0}$$

Reorganizando la ecuación se obtiene:

$$2\left(V_{a0} - Z_fI_{a0} - 3Z_gI_{a0}\right) = \left(V_{a1} - Z_fI_{a1}\right) + \left(V_{a2} - Z_fI_{a2}\right)$$

Y utilizando la ecuación 1.3.5.8 obtenemos:

$$V_{a0} - Z_fI_{a0} - 3Z_gI_{a0} = V_{a1} - Z_fI_{a1} \qquad 1.3.5.11$$

4. Examinar las corrientes de secuencia

   En este caso no hay secuencia de corrientes para la falla.

5. Examinar tensiones de secuencia

De las ecuaciones 1.3.5.8 y 1.3.5.11 deducimos que cada secuencia con impedancia serie de $Z_f + 3Z_g$, Z_f y Z_f para la secuencia cero, positiva, y negativa están en paralelo. Ahora examinemos las ecuaciones 1.3.5.10 y 1.3.5.11.

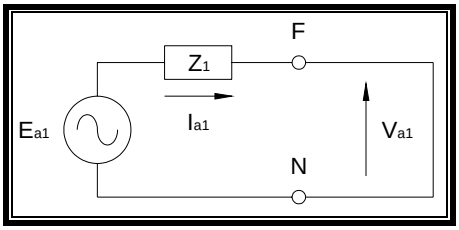
$$V_{a1} - Z_f I_{a1} = -2\left(V_{a0} - Z_f I_{a0} - 3Z_g I_{a0}\right) \qquad 1.3.5.12$$

$$V_{a1} - Z_f I_{a1} = V_{a0} - Z_f I_{a0} - 3Z_g I_{a0} \qquad 1.3.5.13$$

En este caso encontramos una contradicción, pues estas dos últimas ecuaciones solo pueden ser satisfechas simultáneamente si $I_{a0} = 0$, por lo tanto $V_{a0} = 0$, esto requiere que forzosamente 1.3.5.8 sea igual a cero:

$$V_{a1} - Z_f I_{a1} = V_{a2} - Z_f I_{a2} = 0 \qquad 1.3.5.14$$

Si el corto esta fuera de la red de secuencia negativa, $I_{a2} = 0$ lo que ocasiona que $V_{a2} = 0$. La conexión de nuestra red queda de la siguiente forma.



Para el caso de la falla trifásica, esta puedo obtenerse por simple inspección de nuestro diagrama del punto de falla. Si la impedancia de falla

en cada fase es la misma y las tensiones aplicadas están balanceadas, por lo tanto las corrientes también están balanceadas. Entonces:

$$I_{a0} = I_a + I_b + I_c = 0 \qquad 1.3.5.15$$

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{b0} \\ I_{c0} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ I_{a1} \\ 0 \end{bmatrix} \qquad 1.3.5.16$$

o $I_{a1} = I_a$ y $I_{a0} = I_{a2} = 0$

Finalmente

$$I_{a1} = \frac{E_{a1}}{Z_1 + Z_f} \qquad 1.3.5.17$$

Para una falla sólida

$$I_{a1} = \frac{E_{a1}}{Z_1} \qquad 1.3.5.18$$

1.4 Tipos y causas de fallas en las líneas de transmisión

Los esfuerzos de los sistemas eléctricos de potencia se ven sometidos durante su operación a esfuerzos que tienden a efectuar el tiempo de vida de los mismos. Si se parte del hecho de que las máquinas eléctricas esta determinado principalmente por la vida de su aislamiento, entonces los esfuerzos que afectan esto son:

- Por sobrecorrientes.

  Básicamente las sobrecargas y corrientes de corto circuito producen fallas técnicas en los aislamientos en mayor o menor tiempo según sea la intensidad de la corriente. Las corrientes de corto circuito producen también

esfuerzos dinámicos debido a las fuerzas de atracción y/o repulsión que pueden conducir a fallas mecánicas.

- Transitorios electromagnéticos.

  Estos transitorios se presentan en los sistemas eléctricos de potencia por efecto de sobretensiones que se traducen en esfuerzos dieléctricos para los aislamientos, estas sobretensiones se pueden agrupar como:

  a) De origen externo al sistema.

     Sobretensiones transitorias debidas a descargas eléctricas atmosféricas.

  b) De origen interno al sistema.

     Sobretensiones permanentes de baja frecuencia debidos a desequilibrios en la redes del sistema eléctrico.

     Sobretensiones transitorias de alta frecuencia debidas a las operaciones de maniobra (switcheo) en el sistema.

1.4.1 Sobretensiones transitorias debidas a descargas eléctricas atmosféricas.

Las descargas atmosféricas son la principal causa de las sobretensiones en los sistemas de transmisión de energía eléctrica, es decir son las causantes de la mayoría de las fallas que ocurren en dicho sistema.

Se ha comprobado experimentalmente que la tierra representa un electrodo negativo y que el electrodo positivo es una capa de aire que se encuentra a una distancia de entre 100 y 150 km de su superficie.

1.4.2 Sobretensiones permanentes de baja frecuencia debidos a desequilibrios en la redes del sistema eléctrico.

Estas sobretensiones permanentes, se encuentran a la frecuencia fundamental del sistema, los cuales son debidos a fallas monofásicas o bifásicas a tierra o a la apertura de una o dos fases. Estas sobretensiones persistirán mientras no se haga desaparecer las condiciones de desequilibrio que lo produjeron.

1.4.3 Sobretensiones transitorias de alta frecuencia debidas a las operaciones de maniobra (switcheo) en el sistema.

Estas sobretensiones de se tratan de oscilaciones de alta frecuencia (de 400 a 3000 ciclos por segundo) que se amortiguan en un tiempo del orden de mil micro segundos.

La amplitud reoscilación depende, entre otros factores de la tensión de operación del sistema.

Los casos más desfavorables, en los que la amplitud de oscilación puede alcanzar valores del orden de tres veces y media la tensión normal de operación, si no se toman las medidas necesarias para limitar dicha amplitud son:

- Desconexión de transformadores en vacío.
- Desconexión de líneas de transmisión largas en vacío.
- Conexión o reconexión rápida de línea de transmisión larga.

La forma más eficaz de lograr limitar la amplitud de la onda de oscilación a valores de dos o dos y media veces la tensión de operación es la colocación de resistencias, incorporadas a los interruptores, esto en la apertura y cierre de los mismos.

CAPÍTULO 2

2.1. Método de la reactancia aparente

2.2. Método de la reactancia verdadera

2.3. Método de Takagi

2.4. Método de las componentes simétricas

2.5. Análisis y comparación de los métodos

MÉTODOS DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS

2. MÉTODOS DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS

Hoy en día el localizar una falla de forma precisa e inmediata en los sistemas eléctricos de potencia, se vuelve necesario, ya que ayuda en la continuidad del servicio, para la disminución de pérdidas económicas a la empresa suministradora de energía y la afectación a los usuarios.

Para la localización de fallas en las líneas de transmisión existen métodos, entre los cuales podemos mencionar algunos de ellos:

- El método de la reactancia aparente
- El método de la reactancia verdadera
- El método de Takagi
- El método de las componentes simétricas

Cabe mencionar que el objetivo de los métodos de localización de fallas es localizar el punto exacto donde ocurrió la falla y el tipo de ella.

2.1 Método de la reactancia aparente

El método de reactancia aparente nos es útil en la localización de la distancia al punto de falla, sin embargo el tipo de falla no se detecta.

Para encontrar la distancia a la cual ocurrió la falla, se mide la reactancia de la línea vista desde el punto en que se encuentra el equipo localizador.

2.1.1 Principio de medición

La figura 2.1 muestra el diagrama unifilar de un segmento de línea, con sus relevadores de protección, el generador al lado izquierdo de la línea representa la producción de equivalente de potencia del sistema interconectado.

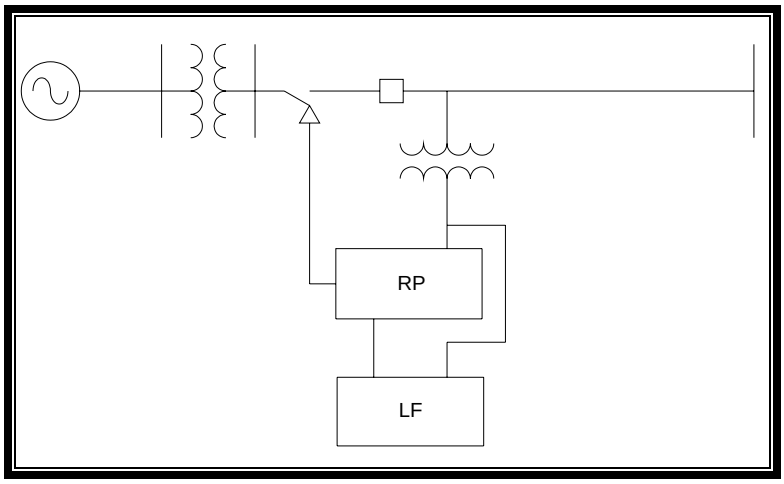


Figura 2.1. Diagrama unifilar de una línea de transmisión.

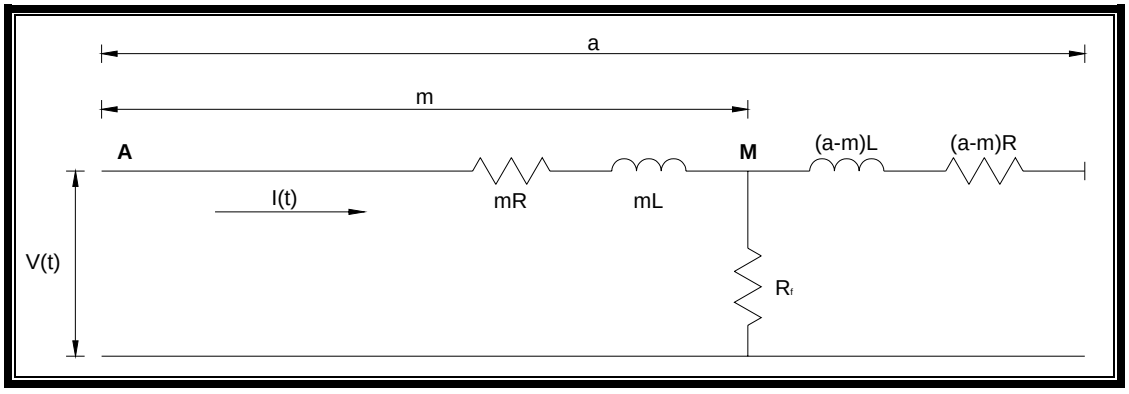


Figura 2.2. Diagrama de una falla de fase a tierra.

La figura 2.2 muestra el diagrama unifilar de una falla de fase a tierra, donde:

- m = Distancia del relevador a la falla
- a = Longitud total del segmento de la línea
- R = Resistencia de secuencia positiva del segmento de línea

- L = Unidad de inductancia de secuencia positiva del segmento de la línea H / km
- R_f = Resistencia de falla

Para este circuito simplificado se puede escribir:

$$V(t) = mRI(t) + mL\frac{dI(t)}{dt} + R_f I(t) \qquad 2.1.1$$

Donde $V(t)$ e $I(t)$ instantáneos, son la tensión y la corriente de fase respectivamente.

Agrupando términos de la ecuación 2.1.1 nos queda:

$$V(t) = \left(mR + R_f\right)\cdot I(t) + mL\frac{dI(t)}{dt} \qquad 2.1.2$$

En el tiempo t_0 cuando $I(t_0) = 0$

$$V(t_0) = mL\frac{dI(t)}{dt}\bigg|_{t=t_0} \qquad 2.1.3$$

Llamando:

$V(t_0) = V_0$ y $\left.\frac{dI(t)}{dt}\right|_{t=t_0} = I'_0$

Entonces,

$$V_0 = mLI'_0 \qquad 2.1.4$$

En la ecuación anterior 2.1.4 L es conocida, V_0 y I'_0 son parámetros medidos, tal que la distancia del punto de falla m, puede ser calculada como:

$$m = \frac{V_0}{LI'_0}[km] \qquad 2.1.5$$

2.1.2 Corto circuito fase a tierra

Como se menciono en el capítulo 1, este tipo de falla es el más frecuente y típico. El circuito equivalente de una falla fase a tierra en un segmento de línea trifásica se muestra en la figura 2.3, haciendo uso de las componentes simétricas, donde:

- a = longitud total del segmento de la línea en km
- m = distancia del punto del localizador al punto de la falla en km
- Z_1 = impedancia de secuencia positiva de la línea $[\Omega / km]$
- Z_2 = impedancia de secuencia negativa de la línea $[\Omega / km]$
- Z_0 = impedancia de secuencia cero de la línea $[\Omega / km]$
- Z_{s_1}, Z_{s_2} y Z_{s_0} son las impedancias de secuencia positiva, negativa y cero del circuito equivalente a la izquierda, las cuales se pueden despreciar para el siguiente cálculo.

También,

I_f = corriente de falla $\therefore\ I_f = I_a + I'_a$

$I_n = I_a + I_b + I_c = 3I_0$ = corriente en el neutro

R_f = Resistencia de falla

V_1, V_2, V_0 y I_1, I_2, I_0 son las tensiones y corrientes de secuencia positiva, negativa y cero al lado izquierdo de la línea. V_{f_1}, V_{f_2} y V_{f_0} son las tensiones de secuencia positiva, negativa y cero en el punto de falla.

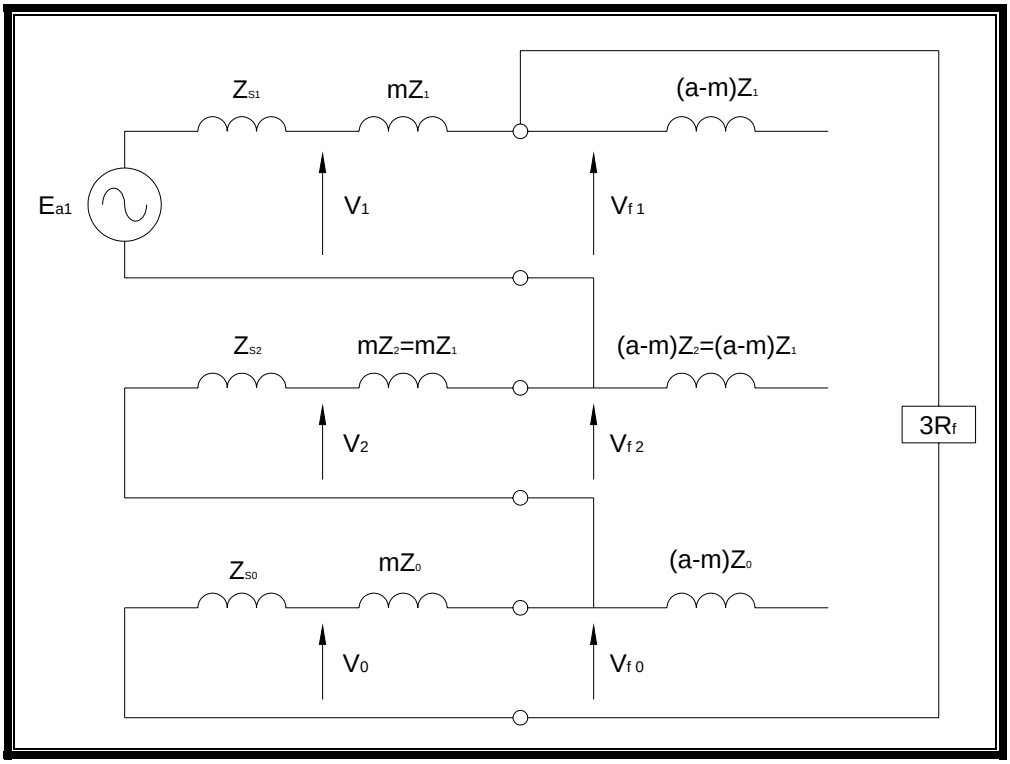


Figura 2.3. Circuito equivalente de una falla fase a tierra en una línea de transmisión (suponiendo la fase a como fallada).

Se puede escribir las tres ecuaciones siguientes:

$$V_1 = V_{f_1} + I_1 mZ_1$$

$$V_2 = V_{f_2} + I_2 mZ_1 \qquad 2.1.6$$

$$V_0 = V_{f_0} + I_0 mZ_0 + 3R_f I_f$$

Sumando las tres ecuaciones de 2.1.6

$$V_a = V_f + (I_1 + I_2) mZ_1 + I_0 mZ_0 + 3R_f I_f \qquad 2.1.7$$

donde:

$V_f = 0$ y adicionando y substrayendo el término $I_0 mZ$ al lado derecho

$$V_a = (I_1 + I_2 + I_0) mZ_1 + I_0 m(Z_0 - Z_1) + 3R_f I_f$$

$$V_a = I_a mZ_1 + I_0 m(Z_0 - Z_1) + 3R_f I_f \qquad 2.1.8$$

Podemos decir que $I_0 = \frac{1}{3} I_n$

$$V_a = mZ_1\left[I_a + I_n \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1} \right] + 3R_f I_f \qquad 2.1.9$$

Notamos que $I_n \cong I_a$ y $arc(I_a) \cong arc(I'_a)$, entonces:

$$V_a = I_a mZ_1(1 + k_0) + 3R_f I_f \qquad 2.1.10$$

donde,

$$\left(\frac{Z_o - Z_1}{3Z_1} \right) = k_0 \qquad 2.1.11$$

k_0 es conocido como el coeficiente de la línea

Sea $Z_1 = R_1 + jX_1$ y $X_1 = \omega L$, entonces,

$$V_a = I_a(1 + k_0)R_1 m + 3R_f I_f + jI_a(1 + k_0)X_1 m \qquad 2.1.12$$

en el dominio del tiempo:

$$V_a(t) = I_a(t)(1 + k_0)R_1 m + 3R_f I_f(t) + (1 + k_0)Lm\frac{dI_a(t)}{dt} \qquad 2.1.13$$

en el tiempo t_0 donde $I_a(t_0) = 0$ y

$I_f(t_0) = 0$

$$V_a(t_0) = (1 + k_0)Lm\left.\frac{dI_a(t)}{dt}\right|_{t=t_0} \qquad 2.1.14$$

llamando

$V_a(t_0) = V_0$ y $\left.\frac{dI_a(t)}{dt}\right|_{t=t_0} = I'_0$, entonces,

$$V_0 = (1 + k_0)LmI'_0 \qquad 2.1.15$$

ó

$$m = \frac{1}{L(1+k_0)} \cdot \frac{V_0}{I'_0} \ [km] \qquad 2.1.16$$

representamos a $I_a(t) = I_p \, sen(t)$

donde I_p es el valor pico y sea $t_0 = 0$, entonces:

$$\left.\frac{dI_a(t)}{dt}\right|_{t=t_0=0} = I_p \cos(t_0) = I_p = I'_0 \qquad 2.1.17$$

tal que:

$$m = \frac{1}{L(1+k_0)} \cdot \frac{V_0}{I_p}$$

$$m = \frac{1}{X_1(1+k_0)} \cdot \frac{V_0}{I_p} \qquad 2.1.18$$

donde X_1 es la reactancia de secuencia positiva de la línea.

Por lo tanto, para una falla de fase a tierra, si se determina el valor pico de la corriente de fase, durante la falla y se muestrea el valor de la tensión de fase, en el momento en que $I_a(t) = 0$, se puede calcular la distancia al punto de la falla en kilómetros.

Para cualquier cantidad la cual sea proporcional a I_p es aceptable.

2.1.3 Otros tipos de fallas

Para otros tipos de fallas se realizan cálculos similares al anterior (usando las componentes simétricas). Los resultados se muestran en la siguiente Tabla 2.1.

Tipo de fallas	Ecuaciones guías	Tensiones y corrientes pilotos
an	$\frac{1}{X_1(1+k_0)} \cdot \frac{V_0}{I_p}$	V_a , I_a
bn	$\frac{1}{X_1(1+k_0)} \cdot \frac{V_0}{I_p}$	V_b , I_b
cn	$\frac{1}{X_1(1+k_0)} \cdot \frac{V_0}{I_p}$	V_c , I_c
ab	$\frac{1}{2X_1} \cdot \frac{V_0}{I_p}$	V_{ab} , I_{ab}
bc	$\frac{1}{2X_1} \cdot \frac{V_0}{I_p}$	V_{bc} , I_{bc}
ca	$\frac{1}{2X_1} \cdot \frac{V_0}{I_p}$	V_{ca} , I_{ca}
abn	$\frac{1}{X_1(1+k_0)} \cdot \frac{V_0}{I_p}$ ó $\frac{1}{2X_1} \cdot \frac{V_0}{I_p}$	V_a , I_a ó V_{ab} , I_{ab}
bcn	$\frac{1}{X_1(1+k_0)} \cdot \frac{V_0}{I_p}$ ó $\frac{1}{2X_1} \cdot \frac{V_0}{I_p}$	V_b , I_b ó V_{bc} , I_{bc}
can	$\frac{1}{X_1(1+k_0)} \cdot \frac{V_0}{I_p}$ ó $\frac{1}{2X_1} \cdot \frac{V_0}{I_p}$	V_c , I_c ó V_{ca} , I_{ca}
abc	$\frac{1}{X_1(1+k_0)} \cdot \frac{V_0}{I_p}$	V_{ab} , I_{ab} ó V_{bc} , I_{bc} ó V_{ca} , I_{ca}
abcn	$\frac{1}{X_1(1+k_0)} \cdot \frac{V_0}{I_p}$ ó $\frac{1}{2X_1} \cdot \frac{V_0}{I_p}$	V_{ab} , I_{ab} ó V_{bc} , I_{bc} ó V_{ca} , I_{ca}

Tabla 2.1.

La tabla 2.1 también lista las cantidades para ser muestreadas y las cantidades de los valores picos para ser determinados. Las cuales son llamadas tensiones y corrientes pilotos respectivamente.

2.2 Método de la reactancia verdadera

Este método encuentra la distancia al punto de falla, sin embargo, no se detecta el tipo de falla, al igual que el método de la reactancia aparente.

Utiliza una impedancia replica en cada trayectoria de fase a tierra. Estas impedancias réplicas adecuadas, representan la impedancia completa de las trayectorias de fase y tierra de las líneas de transmisión. En este caso el ángulo de secuencia positiva es el mismo que el ángulo de la impedancia réplica.

Para utilizar este método es necesario que la medida tomada sea durante el intervalo de tiempo, entre la ocurrencia de la falla y su interrupción por la apertura de un interruptor de la línea.

2.2.1 Principio de medición

En la figura 2.4 se muestra el diagrama unifilar de una línea trifásica; donde R y L es la impedancia efectiva de la línea.

Tenemos 2 puntos A y M, separados una distancia m. En el punto M, ocurre una falla de resistencia R_f; las tensiones y corrientes instantáneos μ e i en el punto de medición están en la siguiente relación:

$$\mu = \left(mR + R_f\right)i + mL\frac{di}{dt} \qquad 2.2.1$$

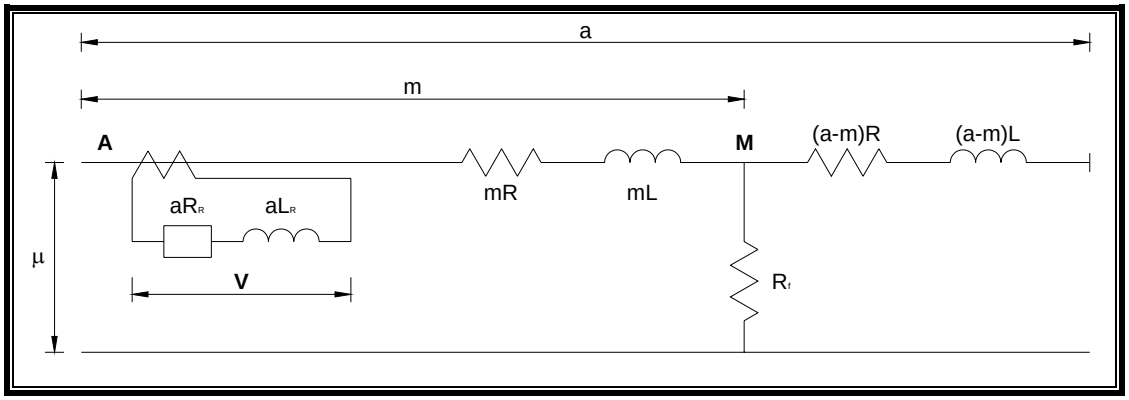


Figura 2.4. Diagrama unifilar de una falla de fase a tierra.

También tenemos a $aR_R + jaL_R$, que es una imagen de la impedancia de referencia, por la cual circula la corriente de línea *i*, la tensión en sus terminales:

$$V = aR_R i + aL_R \frac{di}{dt} \qquad 2.2.2$$

Cuando la corriente pasa a través de cero, en el tiempo t, podemos escribir

$$\mu_0 = mL \left.\frac{di}{dt}\right|_{t=0} = mL \frac{V}{aL_R}$$

$$m = a \frac{\mu_0}{V} \qquad 2.2.3$$

La distancia a la cual ocurre la falla es proporcional a las cantidades de los valores instantáneos de tensión de la línea, a una tensión imagen representando la caída de tensión en una longitud dada de la línea usada como referencia; esos valores instantáneos son tomados cuando la corriente de falla pasa por cero.

La precisión de este método de localización de fallas no es afectada por el valor de la resistencia de falla ni por la presencia de una componente no periódica D.C., en la corriente de falla.

En caso de una falla de línea a tierra, las tensiones de línea y de imagen son muestreados cuando la corriente de secuencia cero pasa a través de cero, tal que la medida de la distancia es independiente de la resistencia de falla.

2.2.2 Tipos de fallas

Las tensiones y las corrientes utilizadas difieren de acuerdo al tipo de falla. La tabla 2.2 indica las tensiones y las corrientes que se le suministran al equipo de medición para varios tipos de falla.

La selección de las corrientes y tensiones de alimentación, se determinan de la información de la selección de fase, suministrada por el equipo de protección de distancia.

Falla	Tensión de falla	Tensión replica	Corriente de muestreo
ab o abn	$V_a - V_b$	$aR_R(i_a - i_b) + aL_R \frac{d(i_a - i_b)}{dt}$	$(i_a - i_b)$
bc o bcn	$(V_b - V_c)$	$aR_R(i_b - i_c) + aL_R \frac{d(i_b - i_c)}{dt}$	$(i_b - i_c)$
ca o can	$(V_c - V_a)$	$aR_R(i_c - i_a) + aL_R \frac{d(i_c - i_a)}{dt}$	$(i_c - i_a)$
an	V_a	$a(i_a + k_0 i_{R_R}) + aL_R \frac{d(i_a + k_0 i_{R_R})}{dt}$	i_{R_R}
bn	V_b	$a(i_b + k_0 i_{R_R}) + aL_R \frac{d(i_b + k_0 i_{R_R})}{dt}$	i_{R_R}
cn	V_c	$a(i_c + k_0 i_{R_R}) + aL_R \frac{d(i_c + k_0 i_{R_R})}{dt}$	i_{R_R}

Tabla 2.2.

2.3 Método de Takagi

El método de Takagi es un localizador de fallas que ha sido desarrollado mediante cálculos de reactancia de la línea en falla, usando datos de una terminal de tensión y corriente de la línea de transmisión. El algoritmo de Takagi, trata de eliminar el error del algoritmo de la reactancia, multiplicando el término de la tensión en la falla por una magnitud, tal que el resultado sea real.

El localizador de falla mide la distancia del punto de falla en una línea de transmisión, convencionalmente usando los siguientes métodos.

a. Uno es detectar la interrupción de tensión causado por una falla en ambos lados de la línea de transmisión y el tiempo de diferencia de la interrupción detectada entre las dos terminales determinadas al punto de falla.

b. Otro método es mandar señales de pulso cuando ocurre la falla y el tiempo de regreso del pulso desde el punto de falla, determina la aproximación al punto de falla.

Un relevador de reactancia usado convencionalmente en relevadores de protección, funciona calculando la distancia al punto de falla usando una terminal con datos de entrada de tensión y corriente. Sin embargo, un relevador de reactancia no puede precisar resultados por las siguientes razones:

a. Los resultados tienen influencia por el flujo de carga y la resistencia de falla.

b. Los resultados también son influenciados por el flujo de corriente, a través de otras fases de la línea de transmisión por impedancia mutua.

2.3.1 Ecuación fundamental del método de Takagi

El método de Takagi esta basado en la siguiente ecuación, la cual representa la tensión y corriente en el punto de falla $\overline{V}_f$ y $\overline{I}_f$ respectivamente, esto se hace solo usando datos de una terminal.

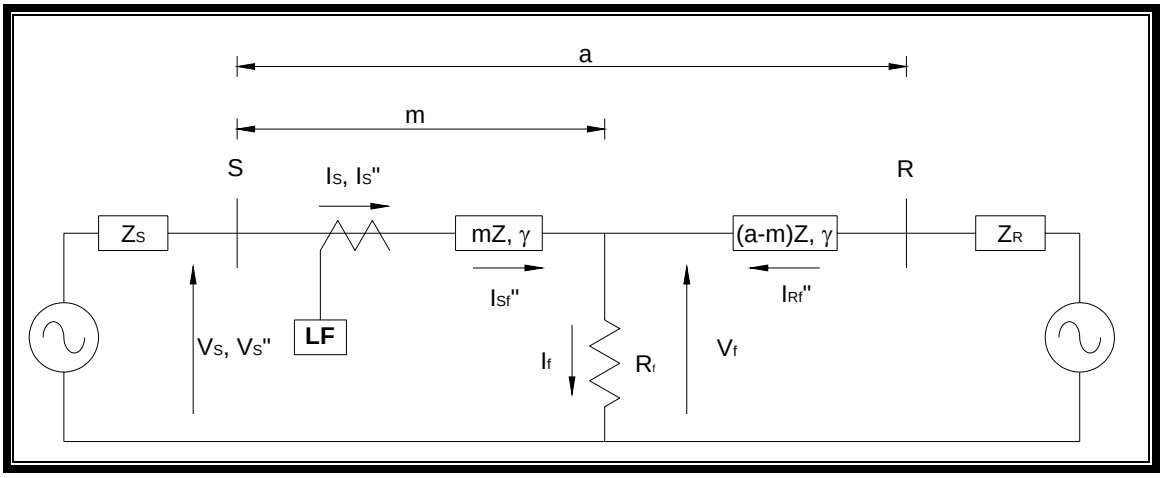


Figura 2.5. Circuito de una falla monofásica.

Donde:

a = distancia total de la línea

m = distancia del punto de falla

V_S = Tensión de la terminal S

I_S = Corriente de la terminal S

V_f = Tensión en el punto de falla

I_f = Corriente en el punto de falla

I_{Sf} = Corriente del punto de falla desde la terminal S

I_{Rf} = Corriente del punto de falla desde la terminal R

V''_S = Diferencia de tensión entre tensión de prefalla y la tensión de falla

I''_S = Diferencia de corriente entre la corriente de prefalla y la corriente de falla

I''_{Sf} = Corriente de falla desde la terminal S

I''_{Rf} = Corriente de falla desde la terminal R

R_f = Resistencia de falla

Z_S = Impedancia de la línea de transmisión medida en $[\Omega / km]$

γ = Constante de propagación

α = Coeficiente de atenuación (nepers por unidad de longitud)

β = Coeficiente de desplazamiento de fase (radianes por unidad de longitud)

Im = Componente imaginaria

Un circuito de una fase fallada, como se muestra en la Fig. 2.5, puede ser separado en dos circuitos equivalentes: La componente del flujo de carga de prefalla que se muestra en la Fig. 2.6 y las componentes de la corriente de falla se muestra en la Fig. 2.7, desde el punto de falla.

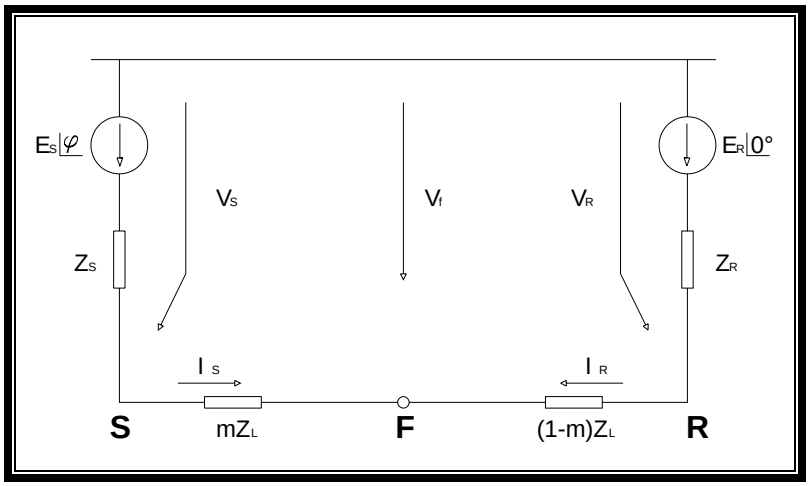


Figura 2.6. Circuito equivalente de prefalla.

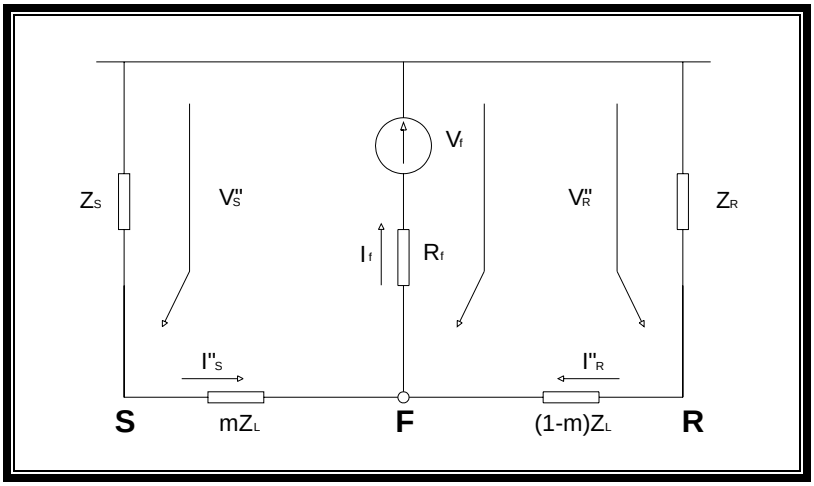


Figura 2.7. Circuito equivalente de falla.

$$V_f = I_f R_f = \left(I_{Sf} + I_{Rf}\right)R_f = \left(I''_{Sf} + I''_{Rf}\right)R_f \qquad 2.3.1$$

V_f y I''_{Sf} están expresadas con valores los cuales pueden ser observados desde la terminal S.

Sabemos que:

$$V_f = V_S \cosh(\gamma m) - Z_S I_S \operatorname{senh}(\gamma m)$$

$$I''_{Sf} = \frac{V''_S}{Z_S}\operatorname{senh}(\gamma m) - I''_S \cosh(\gamma m) \qquad 2.3.2$$

Donde:

$\gamma = \alpha + j\beta$

La corriente de falla I_f esta expresada por la siguiente ecuación usando I''_{Sf}.

$$I_f = I''_{Sf} \cdot \overline{K}$$

Donde:

$\overline{K} = K \cdot e^{j\alpha}$

α esta dada por:

$$\alpha = \arg\left(\frac{I_f}{I''_{Sf}}\right) \qquad 2.3.3$$

Al resolver las ecuaciones (2.3.1), (2.3.2) y (2.3.3) nos da la siguiente ecuación.

$$V_S - I_S Z_S \tanh(\gamma m) + \left(\frac{V''_S}{Z_S}\tanh(\gamma m) - I''_S\right) K \cdot e^{j\alpha} = 0 \qquad 2.3.4$$

De la ecuación (2.3.4), $\overline{K}$ puede ser eliminada tomando la parte imaginaria de la ecuación:

$$\mathrm{Im}\left(\left(V_S - I_S Z_S \tanh(\gamma m)\right)\cdot\left(\frac{V''_S}{Z_S}\tanh(\gamma m) - I''_S\right)^* \cdot e^{-j\alpha}\right) = 0 \qquad 2.3.5$$

* Es la componente conjugada de la expresión

En la ecuación (2.3.5), los valores desconocidos son α y m. Cuando α esta dado, entonces la distancia del punto de falla m puede ser obtenido. α es un valor el cual representa la diferencia de ángulos entre la corriente de falla de la terminal S y la terminal R. Estos valores se esperan que sean cero o cerca de cero.

Para la ecuación (2.3.5), se adoptan las siguientes aproximaciones:

a) $tanh(\gamma m) \cong (\gamma m)$, porque una línea de transmisión es suficientemente corta.

Entonces:

$$\frac{V''_S}{Z_S}\tanh(\gamma m) << I''_S \qquad 2.3.6$$

b) El ángulo de corriente falla I_f y la corriente de falla desde la terminal S I''_{Sf} son iguales, debido a que reemplazamos α por cero.

Con estas dos aproximaciones m puede ser resuelta como se muestra en la siguiente ecuación:

$$m = \frac{\mathrm{Im}\left(V_S \cdot I_S^{"*} \right)}{\mathrm{Im}\left(Z \cdot I_S \cdot I_S^{"*} \right)} \qquad 2.3.7$$

Donde: $Z = \gamma Z_S$, es la impedancia medida en $[\Omega / km]$.

En la ecuación (2.3.7), el efecto del flujo de carga es cancelado usando la componente de la corriente de falla $I"_S$ y el efecto de la resistencia de falla es reducido eliminando la resistencia de falla R_f.

2.3.2 Cálculo de la distancia para líneas largas.

Cuando una línea es mayor a 100 km, Takagi hace una aproximación a partir de la ecuación (2.3.7), está aproximación se muestra a continuación:

En el caso del sistema para líneas largas se tiene:

$$V_f = V_S \cdot cosh(\gamma m) - Z_C I_A senh(\gamma m) \qquad 2.3.8$$

$$I"_{Sf} = \frac{V"_S}{Z_S} \cdot senh(\gamma m) - I"_S \, cosh(\gamma m) \qquad 2.3.9$$

También sabemos que:

$$I_f = \overline{K}_S I"_{Sf} \qquad 2.3.10$$

Resolviendo las ecuaciones (2.3.8), (2.3.9) y (2.3.10) se obtiene la siguiente ecuación:

$$V_S - I_S Z_S \tanh(\gamma m) + \left(\frac{V"_S}{Z_S} \tanh(\gamma m) - I"_S \right) \overline{K}_S = 0 \qquad 2.3.11$$

De la ecuación (2.3.11) es posible eliminar $\overline{K}_S$, tomando la parte imaginaria:

$$\mathrm{Im}\left(\left(V_S - I_S Z_S \tanh(\gamma m)\right) \cdot \left(\frac{V''_S}{Z_S} \tanh(\gamma m) - I''_S \right)^* \cdot e^{-j\alpha} \right) = 0 \qquad 2.3.12$$

Cuando en la ecuación (2.3.12) se hace $\alpha = 0$ y se introducen las aproximaciones como en el caso de línea corta, se llega a la siguiente ecuación, que es un caso particular. Estas aproximaciones son:

$$tanh(\gamma m) \cong (\gamma m) \qquad 2.3.13$$

El efecto de esta aproximación es muy pequeño y esto puede ser despreciado cuando la línea de transmisión es menor a 100 km de longitud. Sin embargo, para una línea de más de 100 km de largo, la compensación encontrada es efectiva. La figura 2.8 muestra un ejemplo del error de aproximación y el efecto de compensación.

Sabemos que m_1 es la solución aproximada y m_2 es la solución corregida para el cálculo de la distancia. Entonces, el error de aproximación Δx esta expresado de la siguiente forma:

$$m_1 = m$$
$$m_2 = m_1 + \Delta m \qquad 2.3.14$$

ó

$$\Delta m = -\frac{f(m_1)}{f'(m_1)} \qquad 2.3.15$$

La aproximación esta expresada usando unos pequeños valores δ_1 y δ_2, como se muestra:

$$\left.\begin{array}{l} \tanh(\gamma m_1) = \gamma m_1 + \delta_1 \\ V_S^{''} = jX_B I_S^{''}, \quad \dfrac{X_B}{Z_S} = \delta_2 \end{array}\right\} \qquad 2.3.16$$

Donde X_B: Es la impedancia de regreso de la línea de transmisión

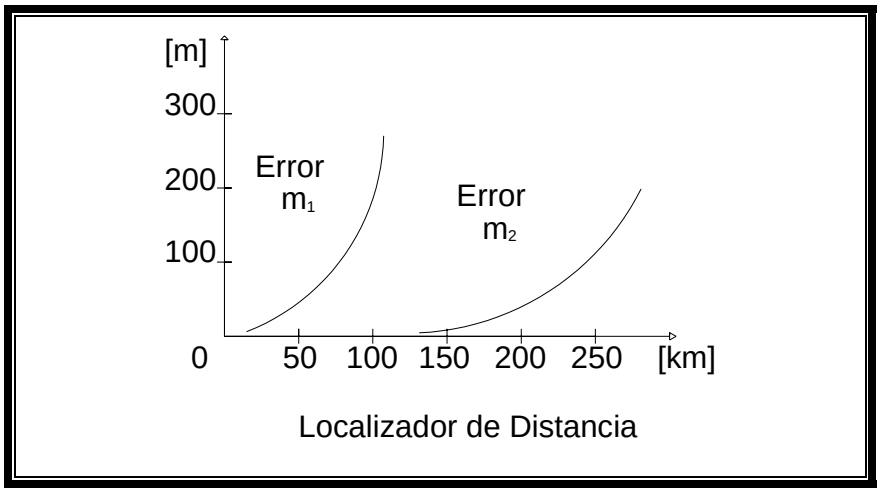


Figura 2.8. Ejemplo de error de aproximación

De la ecuación (2.3.9) y la ecuación (2.3.5), $f(m_1)$ y $f'(m_1)$, se pueden obtener usando la siguiente aproximación:

$$\delta_1 = \tanh \gamma m_1 - \gamma m_1 = -\frac{(\gamma m_1)^3}{3} + 2\frac{(\gamma m_1)^5}{15} ..... \qquad 2.3.17$$

Entonces la siguiente solución se puede obtener de la ecuación (2.3.17).

$$\Delta m = -\frac{\beta^2 (m_1)^3}{3} + \frac{\beta^3 (m_1)^3}{5} ..... \qquad 2.3.18$$

Ignorando los términos más altos, entonces:

$$m_2 = m_1 - \frac{\beta^2 (m_1)^3}{3} \qquad 2.3.19$$

m_1 - Es el resultado calculado por la ecuación (2.3.7).

m_2 - Es el resultado, ya compensado.

2.3.3 Selección de la fase fallada

El algoritmo anterior opera sobre las tensiones y corrientes del lazo de falla, por lo que se requiere de la selección previa de esas tensiones y corrientes. En la tabla 2.3 se presentan las tensiones y corrientes a utilizar para cada tipo de falla, bajo la suposición de que la línea fallada no tiene acoplamiento magnético mutuo con otras líneas adyacentes.

Tipo de falla	Tensión	Corriente
ab, abn, abc	$V_{Sa} - V_{Sb}$	$I_{Sa} - I_{Sb}$
bc, bcn, abc	$V_{Sb} - V_{Sc}$	$I_{Sb} - I_{Sc}$
ca, can, abc	$V_{Sc} - V_{Sa}$	$I_{Sc} - I_{Sa}$
an	V_{Sa}	$I_{Sa} + \bar{k}_0 I_{S_O}$
bn	V_{Sb}	$I_{Sb} + \bar{k}_0 I_{S_O}$
cn	V_{Sc}	$I_{Sc} + \bar{k}_0 I_{S_O}$

Tabla 2.3.

$\bar{k}_0 =$ Coeficiente de línea.

$\bar{k}_0 = \dfrac{\overline{Z}_{0L} - \overline{Z}_{1L}}{3\overline{Z}_{1L}}$ donde $\overline{Z}_{0L}$ y $\overline{Z}_{1L}$ son respectivamente las impedancias de secuencia cero y positiva de la línea.

2.3.4 Selección de la ecuación de cálculo de distancia para cualquier fase fallada

A continuación se presentan las ecuaciones a utilizar para el cálculo de la distancia para el cálculo de cada tipo de falla y fase. En la tabla 2.4 se muestra el cálculo de la distancia en fallas monofásicas a tierra

Fallas monofásicas a tierra	**Distancia "m"**
a	$m = \frac{\mathrm{Im}\left[V_{Sa} \cdot I''^{*}_{S}\right]}{\mathrm{Im}\left[Z \cdot \left(I_{Sa} + \overline{k}_0 I_{S_O}\right) I''^{*}_{S}\right]}$
b	$m = \frac{\mathrm{Im}\left[V_{Sa} \cdot I''^{*}_{S}\right]}{\mathrm{Im}\left[Z \cdot \left(I_{Sb} + \overline{k}_0 I_{S_O}\right) I''^{*}_{S}\right]}$
c	$m = \frac{\mathrm{Im}\left[V_{Sa} \cdot I''^{*}_{S}\right]}{\mathrm{Im}\left[Z \cdot \left(I_{Sc} + \overline{k}_0 I_{S_O}\right) I''^{*}_{S}\right]}$

Tabla 2.4. Cálculo de la distancia para fallas monofásicas a tierra.

En la tabla 2.5 se muestra el cálculo para la distancia de las fallas bifásica, en la tabla 2.6 se muestra el cálculo para la distancia de fallas bifásicas a tierra y en la tabla 2.7 se muestra el cálculo para la distancia de una falla trifásica.

Fallas bifásicas	Distancia "m"
ab	$m = \dfrac{\mathrm{Im}\left[\left(V_{Sa} - V_{Sb}\right)\cdot I''_{Sa}{}^{*}\right]}{\mathrm{Im}\left[Z\cdot\left(I_{Sa} - I_{Sb}\right)\cdot I''_{Sa}{}^{*}\right]}$
bc	$m = \dfrac{\mathrm{Im}\left[\left(V_{Sb} - V_{Sc}\right)\cdot I''_{Sb}{}^{*}\right]}{\mathrm{Im}\left[Z\cdot\left(I_{Sb} - I_{Sc}\right)\cdot I''_{Sb}{}^{*}\right]}$
ca	$m = \dfrac{\mathrm{Im}\left[\left(V_{Sc} - V_{Sa}\right)\cdot I''_{Sc}{}^{*}\right]}{\mathrm{Im}\left[Z\cdot\left(I_{Sc} - I_{Sa}\right)\cdot I''_{Sc}{}^{*}\right]}$

Tabla 2.5. Cálculo de la distancia para fallas bifásicas.

Fallas bifásicas a tierra	Distancia "m"
abn	$m = \dfrac{\mathrm{Im}\left[\left(V_{Sa} - V_{Sb}\right)\cdot\left(I''_{Sa} + I''_{Sb}\right)^{*}\right]}{\mathrm{Im}\left[Z\cdot\left(I_{Sa} - I_{Sb}\right)\cdot\left(I''_{Sa} + I''_{Sb}\right)^{*}\right]}$
bcn	$m = \dfrac{\mathrm{Im}\left[\left(V_{Sb} - V_{Sc}\right)\cdot\left(I''_{Sb} + I''_{Sc}\right)^{*}\right]}{\mathrm{Im}\left[Z\cdot\left(I_{Sb} - I_{Sc}\right)\cdot\left(I''_{Sb} + I''_{Sc}\right)^{*}\right]}$
can	$m = \dfrac{\mathrm{Im}\left[\left(V_{Sc} - V_{Sa}\right)\cdot\left(I''_{Sc} + I''_{Sa}\right)^{*}\right]}{\mathrm{Im}\left[Z\cdot\left(I_{Sc} - I_{Sa}\right)\cdot\left(I''_{Sc} + I''_{Sa}\right)^{*}\right]}$

Tabla 2.6. Cálculo de la distancia para fallas bifásicas a tierra.

Falla trifásica	Distancia “m”
abc	$m = \dfrac{\mathrm{Im}\left[\left(V_{Sa} - V_{Sb}\right)\cdot\left(I''_{Sa} + I''_{Sb} + I''_{Sc}\right)^{*}\right]}{\mathrm{Im}\left[Z\cdot\left(I_{Sa} - I_{Sb}\right)\cdot\left(I''_{Sa} + I''_{Sb} + I''_{Sc}\right)^{*}\right]}$

Tabla 2.7. Cálculo de la distancia para fallas trifásicas.

2.4 Método de las componentes simétricas

2.4.1 Introducción

La teoría de las componentes simétricas se ha usado ampliamente para el análisis de fallas en sistemas eléctricos de potencia. Una aplicación de las componentes simétricas es para localizar la distancia cuando ocurre una falla, así como el tipo de falla. Un localizador de fallas, que funciona mediante el uso de componentes simétricas lo hace de la siguiente forma:

- Adquisición de datos
- Condiciones del sistema
- Detección de la falla
- Estimación fasorial
- Clasificación de la falla y
- Estimación de la distancia al punto de falla

Estos localizadores usan hardware y software para lograr a cabo la detección de la falla. La adquisición de datos y las condiciones del sistema eléctrico de potencia, generalmente se realizan por el hardware del relevador, para la detección de la falla, se lleva a cabo los siguientes pasos: estimación del fasor, clasificación de la falla y la distancia del punto de falla.

El sistema eléctrico de potencia a utilizar se muestra en la figura 2.8 y contiene dos líneas de transmisión conectadas entre los buses A y B. Con el sistema de potencia atrás del bus A por tres fuentes de fase Thevenin V_G (Z_{0G}, Z_{1G}, Z_{2G}).

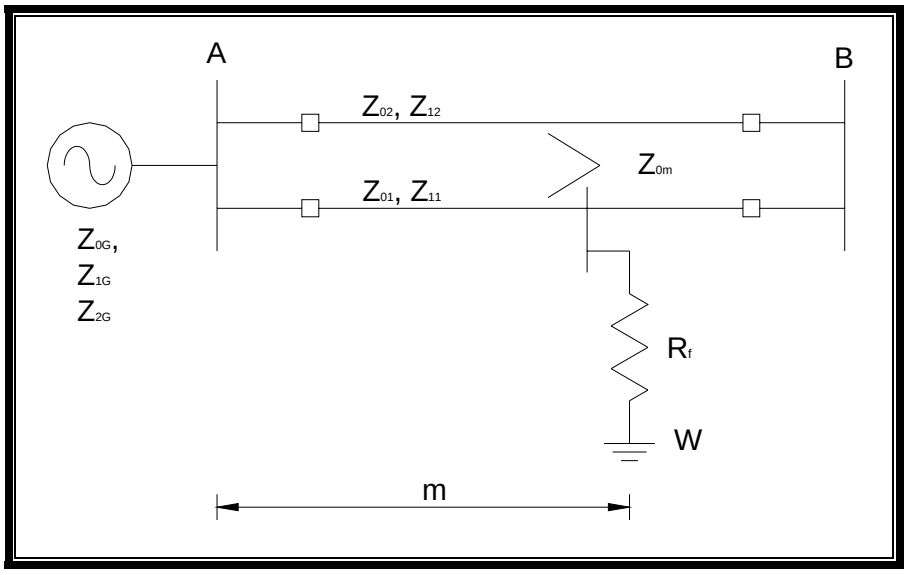


Figura 2.8. Diagrama unifilar a utilizar para el método de las componentes simétricas.

Las impedancias de secuencia cero y positiva de las dos líneas de transmisión son Z_{01}, Z_{11}) y (Z_{02}, Z_{12}). La impedancia mutua de secuencia cero entre las dos líneas es Z_{0m}.

2.4.2 Ecuación fundamental del método de las componentes simétricas

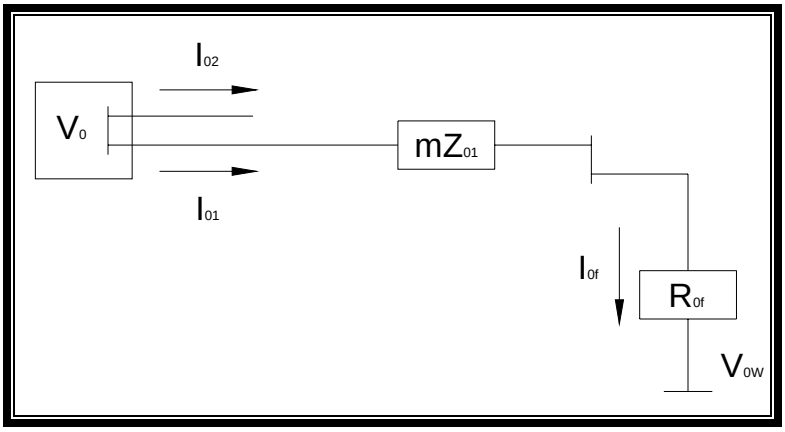
En la ecuación 2.4.1 se asume un estado estacionario y un fenómeno de frecuencia única, generalmente la frecuencia fundamental está implícita por la representación fasorial usada.

$$V_0 = \frac{(E_a + E_b + E_c)}{3}$$

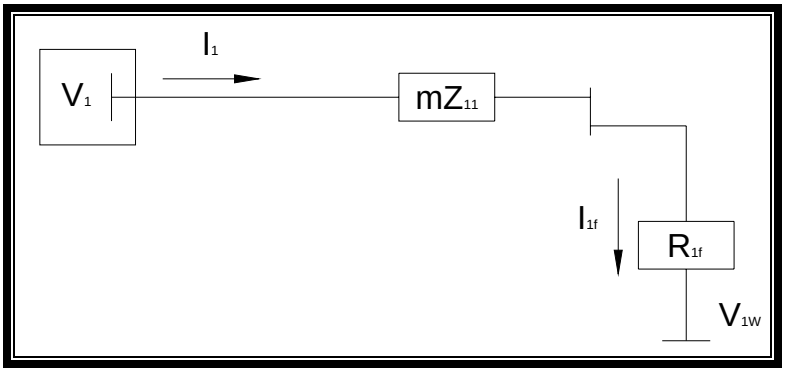
$$V_1 = \frac{(E_a + aE_b + a^2E_c)}{3}$$

$$V_2 = \frac{(E_a + a^2 E_b + aE_c)}{3} \qquad 2.4.1$$

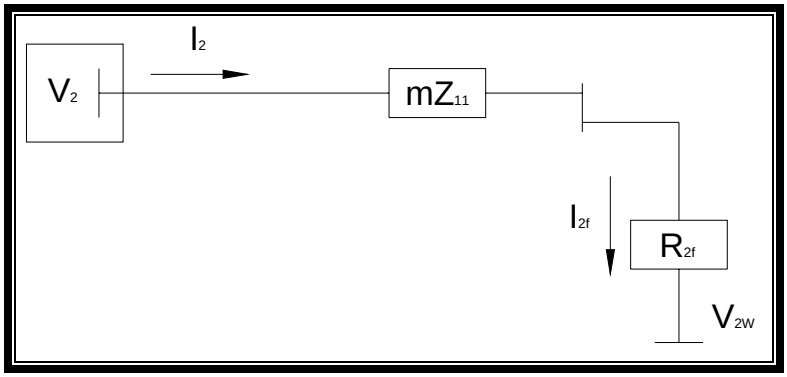
Consideremos que ocurre una falla en W de la figura 2.8, a través de las resistencias de fallas y el localizador de falla en el bus A. El resultado de las tensiones y corrientes en la red son mostrados en la figura 2.9.



(a) Secuencia cero



(b) Secuencia positiva



(c) Secuencia negativa

Figura 2.9. Diagrama de secuencias del sistema eléctrico de potencia.

Las ecuaciones obtenidas a partir de los diagramas son:

$$V_{0W} = V_0 - mI_0 Z_{01} - mI_{02} Z_{0m} - R_{0f} I_{0f}$$

$$V_{1W} = V_1 - mI_1 Z_{11} - R_{1f} I_{1f} \qquad 2.4.2$$

$$V_{2W} = V_2 - mI_2 Z_{11} - R_{2f} I_{2f}$$

donde I_{0f}, I_{1f} e I_{2f} son las componentes simétricas de las corrientes de falla.

Las corrientes de líneas cambian a causa de la falla, las cantidades:

$$\Delta I_0 = I_0 - \overline{I_0} \approx I_0$$

$$\Delta I_1 = I_1 - \overline{I_1} \qquad 2.4.3$$

$$\Delta I_2 = I_2 - \overline{I_2} \approx I_2$$

Los valores de prefalla de las tensiones y de las corrientes se identifican con una barra en la parte superior de las variables, luego $\overline{V_1}$, $\overline{I_1}$ serán las únicas variables significativas para las condiciones balanceadas de prefalla.

Usando $\Delta I's$ en las ecuaciones 2.4.2:

$$V_{0W} = V_0 - m\Delta I_0 Z_{01} - m\Delta I_{02} Z_{0m} - R_{0f} I_{0f}$$
$$V_{1W} = V_1 - m\Delta I_1 Z_{11} - m\overline{I_1} Z_{11} - R_{1f} I_{1f} \qquad 2.4.4$$
$$V_{2W} = V_2 - m\Delta I_2 Z_{11} - R_{2f} I_{2f}$$

Ahora definiremos las siguientes igualdades para facilitar el desarrollo:

$$\Delta V_0 = \Delta I_0 Z_{01} + \Delta I_{02} Z_{0m}$$
$$\Delta V_1 = \Delta I_1 Z_{11} \qquad 2.4.5$$
$$\Delta V_2 = \Delta I_2 Z_{11}$$

además de:

$$k_o = \frac{V_0}{\Delta V_o},\ k_1 = \frac{V_1}{\Delta V_1},\ k_2 = \frac{V_2}{\Delta V_2} \text{ y } k_1^l = \frac{\overline{V_1}}{\Delta V_1} \qquad 2.4.6$$

Donde $\overline{V_1} = Z_{11}\overline{I_1}$

Expresando la ecuación 2.4.4 en términos de las ecuaciones 2.4.6, obtenemos:

$$V_{0W} = \Delta V_0 (k_0 - m) - R_{0f} I_{0f}$$
$$V_{1W} = \Delta V_1 \left(k_1 - m\left(1 + k_1^l\right)\right) - R_{1f} I_{1f} \qquad 2.4.7$$
$$V_{2W} = \Delta V_2 (k_2 - m) - R_{2f} I_{2f}$$

Las primeras tres relaciones introducidas en la ecuación 2.4.6 son entre tensiones y caídas de tensiones de la misma secuencia y la última relación k_1^l es entre corrientes de la misma secuencia. Debido a esto, las relaciones de la ecuación 2.4.6 son invariantes en un cambio de referencia de las componentes simétricas. Esto implica que cualquier expresión, que dependa solamente de estas relaciones será independiente de la fase de referencia o de la fase involucrada en una falla balanceada o desbalanceada.

El método de las componentes simétricas usa la siguiente ecuación para el cálculo de la distancia del punto de falla:

$$m = \frac{k_1 + k_2 k_2^l + k_0 k_0^l}{1 + k_1^l + k_2^l + k_0^l} + \varepsilon_r \qquad 2.4.8$$

Donde:

$$k_0^l = \left|\frac{\Delta V_0}{\Delta V_1}\right| \angle(\theta_{01} - \theta_{11})$$

$$k_2^l = \begin{cases} 1 \; si \Rightarrow |\Delta V_2| = |\Delta V_1| \\ 0 \quad de \;\; otro \;\; modo \end{cases}$$

Ahora definiremos cada una de las variables, utilizadas en las ecuaciones:

- $V_0, V_1 \; y \; V_2$ - son las tensiones de secuencia, en el momento de la falla.
- $I_0, I_1 \; y \; I_2$ - son las corrientes de secuencia, en el momento de la falla.
- $Z_{01} \; y \; Z_{11}$ - son las impedancias de secuencia de la línea.
- $Z_{0m} \; y \; I_{02}$ - son la impedancia y la corriente mutua de las dos líneas en paralelo.
- $\bar{I}$ - es la corriente de prefalla.
- m - es la distancia del punto de falla.
- ε_r - es el error, en la estimación de la distancia debido a la resistencia de la falla.
- $\theta_{01} \; y \; \theta_{11}$ - Son los ángulos de las impedancias de secuencia cero y positiva de la línea respectivamente.

2.5 Análisis y comparación de los métodos

En esta parte del capitulo daremos las ventajas y desventajas de los métodos antes descritos en este capítulo.

2.5.1 Método de la reactancia aparente

Con el método de la reactancia aparente es útil cuando se trata de encontrar la distancia al punto de falla con una precisión de $\pm 4\%$ de error máximo, empleando un tiempo de 10 ms.

Para que este método funcione es necesario que un relevador de protección le envié una señal informándole de la presencia y el tipo de falla, para poder seleccionar por medio de relevadores de láminas, las corrientes y las tensiones involucrados en el cálculo de la distancia al punto de falla. Su confiabilidad es bastante buena, sin embargo depende de la confiabilidad del relevador de protección asociado.

2.5.2 Método de reactancia verdadera

Con este método se encuentra la distancia al punto de falla con un precisión de $\pm 3\%$ de error máximo, la cual es independiente de la resistencia de falla y de la presencia de transitorios; el tiempo de medición es de 20 ms. Este método necesita también de un relevador de protección asociado para seleccionar, por medio de los relevadores de lámina, las corrientes y tensiones especificados en la tabla 2.2, su confiabilidad es mejor que la del método de reactancia aparente pero depende del relevador de protección asociado.

2.5.3 Método de Takagi

El método de Takagi corrige los errores ocasionados por varios factores tales como el flujo de carga, resistencia de falla y el plano asimétrico de la línea de transmisión, esto gracias al uso de microprocesadores de alta velocidad. Este localizador de fallas fue examinado en campo en Naka Tokyo durante nueve meses, resultando satisfactorio su operación y dando un error máximo de 3%.

2.5.4 Método de las componentes simétricas

Su precisión es muy buena $\pm 2.5\%$ de error máximo; el tiempo de medición es de $5\,ms$.

Este método no necesita de un relevador de protección asociado para poder iniciar su operación, puesto que además de detectar la distancia a la cual ocurrió la falla, se puede detectar el tipo de la misma. Dicho método utiliza una sola ecuación para determinar la distancia a la falla, independientemente del tipo de falla y por lo tanto no tiene la desventaja de los relevadores de láminas, utilizados por los métodos anteriores para seleccionar las corrientes y las tensiones involucradas en la falla.

CAPÍTULO 3

3.1 Método seleccionado

3.2 Análisis del método seleccionado

3.3 Ventajas del método seleccionado

3.4 Comentarios del método seleccionado

SELECCIÓN DE UN MÉTODO PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS

3. SELECCIÓN DE UN MÉTODO PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS

3.1 Método seleccionado

Para nuestro caso usaremos el ***MÉTODO DE LAS COMPONENTES SIMÉTRICAS*** para determinar la distancia al punto de falla y detectar el tipo de falla, debido a que esta herramienta matemática tiene una gran variedad de aplicaciones dentro de los sistemas eléctricos de potencia (Apéndice 1).

La característica principal de este método es utilizar una sola ecuación para determinar la distancia al punto de falla de una línea de transmisión o distribución, independientemente del tipo de falla, esto es equivalente a utilizar una unidad de impedancia única la cual responde correctamente a todos los tipos de falla.

Como se mencionó en el capítulo anterior, con este método no solo se logra obtener la distancia al punto de falla sino también el tipo de falla.

3.2 Análisis del método seleccionado

El sistema utilizado para el método de las componentes simétricas se mostró en la figura 2.8 del capitulo 2, partiendo de aquí, se desarrollarán las ecuaciones para obtener la distancia m al punto de falla, en términos de las ecuaciones siguientes (definidas en el capítulo 2) para los diez tipos de falla que pueden ocurrir en un sistema de potencia trifásico.

$$\begin{aligned} V_{0W} &= \Delta V_0\left(k_0 - m\right) - R_{0f} I_{0f} \\ V_{1W} &= \Delta V_1\left(k_1 - m\left(1 + k_1^{l}\right)\right) - R_{1f} I_{1f} \\ V_{2W} &= \Delta V_2\left(k_2 - m\right) - R_{2f} I_{2f} \end{aligned} \qquad 3.2.1$$

3.2.1 Falla trifásica

La representación de las componentes simétricas para esta falla se muestra en la figura 3.1, como se vio en el capitulo 1 en este tipo de falla sólo importa el circuito de secuencia positiva.

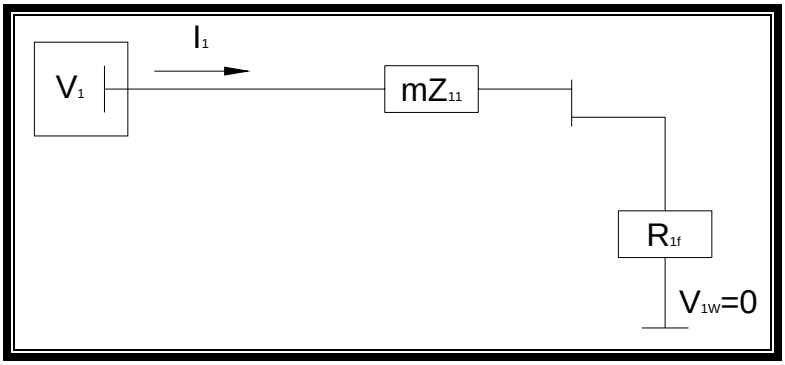


Figura 3.1. Falla trifásica representada mediante componentes simétricas.

En el diagrama se muestra como debido a la falla la tensión $V_{1W} = 0$ en el bus W. Substituyendo esto en la ecuación 3.2.1.

$$m = \frac{k_1}{1+k_1^l} - \frac{R_{1f} I_{1f}}{\Delta V_1 (1+k_1^l)} \qquad 3.2.2$$

De la ecuación 3.2.2, se obtiene la siguiente ecuación:

$$m = \frac{k_1}{1+k_1^l} + \varepsilon_r \qquad 3.2.3$$

Donde:

$$\varepsilon_r = -\frac{R_{1f} I_{1f}}{\Delta V_1 (1+k_1^l)} \qquad 3.2.4$$

3.2.2 Falla bifásica

La representación de las componentes simétricas para la falla bifásica se muestra en la figura 3.2.

En el diagrama se muestra como debido a la falla las condiciones de borde son:

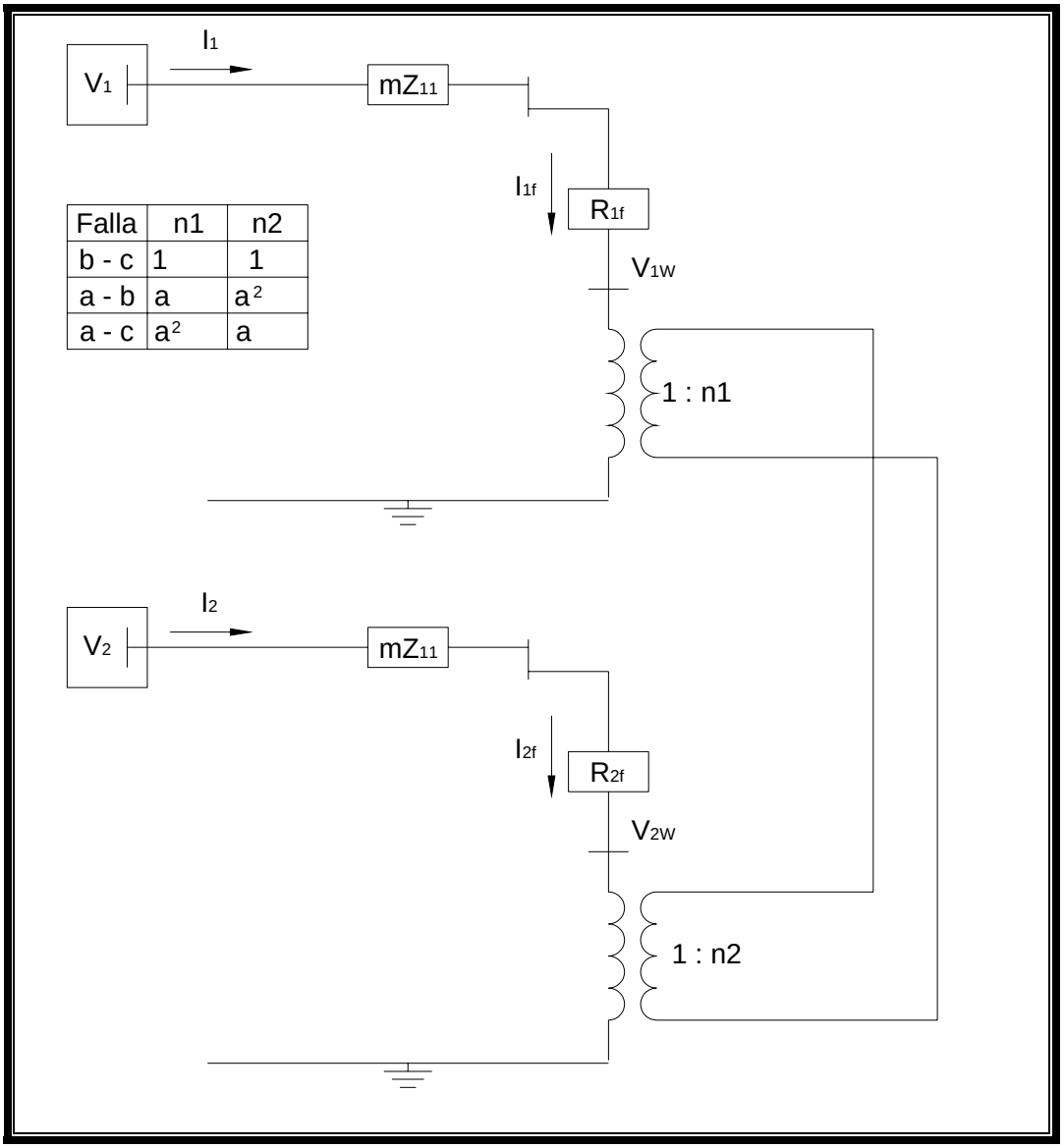
Fases falladas	Condiciones de borde	
bc	$V_{1W} = V_{2W}$ $\Delta V_1 = -\Delta V_2$	3.2.5-a
ab	$aV_{1W} = a^2 V_{2W}$ $a\Delta V_1 = -a^2 \Delta V_2$	3.2.5-b
ac	$a^2 V_{1W} = aV_{2W}$ $a^2 \Delta V_1 = -a\Delta V_2$	3.2.5-c

Sustituyendo las condiciones de borde en la ecuación 3.2.1, nos quedaría finalmente:

$$m = \frac{k_1 + k_2}{2 + k_1^l} + \varepsilon_r \qquad 3.2.6$$

Donde ε_r nos queda:

Fases falladas	ε_r	
bc	$\frac{R_{1f} I_{1f} - R_{2f} I_{2f}}{\Delta V_1 \left(2 + k_1^l\right)}$	3.2.7-a
ab	$\frac{R_{1f} I_{1f} - aR_{2f} I_{2f}}{\Delta V_1 \left(2 + k_1^l\right)}$	3.2.7-b
ac	$\frac{R_{1f} I_{1f} - a^2 R_{2f} I_{2f}}{\Delta V_1 \left(2 + k_1^l\right)}$	3.2.7-c

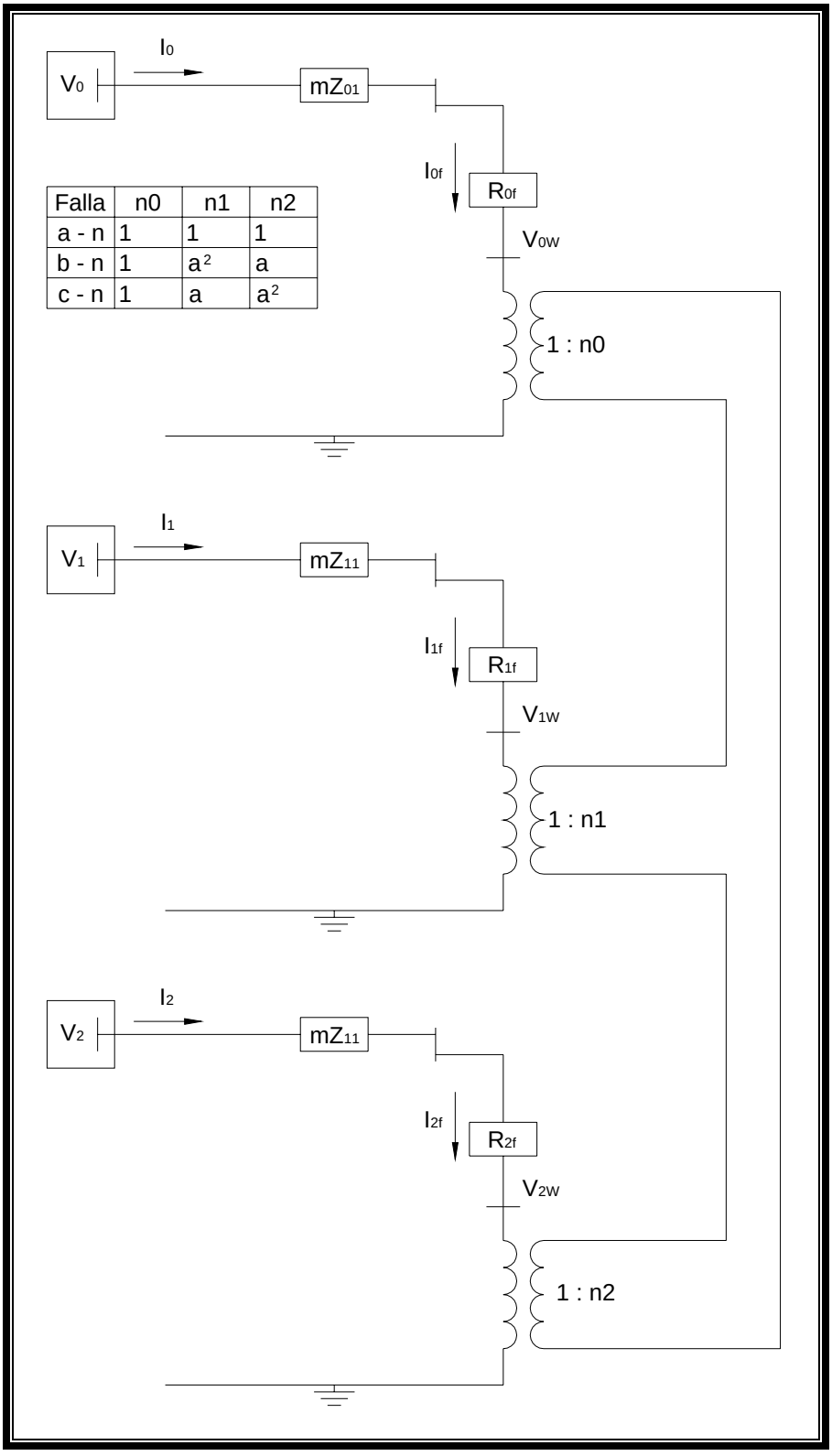


Falla	n1	n2
b - c	1	1
a - b	a	a^2
a - c	a^2	a

Figura 3.2. Representación de las fallas bifásicas en componentes simétricas.

3.2.3 Falla monofásica a tierra

La representación de las componentes simétricas para las tres fallas monofásicas a tierra se muestra en la figura 3.3.



Falla	n0	n1	n2
a - n	1	1	1
b - n	1	a^2	a
c - n	1	a	a^2

Figura 3.3. Falla monofásica representada en componentes simétricas (3 fallas).

En el diagrama se muestra como debido a la falla las condiciones de borde son:

Fase fallada	Condiciones de borde	
a	$V_{1W} + V_{2W} + V_{0W} = 0$ $\Delta V_1 = \Delta V_2$	3.2.8-a
b	$a^2 V_{1W} + aV_{2W} + V_{0W} = 0$ $a^2 \Delta V_1 = a\Delta V_2$	3.2.8-b
c	$aV_{1W} + a^2 V_{2W} + V_{0W} = 0$ $a\Delta V_1 = a^2 \Delta V_2$	3.2.8-c

Usando estas condiciones de borde en la ecuación 3.2.1 llegamos a la siguiente expresión para m:

Fase fallada	Distancia "***m***"	
a	$\frac{k_1 + k_2 + k_0 \frac{\Delta V_0}{\Delta V_1}}{2 + k_1^l + \frac{\Delta V_0}{\Delta V_1}} + \varepsilon_r$	3.2.9-a
b	$\frac{k_1 + k_2 + k_0 \frac{\Delta V_0}{a^2 \Delta V_1}}{2 + k_1^l + \frac{\Delta V_0}{a^2 \Delta V_1}} + \varepsilon_r$	3.2.9-b
c	$\frac{k_1 + k_2 + k_0 \frac{\Delta V_0}{a\Delta V_1}}{2 + k_1^l + \frac{\Delta V_0}{a\Delta V_1}} + \varepsilon_r$	3.2.9-c

Las relaciones $\frac{\Delta V_0}{\Delta V_1}$, $\frac{\Delta V_0}{a\Delta V_1}$ y $\frac{\Delta V_0}{a^2\Delta V_1}$ que aparecen en las ecuaciones 3.2.9 son casi las mismas considerando que los ángulos de fase de ΔI_0 y ΔI_1, $a\Delta I_0$, $a^2\Delta I_1$ en los tres casos son aproximadamente iguales.

Quedando una relación valida para las relaciones entre tensiones:

$$k_0^l = \left|\frac{\Delta V_0}{\Delta V_1}\right| \angle(\theta_{01} - \theta_{11}) \qquad 3.2.10$$

Donde $\theta_{01}\ y\ \theta_{11}$ son los ángulos de fase de Z_{01} y Z_{11} respectivamente. Se ha encontrado que k_0^l definida en la ecuación 3.2.10 es un reemplazo valido para las tres relaciones en la ecuación 3.2.10. Usando k_0^l en las ecuaciones 3.2.9, la expresión para m llega a ser:

$$m = \frac{k_1 + k_2 + k_0 k_0^l}{2 + k_1^l + k_0^l} + \varepsilon_r \qquad 3.2.11$$

Donde ε_r nos queda:

Fase fallada	ε_r	
a	$\frac{R_{1f}I_{1f} + R_{2f}I_{2f} + R_{0f}I_{0f}}{\Delta V_1(2 + k_1^l + k_0^l)}$	3.2.12-a
b	$\frac{R_{1f}I_{1f} + a^2R_{2f}I_{2f} + aR_{0f}I_{0f}}{\Delta V_1(2 + k_1^l + k_0^l)}$	3.2.12-b
c	$\frac{R_{1f}I_{1f} + aR_{2f}I_{2f} + a^2R_{0f}I_{0f}}{\Delta V_1(2 + k_1^l + k_0^l)}$	3.2.12-c

La razón $\frac{\Delta V_0}{\Delta V_1}$ es un fasor con ángulo de fase de aproximadamente 0, $-\frac{2\pi}{3}$ ó $+\frac{2\pi}{3}$ dependiendo de si la falla es de fase a, fase b o fase c. Esta razón es una herramienta valiosa para identificar la fase fallada en caso de una falla de fase a tierra.

3.2.4 Falla bifásica a tierra

La representación de las componentes simétricas para las tres fallas monofásicas a tierra se muestra en la figura 3.4.

En el diagrama se muestra como debido a la falla las condiciones de borde son:

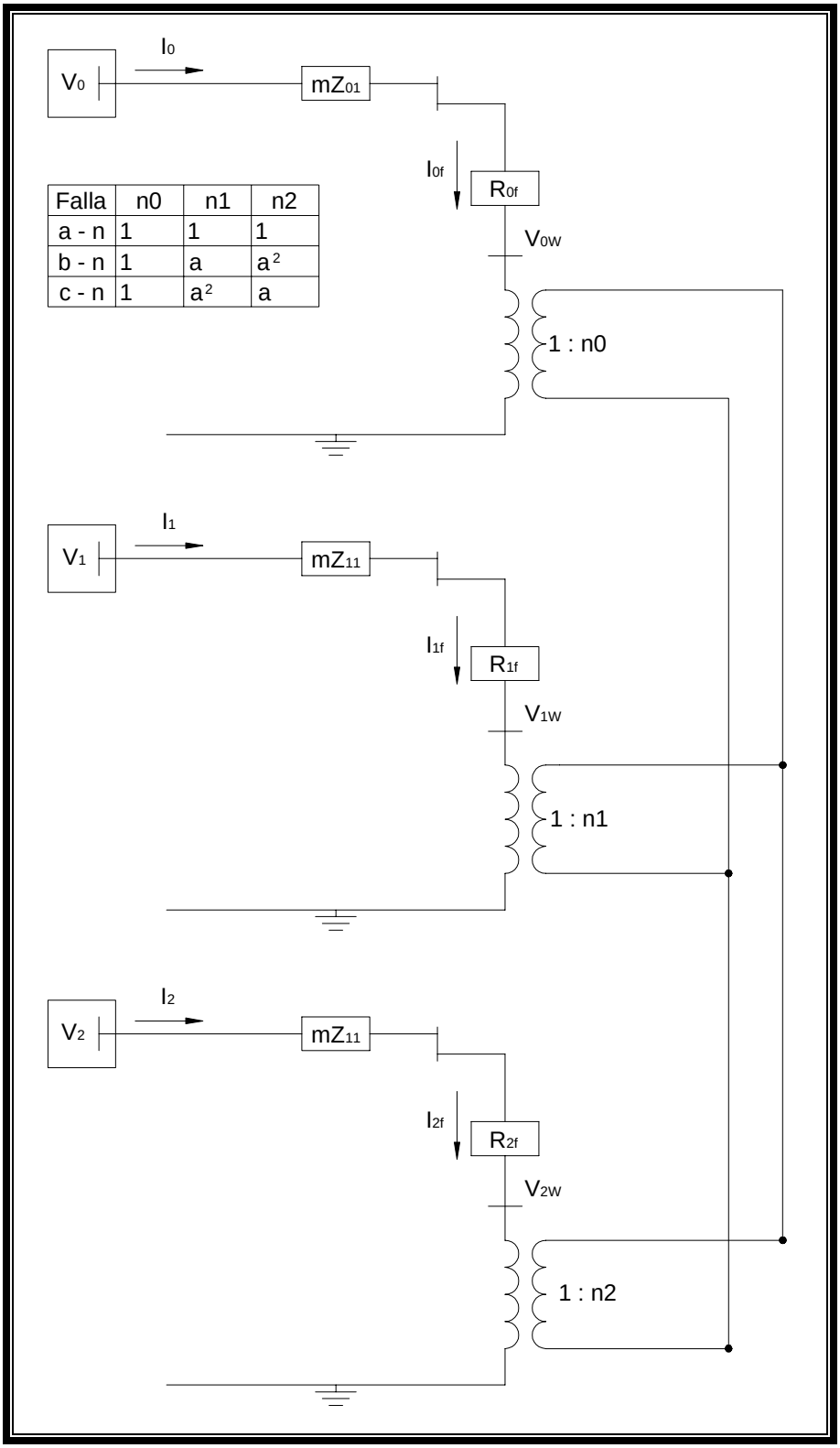
Fases falladas	Condiciones de borde	
bcn	$V_{1W} = V_{2W} = V_{0W}$	3.2.13-a
abn	$aV_{1W} = a^2V_{2W} = V_{0W}$	3.2.13-b
acn	$a^2V_{1W} = aV_{2W} = V_{0W}$	3.2.13-c

Para la falla bcn, ΔI_1 está en fase aproximadamente opuesta a ΔI_2 y ΔI_0, lo mismo pasa para las otras dos fallas. Esto implica que para falla bcn:

$$\frac{\Delta V_0}{\Delta V_1} = -\left|\frac{\Delta V_0}{\Delta V_1}\right| j(\theta_{01} - \theta_{11}) \qquad 3.2.14$$

Usando la ecuación 3.2.14, las ecuaciones 3.2.13 y las ecuaciones 3.2.1, la expresión para m es:

$$m = \frac{k_1 + k_0^l k_0}{1 + k_0^l + k_1^l} + \varepsilon_r \qquad 3.2.15$$



Falla	n0	n1	n2
a - n	1	1	1
b - n	1	a	a^2
c - n	1	a^2	a

Figura 3.4. Falla bifásica a tierra representada en componentes simétricas (3 fallas).

Fases falladas	ε_r	
bcn	$\frac{R_{0f}I_{0f} - R_{1f}I_{1f}}{\Delta V_1(1+k_0^l+k_1^l)}$	3.2.16-a
abn	$\frac{a^2R_{0F}I_{0f} - R_{1f}I_{1f}}{\Delta V_1(1+k_0^l+k_1^l)}$	3.2.16-b
acn	$\frac{aR_{0f}I_{0f} - R_{1f}I_{1f}}{\Delta V_1(1+k_0^l+k_1^l)}$	3.2.16-c

3.2.5 Ecuación para el método de las componentes simétricas.

Las ecuaciones para m, para todos los tipos de fallas, están dadas por las ecuaciones 3.2.2, 3.2.6, 3.2.11 y 3.2.15. Solamente una expresión se necesita para describir un tipo de falla. Las fases actuales implicadas en la falla carecen de importancia.

Definiremos una nueva relación k_2^l para lograr una sola expresión que globalice las cuatro ecuaciones utilizadas para m*:*

$$k_2^l = \begin{cases} 1\, si \Rightarrow |\Delta V_2| = |\Delta V_1| \\ 0 \quad de\ otro\ modo \end{cases} \qquad 3.2.17$$

Las relaciones k_0 y k_2 se modificaran tal que sean iguales a cero cuando ΔV_0 y ΔV_2 sean cero.

Las cuatro ecuaciones utilizadas para obtener la distancia m serán equivalentes a la siguiente expresión:

$$m = \frac{k_1 + k_2k_2^l + k_0k_0^l}{1+k_1^l+k_2^l+k_0^l} + \varepsilon_r \qquad 3.2.18$$

Esta es la ecuación de operación del localizador de falla utilizando el método de las componentes simétricas.

Para localizadores de falla de alta velocidad el término del error ε_r es muy pequeño, por lo que puede despreciarse en el cálculo de la distancia m, quedando la ecuación del localizador como se muestra a continuación:

$$m = \frac{k_1 + k_2 k_2^l + k_0 k_0^l}{1 + k_1^l + k_2^l + k_0^l} \qquad 3.2.19$$

Finalmente, el valor de los coeficientes para cada tipo de falla, se muestra en la siguiente tabla:

Tipo de falla	k_0^l	k_1^l	k_2^l
an	$k_0^l = \left\|\frac{\Delta V_0}{\Delta V_1}\right\| \angle(\theta_{01} - \theta_{11})$	$k_1^l = \frac{\overline{V_1}}{\Delta V_1}$	1
bn	$k_0^l = \left\|\frac{\Delta V_0}{\Delta V_1}\right\| \angle(\theta_{01} - \theta_{11})$	$k_1^l = \frac{\overline{V_1}}{\Delta V_1}$	1
cn	$k_0^l = \left\|\frac{\Delta V_0}{\Delta V_1}\right\| \angle(\theta_{01} - \theta_{11})$	$k_1^l = \frac{\overline{V_1}}{\Delta V_1}$	1
ab	0	$k_1^l = \frac{\overline{V_1}}{\Delta V_1}$	1
bc	0	$k_1^l = \frac{\overline{V_1}}{\Delta V_1}$	1
ca	0	$k_1^l = \frac{\overline{V_1}}{\Delta V_1}$	1

Tipo de falla	k_0^l	k_1^l	k_2^l
abn	$k_0^l = \left\|\frac{\Delta V_0}{\Delta V_1}\right\| \angle(\theta_{01} - \theta_{11})$	$k_1^l = \frac{\overline{V_1}}{\Delta V_1}$	0
bcn	$k_0^l = \left\|\frac{\Delta V_0}{\Delta V_1}\right\| \angle(\theta_{01} - \theta_{11})$	$k_1^l = \frac{\overline{V_1}}{\Delta V_1}$	0
can	$k_0^l = \left\|\frac{\Delta V_0}{\Delta V_1}\right\| \angle(\theta_{01} - \theta_{11})$	$k_1^l = \frac{\overline{V_1}}{\Delta V_1}$	0
abc	0	$k_1^l = \frac{\overline{V_1}}{\Delta V_1}$	0

3.3 Ventajas del método seleccionado

El método de las componentes simétricas tiene la ventaja de solo utilizar una ecuación, además de no realizar muchas operaciones, es decir este método realiza un máximo de cuatro sumas, dos multiplicaciones y seis divisiones, es decir, para el peor de los casos, es necesario de 10 operaciones aritméticas.

La precisión del método de las componentes simétricas es de $\pm 2.5\%$ de error máximo y el tiempo de medición es de $5[ms]$.

Este método no solo localiza la distancia a la cual ocurrió la falla, sino también el tipo de falla.

El error debido a la resistencia de falla, puede despreciarse debido a que utilizamos software de alta velocidad.

El método de las componentes simétricas también sirve cuando hay dos líneas en paralelo, además de que la ecuación sirve tanto para líneas cortas como para líneas largas.

3.4 Comentarios del método seleccionado

En esta parte del capitulo daremos los comentarios del por qué se eligió el método de las componentes simétricas, después de analizados los 4 métodos descritos en el capitulo 2.

Se observó que el método de las componentes simétricas tiene ventajas sobre los otros métodos, los cuales se dirán a continuación:

- El método de la reactancia aparente y reactancia verdadera solo obtienen la distancia al punto de falla y no determinan el tipo de falla, además de que tienen un error de precisión mayor, dicho error de precisión máximo es de $\pm 4\%$ para el método de reactancia aparente y de $\pm 3\%$ para el método de reactancia verdadera; también el tiempo de detección de la falla es de $10[ms]$para el método de reactancia aparente y de $20[ms]$ para el método de reactancia verdadera. Algo que también es importante mencionar es que los dos métodos dependen de relevadores de protección asociados.

- El método de las componentes simétricas tiene ventajas sobre el método de Takagi, ya que el método de Takagi necesita localizar primero el tipo de falla para luego realizar el cálculo de la distancia al punto de falla, lo que lleva a que se necesite realizar más operaciones para el cálculo. Otra de las ventajas que tiene el método de las componentes simétricas respecto al método de Takagi, es en la utilización de la formula para líneas largas como para líneas cortas, sin la necesidad de obtener una formula más para el cálculo de la distancia. Además de que el método de las componentes simétricas es utilizado también para sistemas con dos líneas en paralelo,

cosa que no se hace con el método de Takagi. Finalmente el método de las componentes simétricas tiene una precisión mayor al método de Takagi, lo que lo hace más confiable.

Por las ventajas anteriormente mencionadas, en esta parte del capitulo se puede decir que el método de las componentes simétricas es la mejor opción en cuanto a la implementación de un método para localizar fallas.

En el siguiente capitulo se desarrolla la implementación del método de las componentes simétricas para cálculo y localización de fallas en líneas de transmisión.

CAPÍTULO 4

4.1 Conceptos básicos de LabView

4.2 Aplicación del método seleccionado en LabView

4.3 Ejemplos reales del método seleccionado

4.4 Comprobación de los registros con el cálculo propio

IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO SELECCIONADO EN LABVIEW

4. IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO SELECCIONADO EN LABVIEW

En este capítulo se desarrollara el método de las componentes simétricas, con el cual se calculará la distancia a la cual ocurre la falla. El método de las componentes simétricas será implementado con el software LabView.

A continuación se presenta algunos conceptos básicos de LabView y también la implementación del método de las componentes simétricas en el entorno del software.

4.1 Conceptos básicos de LabView

4.1.1 ¿Que es LabView?

LabView (Laboratory Virtual Instrument Engeneering Workbench) es un ambiente de desarrollo basado en programación básica, en la cual no se requiere gran experiencia en programación, ya que se emplean iconos, términos e ideas familiares para científicos e ingenieros y se apoya sobre símbolos gráficos en lugar de lenguaje escrito para construir las aplicaciones. LabView se diferencia de los lenguajes de programación en un importante aspecto: los lenguajes de programación se basan en líneas de texto para crear el código fuente del programa, mientras que LabView emplea la programación gráfica o *lenguaje G* para crear programas basados en diagramas de bloques. Por ello resulta mucho más intuitivo que el resto de lenguajes de programación convencionales. LabView está integrado completamente en las comunicaciones con el hardware. Además cuenta con librerías para el manejo de redes TCP/IP y Active X.

Las principales ventajas que proporciona el empleo de LabView son las siguientes:

a) Se reduce el tiempo de desarrollo de las aplicaciones, ya que es muy fácil de aprender.

b) Dota de gran flexibilidad al sistema, permitiendo cambios y actualizaciones tanto del hardware como del software.

c) Da la posibilidad a los usuarios de crear soluciones completas y complejas.

d) Con un único sistema de desarrollo se integran las funciones de adquisición, análisis y presentación de datos.

e) El sistema está dotado de un compilador gráfico para lograr la máxima velocidad de ejecución posible.

f) Tiene la posibilidad de incorporar aplicaciones escritas en otros lenguajes.

LabView también proporciona potentes herramientas que facilitan la depuración de los programas.

4.1.2 Instrumentos virtuales

Los archivos básicos que se crean en LabView son llamados Instrumentos virtuales (VIs) por sus siglas en ingles. Se les llama VIs por que su apariencia y funcionamiento imitan los de un instrumento real. Los VIs tienen una parte interactiva con el usuario y otra parte de código fuente y aceptan parámetros procedentes de otros VIs.

Todos los VIs tienen un panel frontal y un diagrama de bloques. Las paletas contienen las opciones que se emplean para crear y modificar los VIs. A continuación se procederá a realizar una descripción de estos conceptos.

4.1.3 Panel Frontal

Se trata de la interfaz gráfica del VI con el usuario. Esta interfaz recoge las entradas procedentes del usuario y representa las salidas proporcionadas por el programa. Un panel frontal está formado por una serie de botones, pulsadores,

potenciómetros, gráficos, etc. Cada uno de ellos puede estar definido como un control o un indicador. Los controles sirven para introducir parámetros al VI, mientras que los indicadores se emplean para mostrar los resultados producidos, ya sean datos adquiridos o resultados de alguna operación. En la figura 3.1 muestra la pantalla de panel frontal.

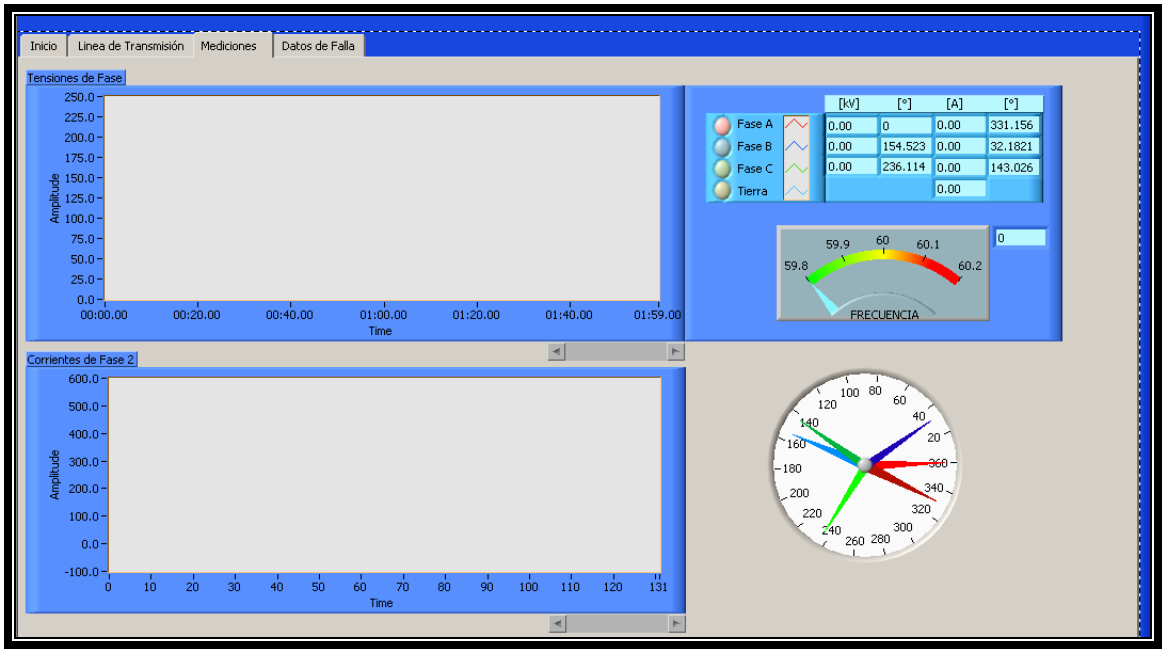


Figura 4.1. Panel Frontal.

4.1.4 Diagrama de bloques

El diagrama de bloques constituye el código fuente del VI. En el diagrama de bloques es donde se realiza la implementación del programa del VI para controlar o realizar cualquier procesado de las entradas y salidas que se crearon en el panel frontal. El diagrama de bloques, que se muestra en la figura 4.2, incluye funciones y estructuras integradas en las librerías que incorpora LabView. En el lenguaje G, las funciones y las estructuras son nodos elementales. Son análogas a los operadores o librerías de funciones de los lenguajes convencionales. Los controles e indicadores que se colocaron previamente en el panel frontal, se materializan en el diagrama de bloques mediante las terminales.

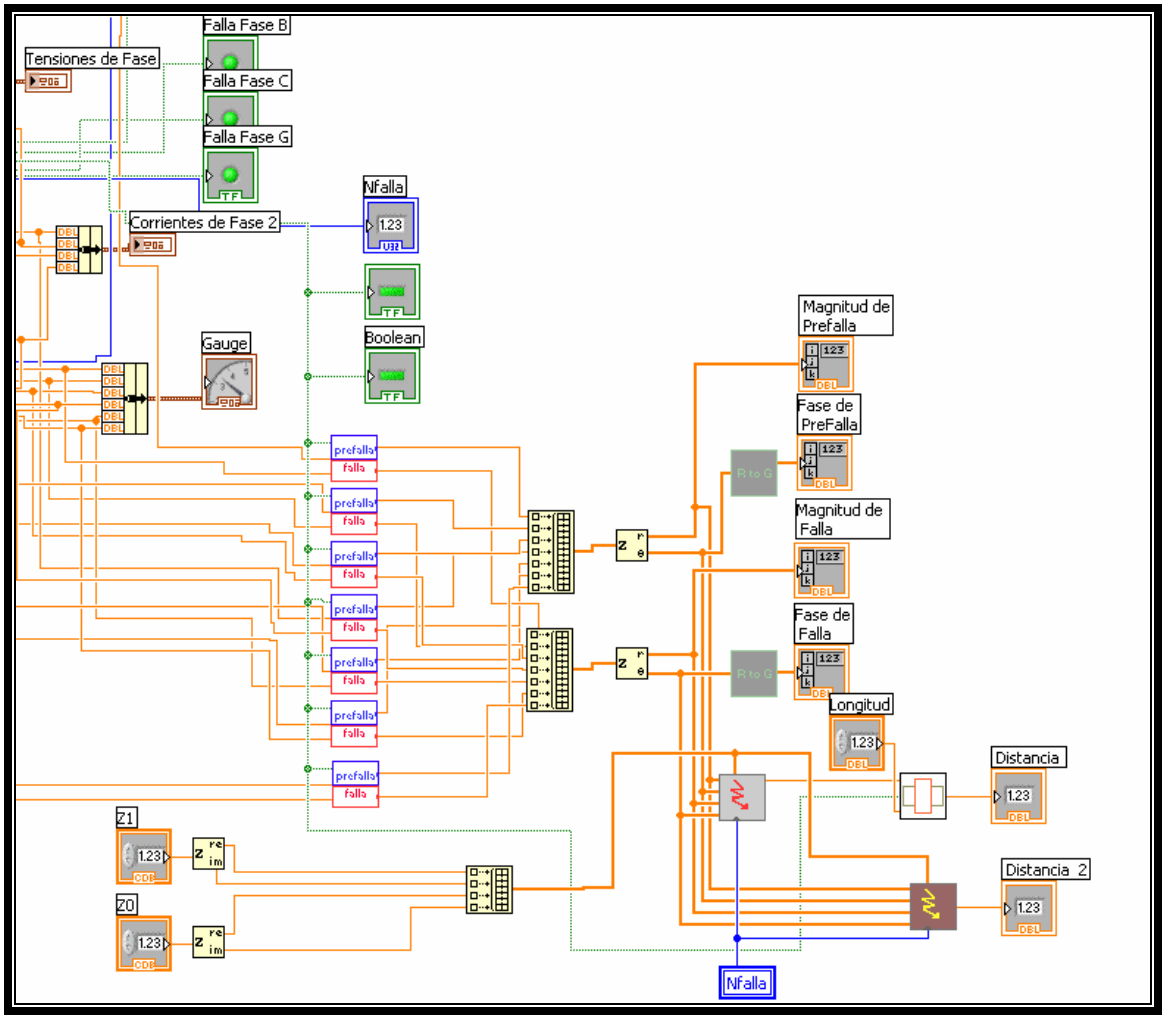


Figura 4.2. Diagrama de bloques.

El diagrama de bloques se construye conectando los distintos objetos entre sí, como si se tratara de un circuito. Los cables unen terminales de entrada y salida con los objetos correspondientes y por ellos fluyen los datos. LabView posee una extensa biblioteca de funciones, entre ellas: aritméticas, comparaciones, conversiones, funciones de entrada/salida, de análisis, etc.

Las estructuras, similares a las declaraciones causales y a los bucles en lenguajes convencionales, ejecutan el código que contienen de forma condicional o repetitiva (bucle for, while, case,...). Los cables son las trayectorias que siguen los datos desde su origen hasta su destino, ya sea una función, una estructura, una

terminal, etc. Cada cable tiene un color o un estilo diferente, lo que diferencia unos tipos de datos de otros.

4.1.5 Paletas

Las paletas de LabView proporcionan las herramientas que se requieren para crear y modificar tanto el panel frontal como el diagrama de bloques. Existen las siguientes paletas:

- Paleta de herramientas (Tools palette).
- Paleta de controles (Controls palette).
- Paleta de funciones (Functions palette).

4.1.5.1 Paleta de herramientas (Tools palette).



Figura 4.3. Paleta de herramientas.

Se emplea tanto en el panel frontal como en el diagrama de bloques. Contiene las herramientas necesarias para editar y depurar los objetos tanto del panel frontal como del diagrama de bloques.

En la tabla 4.1, se muestran las opciones que contiene la paleta de herramientas:

Icono	Opción	Definición
	Operating tool	Cambia el valor de los controles.
	Positioning tool	Desplaza, cambia de tamaño y selecciona los objetos.
	Labeling tool	Edita texto y crea etiquetas.
	Wiring tool	Une los objetos en el diagrama de bloques.
	Object Pop-up Menu tool	Abre el menú desplegable de un objeto.
	Scroll tool	Desplaza la pantalla sin necesidad de emplear las barras de desplazamiento.
	Probe tool	Crea puntos de prueba en los cables, en los que se puede visualizar el valor del dato que fluya por dicho cable en cada instante.
	Probe tool	Crea puntos de prueba en los cables, en los que se puede visualizar el valor del dato que fluya por dicho cable en cada instante.
	Color Copy tool	Copia el color para después establecerlo mediante la siguiente herramienta.
	Color tool	Establece el color de fondo y el de los objetos.

Tabla 4.1. Opciones de la paleta de herramientas.

4.1.5.2 Paleta de controles (Controls palette).



Figura 4.4. Paleta de controles.

Se utiliza únicamente en el panel frontal. Contiene todos los controles e indicadores que se emplearán para crear la interfaz del VI con el usuario.

En la tabla 4.2 se muestran las opciones que presenta la paleta de controles:

Icono	Opción	Definición
	Numeric	Para la introducción y visualización de cantidades numéricas.
	Boolean	Para la entrada y visualización de valores booleanos.
	String & Table	Para la entrada y visualización de texto.
	List & Ring	Para visualizar y/o seleccionar una lista de opciones.

Icono	Opción	Definición
	Array & Cluster	Para agrupar elementos.
	Graph	Para representar gráficamente los datos.
	Path & RefNum	Para gestión de archivos.
	Decorations	Para introducir decoraciones en el *panel frontal*. No visualizan datos.
	User Controls	Para elegir un *control* creado por el propio usuario.
	ActiveX	Para transferir datos y programas de unas aplicaciones a otras dentro de Windows.
	Select a Control	Para seleccionar cualquier *control*.

Tabla 4.2. Opciones de la paleta de controles.

4.1.5.3 Paleta de funciones (Functions palette).

Esta paleta se emplea en el diseño del diagrama de bloques. La paleta de funciones (Fig. 4.5) contiene todos los objetos que se emplean en la implementación del programa del VI, ya sean funciones aritméticas, de entrada/salida de señales, entrada/salida de datos a fichero, adquisición de señales, etc.



Figura 4.5. Paleta de funciones.

Para seleccionar una función o estructura concretas, se debe desplegar el menú *Functions* y elegir entre las opciones que aparecen. En la tabla 4.3 se muestran todas ellas, junto con una pequeña definición.

Icono	Opción	Definición
	Structures	Muestra las *estructuras* de control del programa, junto con las variables locales y globales.
	Numeric	Muestra *funciones* aritméticas y constantes numéricas.
	Bolean	Muestra *funciones* y constantes lógicas.
	String	Muestra *funciones* para manipular cadenas de caracteres, así como constantes de caracteres.
	Array	Contiene *funciones* útiles para procesar datos en forma de vectores, así como constantes de vectores.
	Cluster	Contiene *funciones* útiles para procesar datos procedentes de gráficas y destinados a ser representados en ellas, así como las

Icono	Opción	Definición
		correspondientes constantes.
	Comparison	Muestra *funciones* que sirven para comparar números, valores booleanos o cadenas de caracteres.
	Time & Dialog	Contiene *funciones* para trabajar con cuadros de diálogo, introducir contadores y retardos, etc.
	File I/O	Muestra *funciones* para operar con ficheros.
	Communication	Muestra diversas *funciones* que sirven para comunicar varios ordenadores entre sí, o para permitir la comunicación entra distintos programas.
	Instrument I/O	Muestra un submenú de *VIs*, que facilita la comunicación con instrumentos periféricos que siguen la norma ANSI/IEEE 488.2-1987, y el control del puerto serie.
	Data Adquisition	Contiene a su vez un submenú donde puede elegirse entre distintas librerías referentes a la adquisición de datos.
	Analysis	Contiene un submenú en el que se puede elegir entre una amplia gama de *funciones* matemáticas de análisis.
	Tutorial	Incluye un menú de *VIs* que se utilizan en el manual LabView Tutorial.
	Advanced	Contiene diversos submenús que permiten el control de la ayuda, de los *VIs*, manipulación de datos, procesado de eventos, control de la memoria, empleo de programas ejecutables o incluidos en librerías DLL, etc.
	Instrument drivers	En él se muestran los drivers disponibles de distintos instrumentos.
	User Libraries	Muestra as librerías definidas por el usuario. En este caso, la librería mostrada contiene los drivers de la tarjeta de adquisición de datos de Advantech.

Icono	Opción	Definición
	Aplication control	Contiene varias *funciones* que regulan el funcionamiento de la propia aplicación en ejecución.
	Select a VI	Permite seleccionar cualquier *VI* para emplearlo como *subVI*.

Tabla 4.3. Opciones de la paleta de funciones.

4.2 Aplicación del método seleccionado en LabView

Como ya vimos anteriormente, LabView, es una poderosa herramienta para la adquisición y el análisis de datos.

El método de las componentes simétricas fue implementado en LabView, ya que al analizar este método, se mostró que fue el más eficiente teniendo un porcentaje de error de 2.5% para el cálculo de la distancia de la falla en las líneas de transmisión.

El método de las componentes simétricas implementado en LabView, requiere datos reales de tensiones y corrientes con su respectivo ángulo de fase de la línea de transmisión, ya que este programa analiza la trayectoria de los niveles de tensiones y corrientes de fase.

4.2.1 Diagrama de flujo del método de las componentes simétricas.

Para la construcción del programa del método de las componentes simétricas en LabView, se utilizó el siguiente diagrama de flujo. En donde, se muestra la entrada de los datos de tensiones y corrientes en tiempo real, hasta el despliegue de los datos del tipo de falla y el punto en donde fue localizada.

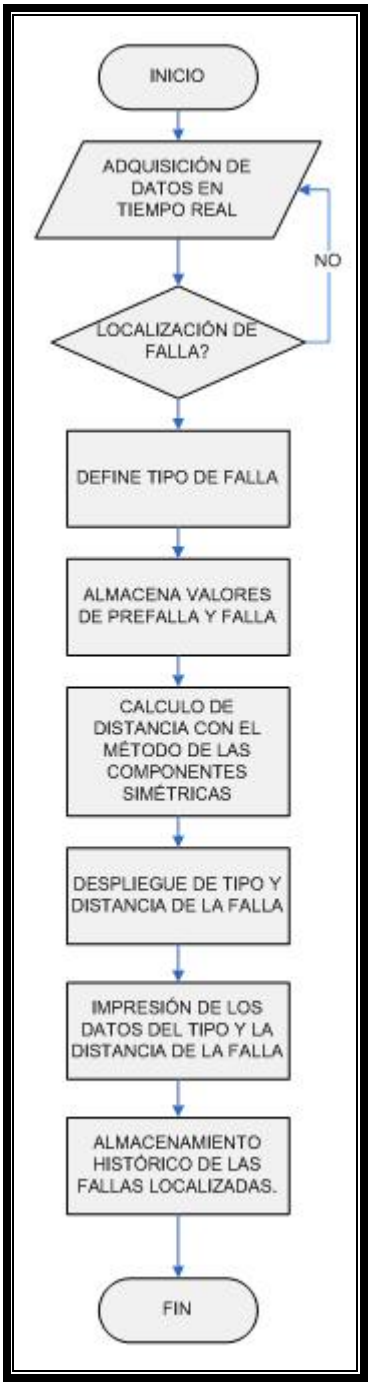


Figura 4.6. Diagrama de flujo del programa del método de las componentes simétricas.

Cada uno de los pasos que se siguieron para la implementación del método de las componentes simétricas en LabView, se describe a continuación.

4.2.1.1 Adquisición de datos en tiempo real.

La adquisición de datos en tiempo real se puede realizar con un enlace de los datos de tensiones y corrientes proporcionados por una subestación eléctrica.

Los datos necesarios para la ejecución correcta del programa son las tensiones y corrientes efectivas de cada fase del bus de la red eléctrica a medir.

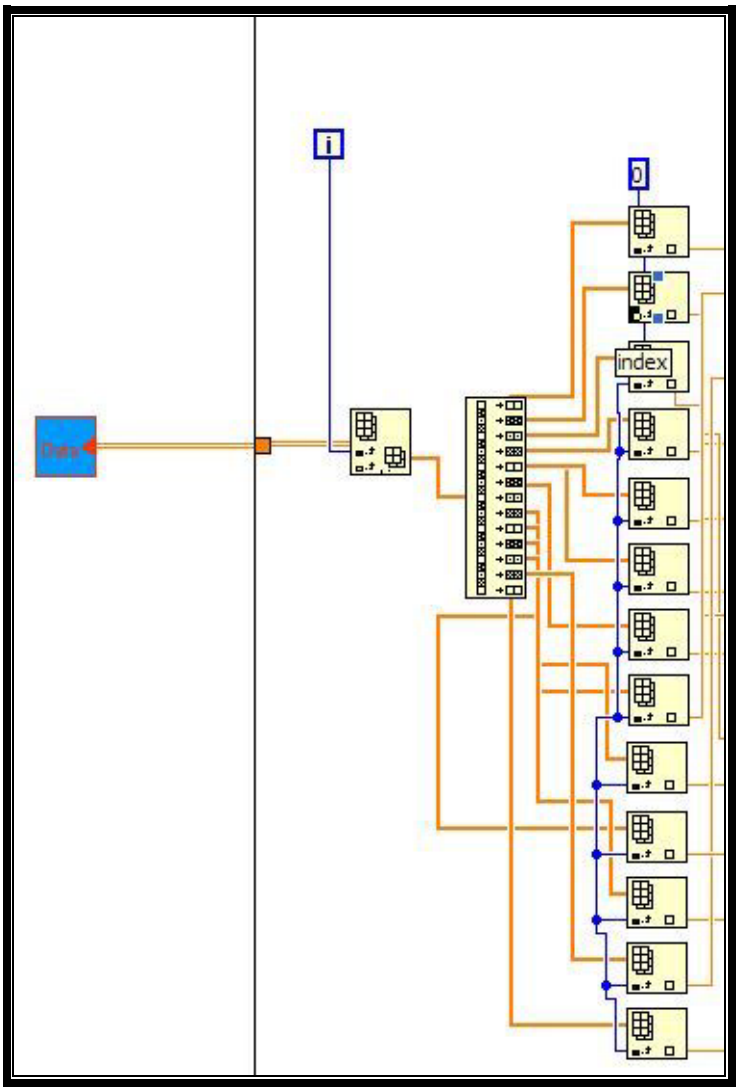


Figura 4.7. Código para la adquisición de datos y localizador de falla.

4.2.1.2 Localizador de falla.

El localizador analiza los decrementos e incrementos abruptos de las tensiones y corrientes de cada una de las fases analizadas. Con este análisis se determina si existe falla por corto circuito y el tipo de falla que se presenta.

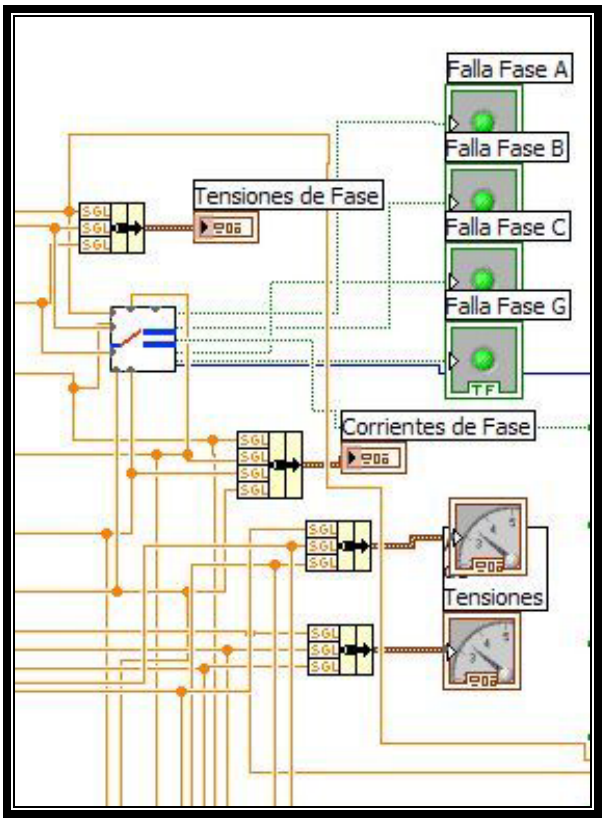


Figura 4.8. Código para la localización de falla.

4.2.1.3 Almacenamiento de valores de falla y prefalla.

Por medio de vectores se analizan las magnitudes y ángulos de las tensiones y corrientes, para determinar los valores de prefalla y falla. Estos valores son necesarios en el algoritmo de las componentes simétricas para el cálculo de la distancia del punto de falla. En la figura 4.9 se observa el código de la implementación del almacenamiento de valores de prefalla y falla.

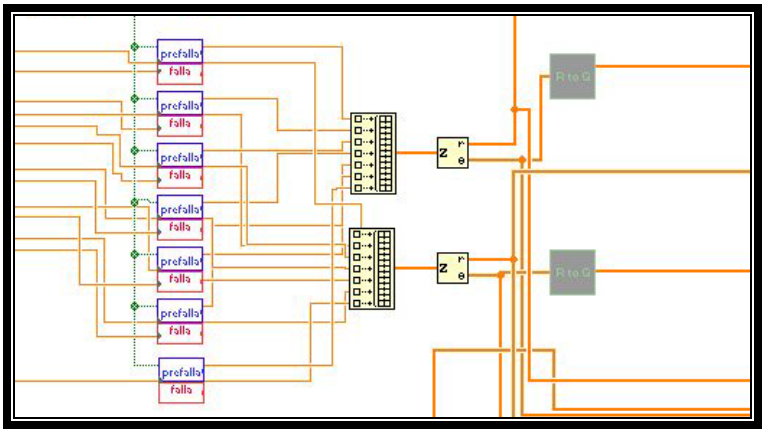


Figura 4.9. Código para el almacenamiento de valores de falla y prefalla.

4.2.1.4 Cálculo de la distancia del punto de falla con el método de las componentes simétricas.

Para el cálculo de la distancia al punto de falla, se utilizó la formula de las componentes simétricas (como se muestra en el capitulo 3).

En un subVI, se integró el método de las componentes simétricas. Este subVI aparece con el icono que se muestra a continuación:

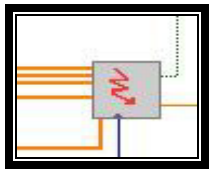


Figura 4.10. Bloque de código para el cálculo de las componentes simétricas.

En la figura 4.11 se muestra el contenido del subVI del método de las componentes simétricas.

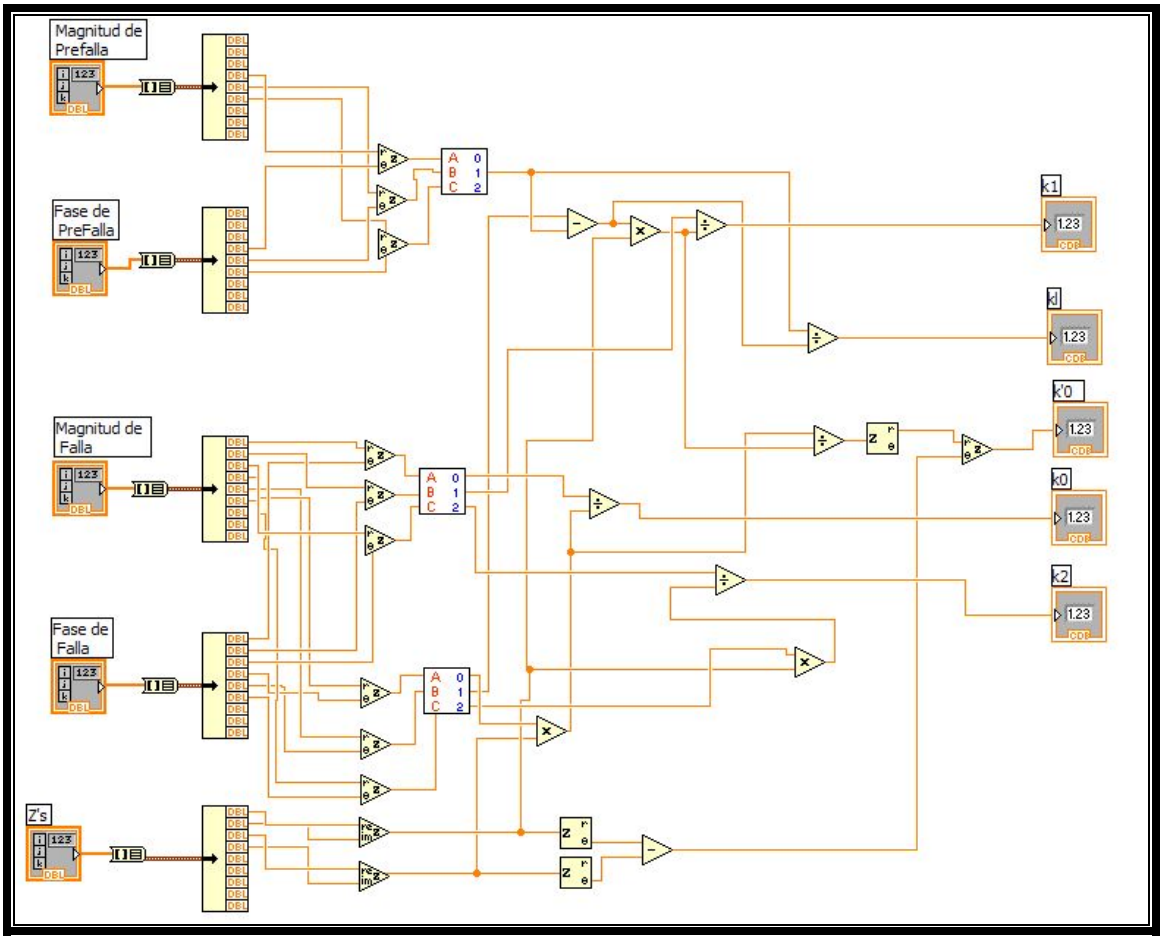


Figura 4.11. Código para el cálculo de la distancia del punto de falla.

4.2.1.5 Despliegue de los resultados de tipo y distancia del punto de falla.

De los bloques de almacenamiento de datos de prefalla y falla se despliegan los resultados en indicadores de matriz. De la misma forma se despliega la distancia y el tipo de falla de los bloques de localización y componentes simétricas respectivamente.

En la figura 4.12 se muestra los indicadores antes mencionados.

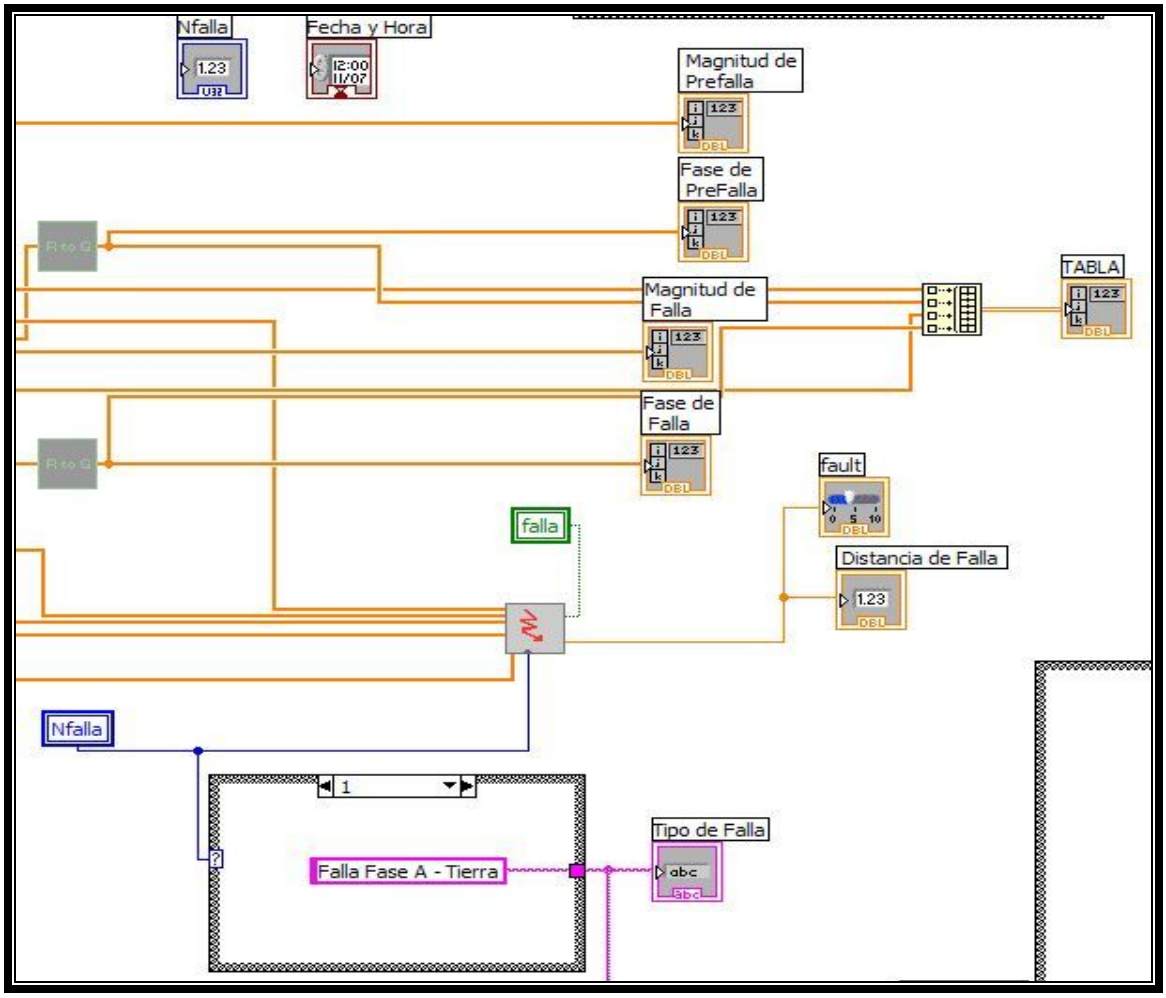


Figura 4.12. Código para el despliegue de los datos de tipo y distancia de falla.

4.2.1.6 Impresión y almacenamiento histórico de los datos de la falla localizada.

Al encontrarse una falla el programa automáticamente muestra los resultados del análisis. Estos resultados se pueden imprimir para distribuirlos o archivarlos. De la misma forma estos datos se pueden guardar en formato html, con el fin de evitar incompatibilidades con otros sistemas operativos.

En la figura 4.13 se muestra el código para la impresión y almacenamiento histórico de los valores de tensiones, corrientes de falla y el punto de falla.

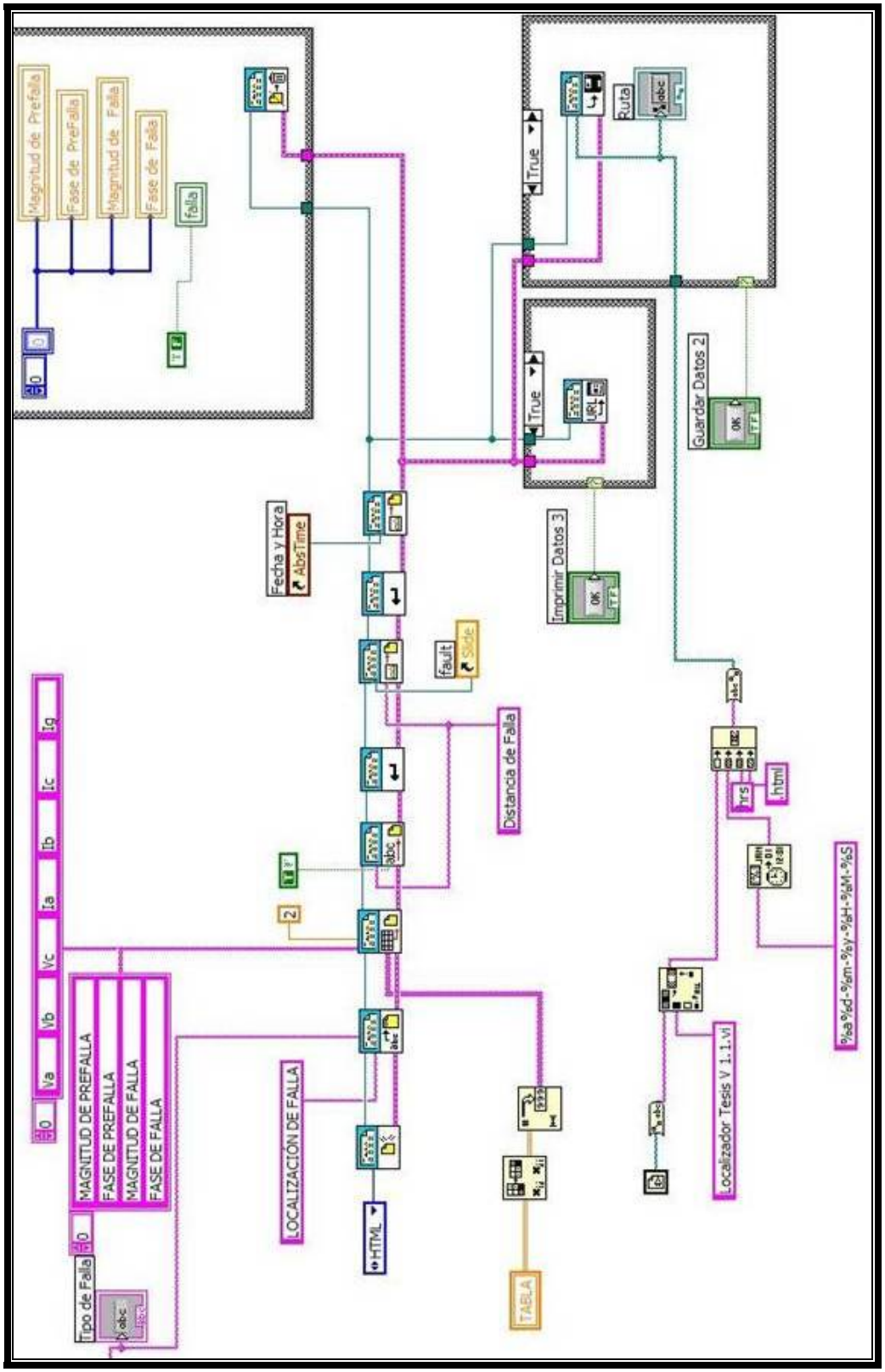


Figura 4.13. Código para la impresión de los datos de tipo de falla y distancia del punto de falla.

4.2.2 Visualización del método en LabView.

El programa hecho en LabView se divide en tres ventanas:

- Inicio.
- Línea de transmisión.
- Mediciones.

4.2.2.1 Ventana de Inicio.

La ventana de "Inicio" muestra una portada de inicio en la que se encuentran los datos personales de los tesistas, el título de la tesis, el nombre del director de la tesis y el escudo de la Universidad Nacional Autónoma de México. En la Figura 4.14 se muestra la ventana de inicio.



Figura 4.14. Ventana de Inicio.

4.2.2.2 Ventana Línea de Transmisión.

En la segunda ventana “Línea de Transmisión” se muestran los datos de línea, así como los datos de cuando ocurre la falla.

En la Figura 4.15 se muestra la ventana completa de línea de transmisión.

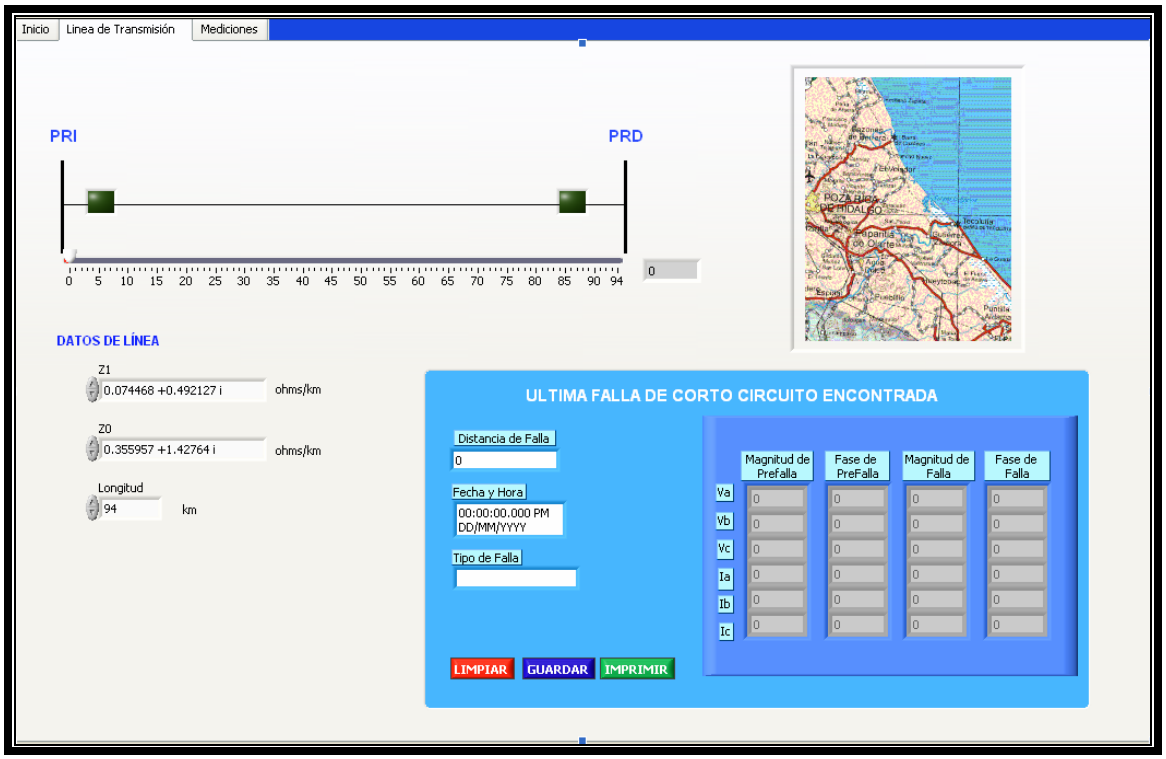


Figura 4.15. Ventana “Línea de Transmisión”.

En esta ventana podemos observar un diagrama unifilar, donde se ve el nombre de los buses conectados, además de que en la parte de abajo se muestra la longitud de la línea en la cual, al ocurrir una falla nos presenta la distancia en la que ocurre dicha falla.

La figura 4.16 muestra el diagrama unifilar en funcionamiento sin falla y en la figura 4.17 muestra el funcionamiento del diagrama unifilar con falla.

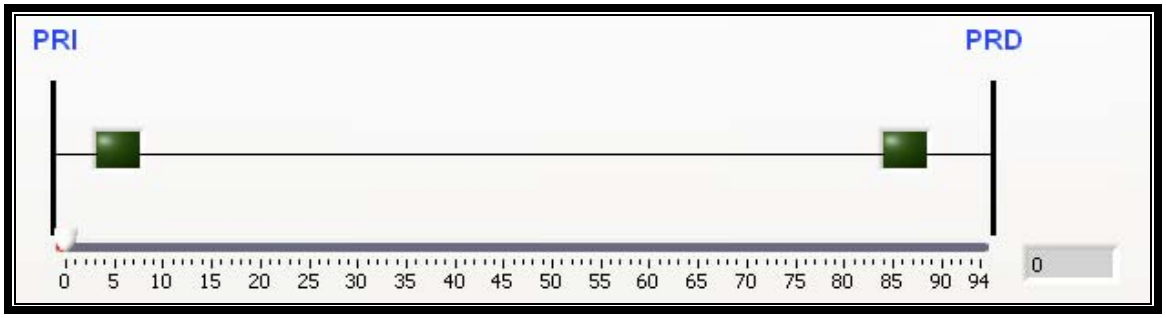


Figura 4.16. Diagrama unifilar en funcionamiento sin falla.

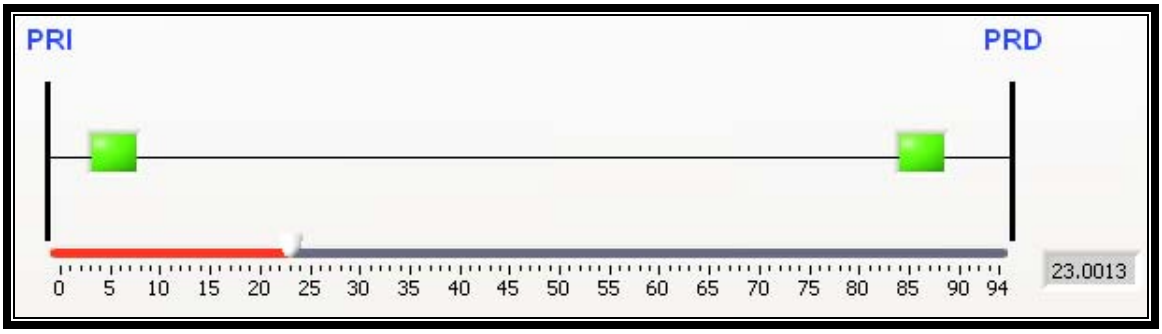


Figura 4.17. Diagrama unifilar en funcionamiento con falla.

Como se observa en la figura 4.17, en la parte de los buses se enciende una alerta color verde, además de que se observa que en la longitud de la línea, se marca en color rojo la distancia en la cual ocurrió la falla y muestra el dato numérico de dicha distancia.

En la figura 4.18 se muestra una parte de la ventana “Línea de Transmisión” en la cual, se observan los datos de línea como son: las impedancias de secuencia cero y positiva en forma rectangular y su longitud; datos que son proporcionados por la CFE.

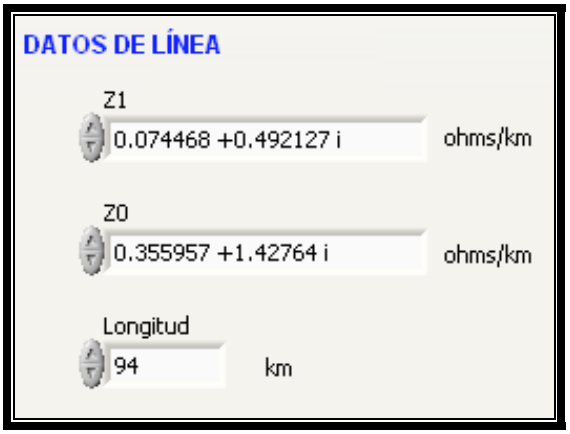


Figura 4.18. Datos de línea.

En la ventana "Línea de Transmisión" encontramos un apartado llamado "Última falla de corto circuito encontrada" que se muestra en la figura 4.19. Este apartado entra en funcionamiento cuando ocurre una falla mostrando los datos de tensiones, corrientes de falla y prefalla con su respectivo ángulo, además de la distancia, fecha, hora y tipo de falla.

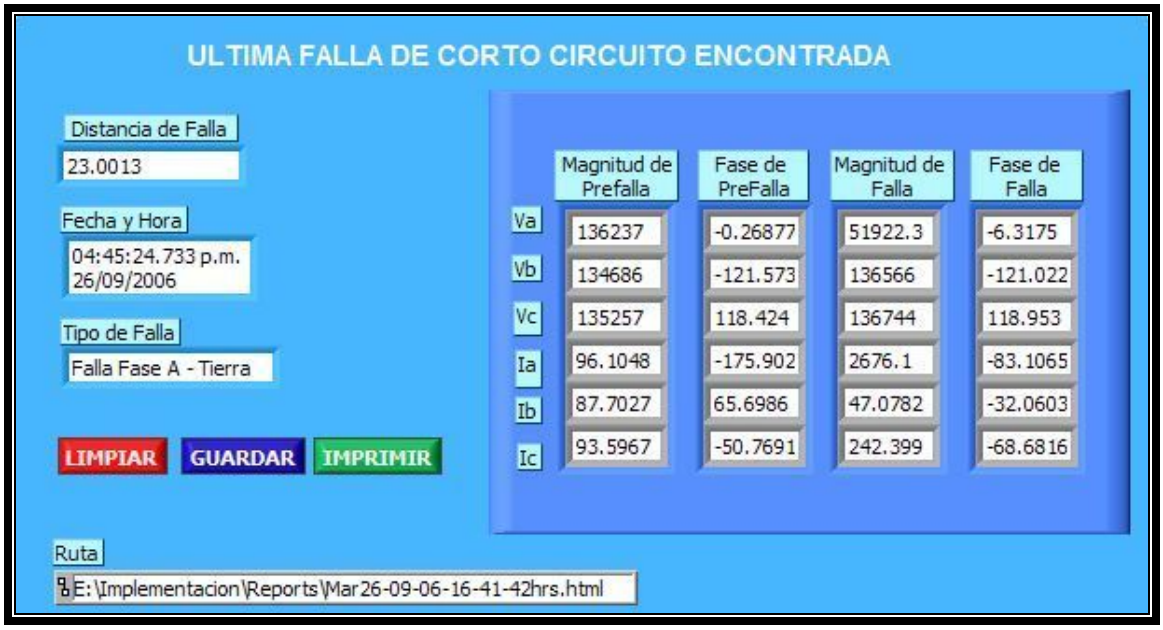


Figura 4.19. Datos de la última falla de corto circuito encontrada.

Se observa que existen tres botones: limpiar (rojo), guardar (azul) e imprimir (verde). El botón de limpiar sirve para borrar todos los datos obtenidos de la falla, tanto numéricos como las trayectorias de las graficas. El botón guardar nos sirve para almacenar los datos obtenidos de la falla en formato html y por último, el botón imprimir sirve para darnos una impresión en papel de los datos de falla. En la figura 4.20, se muestra la impresión de la falla localizada.

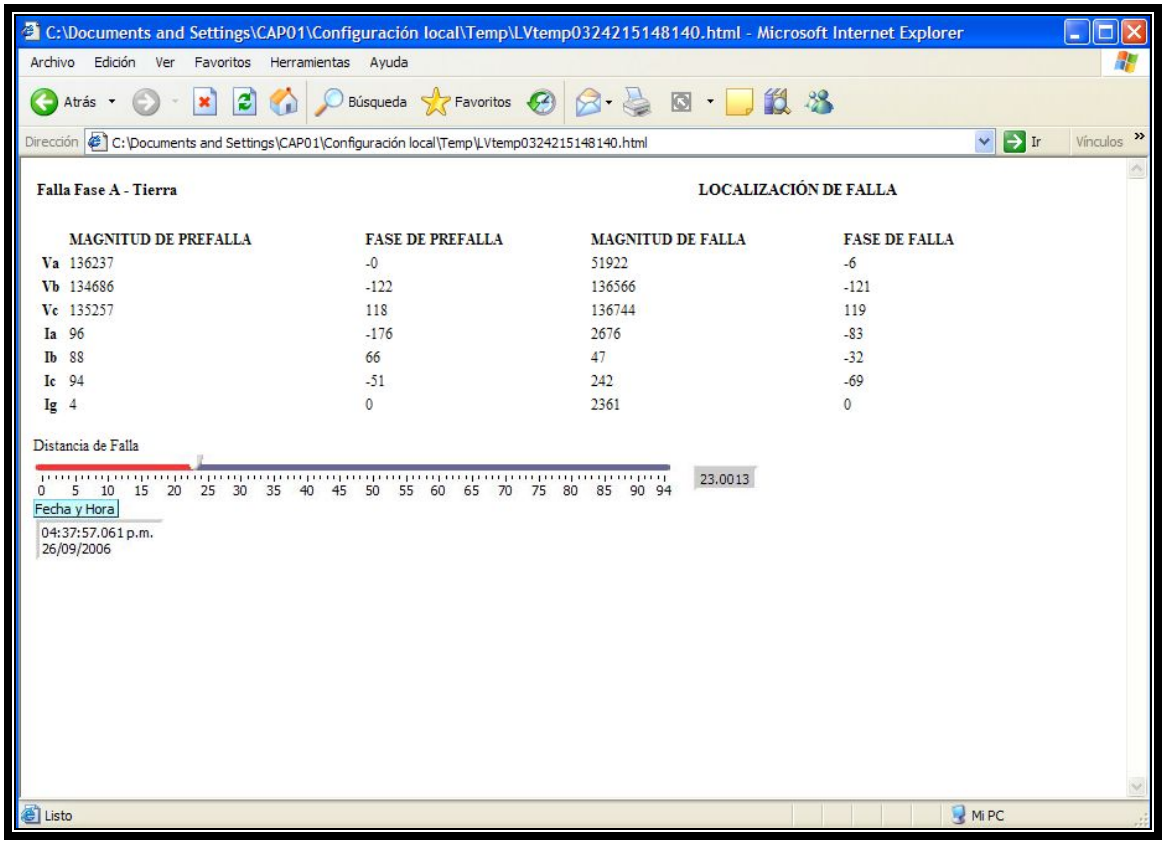


Figura 4.20. Impresión de la falla localizada.

4.2.2.3 Ventana de Mediciones.

La ventana de “Mediciones” se muestra en la figura 4.21. Esta ventana muestra las graficas de las trayectorias de las tensiones y las corrientes de cada fase, así como sus ángulos. Por último muestra una tabla en la cual se van censando en tiempo real los valores de las tensiones y corrientes con su respectivo ángulo.

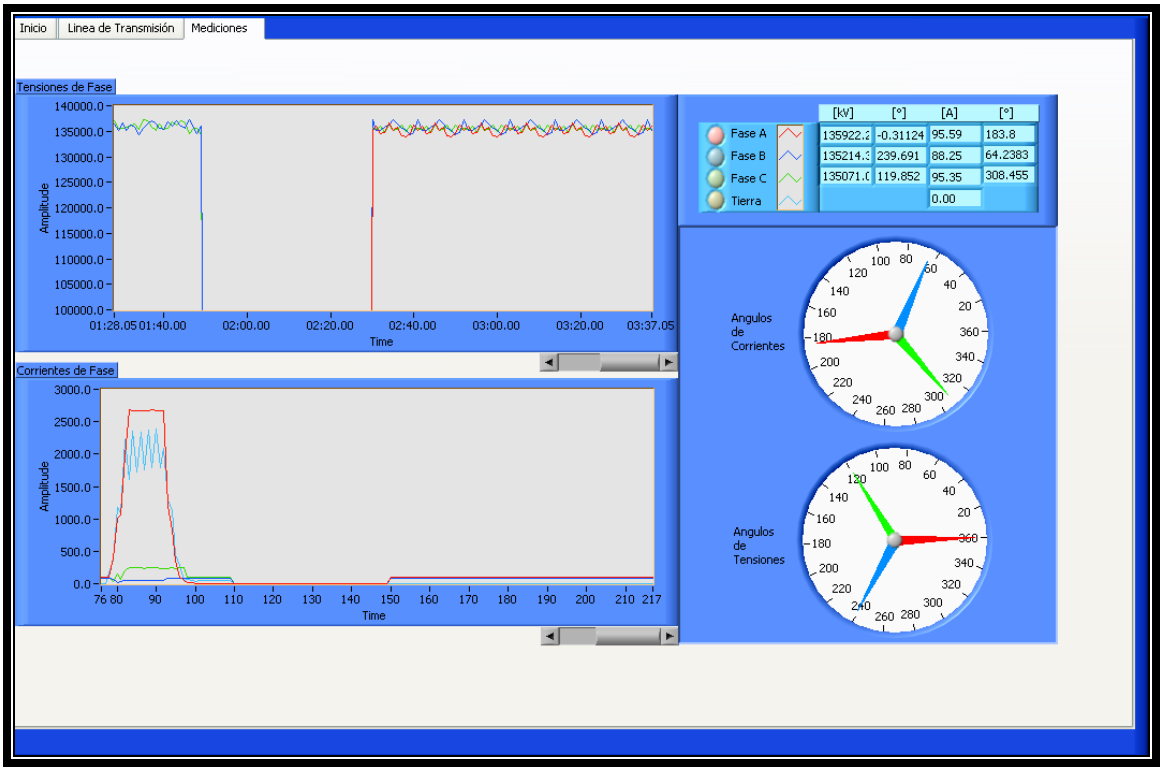


Figura 4.21. Ventana de Mediciones.

4.3 Ejemplos reales del método seleccionado

Para demostrar el funcionamiento del método de las componentes simétricas implementado en LabView, se analizaron archivos reales de fallas, proporcionado por la subgerencia de Estudios de Estabilidad de la CFE, en donde se muestran datos de tensiones y corrientes de fase con su respectivo ángulo cada uno. Además de que se nos proporcionó el dato real de la distancia de la falla para corroborar nuestro método implementado en LabView.

Al correr el programa en la ventana de mediciones, como se observa en la figura 4.22 ésta muestra las trayectorias normales de las tensiones y las corrientes. Se observa que los ángulos de fase de las tensiones y de las corrientes se mantienen constantes.

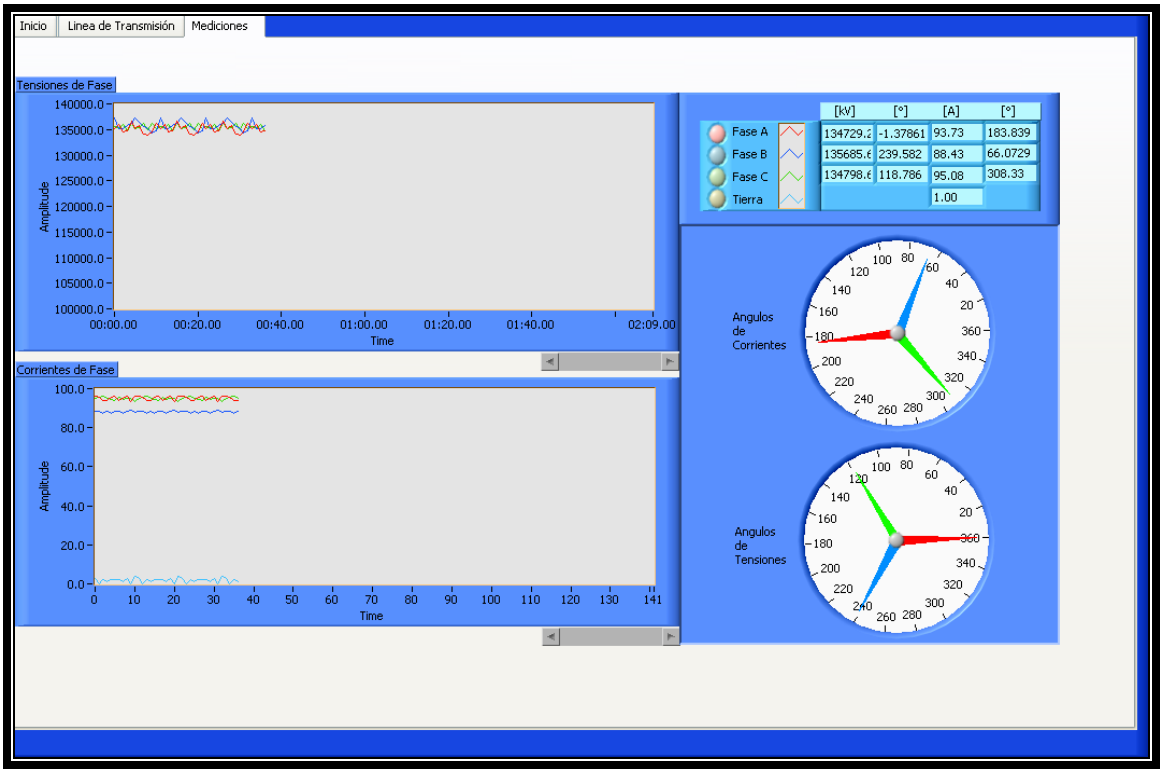


Figura 4.22. Ejecución del programa con datos reales de tensiones y corrientes.

Al procesar los datos en el programa se muestran constantes las trayectorias de las tensiones y corrientes. Cuando ocurre la falla se cambia a la ventana “Línea de Transmisión”. Esta ventana muestra, los datos de falla que se presentan en la figura 4.23.

En la figura 4.23, también se observan las tensiones y corrientes de falla y prefalla en magnitud y ángulo. Estos datos son utilizados en el método de las componentes simétricas para el cálculo de la distancia, en donde se encuentra la falla. Con estos datos el programa nos genera una distancia de $23[km]$ y muestra el tipo de falla, que en este caso fue una falla de fase A a tierra.

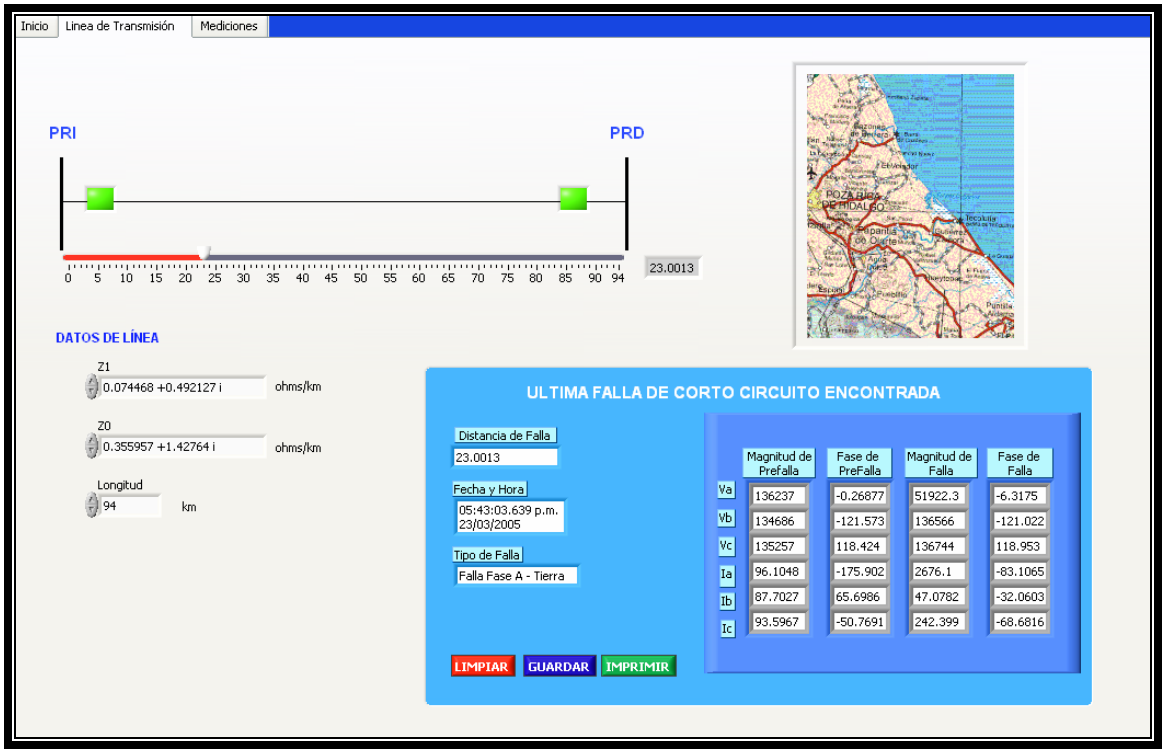


Figura 4.23. Momento en que ocurre la falla.

En la tabla 4.4 se muestran los valores de las tensiones y corrientes reales y las obtenidas en el programa.

Los valores de tensión y corriente están medidos en Volts $[V]$ y Amperes $[A]$ respectivamente.

	Datos reales de la CFE				Datos proporcionados por el método implementado en LabView			
	PREFALLA		FALLA		PREFALLA		FALLA	
	MAGNITUD	FASE	MAGNITUD	FASE	MAGNITUD	FASE	MAGNITUD	FASE
V_a	136693.131	0.0	51519.395	354.1	136,237	-0.26	51922.3	-6.31
V_b	137219.894	240.1	134189.543	239.7	134686	-121.57	136566	-121.02
V_c	137728.536	120.0	132545.979	116.9	135257	118.42	136744	118.95
I_a	96.201	184.8	2657.822	278.3	96.1048	-175.90	2676.1	-83.10
I_b	89.124	66.1	46.729	329.0	87.7027	65.69	47.0782	-32.06
I_c	96.255	309.8	239.444	292.9	93.5967	-50.76	242.399	-68.68

Tabla 4.4 Comparación de valores reales con los obtenidos en LabView.

Al comparar los datos proporcionados por la CFE con los obtenidos en LabView, se observa la similitud en los valores de prefalla y falla.

4.4 Comprobación de los registros con el cálculo propio

En esta parte del capitulo se procederá a realizar el cálculo matemático propio, de la falla, la cual se utilizo anteriormente en el programa de LabView y con la que obtuvo una distancia de $23[km]$.

- Los datos obtenidos de falla y prefalla son los siguientes:

	Prefalla	Falla
I_a	$96.1048\angle -175.902°[A]$	$2676.1\angle -83.106°[A]$
I_b	$87.7027\angle 65.698°[A]$	$47.0782\angle -32.060°[A]$
I_c	$93.5967\angle -50.769°[A]$	$242.399\angle -68.6816°[A]$
V_a	$136.237\angle -0.268°[kV]$	$51.922\angle -6.3175°[kV]$
V_b	$134.686\angle -121.573°[kV]$	$136.566\angle -121.022°[kV]$
V_c	$135.257\angle 118.424°[kV]$	$136.744\angle 118.953°[kV]$

Impedancias de la línea

$$Z_0 = 1.4713\angle 75.9999\left[\frac{\Omega}{km}\right]$$

$$Z_1 = 0.4977\angle 81.3953\left[\frac{\Omega}{km}\right]$$

$$Longitud\ de\ la\ línea = 94[km]$$

- Operaciones.

Teniendo las tensiones y corrientes de falla y prefalla obtendremos las tensiones y corrientes de secuencias respectivas:

Utilizando la ecuación (A1.2.22) y (A1.2.24) del Apéndice 1, se obtiene:

Para las corrientes de prefalla, tenemos:

$$\begin{bmatrix}\overline{I_0}\\ \overline{I_1}\\ \overline{I_2}\end{bmatrix}=\frac{1}{3}\begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ 1 & a & a^2\\ 1 & a^2 & a\end{bmatrix}\begin{bmatrix}I_a\\ I_b\\ I_c\end{bmatrix}=\frac{1}{3}\begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ 1 & a & a^2\\ 1 & a^2 & a\end{bmatrix}\begin{bmatrix}96.1048\angle -175.902°\\ 87.7027\angle 65.698°\\ 93.5967\angle -50.769°\end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix}\overline{I_0}\\ \overline{I_1}\\ \overline{I_2}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}0.2671\angle 135.372°\\ 92.4020\angle -173.664°\\ 4.9542\angle 140.654°\end{bmatrix}[A]$$

Para las tensiones de prefalla tenemos:

$$\begin{bmatrix}\overline{V_0}\\ \overline{V_1}\\ \overline{V_2}\end{bmatrix}=\frac{1}{3}\begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ 1 & a & a^2\\ 1 & a^2 & a\end{bmatrix}\begin{bmatrix}V_a\\ V_b\\ V_c\end{bmatrix}=\frac{1}{3}\begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ 1 & a & a^2\\ 1 & a^2 & a\end{bmatrix}\begin{bmatrix}136.237\angle -0.268°\\ 134.686\angle -121.573°\\ 135.257\angle 118.424°\end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix}\overline{V_0}\\ \overline{V_1}\\ \overline{V_2}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}1.2690\angle 69.477°\\ 135.3854\angle -1.136°\\ 0.9614\angle 63.316°\end{bmatrix}[kV]$$

Para las corrientes de falla, tenemos:

$$\begin{bmatrix}I_0\\ I_1\\ I_2\end{bmatrix}=\frac{1}{3}\begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ 1 & a & a^2\\ 1 & a^2 & a\end{bmatrix}\begin{bmatrix}I_a\\ I_b\\ I_c\end{bmatrix}=\frac{1}{3}\begin{bmatrix}1 & 1 & 1\\ 1 & a & a^2\\ 1 & a^2 & a\end{bmatrix}\begin{bmatrix}2676.1\angle -83.106°\\ 47.0782\angle -32.060°\\ 242.399\angle -68.6816°\end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix}I_0\\ I_1\\ I_2\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}980.6848\angle -81.217°\\ 858.1550\angle -88.146°\\ 842.2126\angle -80.175°\end{bmatrix}[A]$$

Para las tensiones de falla tenemos:

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}\begin{bmatrix} 51.922\angle -6.3175° \\ 136.566\angle -121.022° \\ 136.744\angle 118.953° \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 28.3425\angle -177.915° \\ 108.3489\angle -1.877° \\ 28.3826\angle -177.712° \end{bmatrix}[kV]$$

Calculando los coeficientes k_o, k_1, k_2, k_0^l, k_1^l y k_2^l:

Para k_o sabemos que:

$$k_o = \frac{V_0}{\Delta V_o} = \frac{V_0}{I_0 \cdot Z_0},$$

sustituyendo valores

$$k_o = \frac{V_0}{I_0 \cdot Z_0} = \frac{28342.5\angle -177.915°}{(980.6848\angle -81.217°)(1.4713\angle 75.999)}$$

$$k_o = 19.6429\angle -172.698°$$

Para k_1 sabemos que:

$$k_1 = \frac{V_1}{\Delta V_1} = \frac{V_1}{(I_1 - \overline{I_1}) \cdot Z_1}$$

sustituyendo valores

$$k_1 = \frac{108348.9 \angle -1.877°}{((858.1550 \angle -88.146°) - (92.4020 \angle -173.664°)) \cdot (0.4977 \angle 81.3953)}$$

$$k_1 = 254.3494 \angle -1.305°$$

Para k_2 sabemos que:

$$k_2 = \frac{V_2}{\Delta V_2} = \frac{V_2}{I_2 \cdot Z_1}$$

sustituyendo valores

$$k_2 = \frac{28382.6 \angle -177.712°}{(842.2126 \angle -80.175°)(0.4977 \angle 81.3953°)}$$

$$k_2 = 67.7115 \angle -178.932°$$

Para k_1^l sabemos que:

$$k_1^l = \frac{\overline{V_1}}{\Delta V_1} = \frac{\overline{I_1}}{(I_1 - \overline{I_1})}$$

sustituyendo valores

$$k_1^l = \frac{\overline{V_1}}{\Delta V_1} = \frac{92.4020 \angle -173.664°}{(858.1550 \angle -88.146°) - (92.4020 \angle -173.664°)}$$

$$k_1^l = 0.1079 \angle -91.696°$$

Para k_0^l sabemos que:

$$k_0^l = \left|\frac{\Delta V_0}{\Delta V_1}\right| \angle(\theta_{01} - \theta_{11}) = \left|\frac{I_0 \cdot Z_0}{(I_1 - \overline{I_1}) \cdot Z_1}\right| \angle(\theta_0 - \theta_1)$$

Sustituyendo valores

$$k_0^l = \left|\frac{(980.6848 \angle -81.217°)(1.4713 \angle 75.999)}{((858.1550 \angle -88.146°) - (92.4020 \angle -173.664°)) \cdot (0.4977 \angle 81.3953)}\right| \angle -4.644°$$

$$k_0^l = 3.3871 \angle -4.644°$$

Para k_2^l sabemos que se trata de una falla monofásica por lo que:

$$k_2^l = 1$$

Sustituyendo los valores obtenidos, en la ecuación del cálculo de la distancia por componentes simétricas, se tiene:

$$m = \frac{k_1 + k_2 k_2^l + k_0 k_0^l}{1 + k_1^l + k_2^l + k_0^l}$$

$$m = \frac{(254.3494 \angle -1.305°) + (67.7115 \angle -178.932°)(1) + (19.6429 \angle -172.698°)(3.3871 \angle -4.644°)}{1 + (0.1079 \angle -91.696°) + 1 + (3.3871 \angle -4.644°)}$$

- Resultado.

$$\boxed{m = 22.3806 \angle -0.7574 [km]}$$

Al comparar la distancia m obtenida con el cálculo propio y la distancia que se obtiene de la implementación del método de las componentes simétricas en LabView, se observa una similitud entre las distancias obtenidas.

	Cálculo propio	Programa LabView
m	$22.3806\,[km]$	$23.0013\,[km]$

Se analizaron otros archivos de fallas proporcionados por la CFE, las cuales fueron fallas monofásicas. En el Apéndice 2, se muestran los resultados obtenidos del cálculo de la distancia de falla con el método de las componentes simétricas implementado en LabView y la distancia real proporcionada por la CFE.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES

5. CONCLUSIONES

El análisis de los métodos de localización de fallas mencionados en el capítulo 2, muestra una aproximación de menos de 4% para todos los casos, siendo esto para una línea larga ($200\,[km]$.) un error de $8\,[km]$, esta distancia es considerada fácil de encontrar.

Por esta razón, la distancia no es un factor que discrimine a un método de otro, ya que en el análisis hecho la mayor aproximación es de 2.5% ($5\,[km]$ haciendo referencia a una línea larga de $200\,[km]$). Los factores que tuvieron mayor peso en la selección del método a implementar fueron: número de operaciones, datos necesarios para el cálculo y resultados obtenidos.

El método de componentes simétricas fue elegido debido a la simplicidad de su algoritmo, esto es por que se necesitan un máximo de 10 operaciones para llegar al resultado, a comparación de los otros métodos ya mencionados que necesitan la elección previa de la falla y de operaciones más complejas, lo que lleva a un tiempo de cálculo mayor.

Los datos necesarios para alimentar al algoritmo de las componentes simétricas los proporciona el relevador SEL 351 (tensiones de fase y corrientes de línea), además de las impedancias de la línea de transmisión que se está muestreando.

El algoritmo de las componentes simétricas tiene la gran ventaja de indicar que tipo de falla se ha presentado y poder compararla con la información que el relevador nos proporciona.

Todos estos factores son de gran importancia por que están destinados a facilitar y mejorar la implementación del método seleccionado utilizando el software de LabView.

Se hicieron algunas pruebas con datos reales para probar la efectividad del algoritmo implementado en LabView, obteniendo un error máximo de 1.12% ($1.35\,[km]$ en una línea de $120\,[km]$) y un error mínimo de 0.021% ($25\,[m]$ en una línea de $120\,[km]$).

Las fallas analizadas fueron fallas monofásicas, debido a que son las más comunes y es difícil que se presenten fallas de otro tipo. Esto implica una cierta incertidumbre en el programa de localización de falla y es necesario hacer las pruebas cuando se presenten las fallas faltantes (bifásica, bifásica a tierra y trifásica).

El programa tuvo un buen desempeño para encontrar la falla y el tipo de esta en las pruebas hechas, dando un margen de error muy pequeño y fácil para que en su caso se pudiera localizar la falla físicamente.

El programa de localizador de fallas de corto circuito tiene una presentación “amigable” de manera que la operación sea sencilla y de fácil entendimiento, esto para que las personas con conocimiento básicos de computación puedan estar al tanto del comportamiento de las líneas muestreadas.

El propósito de utilizar una herramienta como el LabView para localizar las fallas se debe a que por medio de una intranet e inclusive la Internet se puede publicar los resultados, de esta manera la información recabada puede llegar a cualquier persona que se requiera y en tiempo mínimo.

Esto implica una gran ventaja a las condiciones actuales, en las que para saber los datos de falla se tienen que ir hasta el relevador que está muestreando las líneas de transmisión. Con este tipo de infraestructura el tiempo en que se localizan y por ende se reparan las fallas disminuirá notablemente.

Teniendo como base el programa localizador de falla se puede llegar a mejoras y facilidades tanto para los responsables del mantenimiento correctivo de las líneas como para las cuadrillas quienes se encargan de reparar los daños. Incluso que los datos obtenidos por el localizador de falla lleguen hasta el teléfono celular, radio comunicador, correo electrónico, etc., inmediatamente se ha localizado una falla, agilizando así la toma de decisiones.

APÉNDICE

1. Sistemas pu y componentes simétricas.

2. Resultados de fallas en tiempo real.

APÉNDICE

A.1 Sistemas pu y componentes simétricas

A.1.1 Sistemas pu

Para el estudio y solución de las fallas en líneas de transmisión (monofásicas, bifásicas y trifásicas), se utiliza el método estándar de *en por unidad* (pu), debido a la simplicidad que resulta el análisis de dichas fallas, al aplicar este método. Los valores en por unidad (pu) de una cantidad, es la razón de ésta cantidad sobre un valor base, la razón expresada es un número decimal adimensional. Las cantidades actuales de tensión (V), corriente (I), potencia (P), potencia reactiva (Q), volt-amperes (VA), resistencia (R), impedancia (Z), pueden ser expresados en por unidad.

$$cantidad\ pu = \frac{cantidad\ cualquiera}{cantidad\ base} \qquad \text{(A1.1.1)}$$

En el sistema en por unidad existen cuatro cantidades base:

- Potencia base $[MVA, kVA]$
- Tensión base $[kV]$
- Corriente base $[A]$
- Impedancia base $[\Omega]$

Generalmente, se utilizan la potencia y la tensión como base, los siguientes niveles de tensión se obtienen con la relación de transformación de los transformadores.

La corriente y la impedancia base en cada nivel se obtienen a partir de las siguientes relaciones:

$S = VI$ y $V = ZI$ (A1.1.2)

De estas relaciones, obtenemos las cantidades bases de corriente e impedancia para un sistema trifásico:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3}V_B}\left[\frac{MVA_B}{\sqrt{3}kV_B}\right] = \left[\frac{kVA_B}{\sqrt{3}kV_B}\right] = [A] \quad \text{(A1.1.3)}$$

$$Z_B = \frac{V_B^2}{S_B}\left[\frac{kV_B^2}{MVA_B}\right] \quad \text{(A1.1.4)}$$

- S_B - Potencia trifásica aparente
- V_B - Tensión línea a línea

Cuando en los sistemas de potencia las impedancias son expresadas en ohms (Ω), los valores se convierten en por unidad mediante la siguiente relación:

$$Z_{pu} = \frac{Z_{OHMS}}{Z_B} \quad \text{(A1.1.5)}$$

Si los valores de impedancia se expresen en pu, se realiza un cambio de base, quedando la formula como se muestra a continuación:

$$Z_{puN} = Z_{puV}\left(\frac{kV_{BV}}{kV_{BN}}\right)^2\left(\frac{MVA_{BN}}{MVA_{BV}}\right) \quad \text{(A1.1.6)}$$

Donde:

- BN significa base nueva y
- BV significa base vieja o anterior

También en los sistemas las cantidades se pueden presentar en %, por lo que para expresarlos en por unidad se realiza la siguiente operación:

$$Valor\ en\ pu = \frac{Valor\ en\ \%}{100} \qquad \text{(A1.1.7)}$$

A.1.2 Componentes simétricas

Cuando ocurre una falla en un sistema trifásico balanceado y dependiendo del tipo de esta, tanto las magnitudes y ángulos de las tensiones y corrientes varían, convirtiéndose en un sistema desbalanceado, por lo que para realizar el análisis de este tipo de sistemas se necesita de las componentes simétricas.

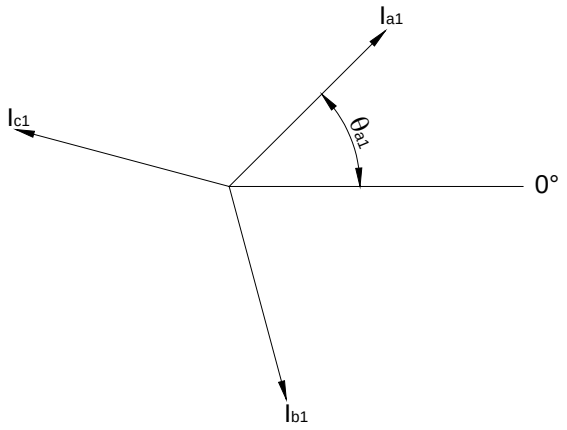
Existen tres tipos de sistemas desbalanceados los cuales tienen:

- Magnitudes iguales, ángulos diferentes
- Magnitudes diferentes, ángulos iguales
- Magnitudes diferentes, ángulos diferentes

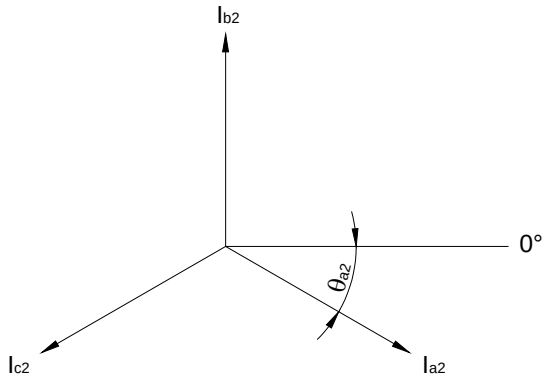
La utilidad de la teoría de las componentes simétricas resulta de la simplicidad que introduce en el cálculo de fallas de sistemas trifásicos senoidales desbalanceados sustituyéndolos por la suma de tres sistemas de fasores balanceados: un sistema directo o de secuencia positiva (1), un sistema inverso o de secuencia negativa (2) y un sistema de secuencia cero (0), que constituyen las componentes simétricas del sistema desbalanceado.

El conjunto de componentes balanceados son:

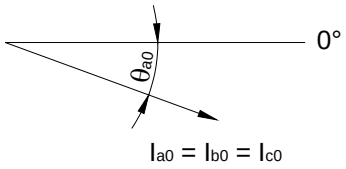
1. **Sistema de secuencia positiva** - Es un sistema trifásico equilibrado que puede representarse por tres fasores de igual módulo, que forman un ángulo entre dos fasores consecutivos de 120° y que tienen una secuencia de fases abc.



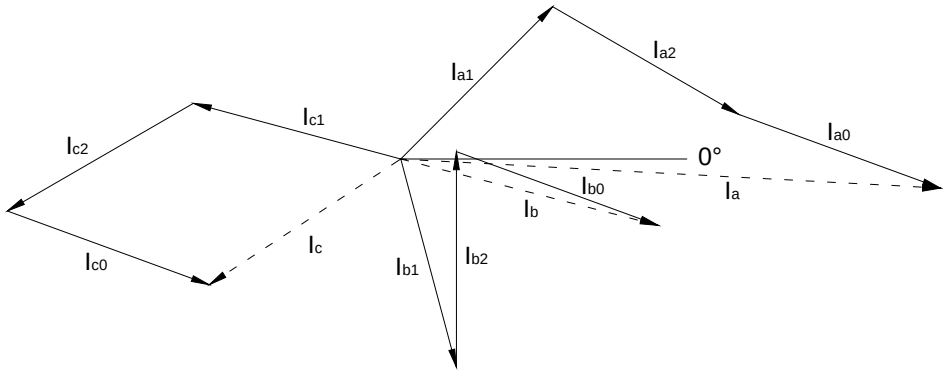
2. **Sistema de secuencia negativa** - Es un sistema trifásico equilibrado que puede representarse por tres fasores de igual módulo, que forman un ángulo entre dos fasores consecutivos de 120° y que tienen una secuencia de fases ACB.



3. **Sistema de secuencia cero** - Es un sistema trifásico formado por tres fasores de igual módulo y en fase.



Y de esta forma, los fasores desbalanceados originales son iguales a la suma de sus componentes.



En donde:

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} \qquad \text{(A1.2.1)}$$

$$I_b = I_{b1} + I_{b2} + I_{b0} \qquad \text{(A1.2.2)}$$

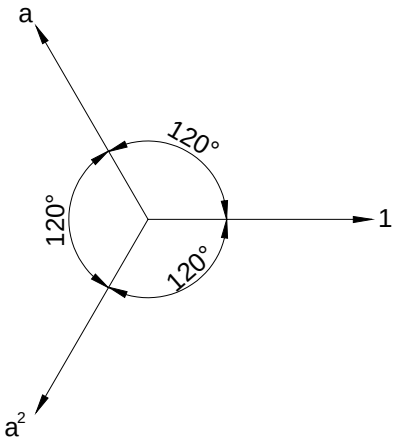
$$I_c = I_{c1} + I_{c2} + I_{c0} \qquad \text{(A1.2.3)}$$

Para trabajar con cantidades trifásicas es conveniente definir un operador fasorial que adelanta 120° al ángulo de fase de cualquier fasor y mantenga constante su magnitud. Dicho operador lo denominamos a, el cual tiene magnitud unitaria y cuyo ángulo es 120°, es decir:

$$a = 1\angle 120° = -0.5 + j0.8660 \qquad \text{(A1.2.4)}$$

A continuación se presenta el diagrama fasorial del operador a, donde:

$a = 1\angle 120°$, $a^2 = 1\angle 240°$ y $a^3 = 1\angle 360°$ (A1.2.5)



Utilizando el operador a, en los diagramas fasoriales de secuencia positiva, negativa y cero, se tiene:

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} \quad \text{(A1.2.6)}$$

$$I_b = a^2 I_{a1} + a I_{a2} + I_{a0} \quad \text{(A1.2.7)}$$

$$I_c = a I_{a1} + a^2 I_{a2} + I_{a0} \quad \text{(A1.2.8)}$$

Sumando las ecuaciones anteriores se tiene:

$$I_a + I_b + I_c = I_{a1}\left(a + a^2 + a^3\right) + I_{a2}\left(a + a^2 + a^3\right) + 3I_{a0} \quad \text{(A1.2.9)}$$

$$I_a + I_b + I_c = 3I_{a0}$$

$$I_{a0} = \frac{I_a + I_b + I_c}{3}, \qquad I_{a0} = I_{b0} = I_{c0} \quad \text{(A1.2.10)}$$

Multiplicando la ecuación (A1.2.7) por "a" y la ecuación (A1.2.8) por "a^2", tenemos:

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} \quad \text{(A1.2.11)}$$

$$aI_b = I_{a1} + a^2 I_{a2} + aI_{a0} \quad \text{(A1.2.12)}$$

$$a^2 I_c = I_{a1} + aI_{a2} + a^2 I_{a0} \quad \text{(A1.2.13)}$$

Sumando las ecuaciones anteriores, se tiene:

$$I_a + aI_b + a^2 I_c = I_{a1}(3) + I_{a2}\left(a + a^2 + a^3\right) + I_{a0}\left(a + a^2 + a^3\right) \quad \text{(A1.2.14)}$$

$$I_a + aI_b + a^2 I_c = 3I_{a1}$$

$$I_{a1} = \frac{I_a + aI_b + a^2 I_c}{3}, \quad I_{b1} = a^2 I_{a1} \quad y \quad I_{c1} = aI_{a1} \quad \text{(A1.2.15)}$$

Multiplicando la ecuación (A1.2.7) por "a^2" y la ecuación (A1.2.8) por "a", tenemos:

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} \quad \text{(A1.2.16)}$$

$$a^2 I_b = aI_{a1} + I_{a2} + a^2 I_{a0} \quad \text{(A1.2.17)}$$

$$aI_c = a^2 I_{a1} + I_{a2} + aI_{a0} \quad \text{(A1.2.18)}$$

Sumando las ecuaciones anteriores, se tiene:

$$I_a + a^2 I_b + aI_c = I_{a1}\left(a + a^2 + a^3\right) + I_{a2}(3) + I_{a0}\left(a + a^2 + a^3\right) \quad \text{(A1.2.19)}$$

$$I_a + a^2 I_b + aI_c = 3I_{a2}$$

$$I_{a2} = \frac{I_a + a^2 I_b + aI_c}{3}, \quad I_{b2} = aI_{a2} \quad y \quad I_{c2} = a^2 I_{a2} \quad \text{(A1.2.20)}$$

De las ecuaciones (A1.2.10), (A1.2.15) y (A1.2.20) llegamos a las siguientes expresiones:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \qquad I_{abc} = AI_{012} \qquad \text{(A1.2.21)}$$

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{b0} \\ I_{c0} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_a \\ I_a \end{bmatrix} \qquad I_{012} = A^{-1} I_{abc} \qquad \text{(A1.2.22)}$$

Aplicando los mismos conceptos a las tensiones, tenemos:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \qquad V_{abc} = AV_{012} \qquad \text{(A1.2.23)}$$

$$\begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{b0} \\ V_{c0} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_a \\ V_a \end{bmatrix} \qquad V_{012} = A^{-1} V_{abc} \qquad \text{(A1.2.24)}$$

A.2 Resultados de fallas en tiempo real

En este apéndice se muestran otras 4 fallas, las cuales son de tipo monofásico, en dichas fallas se tienen las siguientes características:

$$Z_0 = 1.4713 \angle 75.9999 \left[\frac{\Omega}{km}\right]$$

$$Z_1 = 0.4977 \angle 81.3953 \left[\frac{\Omega}{km}\right]$$

$$Longitud \quad de \quad la \quad línea \; = \; 120 \; \left[km\right]$$

A continuación se muestran los datos arrojados por el programa en LabView y se muestra una comparación entre la distancia de falla encontrada por el programa y la distancia real proporcionada por la CFE:

Falla No. 1	PREFALLA		FALLA				
	MAGNITUD	FASE [°]	MAGNITUD	FASE [°]	Localización de la falla [km]	Distancia real de la falla [km]	% Error
V_a	134061.226	0	124845.815	5.1	**5.8312**	**5.6**	**-0.2**
V_b	133700.069	239.9	121569.13	235.4			
V_c	134725.508	119.7	19695.348	108.2			
I_a	25.546	134.5	234.427	44.7			
I_b	21.463	20.1	226.031	32.1			
I_c	24.933	266.7	3830.429	41.9			

Falla No. 2	PREFALLA		FALLA				
	MAGNITUD	FASE [°]	MAGNITUD	FASE [°]	Localización de la falla [km]	Distancia real de la falla [km]	% Error
V_a	134838.757	0	124775.29	5.6	**83.0739**	**83.1**	**0.21**
V_b	134351	239.9	124004.578	234.3			
V_c	135321.555	119.6	76840.283	116.5			
I_a	70.819	171.5	107.132	197.7			
I_b	68.607	53.5	94.547	51.3			
I_c	71.32	294.9	1120.886	39			

Falla No. 3	PREFALLA		FALLA				
	MAGNITUD	FASE [°]	MAGNITUD	FASE [°]	Localización de la falla [km]	Distancia real de la falla [km]	% Error
V_a	135694.538	0	67277.496	355.1	**42.9**	**41.54**	**1.12**
V_b	136167.704	240.2	133579.954	240.5			
V_c	136767.661	120	132986.148	116.2			
I_a	155.026	178.8	1860.904	276.7			
I_b	146.991	59.4	88.391	23.7			
I_c	154.431	302.5	231.952	295.7			

Falla No. 4	PREFALLA		FALLA				
	MAGNITUD	FASE [°]	MAGNITUD	FASE [°]	Localización de la falla [km]	Distancia real de la falla [km]	% Error
V_a	136693.131	0	51519.395	354.1	**23**	**22.17**	**0.68**
V_b	137219.894	240.1	134189.543	239.7			
V_c	137728.536	120	132545.979	116.9			
I_a	96.201	184.8	2657.822	278.3			
I_b	89.124	66.1	46.729	329			
I_c	96.255	309.8	239.444	292.9			

BIBLIOGRAFÍA

KARENINA, Tim L. & DeWitt William E. Electrical Power and Controls, Ed. Prentice Hall, USA, 2001.

STEVENSON, William D. Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, Ed. Mac Graw-Hill, México, 1990.

WEEKS, Walter L. Transmission and distribution of Electrical Energy, Ed. Harper & Row, Publishers, USA, 1981.

NASAR S. A. & TRUT F. C. Electrical Power Systems, Ed. CRC Press, USA, 1999.

GRAINGER, John J. & STEVENSON, William D. Power System Analysis, McGraw-Hill Book Company, Singapore, 1994.

LORENZO BAUTISTA, Rodolfo y MONROY DEL RIO, Leonel. Manual del usuario para programas de fallas trifásicas y monofásicas, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 1987.

SAUER, Peter W. Power System Dynamics and Stability, Ed. Prentice Hall, USA, 1998.

ANDERSON, Paul M. Analysis of Faulted Power Systems, Ed. Board, USA, 1973.

BLACKBURN, J. Lewis. Symmetrical Components for Power Systems Engineering, Ed. Marcel Dekker Inc., USA, 1993.

T. Takagi, et al, "Development of a New Type Fault Locutor Using the one Terminal Voltaje and Current Data", IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-101, No. 8, pp 2892-2898, August 1982.

PHADKE A.G., HLIBKA T.; IBRAHIM M; ADAMIAK M.G. "A microcomputer based symmetrical component distance relay", American Electric Power Service Corporation, New York, 1979.

WAIKAR D.L.; LIEW A. C.; ELANGOVAN S. "Performance comparison of symmetrical component based fault impedance estimation methods for digital distance relay applications", IEEE 2nd Internacional Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, Hong Kong, 1993.

PERALTA BARROS, Alberto Javier. Localización de fallas en las redes de distribución de energía eléctrica, Tesis de maestría en Ingeniería Electrónica, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 1982.