

ANÁLISIS DE FALLAS PARALELO EN SISTEMAS TRIFÁSICOS
DESBALANCEADOS: CASO DE APLICACIÓN A UN SISTEMA DE
DISTRIBUCIÓN

MANUEL ALEXANDER CARREÑO ORTIZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FÍSICO - MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERIA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2016

ANÁLISIS DE FALLAS PARALELO EN SISTEMAS TRIFÁSICOS
DESBALANCEADOS: CASO DE APLICACIÓN A UN SISTEMA DE
DISTRIBUCIÓN

MANUEL ALEXANDER CARREÑO ORTIZ

Monografía de Grado presentada como requisito para optar al título de
Especialista en Sistemas De Distribución Energía Eléctrica

Director: Ph.D. Gerardo Latorre Bayona
Ingeniero Electricista

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIA FÍSICO - MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERIA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ENERGÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2016



AGRADECIMIENTOS

A Dios quien me da la salud y las capacidades para alcanzar las metas propuestas

A mí amada Esposa quien me anima seguir y resalta mis fortalezas

A mi Madre quien me inspira con su entrega a quienes ama y con su trabajo que la acerca a las cosas que desea.

A mi director de Monografía quien me guio y dedico tiempo para lograr este objetivo.

Contenido

INTRODUCCIÓN	13
1. MÉTODOS DE ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA, MODELO DE COMPONENTES SIMÉTRICAS Y MODELO CLÁSICO.....	15
1.1. IMPEDANCIAS DE FASE MODELO CLÁSICO, LÍNEAS ELÉCTRICAS	15
1.2. MODELO DE COMPONENTES SIMÉTRICAS.....	23
2. SELECCIÓN DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN PROTOTIPO, NO RADIAL, TRIFÁSICA Y DESEQUILIBRADA.	27
2.1. DATOS DEL SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EJEMPLO NO RADIAL	28
3. APLICACIÓN DEL MODELO CLÁSICO PARA EL CÁLCULO DE LA MATRIZ DE IMPEDANCIAS DE FASE DE LOS ALIMENTADORES QUE CONFORMAN EL SISTEMA PROTOTIPO SELECCIONADO.....	29
3.1. MATRIZ PRIMITIVA	29
3.2. MATRIZ DE FASE CON NEUTRO	31
3.3. MATRIZ DE COMPONENTES SIMÉTRICAS.....	32
3.4. MATRIZ DE SECUENCIA CERO, POSITIVA Y NEGATIVA.....	33
3.5. MATRIZ DE SECUENCIA Y FASE POR ELEMENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	33
3.6. MATRIZ DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA CERO, POSITIVA Y NEGATIVA..	37
4. COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS DE CORRIENTES DE FALLA OBTENIDOS UTILIZANDO EL DIGSILENT, CON LOS CALCULADOS EMPLEANDO EL MODELO CLÁSICO Y EL MODELO EN COMPONENTES SIMÉTRICAS.....	39
4.1. CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN NO RADIAL EN DIGSILENT:.....	39
4.2. SIMULACIÓN USANDO EL MODELO CLÁSICO	40
4.2.1. Flujo de carga balanceado.....	42
4.2.2. Flujo de carga con el circuito No balanceado.....	44
4.3. SIMULACIÓN USANDO EL MODELO DE COMPONENTES SIMÉTRICAS	46
4.3.1. Flujo de cargas balanceado necesario para realizar la simulación de la falla trifásica en la Barra 4.	47
4.3.2. Flujo de carga desbalanceado necesario para simular las Fallas Monofásica, Bifásica y Bifásica a tierra.....	48



4.4. COMPARACIÓN DE LOS MODELOS CLÁSICO Y DE COMPONENTES SIMÉTRICAS	50
5. CONCLUSIONES	53
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	54
BIBLIOGRAFÍA	55
ANEXOS	56

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Dos circuitos A y B con el acoplamiento mutuo.	18
Figura 2 Línea de Carson's con tierra de retorno	19
Figura 3. Línea trifásica con tierra de retorno	21
Figura 4. Componentes Simétricas.....	24
Figura 5. Las componentes simétricas de los fasores asimétricos	25
Figura 6. Diagrama Unifilar del ejemplo de sistema.....	27
Figura 7. Configuración conductor de línea aérea.	28
Figura 8. Construcción del sistema de distribución no radial	39
Figura 9. Parámetros geométricos de la línea	40
Figura 10. Parámetros eléctricos de la línea.....	40
Figura 11. Parámetros del Transformador	41
Figura 12. Parámetros de la Red Externa.....	41
Figura 13. Parámetros de las cargas	42
Figura 14. Flujo de Carga balanceado.....	42
Figura 15. Simulación de Falla en la Barra 4.	43
Figura 16. Resultados de Falla Trifásica en la Barra 4	43
Figura 17. Flujo de Carga No balanceado	44
Figura 18. Resultados Falla Monofásica en la barra 4.....	44
Figura 19. Resultados Falla Bifásica en la barra 4.....	45
Figura 20. Resultados Falla Bifásica a Tierra en la barra 4.	45
Figura 21. Parámetros eléctricos y físicos de la línea.....	46
Figura 22. Parámetros del Transformador	46
Figura 23. Flujo de Cargas Desbalanceado.....	47
Figura 24. Resultados de Falla Trifásica en la Barra 4.	47
Figura 25. Flujo de Carga desbalanceado	48
Figura 26. Resultados de Falla Monofásica en la Barra 4.	48
Figura 27. Resultados de Falla Bifásica en la Barra 4.	49
Figura 28. Resultados de Falla Bifásica a tierra en la Barra 4.	49



LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Comparación Falla Monofásica en la fase a en la Barra 4.....	50
Tabla 2. Comparación Falla Trifásica en la Barra 4.....	50
Tabla 3. Comparación Falla Bifásica en la Barra 4.....	51
Tabla 4. Comparación Falla Bifásica a Tierra en la Barra 4.....	51

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Características de los conductores de cobre, estirado en frío. 97,3 porcentajes de conductividad. [3]	56
ANEXO B. Código en Matlab del Ejemplo no radial.....	58

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DE FALLAS PARALELO EN SISTEMAS TRIFÁSICOS DESBALANCEADOS NO RADIALES: CASO DE APLICACIÓN A UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

AUTOR: MANUEL ALEXANDER CARREÑO ORTIZ,

PALABRAS CLAVES: Componentes Simétricas, Modelo Clásico, alimentador de red, Digsilent, Radio Medio Geométrico (RMG), Flujo de Carga, Reducción de Kron, Líneas Transpuestas, Generación Distribuida.

DESCRIPCIÓN: El documento inicia con la descripción de los métodos de análisis de sistemas de potencia, modelo de componentes simétricas y modelo clásico. Descritos en los libros [3] Paul M. Anderson Analysis of faulted power system y [1] JOHN J. GRAINGER Y WILLIAM D. STEVENSON JR, Análisis de Sistemas de Potencia. El objetivo principal: Comparar los resultados de cálculos de cortocircuito aplicando el modelo de componentes simétricas y el modelo clásico; utilizando el software Digsilent para realizar las simulaciones de fallas tipo paralelo, para una red de distribución prototipo, no radial, trifásica y desequilibrada.

Para alcanzar el objetivo propuesto y después de presentar la descripción de los métodos, se selecciona la red del ejemplo del artículo: "Fault Analysis of Multi-Phase Unbalanced Non radial Power Distribution Systems" de S. Mark Halping y Leonard L. Grigsby; publicado en: IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 31, No. 3, Mayo/Junio de 1995, la red es de distribución prototipo, no radial, trifásica y desequilibrada. Es importante señalar que la red de distribución seleccionada se ajusta al caso de la generación distribuida, donde la generación esta mas cerca del usuario final, aumentando el uso de líneas cortas no transpuestas.

Para la red seleccionada se desarrolla el modelo clásico para el cálculo de la matriz de impedancia de fase de un alimentador de red no transpuesto. De igual manera con la red seleccionada se desarrolla el modelo correspondiente de componentes simétricas para el cálculo de la matriz de secuencia cero, positiva y negativa. Ahora con la ayuda de Digsilent, programa que se utiliza para calcular las corrientes de falla, se realiza la simulación usando la matriz de fase y la matriz de Secuencia.

Finalmente, se presenta la comparación y análisis de los resultados de corrientes de falla, calculados empleando el modelo clásico y el modelo en componentes simétricas.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Gerardo Latorre Bayona, Ph. D. Ingeniería Eléctrica.

SUMMARY

TITLE: PARALLEL ANALYSIS OF FAILURES IN NO RADIAL unbalanced three-phase systems: AN APPLICATION TO DISTRIBUTION SYSTEM*

AUTHOR: MANUEL ORTIZ CARREÑO ALEXANDER**

KEYWORDS: Symmetrical Components, Model Classic, AC adapter, DIgSILENT, Radio Middle Geometrical (RMG), load flow, reduction Kron, Transposed, Distributed Generation.

DESCRIPTION: The document begins with a description of methods of analysis of power systems, symmetrical components and model classic model. Described in the books [3] Paul M. Anderson Analysis of faulted power system and [1] JOHN WILLIAM D. J. GRAINGER AND STEVENSON JR, Power System Analysis. The main objective: To compare the results of calculations of short applying the model of symmetrical components and the classical model; DIgSILENT using the software to perform simulations faults parallel type, for a distribution network prototype, not radial, three-phase and unbalanced.

To achieve the objective and after submitting the description of the methods, the network is selected article example: "Fault Analysis of Multi-Phase Unbalanced Power Distribution Systems Non radial" of S. Mark and Leonard L. Grigsby helping; published in: IEEE Transactions on Industry Applications, Vol 31, No. 3, May / June 1995. [7], the distribution network is a prototype, not radial, three-phase and unbalanced. It is important to note that the selected distribution network fits the case of distributed generation where generation is closer to the end user, increasing the use of short non-transposed lines. Distributed generation has increased thanks to the use of renewable energies.

For the selected network the classical model for calculating the matrix phase impedance network of feeder unrearranged develops. Similarly to the selected network the corresponding model for calculating symmetrical components of the matrix of zero and negative sequence develops positive. Now with the help of DIgSILENT program that is used to calculate fault currents, the simulation is performed using the matrix phase and the matrix sequence.

Finally, comparison and analysis of the results of fault currents monophasic, biphasic, triphasic and biphasic ground, calculated using the classical model and the model is presented in symmetrical components

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Director: Gerardo Latorre Bayona, Ph. D. Ingeniería Eléctrica.



INTRODUCCIÓN

Tradicionalmente los cálculos de fallas se realizan utilizando un enfoque basado en componentes simétricas, método desarrollado por Fortescue. En ese enfoque, de componentes simétricas, es necesario asumir que el sistema eléctrico está funcionando en un estado de equilibrio trifásico. Entonces, los elementos que conforman el sistema pueden ser representados fácilmente en términos de sus redes de secuencia: cero, positiva, y negativa; y esas redes se consideran desacopladas antes de simular la falla – posteriormente se conectan, dependiendo de la naturaleza de la falla. La conexión de las redes de secuencia para simular la falla da lugar a circuitos sencillos que se resuelven y se obtienen las componentes simétricas de las tensiones en los nodos de la red y, a partir de ellas, las componentes de los flujos de corriente y de potencia. Toda la metodología está bien documentada en la literatura técnica, y se ha demostrado que produce resultados aceptables para sistemas de transmisión de alta tensión; sin embargo, no es adecuada para los sistemas de distribución de baja tensión.

Teniendo en cuenta las mejoras en los sistemas computacionales y sus beneficios en la determinación precisa de las variables de funcionamiento de los sistemas de distribución no balanceados, investigadores han desarrollado un enfoque basado en modelos trifásicos de los elementos que conforman el sistema; modelos que relacionan tensiones y corrientes utilizando matrices de impedancia y de admitancia de fase. En comparación con las componentes simétricas estos avances ofrecen algunas mejoras relativas, aunque requieren varios supuestos que afectan la precisión. En los modelos mejorados de los componentes del sistema – elementos tetrafilares - se asume que para cada elemento del sistema la suma de las cuatro corrientes es cero. Este supuesto conduce a un modelo simplificado en el que la impedancia del conductor neutro queda involucrada en los conductores de fase, para producir un neutro ideal – sin impedancia. Si este supuesto se aplica a todos los componentes, los conductores neutros ideales podrán interconectarse en todo el sistema; proporcionando un punto de referencia común de tensión de línea a neutro para todos los nodos. Gracias a este punto de referencia común, los métodos estándar para la formulación de la matriz de impedancias o la matriz de admitancias del sistema de potencia se pueden utilizar para formar un modelo de red multifase, que relaciona tensiones de fase y corrientes de línea. Este tipo de modelo del sistema, basado en la presencia de un punto común de referencia de tensión de nodo, se conoce como el enfoque de modelado clásico.

Por lo expuesto, el modelo clásico ofrece mejoras con respecto al de las componentes simétricas. A medida que la calidad de la energía y las exigencias

de confiabilidad aumenten para las redes de distribución en sistemas industriales, en sistemas de sub-transmisión y en sistemas de distribución, esos sistemas tendrán que configurarse y seguir creciendo de forma no radial. Entonces, es necesario estudiar métodos y algoritmos que mejoren la precisión de los cálculos de las corrientes de falla en este tipo de sistemas de energía no radiales.

En este documento se presenta el ANÁLISIS DE FALLAS PARALELO EN SISTEMAS TRIFÁSICOS DESBALANCEADOS: CASO DE APLICACIÓN A UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN. Para alcanzar el objetivo propuesto se seleccionará una red de distribución prototipo, no radial, trifásica y desequilibrada; para la cual se aplicara el modelo clásico descrito en el libro de [3] PAUL M. ANDERSON para el cálculo de la matriz de impedancia de fase de un alimentador de red no transpuesto comparado con el modelo correspondiente de componentes simétricas. Se utilizara el Digsilent para calcular las corrientes de falla y comparar con los calculados empleando el modelo clásico y el modelo en componentes simétricas. Finalmente se presentan las conclusiones del trabajo de grado.

1. MÉTODOS DE ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA, MODELO DE COMPONENTES SIMÉTRICAS Y MODELO CLÁSICO.

En este capítulo se presenta un resumen del modelo clásico para el cálculo de la matriz de impedancia de fase (2.1) y el modelo en componentes simétricas, impedancias de secuencia positiva, negativa y cero (2.2).

1.1. IMPEDANCIAS DE FASE MODELO CLÁSICO, LÍNEAS ELÉCTRICAS

Una línea de transmisión es un elemento pasivo, y si se transpone perfectamente las redes de secuencia van a estar desacopladas. Además, la secuencia de fase del voltaje aplicado es indiferente, por lo tanto las impedancias de secuencia positiva y negativa son iguales.

$$Z_1 = Z_2 = R_1 + jX_1 \quad \Omega/\text{fase}$$

Donde,

r_1 = la resistencia de la línea de secuencia positiva en cada fase, en Ω /unidad de longitud.

X_1 = la reactancia de la línea de secuencia positiva en cada fase, en Ω /unidad de longitud.

La resistencia r_1 es simplemente la resistencia de un conductor de fase por unidad de longitud. Su valor se encuentra tabulado por los calibres de los cables en función de la temperatura y de varias frecuencias de interés.

La reactancia x_1 se obtiene de dos componentes: una debida a todo el flujo vinculado internamente y externamente hasta un radio por unidad de longitud y el otro debido al flujo externo por unidad de longitud. Así, Usando el sistema Ingles.

[3] PAUL M. ANDERSON,

$$l_1 = 0.3219 * \ln\left(\frac{D_m}{D_s}\right) \text{ mH/mi}$$

O

$$x_1 = 4.657 \times 10^{-3} f \log_{10}\left(\frac{D_m}{D_s}\right) = 2.020 \times 10^{-3} f \ln\left(\frac{D_m}{D_s}\right) \Omega/\text{mi}$$

D_m = Distancia media geométrica

D_s = Distancia media geométrica de sí mismo o radio medio geométrico.

Para ver una mayor explicación de estos términos pueden consultarse en la Stevenson [1]. En general cuando una fase consiste en varios conductores no magnéticos, se calcula D_m y D_s entre dos grupos de conductores x (m conductores) e y (n conductores) como sigue:

D_m = (Producto de las distancias de todos los m conductores de x hasta todos los n conductores de y)

D_s = (Producto de las distancias entre todos los conductores de x y la de sí mismo)

, donde la distancia "a sí mismo" a veces se llama la DMG sí mismo y es igual a $0.7788 \cdot r$ (radio r) para un alambre cilíndrico. Para ser más específico, para las tres fases las distancias son D_{ab} , D_{bc} , y D_{ca} , medidas de centro a centro del conductor

$$D_m = (D_{ab} D_{bc} D_{ca})^{1/3} \triangleq D_{eq}$$

Que a veces se llama el "espacio equivalente." Además, para una línea transpuesta la distancia a si mismo GMR es

$$D_s = (D_{s1} * D_{s2} * D_{s3})^{1/3}$$

donde D_{s1} = la distancia a si mismo GMR de la fase A en la posición 1 de una transposición y donde las unidades de D_s y D_m deben ser las mismas. Por ejemplo, si la frecuencia es de 60 Hz y la longitud está en millas, la ecuación puede escribirse en las formas más útiles. (1 milla = 1,60934 Kilómetros)

$$X_1 = 0,0754 * \ln \left(\frac{D_m}{D_s} \right) \Omega/\text{km}$$

Luego definimos a 60 Hz

$$x_a = (\text{distancia entre 1 ft}) = 0,121 * \ln \left(\frac{1}{D_s} \right).$$

$$x_d = x_1 (\text{factor de espaciamento}) = 0,1213 * \ln(D_m)$$

La ecuación es una función sólo de la disposición de conductores. Para conductores unifilares x , se muestra en las Tablas B.4 a B.15 del Apéndice B del libro de Stevenson [3]. La ecuación, por otra parte, no depende del tipo de conductor en absoluto y es una función Sólo de D_m . Los valores para x_d se tabulan en la Tabla 8.24 y se conocen como "factores de separación reactancia inductiva." Estos valores sólo tienen que ser añadidos a encontrar x_1 , es decir,

$$X_1 = x_a + x_d \frac{\Omega}{\text{mi}} \quad (4.10)$$

Acoplamiento mutuo

Uno de los problemas inherentes en la representación de líneas de transmisión es la situación en la que cualquier alambre de un grupo de cables paralelos lleva una corriente diferente de cero. En tales casos, cualquier conductor que es paralelo al cable de transporta la corriente experimentará una tensión inducida, por cada unidad de longitud, porque los vínculos de flujo de ese circuito cercano no son cero. En cuanto a los conceptos de campo, los enlaces de flujo λ_{21} , o el flujo que enlaza circuito 2 debido a una corriente en el circuito 1, son [5].

$$\lambda_{21} = \oint_{c_2} \mathbf{A} \cdot d\mathbf{s}_2 > 0 \text{ Wb turn}$$

$$= \frac{\mu_o I_1}{4\pi} \int_{c_1} \frac{1}{r} ds_1 \text{ Wb/m}$$

\mathbf{A} = vector magnético de potencial =

ds_2 = elemento de longitud a lo largo del circuito 2

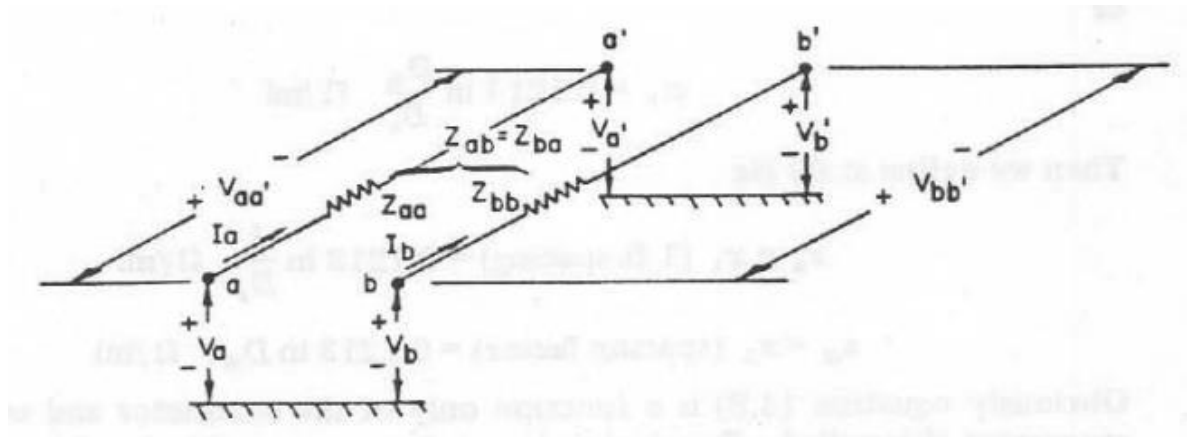
ds_1 = el elemento de longitud a lo largo del circuito 1

Un acoplamiento mutuo existe en cualquier momento en el que el vector magnético \mathbf{A} es mayor que cero. Cuando el circuito 1 (el circuito de inducción) es un circuito trifásico equilibrado y que se considera la superposición de las tres corrientes de fase, \mathbf{A} es cero y no hay inducción mutua. En el caso de corrientes de secuencia cero, sin embargo, $I_1 = 3I_0$ y la tensión inducida mutuamente puede ser grande. Se presenta este acoplamiento mutuo como una inductancia mutua M , donde

$$M = \frac{\lambda_{21}}{I_1} \text{ H}$$

Considerar dos circuitos paralelos a y b, como se muestra en la Figura 1, que tienen impedancias propias Z_{aa} y Z_{bb} , respectivamente, y la impedancia mutua Z_{ab} ; Las corrientes I_a y I_b entran por los extremos de cada circuito. Se supone que la representación de un circuito de "tierra" implica un plano perfectamente conductor. También, como se indico en la Figura 1, se designan las caídas de tensión a tierra en cada extremo de los dos circuitos y también se identifica una caída de tensión en la dirección de la corriente.

Figura 1 Dos circuitos A y B con el acoplamiento mutuo.



Fuente: [3] PAUL M. ANDERSON,

La ecuación para estas caídas de tensión a lo largo de los cables es:

$$\begin{bmatrix} V_{aa'} \\ V_{bb'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} V_{a'} \\ V_{b'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} \\ Z_{ab} & Z_{bb} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \end{bmatrix}$$

Esta ecuación constituye la representación primitiva de los conductores. Para calcular los términos de la matriz primitiva de impedancias, conformada por las impedancias propias de cada conductor Z_{aa} , Z_{bb} y las impedancias mutuas entre los conductores Z_{ab} ; es necesario determinar la inductancia propia y la inductancia mutua.

El cálculo de la inductancia propia de un cilindro finito recto por lo general se divide en dos componentes

$$L = L_i + L_e \text{ (H)}$$

Donde L_i es la inductancia propia parcial del conductor debido a los enlaces internos de flujo y L_e es la inductancia propia parcial debido al flujo fuera del conductor.

La ecuación de la impedancia propia de un conductor cilíndrico se resume en

$$l = k \left(\ln \left(\frac{2 \cdot s}{D_s} \right) - 1 \right) \frac{H}{\text{unidad de longitud}}$$

La ecuación de la impedancia mutua de un conductor cilíndrico se resume en

$$m = k \left(\ln \left(\frac{2 * s}{Dm} \right) - 1 \right) \frac{H}{Unidad\ de\ Longitud}$$

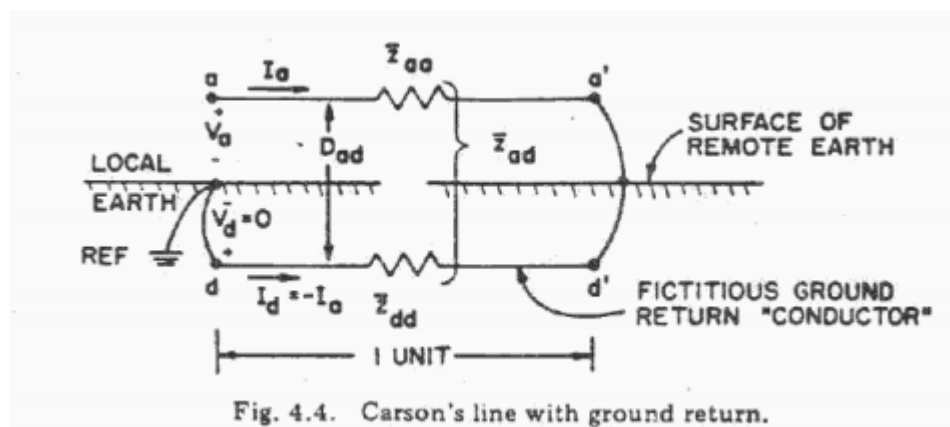
Donde Dm es la distancia media geométrica entre los conductores, Ds es la distancia propia, s la longitud y k una constante que depende de las unidades de longitud que se utilicen.

Línea de Carson

Un documento que describe la impedancia de un conductor aéreo con retorno por tierra fue escrito en 1923 por Carson [3]. Ese trabajo, con ciertas modificaciones, ya que ha servido de base para el cálculo de la impedancia de línea de transmisión en los casos en que la corriente fluye a través de la tierra.

Carson consideró un solo conductor con una unidad de largo y paralelo al suelo, como se muestra en la Figura 2. El conductor lleva una corriente I con un retorno por tierra, a través del circuito d-d' por debajo de la superficie de la tierra. La tierra se considera que tiene una resistividad uniforme y es de extensión infinita. La corriente I en el suelo se extiende sobre un área grande, y busca la ruta de retorno de más baja resistencia y satisface la ley de Kirchhoff para garantizar una caída de tensión igual en todos los caminos. Wagner y Evans [5] muestran que la línea de Carson se puede considerar como un solo conductor de retorno con un RMG de 1 pie (o 1 metro), que se encuentra a una distancia D_{ad} pies o metros.

Figura 2 Línea de Carson's con tierra de retorno



Fuente: [3] PAUL M. ANDERSON,

$$\begin{bmatrix} V_{aa'} \\ V_{dd'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a - V_{a'} \\ V_d - V_{d'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{z}_{aa} & \bar{z}_{ad} \\ \bar{z}_{ad} & \bar{z}_{dd} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ -I_a \end{bmatrix} \quad \text{V/unit length}$$

Utilizando las ecuaciones y haciendo caso omiso del efecto de la piel, se pueden escribir las impedancias mutuas y propias con las ecuaciones de la siguiente manera.

$$\bar{z}_{aa} = r_a + j\omega l_a = r_a + j\omega k \left(\ln \frac{2s}{D_{sa}} - 1 \right) \Omega / \text{unit length}$$

$$\bar{z}_{dd} = r_d + j\omega k \left(\ln \frac{2s}{D_{sd}} - 1 \right) \Omega / \text{unit length}$$

Donde $D_{sd}=1$ por unidad de longitud. Carson halló una r_d en función de la frecuencia.

$$\begin{aligned} r_d &= 1.588 \times 10^{-3} f \quad \Omega / \text{mi} \\ &= 9.869 \times 10^{-4} f \quad \Omega / \text{km} \end{aligned}$$

R_d = resistencia del conductor de retorno ficticio.

La impedancia propia de un circuito con retorno por tierra depende de la impedancia de la tierra que a su vez fija el valor de D_e . Wagner y Evans [5] .La tabla da un resumen de la descripción de las distintas condiciones de la tierra.

Table 4.2. D_e for Various Resistivities at 60 Hz

Return Earth Condition	Resistivity (Ωm)	D_e (ft)	D_{ad} (ft)
Sea water	0.01-1.0	27.9-279	5.28-16.7
Swampy ground	10-100	882-2790	29.7-52.8
Average damp earth	100	2790	52.8
Dry earth	1000	8820	93.9
Pure slate	10^7	882,000	939
Sandstone	10^9	8,820,000	2970

Las impedancias de líneas Trifásicas

Para encontrar la impedancia de una línea trifásica se procede exactamente de la misma manera que para la única línea en la sección anterior

Figura 3. Línea trifásica con tierra de retorno

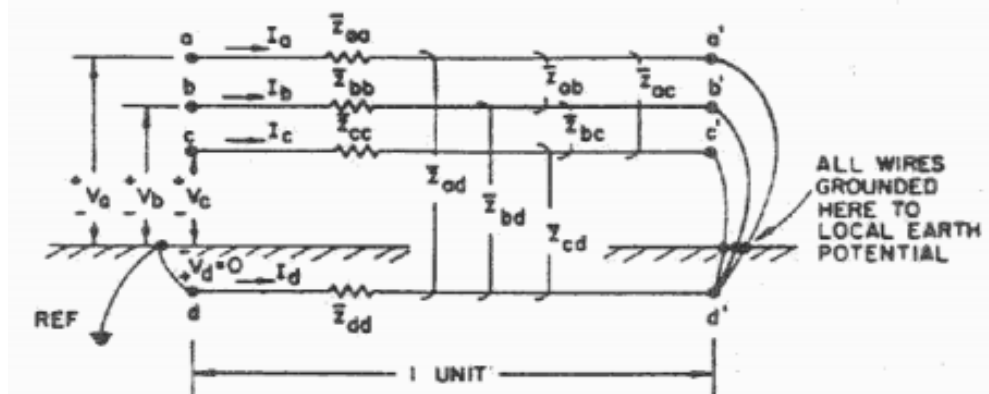


Fig. 4.5. Three-phase line with earth return.

Fuente: [3] PAUL M. ANDERSON,

Dado que todos los cables están conectados a tierra $I_d = -(I_a + I_b + I_c)$

Entonces, procediendo como antes, se escriben las ecuaciones de caída de tensión en la dirección del flujo de la corriente como sigue:

$$\begin{bmatrix} V_{aa'} \\ V_{bb'} \\ V_{cc'} \\ V_{dd'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a - V_{a'} \\ V_b - V_{b'} \\ V_c - V_{c'} \\ V_d - V_{d'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_{aa} & \bar{Z}_{ab} & \bar{Z}_{ac} & \bar{Z}_{ad} \\ \bar{Z}_{ab} & \bar{Z}_{bb} & \bar{Z}_{bc} & \bar{Z}_{bd} \\ \bar{Z}_{ac} & \bar{Z}_{bc} & \bar{Z}_{cc} & \bar{Z}_{cd} \\ \bar{Z}_{ad} & \bar{Z}_{bd} & \bar{Z}_{cd} & \bar{Z}_{dd} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_d \end{bmatrix} \text{ V/unit length}$$

Que corresponden a las ecuaciones las ecuaciones de tensión "primitivos". La impedancia de la línea se suele considerar como la relación de la tensión a la corriente "mirando en" un extremo de la línea. Se Selecciona una referencia de tensión en el extremo izquierdo de la línea y se resuelve para las tensiones.

$$V_{a'} - V_{d'} = 0, \quad V_{b'} - V_{d'} = 0, \quad V_{c'} - V_{d'} = 0$$

Con las condiciones de conexión se tiene que $V_d=0$:

$$V_a - (V_{a'} - V_{d'}) = (\bar{Z}_{aa} - 2\bar{Z}_{ad} + \bar{Z}_{dd}) I_a + (\bar{Z}_{ab} - \bar{Z}_{ad} - \bar{Z}_{bd} + \bar{Z}_{dd}) I_b + (\bar{Z}_{ac} - \bar{Z}_{ad} - \bar{Z}_{cd} + \bar{Z}_{dd}) I_c$$

Realizando operaciones elementales con las fases a, b y c se llega a la matriz de fase

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ab} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ac} & z_{bc} & z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad \text{V/unit length}$$

Con las aproximaciones:

$$\sqrt{De} = Dad = Dbd = Dcd$$

$$Ds = Dsa = Dsb = Dsc$$

$$Dsd = 1$$

Entonces se tienen las siguientes ecuaciones para las impedancias de fases propias y mutuas:

$$Z_{aa} = (ra + rd) + j * w * 0.0002 * \ln\left(\frac{De}{Ds}\right) \Omega/\text{km}$$

$$Z_{bb} = (rb + rd) + j * w * 0.0002 * \ln\left(\frac{De}{Ds}\right) \Omega/\text{km}$$

$$Z_{cc} = (rc + rd) + j * w * 0.0002 * \ln\left(\frac{De}{Ds}\right) \Omega/\text{km}$$

$$Z_{nn} = (rc + rd) + j * w * 0.0002 * \ln\left(\frac{De}{Ds}\right) \Omega/\text{km}$$

$$Z_{ab} = rd + j * w * 0.0002 * \ln\left(\frac{De}{D_{ab}}\right) \Omega/\text{km}$$

$$Z_{bc} = rd + j * w * 0.0002 * \ln\left(\frac{De}{D_{bc}}\right) \Omega/\text{km}$$

$$Z_{ca} = rd + j * w * 0.0002 * \ln\left(\frac{De}{D_{ca}}\right) \Omega/\text{km}$$

$$Z_{an} = rd + j * w * 0.0002 * \ln\left(\frac{De}{D_{an}}\right) \Omega/\text{km}$$

$$Z_{bn} = rd + j * w * 0.0002 * \ln\left(\frac{De}{D_{bn}}\right) \Omega/\text{km}$$

$$Z_{cn} = rd + j * w * 0.0002 * \ln\left(\frac{De}{D_{cn}}\right) \frac{\Omega}{\text{km}}$$

1.2. MODELO DE COMPONENTES SIMÉTRICAS

Cuando la línea tiene conductor neutro, el sistema de ecuaciones resulta de 4x4. Entonces, se aplica la reducción de Kron para la obtención de las impedancias de secuencia, y llegar a una matriz 3x3. Para esto se usan las siguientes ecuaciones.

$Z_{abc} = Z$ fase reducida

$$Z_{abc} = \begin{pmatrix} Z_{aa} - \left(\frac{Z_{an} * Z_{an}}{Z_{nn}} \right), & \left(Z_{ab} - \left(\frac{Z_{an} * Z_{bn}}{Z_{nn}} \right) \right), & \left(Z_{ca} - \left(\frac{Z_{an} * Z_{cn}}{Z_{nn}} \right) \right) \\ \left(Z_{ab} - \left(\frac{Z_{an} * Z_{bn}}{Z_{nn}} \right) \right), & \left(Z_{bb} - \left(\frac{Z_{bn} * Z_{bn}}{Z_{nn}} \right) \right), & \left(Z_{bc} - \left(\frac{Z_{bn} * Z_{cn}}{Z_{nn}} \right) \right) \\ \left(Z_{ca} - \left(\frac{Z_{cn} * Z_{an}}{Z_{nn}} \right) \right), & \left(Z_{bc} - \left(\frac{Z_{bn} * Z_{cn}}{Z_{nn}} \right) \right), & \left(Z_{cc} - \left(\frac{Z_{cn} * Z_{cn}}{Z_{nn}} \right) \right) \end{pmatrix}$$

Para llegar ahora a la matriz de secuencia cero, positiva y negativa se siguen las referencias de Stevenson [3] PAUL M. ANDERSON, Analysis of faulted power system. IEEE PRESS Power system Engineering. Series Editor, 1995. Pags 71 – 145.

Componentes simétricas y redes de secuencia

Los circuitos equivalentes, llamados circuitos de secuencia, para tomar en cuenta las respuestas por separado de los elementos a cada componente de la corriente. Se tienen tres circuitos equivalentes para cada elemento de un sistema trifásico. Al organizar los circuitos equivalentes individuales en redes de acuerdo con las interconexiones de los elementos, se llega al concepto de tres redes de secuencia. Al resolver las redes de secuencia para las condiciones de falla, se obtienen la corriente simétrica y las componentes de voltaje que se pueden combinar para tomar en cuenta, en todo el sistema, los efectos de las corrientes de falla desbalanceadas originales.

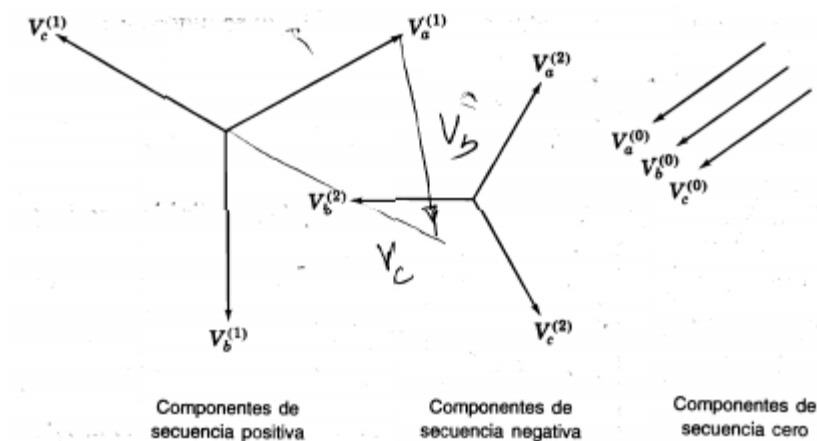
El análisis por componentes simétricas es una poderosa herramienta que realiza el cálculo de las fallas asimétricas de una manera tan sencilla como el caso de las fallas trifásicas.

Síntesis de fasores asimétricos a partir de sus componentes simétricas

De acuerdo con el teorema de Fortescue [1], tres fasores desbalanceados de un sistema trifásico se pueden descomponer en tres sistemas balanceados de fasores. Los conjuntos balanceados de componentes son:

1. Componentes de secuencia positiva que consisten en tres fasores de igual magnitud desplazados uno de otro por una fase de 120° y que tienen la misma secuencia de fase que los fasores originales,
2. Componentes de secuencia negativa que consisten en tres fasores iguales en magnitud, desplazados en fase unido del otro en 120° , y que tienen una secuencia de fases opuesta a la de los fasores originales y
3. Componentes de secuencia cero que consisten en tres fasores iguales en magnitud y con un desplazamiento de fase cero uno de otro.

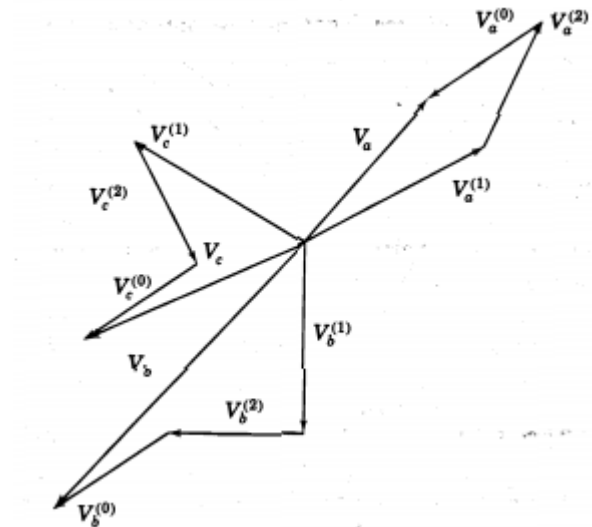
Figura 4. Componentes Simétricas



Fuente: [1] JOHN J. GRAINGER Y WILLIAM D. STEVENSON JR,

El método consiste en encontrar las componentes simétricas de la corriente en la falla. Entonces, los valores de la corriente y del voltaje en varios puntos del sistema se pueden encontrar por medio de la matriz de impedancias de barra. El método es simple y conduce a predicciones muy aproximadas del comportamiento del sistema, cuando este es desbalanceado.

Figura 5. Las componentes simétricas de los fasores asimétricos



Fuente: [1] JOHN J. GRAINGER Y WILLIAM D. STEVENSON JR,

Primero, se observa que el número de cantidades desconocidas se puede reducir al expresar cada componente de V_b , y V_c , como el producto de la componente de V_a . y alguna función del operador $a = 1 \angle 120^\circ$. Se toma como referencia la figura, y se verifican las siguientes relaciones.

$$\begin{aligned} V_b^{(1)} &= a^2 V_a^{(1)} & V_c^{(1)} &= a V_a^{(1)} \\ V_b^{(2)} &= a V_a^{(2)} & V_c^{(2)} &= a^2 V_a^{(2)} \end{aligned}$$

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

En forma matricial

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} = \mathbf{A} \begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix}$$

Donde

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

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

Ahora se muestra cómo descomponer tres fasores asimétricos en sus componentes simétricas. Estas relaciones son tan importantes que se escribirán en ecuaciones separadas y expandidas, en la forma:

$$\begin{bmatrix} V_a^{(0)} \\ V_a^{(1)} \\ V_a^{(2)} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \mathbf{A}^{-1} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix}$$

$$V_a^{(0)} = \frac{1}{3}(V_a + V_b + V_c)$$

$$V_a^{(1)} = \frac{1}{3}(V_a + aV_b + a^2V_c)$$

$$V_a^{(2)} = \frac{1}{3}(V_a + a^2V_b + aV_c)$$

Y se llega a estas ecuaciones para hallar la matriz de impedancias de secuencia y de fase.

$$Z_{tabc} = [\mathbf{A}] * [\mathbf{Z}_{012}] * [\mathbf{A}^{-1}]$$

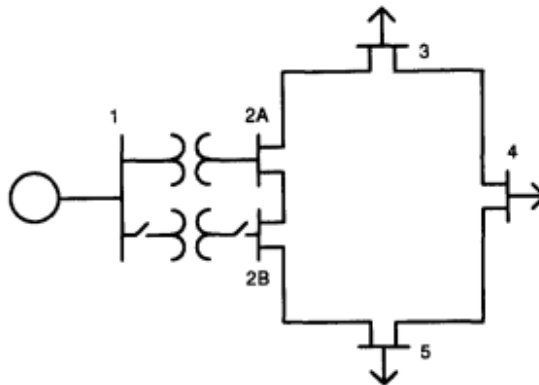
$$\mathbf{Z}_{012} = [\mathbf{A}^{-1}] * [\mathbf{Z}_{abc}] * [\mathbf{A}]$$

2. SELECCIÓN DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN PROTOTIPO, NO RADIAL, TRIFÁSICA Y DESEQUILIBRADA.

Se selecciona la red del ejemplo del artículo: “Fault Analysis of Multi-Phase Unbalanced Non radial Power Distribution Systems” de S. Mark Halping y Leonard L. Grigsby; publicado en: IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 31, No. 3, Mayo/Junio de 1995. [7]

El diagrama unifilar del ejemplo del sistema mostrado en la Figura. 6 es una representación del sistema principal de distribución aérea que se encuentra con la frecuencia en grandes instalaciones industriales. Las diferentes fuentes de alimentación fuera de este circuito principal se representan como cargas de parámetros concentrados con el propósito de simplicidad. Para este ejemplo, un transformador no está en servicio, y el interruptor de Interconexión entre 2A y 2B está cerrado. (Se considerará Esta combinación de Buses 2A y 2B de ser un único bus denotado como bus 2).¹

Figura 6. Diagrama Unifilar del ejemplo de sistema.



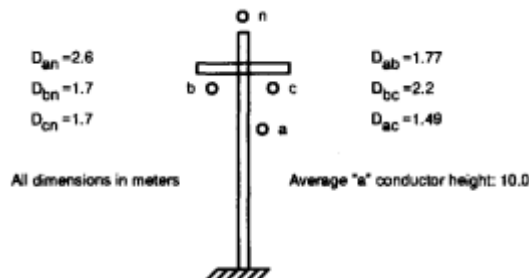
Fuente: IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 31, No. 3, Mayo/Junio de 1995.

¹ “Fault Analysis of Multi-Phase Unbalanced Non radial Power Distribution Systems” de S. Mark Halping y Leonard L. Grigsby; publicado en: IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 31, No. 3, Mayo/Junio de 1995.

2.1. DATOS DEL SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EJEMPLO NO RADIAL

Los transformadores principales tienen una potencia de 40 MVA, 110: 12.47 kV con una impedancia de 5%. Cada línea de alimentación usa un conductor de cobre desnudo por fase de 350 KCM, y un conductor de cobre desnudo para el neutro de retorno de 350 KCM. La resistencia de este conductor de retorno neutro será variado para la línea de barras entre 2 y 5 (Tramo 2-5) para simular los efectos del envejecimiento, malas conexiones, u otros daños. La impedancia de la línea aérea y de admitancia con las fórmulas estándar se utilizan para calcular los parámetros del circuito equivalente al utilizar la configuración del conductor se muestra en la Fig. 7. Las longitudes de las líneas (en metros) son Tramo 2-3: 400, Tramo 3-4: 275, Tramo 4-5: 200, y Tramo 2-5: 240. Estas líneas relativamente cortas no se transponen, y los efectos de la tierra no se consideran. La carga del sistema de pre-falta se supone equilibrada. Las cargas de potencia constante por fase en cada bus de carga son L3: 3 MVA Fp 0,9 en atraso, L4: 4 MVA Fp 0.83 en atraso, y L5: 3.5 MVA Fp 0.88 atraso.²

Figura 7. Configuración conductor de línea aérea.



-Todas las dimensiones en metros

-Normal "a" la altura del conductor: 10.0

Fuente: IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 31, No. 3, Mayo/Junio de 1995. [7]

Para líneas de distribución normalmente las fases se construyen con un solo conductor, por lo tanto asumimos que las fases tienen un solo conductor y no dos, dando como resultado un $D_s = \text{RMG del cable}$

² "Fault Analysis of Multi-Phase Unbalanced Non radial Power Distribution Systems" de S. Mark Halping y Leonard L. Grigsby; publicado en: IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 31, No. 3, Mayo/Junio de 1995.

3. APLICACIÓN DEL MODELO CLÁSICO PARA EL CÁLCULO DE LA MATRIZ DE IMPEDANCIAS DE FASE DE LOS ALIMENTADORES QUE CONFORMAN EL SISTEMA PROTOTIPO SELECCIONADO.

3.1. MATRIZ PRIMITIVA

Inicialmente con la configuración, las distancias entre fases, y el neutro, el tipo y calibre del conductor. Se puede hallar las impedancias propias y mutuas primitivas de las líneas en cada tramo, teniendo en cuenta la inductancia interna y externa del conductor,

$$Z \text{ primitiva} = \bar{Z}$$

$$\frac{ra}{Z_{aa}} = ra + j * w * la = ra + j * w * 0.0002 * (\ln\left(\frac{2*s}{D_{sa}}\right) - 1) \Omega/\text{km}$$

$$\frac{rad}{Z_{ad}} = j * w * m = j * w * 0.0002 * (\ln\left(\frac{2*s}{D_{ad}}\right) - 1) \Omega/\text{km}$$

$$\frac{rd}{Z_{dd}} = rd + j * w * ld = rd + j * w * 0.0002 * (\ln\left(\frac{2*s}{D_{sd}}\right) - 1) \text{ k}\Omega/\text{m}$$

Ahora para la línea en las barras 2-3

El conductor es 350KCM en aluminio, la resistencia y el radio geométrico se busca en el anexo 1. Características de los conductores de cobre, estirado en frío. 97,3 porcentajes de conductividad. Tabla B4 del libro de Anderson. [3]

$$ra = r = 0.295 \frac{\Omega}{\text{milla}} * 1609.34 \frac{\text{milla}}{\text{km}} = 0.4748 \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$RMG = 0.02178 \text{ pies} = 0.0066 \text{ m}$$

$$w = 2 * \pi * 60 = 366.99 \left(\frac{\text{rad}}{\text{s}}\right)$$

$$s = 400 \text{ m} = \text{longitud de la línea}$$

Las configuración y las distancias de fases y neutros se pueden observar en la figura 7.

Para las impedancias primitivas propias de las fases:

$$\begin{aligned}\overline{Z_{aa}} = \overline{Z_{bb}} = \overline{Z_{cc}} &= 0.4748 + j * 366.99 * 0.0002 * \left(\ln \left(\frac{2 * 400}{0.0066} \right) - 1 \right) \\ &= 0.4748 + 0.8067j \frac{\Omega}{\text{km}}\end{aligned}$$

Para la impedancia primitiva del conductor de retorno ficticio:

Como $D_{sd} = 1$, entonces:

$$\overline{Z_{dd}} = 0.0592 + j * 366.99 * 0.0002 * \left(\ln \left(\frac{2 * 400}{1} \right) - 1 \right) = 0.0592 + 0.4286j \frac{\Omega}{\text{km}}$$

Para las impedancias primitivas mutuas:

$$\overline{Z_{ab}} = j * 366.99 * 0.0002 * \left(\ln \left(\frac{2 * 400}{1.77} \right) - 1 \right) = 0.3856j \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$\overline{Z_{ac}} = j * 366.99 * 0.0002 * \left(\ln \left(\frac{2 * 400}{1.49} \right) - 1 \right) = 0.3985j \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$\overline{Z_{cb}} = j * 366.99 * 0.0002 * \left(\ln \left(\frac{2 * 400}{2.2} \right) - 1 \right) = 0.3692j \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$\overline{Z_{an}} = j * 366.99 * 0.0002 * \left(\ln \left(\frac{2 * 400}{2.6} \right) - 1 \right) = 0.3566j \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$\overline{Z_{bn}} = j * 366.99 * 0.0002 * \left(\ln \left(\frac{2 * 400}{1.7} \right) - 1 \right) = 0.3886j \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$\overline{Z_{cn}} = j * 366.99 * 0.0002 * \left(\ln \left(\frac{2 * 400}{1.7} \right) - 1 \right) = 0.3886j \frac{\Omega}{\text{km}}$$

Como $D_{ad} = 52.8 \text{ ft} * 0.305 \frac{\text{m}}{\text{ft}} = 16,0934$ en metros según tabla 4.2 para tipo de tierra: average damp earth – Tierra húmeda media.

$$\overline{Z_{ad}} = \overline{Z_{bd}} = \overline{Z_{cd}} = \overline{Z_{nd}} = j * 366.99 * 0.0002 * \left(\ln \left(\frac{2 * 400}{16.0934} \right) - 1 \right) = 0.2191j \frac{\Omega}{\text{km}}$$

Ahora podemos presentar la matriz primitiva de 5x5 para el tramo 2-3

$$\bar{Z}^{23} = \begin{bmatrix} A & b & c & n & d \\ 0.4748 + 1.3276i & 0 + 0.3856i & 0 + 0.3985i & 0 + 0.3566i & 0 + 0.2191i; \\ 0 + 0.3856i & 0.4748 + 1.3276i & 0 + 0.3692i & 0 + 0.3886i & 0 + 0.2191i; \\ 0 + 0.3985i & 0 + 0.3692i & 0.4748 + 1.3276i & 0 + 0.3886i & 0 + 0.2191i; \\ 0 + 0.3566i & 0 + 0.3886i & 0 + 0.3886i & 0.4748 + 1.3276i & 0 + 0.2191i; \\ 0 + 0.2191i & 0 + 0.2191i & 0 + 0.2191i & 0 + 0.2191i & 0.0592 + 0.4286i \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{km}}$$

3.2. MATRIZ DE FASE CON NEUTRO

Como se presentó en el capítulo 2, las ecuaciones a utilizar son:

$$\sqrt{De} = Dad = Dbd = Dcd$$

$$Ds = Dsa = Dsb = Dsc$$

$$Dsd = 1$$

Se tienen las siguientes ecuaciones para las impedancias de fases propias y mutuas:

$$Zaa = (ra + rd) + j * w * 0.0002 * \ln\left(\frac{De}{Ds}\right) \Omega/\text{km}$$

$$Zbb = (rb + rd) + j * w * 0.0002 * \ln\left(\frac{De}{Ds}\right) \Omega/\text{km}$$

$$Zcc = (rc + rd) + j * w * 0.0002 * \ln\left(\frac{De}{Ds}\right) \Omega/\text{km}$$

$$Znn = (rc + rd) + j * w * 0.0002 * \ln\left(\frac{De}{Ds}\right) \Omega/\text{km}$$

$$Zab = rd + j * w * 0.0002 * \ln\left(\frac{De}{Dab}\right) \Omega/\text{km}$$

$$Zbc = rd + j * w * 0.0002 * \ln\left(\frac{De}{Dbc}\right) \Omega/\text{km}$$

$$Zca = rd + j * w * 0.0002 * \ln\left(\frac{De}{Dca}\right) \Omega/\text{km}$$

$$Zan = rd + j * w * 0.0002 * \ln\left(\frac{De}{Dan}\right) \Omega/\text{km}$$

$$Zbn = rd + j * w * 0.0002 * \ln\left(\frac{De}{Dbn}\right) \Omega/\text{km}$$

$$Zcn = rd + j * w * 0.0002 * \ln\left(\frac{De}{Dcn}\right) \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$rd = 9.869 \times 10^{-4} * f \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$rd = 9.869 \times 10^{-4} * 60 = 0.0592 \quad \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$De = 2790 * 0.305 = 850.92 \text{ en metros segun tabla 4.2 average damp earth}$$

$$Ds = RMG = 0.0066m$$

$$\begin{aligned} Z_{aa} = Z_{bb} = Z_{cc} = Z_{nn} &= (0.1833 \times 10^{-3} + 0.59214 \times 10^{-6}) + j * 366.99 * 0.0002 * \ln\left(\frac{850.92}{0.0066}\right) \\ &= 0.5340 + 0.8867j \quad \frac{\Omega}{\text{m}} \end{aligned}$$

$$Z_{ab} = 0.0592 + j * 366.99 * 0.0002 * \ln\left(\frac{850.92}{1.77}\right) = 0.0592 + 0.4656j \quad \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$Z_{bc} = 0.0592 + j * 366.99 * 0.0002 * \ln\left(\frac{850.92}{2.2}\right) = 0.0592 + 0.4492j \quad \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$Z_{ca} = 0.0592 + j * 366.99 * 0.0002 * \ln\left(\frac{850.92}{1.49}\right) = 0.0592 + 0.4785j \quad \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$Z_{an} = 0.0592 + j * 366.99 * 0.0002 * \ln\left(\frac{850.92}{2.6}\right) = 0.0592 + 0.4366j \quad \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$Z_{bn} = 0.0592 + j * 366.99 * 0.0002 * \ln\left(\frac{850.92}{1.7}\right) = 0.0592 + 0.4686j \quad \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$Z_{cn} = 0.0592 + j * 366.99 * 0.0002 * \ln\left(\frac{850.92}{1.7}\right) = 0.0592 + 0.4686j \quad \frac{\Omega}{\text{km}}$$

	a	b	c	n
$Z_{\text{fase}} =$	$0.5340 + 0.8867j$	$0.0592 + 0.4656j$	$0.0592 + 0.4785j$	$0.0592 + 0.4366j$
a	$0.0592 + 0.4656j$	$0.5340 + 0.8867j$	$0.0592 + 0.4492j$	$0.0592 + 0.4686j$
b	$0.0592 + 0.4785j$	$0.0592 + 0.4492j$	$0.5340 + 0.8867j$	$0.0592 + 0.4686j$
c	$0.0592 + 0.4366j$	$0.0592 + 0.4686j$	$0.0592 + 0.4686j$	$0.5340 + 0.8867j$
n				

3.3. MATRIZ DE COMPONENTES SIMÉTRICAS

Ahora aplicando la técnica de reducción de Kron para pasar de una matriz de 4x4 a una de 3x3 para aplicar finalmente la transformación a componentes simétricas.

$$Z_{abc} = Z_{\text{fase Componentes Simetricas}}$$

$$Z_{abc} = \begin{bmatrix} \left(Z_{aa} - \left(\frac{Z_{an} * Z_{an}}{Z_{nn}} \right) \right) & \left(Z_{ab} - \left(\frac{Z_{an} * Z_{bn}}{Z_{nn}} \right) \right) & \left(Z_{ca} - \left(\frac{Z_{an} * Z_{cn}}{Z_{nn}} \right) \right) \\ \left(Z_{ab} - \left(\frac{Z_{an} * Z_{bn}}{Z_{nn}} \right) \right) & \left(Z_{bb} - \left(\frac{Z_{bn} * Z_{bn}}{Z_{nn}} \right) \right) & \left(Z_{bc} - \left(\frac{Z_{bn} * Z_{cn}}{Z_{nn}} \right) \right) \\ \left(Z_{ca} - \left(\frac{Z_{cn} * Z_{an}}{Z_{nn}} \right) \right) & \left(Z_{bc} - \left(\frac{Z_{bn} * Z_{cn}}{Z_{nn}} \right) \right) & \left(Z_{cc} - \left(\frac{Z_{cn} * Z_{cn}}{Z_{nn}} \right) \right) \end{bmatrix}$$

Todos los valores de Z Fase Componentes Simetricas en Ω/km

3.4. MATRIZ DE SECUENCIA CERO, POSITIVA Y NEGATIVA

El siguiente paso es sacar las impedancias de secuencia por unidad de longitud

S = longitud del tramo

$$Z_{012} = [A^{-1}][Z_{abc}][A]$$

3.5. MATRIZ DE SECUENCIA Y FASE POR ELEMENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Para el tramo 2-3

$$s_{23} = 400 \text{ m}$$

$$Z012_{2-3} = [A^{-1}][[Zabc] * s23] [A]$$

$$Z_{012_{2-3}} = \begin{bmatrix} 0.3304 + 0.4890i & -0.0038 + 0.0083i & -0.0008 + 0.0083i \\ -0.0008 + 0.0083i & 0.1900 + 0.1688i & 0.0031 - 0.0062i \\ -0.0038 + 0.0083i & -0.0029 - 0.0062i & 0.1900 + 0.1688i \end{bmatrix} \Omega$$

Para el tramo 3-4

$$s_{34} = 275 \text{ m}$$

$$Z_{012_{3-4}} = [A^{-1}][[Z_{abc}] * s_{34}] [A]$$

$$Z_{012_{3-4}} = \begin{bmatrix} 0.2272 + 0.3362i & -0.0026 + 0.0057i & -0.0005 + 0.0057i \\ -0.0005 + 0.0057i & 0.1306 + 0.1161i & 0.0021 - 0.0043i \\ -0.0026 + 0.0057i & -0.0020 - 0.0043i & 0.1306 + 0.1161i \end{bmatrix} \Omega$$

Para el tramo 4-5

$$s_{45} = 200 \text{ m}$$

$$Z_{012_{4-5}} = [A^{-1}][[Z_{abc}] * s_{45}] [A]$$

$$Z_{012_{4-5}} = \begin{bmatrix} 0.1652 + 0.2445i & -0.0019 + 0.0041i & -0.0004 + 0.0041i \\ -0.0004 + 0.0041i & 0.0950 + 0.0844i & 0.0015 - 0.0031i \\ -0.0019 + 0.0041i & -0.0015 - 0.0031i & 0.0950 + 0.0844i \end{bmatrix} \Omega$$

Para el tramo 5-2

$$s_{52} = 240 \text{ m}$$

$$Z_{012_{5-2}} = [A^{-1}][[Z_{abc}] * s_{52}] [A]$$

$$Z_{012_{5-2}} = \begin{bmatrix} 0.1982 + 0.2934i & -0.0023 + 0.0050i & -0.0005 + 0.0050i \\ -0.0005 + 0.0050i & 0.1140 + 0.1013i & 0.0018 - 0.0037i \\ -0.0023 + 0.0050i & -0.0018 - 0.0037i & 0.1140 + 0.1013i \end{bmatrix} \Omega$$

Para el transformador

En el caso del transformador el ejercicio proporciona la impedancia en porcentaje = 5%

$$Z_t = 0.05 * \left(\frac{40}{12.47^2} \right) = 0.0129$$

$$Z_{t012} = \begin{bmatrix} Z_t & 0 & 0 \\ 0 & Z_t & 0 \\ 0 & 0 & Z_t \end{bmatrix}$$

$$Z_{012_{Trafo}} = \begin{bmatrix} 0.0129j & 0 & 0 \\ 0 & 0.0129j & 0 \\ 0 & 0 & 0.0129j \end{bmatrix} \Omega$$

$$Z_{tabc} = A * Z_{t012} * A^{-1}$$

$$Z_{abc_{Trafo}} = \begin{bmatrix} 0.0129j & 0 & 0 \\ 0 & 0.0129j & 0 \\ 0 & 0 & 0.0129j \end{bmatrix} \Omega$$

Para la carga L3

$$S_3 = 3\text{MVA}$$

$$Z_{L3} = \left(\frac{12.47^2}{S_3} \right) = 51.8336$$

$$Z_{012_{L3}} = \begin{bmatrix} Z_{L3} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{L3} & 0 \\ 0 & 0 & Z_{L3} \end{bmatrix}$$

$$Z_{012_{L3}} = \begin{bmatrix} 51.8336j & 0 & 0 \\ 0 & 51.8336j & 0 \\ 0 & 0 & 51.8336j \end{bmatrix} \Omega$$

$$Z_{L3abc} = A * Z_{012_{L3}} * A^{-1}$$

$$ZL3_{abc} = \begin{bmatrix} 51.8336j & 0 & 0 \\ 0 & 51.8336j & 0 \\ 0 & 0 & 51.8336j \end{bmatrix} \Omega$$

Para la carga L4

$$S4 = 4\text{MVA}$$

$$ZL4 = \left(\frac{12.47^2}{S4} \right) = 38.8752$$

$$Z012_{L4} = \begin{bmatrix} ZL4 & 0 & 0 \\ 0 & ZL4 & 0 \\ 0 & 0 & ZL4 \end{bmatrix}$$

$$Z012_{L4} = \begin{bmatrix} 38.8752j & 0 & 0 \\ 0 & 38.8752j & 0 \\ 0 & 0 & 38.8752j \end{bmatrix} \Omega$$

$$ZL4_{abc} = A * Z012_{L4} * A^{-1}$$

$$ZL4_{abc} = \begin{bmatrix} 38.8752j & 0 & 0 \\ 0 & 38.8752j & 0 \\ 0 & 0 & 38.8752j \end{bmatrix} \Omega$$

Para la carga L5

$$S5 = 3.5\text{MVA}$$

$$ZL5 = \left(\frac{12.47^2}{S5} \right) = 44.4288$$

$$Z012_{L5} = \begin{bmatrix} ZL5 & 0 & 0 \\ 0 & ZL5 & 0 \\ 0 & 0 & ZL5 \end{bmatrix}$$

$$Z_{012L5} = \begin{bmatrix} 44.4288j & 0 & 0 \\ 0 & 44.4288j & 0 \\ 0 & 0 & 44.4288j \end{bmatrix} \Omega$$

$$ZL4abc = A * Z_{012L4} * A^{-1}$$

$$ZL5abc = \begin{bmatrix} 44.4288j & 0 & 0 \\ 0 & 44.4288j & 0 \\ 0 & 0 & 44.4288j \end{bmatrix} \Omega$$

3.6. MATRIZ DE IMPEDANCIAS DE SECUENCIA CERO, POSITIVA Y NEGATIVA.

Los datos de las matrices de secuencia son necesarios como datos de entrada para la simulación de las fallas trifásicas, monofásicas, bifásicas y bifásicas a tierra en el programa Digsilent.

Después de hallar las matrices de fase por cada elemento que compone el sistema se puede observar que la matriz de fase por kilometro para las líneas no es simétrica pues contiene valores diferentes para las impedancias mutuas fuera de la diagonal por lo que resulta una matriz de secuencia que no es diagonal. Para poder utilizar esta matriz de secuencia se procede a realizar un promedio de las 3 impedancias de la diagonal y de las tres impedancias fuera de la diagonal en la matriz de fase para volverla simétrica.

$$Z_{abc} = \begin{matrix} & \begin{matrix} a & b & c \end{matrix} \\ \begin{matrix} a \\ b \\ c \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0.5844 + 0.7061j & 0.1151 + 0.2724j & 0.1151 + 0.2854j \\ 0.1151 + 0.2724j & 0.5957 + 0.6802j & 0.1210 + 0.2427j \\ 0.1151 + 0.2854j & 0.1210 + 0.2427j & 0.5957 + 0.6802j \end{bmatrix} \end{matrix} \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$Z_{sprom} = \frac{Z_{aa} + Z_{bb} + Z_{cc}}{3} \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$Z_{sprom} = \frac{0.5844 + 0.7061j + 0.5957 + 0.6802j + 0.5957 + 0.6802j}{3} \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$Z_{sprom} = 0.5919 + 0.6888j \frac{\Omega}{\text{km}}$$

Y

$$Z_{mprom} = \frac{Z_{ab} + Z_{bc} + Z_{ac}}{3} \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$Z_{mprom} = \frac{0.1151 + 0.2724j + 0.1210 + 0.2427j + 0.1151 + 0.2854j}{3} \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$Z_{mprom} = 0.1171 + 0.2668j \frac{\Omega}{\text{km}}$$

Entonces la matriz de fase simétrica es:

$$Z_{abc} = \begin{matrix} & \begin{matrix} a & b & c \end{matrix} \\ \begin{matrix} a \\ b \\ c \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0.5919 + 0.6888j & 0.1171 + 0.2668j & 0.1171 + 0.2668j \\ 0.1171 + 0.2668j & 0.5919 + 0.6888j & 0.1171 + 0.2668j \\ 0.1171 + 0.2668j & 0.1171 + 0.2668j & 0.5919 + 0.6888j \end{bmatrix} \end{matrix} \frac{\Omega}{\text{km}}$$

$$Z_{012} = [A^{-1}][Z_{abc}] [A]$$

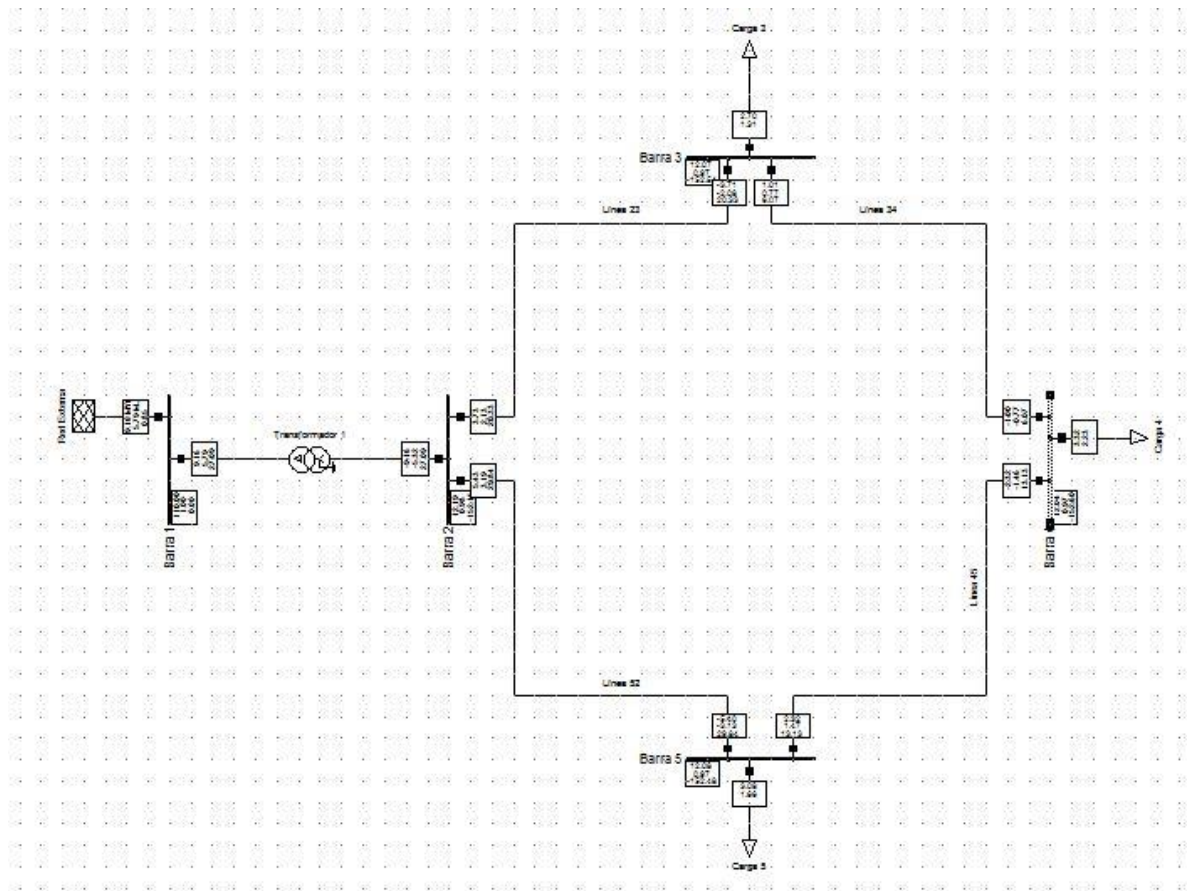
$$Z_{012\text{diag}} = \begin{matrix} & \begin{matrix} 0 & 1 & 2 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 0 \\ 1 \\ 2 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 0.8261 + 1.2225i & 0 & 0 \\ 0 & 0.4749 + 0.4220i & 0 \\ 0 & 0 & 0.4749 + 0.4220i \end{bmatrix} \end{matrix} \frac{\Omega}{\text{km}}$$

Estas aproximaciones afectarán los resultados por el método de componentes simétricas.

4. COMPARACIÓN DE LOS RESULTADOS DE CORRIENTES DE FALLA OBTENIDOS UTILIZANDO EL DIGSILENT, CON LOS CALCULADOS EMPLEANDO EL MODELO CLÁSICO Y EL MODELO EN COMPONENTES SIMÉTRICAS.

4.1. CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN NO RADIAL EN DIGSILENT:

Figura 8. Construcción del sistema de distribución no radial



Fuente: Digsilent Power Factory

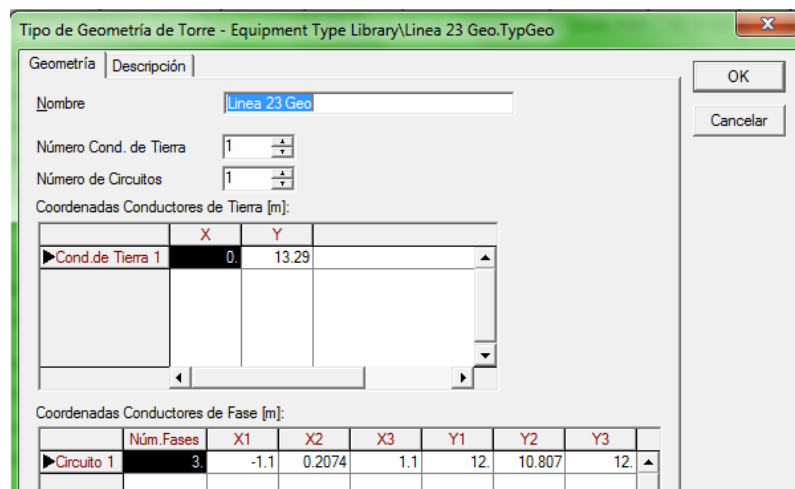
4.2. SIMULACIÓN USANDO EL MODELO CLÁSICO

Los datos de entrada son:

Para las líneas eléctricas:

Las distancias de las fases y el neutro, las características del conductor y las distancias de cada tramo de línea. La tensión de operación

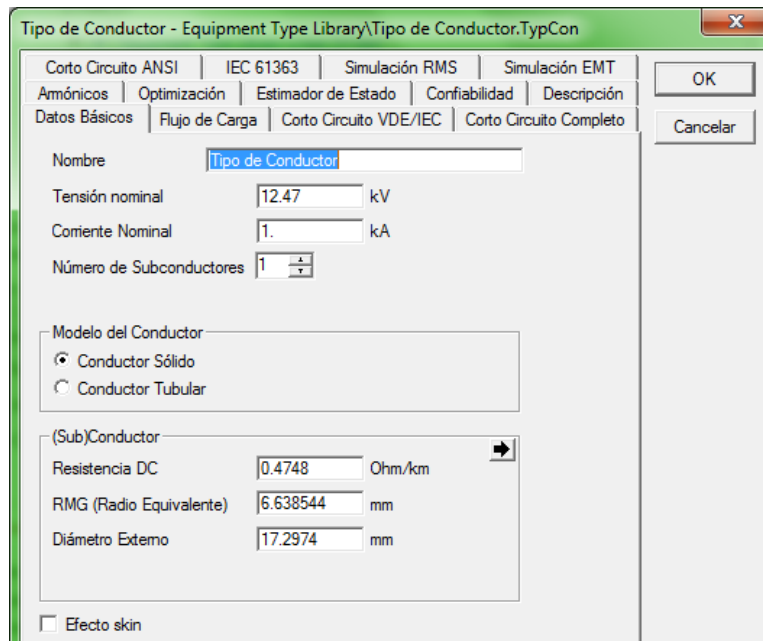
Figura 9. Parámetros geométricos de la línea



Coordenadas Conductores de Tierra [m]:	
	X Y
Cond. de Tierra 1	0 13.29

Coordenadas Conductores de Fase [m]:							
	Núm.Fases	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3
Circuito 1	3	-1.1	0.2074	1.1	12	10.807	12

Fuente: Digsilent Power Factory
Figura 10. Parámetros eléctricos de la línea



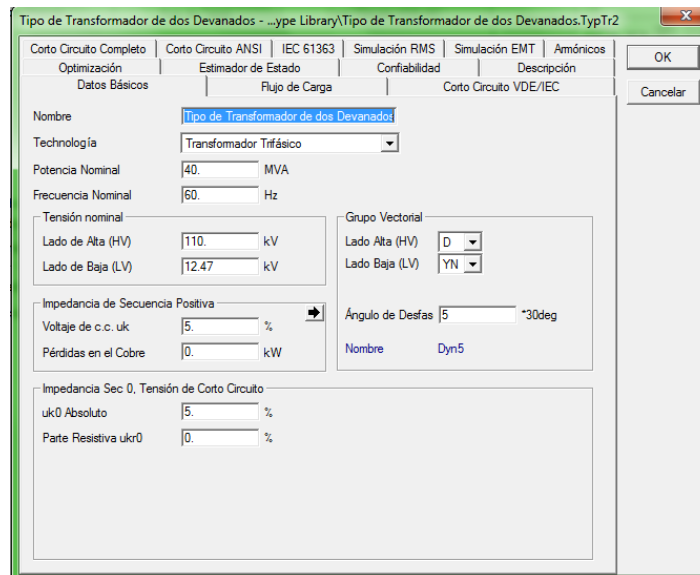
Tipo de Conductor	
Tensión nominal	12.47 kV
Corriente Nominal	1 kA
Número de Subconductores	1
Modelo del Conductor	
<input checked="" type="radio"/> Conductor Sólido	
<input type="radio"/> Conductor Tubular	
(Sub)Conductor	
Resistencia DC	0.4748 Ohm/km
RMG (Radio Equivalente)	6.638544 mm
Diámetro Externo	17.2974 mm
<input type="checkbox"/> Efecto skin	

Fuente: Digsilent Power Factory

Para el transformador:

La impedancia y las tenciones del lado de alta y baja tensión.

Figura 11. Parámetros del Transformador



Dialog box: Tipo de Transformador de dos Devanados - ...ype Library/Tipo de Transformador de dos Devanados.TypeTr2

Options: Corto Circuito Completo, Corto Circuito ANSI, IEC 61363, Simulación RMS, Simulación EMT, Amónicos, Optimización, Estimator de Estado, Confiabilidad, Descripción

Sub-tabs: Datos Básicos, Flujo de Carga, Corto Circuito VDE/IEC

Fields:

- Nombre: Tipo de Transformador de dos Devanados
- Technología: Transformador Trifásico
- Potencia Nominal: 40 MVA
- Frecuencia Nominal: 60 Hz
- Tensión nominal:
 - Lado de Alta (HV): 110 kV
 - Lado de Baja (LV): 12.47 kV
- Grupo Vectorial:
 - Lado Alta (HV): D
 - Lado Baja (LV): YN
- Impedancia de Secuencia Positiva:
 - Voltaje de c.c. uk: 5 %
 - Pérdidas en el Cobre: 0 kW
- Impedancia Sec 0, Tensión de Corto Circuito:
 - uk0 Absoluto: 5 %
 - Parte Resistiva ukr0: 0 %
- Ángulo de Desfas: 5 *30deg
- Nombre: Dyn5

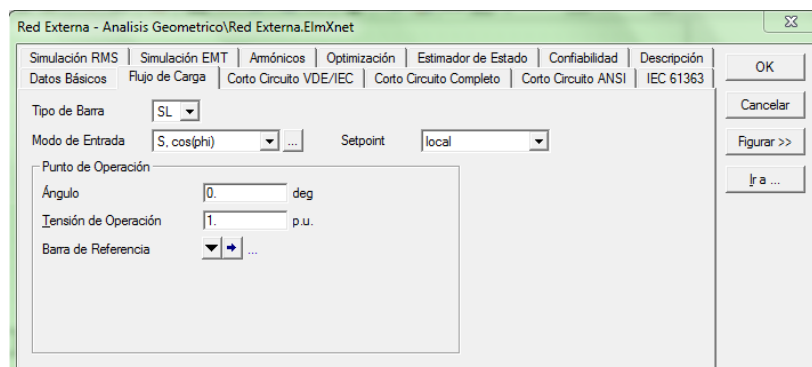
Buttons: OK, Cancelar

Fuente: Digsilent Power Factory

Para la red externa:

Nivel de tensión, ángulo y modo de entrada: Potencia aparente y Factor de potencia.

Figura 12. Parámetros de la Red Externa



Dialog box: Red Externa - Analisis Geometrico/Red Externa.ElmXnet

Options: Simulación RMS, Simulación EMT, Amónicos, Optimización, Estimator de Estado, Confiabilidad, Descripción

Sub-tabs: Datos Básicos, Flujo de Carga, Corto Circuito VDE/IEC, Corto Circuito Completo, Corto Circuito ANSI, IEC 61363

Fields:

- Tipo de Barra: SL
- Modo de Entrada: S, cos(phi)
- Setpoint: local
- Punto de Operación:
 - Ángulo: 0 deg
 - Tensión de Operación: 1 p.u.
 - Barra de Referencia: [dropdown]

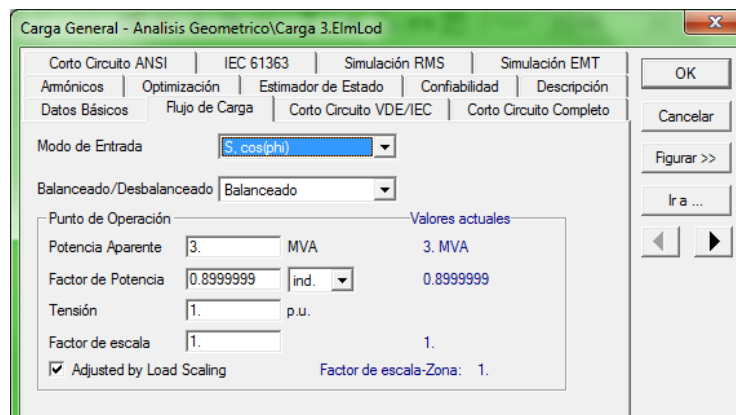
Buttons: OK, Cancelar, Figurar >>, Ir a ...

Fuente: Digsilent Power Factory

Para las cargas:

Modo de entrada: Potencia consumida y factor de potencia

Figura 13. Parámetros de las cargas



Fuente: DigSILENT Power Factory

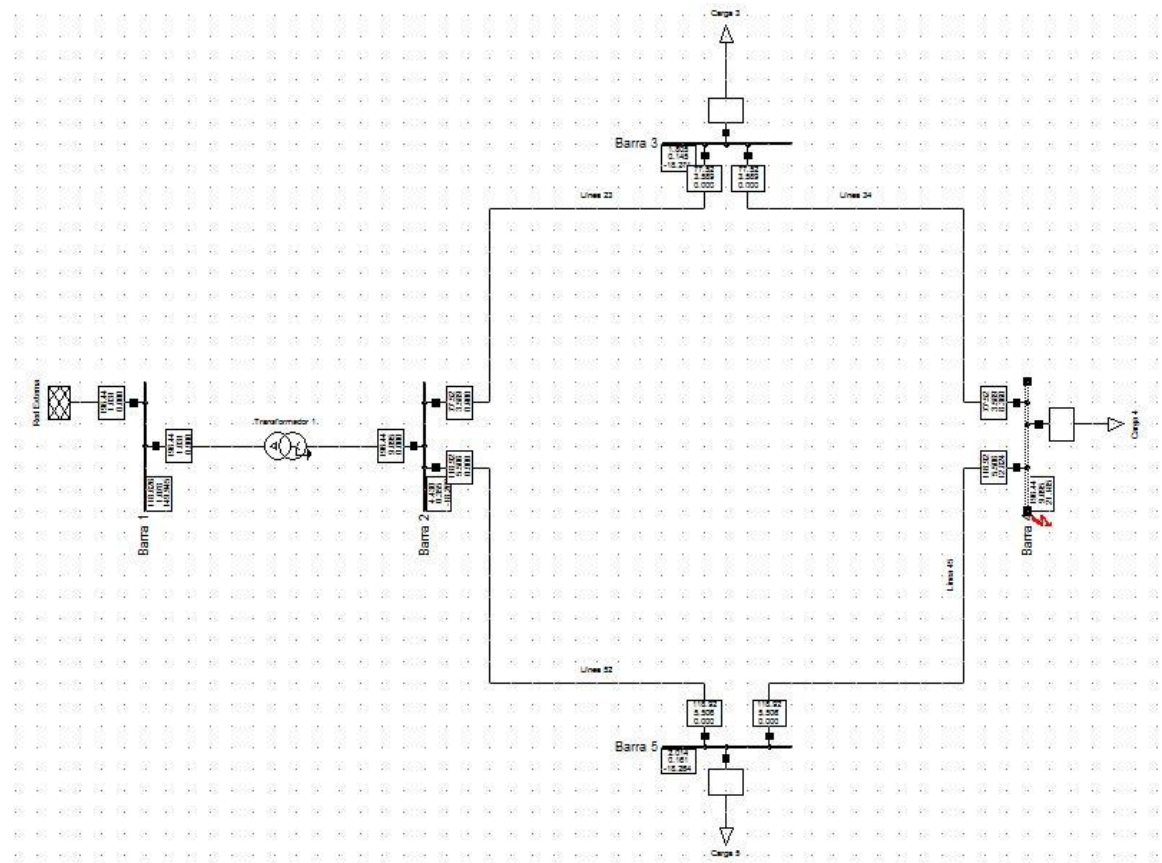
4.2.1. Flujo de carga balanceado

Necesario para simular una falla en la barra 4 Trifásica.

Figura 14. Flujo de Carga balanceado

Cálculo del Flujo de Carga				Elementos Frontera					
AC Flujo de Carga, balanceada, Secuencia Positiva				Adaptación del Modelo automático para convergencia		No			
Ajuste Automático de Taps de Transformadores		No		Máx. error de Flujo de Carga aceptable para					
Considerar Límites de Potencia Reactiva		No		Nodos		1.00 kVA			
				Ecuaciones del Modelo		0.10 %			
				DIGSILENT		Proyecto			
				PowerFactory					
				14.0.520		Fecha 11/06/2016			
Red: Analisis Geometrico del Sistema: Analisis Geomet						Caso de Estudio: Caso de Estudio		Anexo:	/ 1
Nombre		Tipo	Cargab. [%]	Barra	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [Mvar]	Factor Potencia [-]	Corriente [kA]	[p.u.]
Carga 3	Lod			Barra 3	2.700	1.308	0.90	0.141	1.013
Carga 4	Lod			Barra 4	3.320	2.231	0.83	0.188	1.015
Carga 5	Lod			Barra 5	3.080	1.662	0.88	0.164	1.013
Red Externa	Xnet			Barra 1	9.158	5.385	0.86	0.056	0.006
Línea 23	Lne	19.93		Barra 2	3.728	2.094	0.87	0.199	0.199
				Barra 3	-3.706	-2.077	-0.87	0.199	0.199
Línea 34	Lne	5.94		Barra 3	1.006	0.770	0.79	0.059	0.059
				Barra 4	-1.004	-0.769	-0.79	0.059	0.059
Línea 45	Lne	12.87		Barra 4	-2.316	-1.462	-0.85	0.129	0.129
				Barra 5	2.320	1.465	0.85	0.129	0.129
Línea 52	Lne	29.26		Barra 5	-5.400	-3.128	-0.87	0.293	0.293
				Barra 2	5.430	3.149	0.87	0.293	0.293
Transformador 1	Tr2	26.56		Barra 1	9.158	5.385	0.86	0.056	0.266
				Barra 2	-9.158	-5.243	-0.87	0.492	0.266

Figura 15. Simulación de Falla en la Barra 4.



Fuente: Digsilent Power Factory

Figura 16. Resultados de Falla Trifásica en la Barra 4

										DIgSILENT		Proyecto																											
										PowerFactory																													
										14.0.520		Fecha		11/06/2016																									

Localiz. falla con alimentadores																																							
Cálculo de Corto Circuito completo														Corto Circuito Trifásico /																									

Duración del Corto Circuito														Impedancia de Falla																									
Break Time 0.10 s														Resistencia, Rf 0.00 Ohm																									
Tiempo Despeje Falla (Ith) 1.00 s														Reactancia, Xf 0.00 Ohm																									

Red: Analisis Geometrico del Sistema: Analisis Geomet														Anexo:		/ 1																							

														Vnom.		Voltaje		c-		Sk"		Ik"		Ik'		ip		Ib		ib		Ith							
														[kV]		[kV]		[deg]		Factor		[MVA/MVA]		[kA/kA]		[deg]		[kA]		[deg]		[kA/kA]		[kA]		[kA]		[kA]	

Barra 4														12.47		0.00		0.00		1.00		469.16 MVA		21.72 kA		142.8		21.72		142.8		39.87 kA		21.72		30.72		21.81	
Línea 34														Barra 3								185.09 MVA		8.57 kA		-37.2		8.57		-37.2		15.73 kA							
Línea 45														Barra 5								284.06 MVA		13.15 kA		-37.2		13.15		-37.2		24.14 kA							
Carga 4																						0.00 MVA		0.00 kA		0.0		0.00		0.0		0.00 kA							

Fuente: Digsilent Power Factory

4.2.2. Flujo de carga con el circuito No balanceado.

Necesario para simular las Fallas Monofásica, Bifásica y Bifásica a tierra.

Figura 17. Flujo de Carga No balanceado

Cálculo del Flujo de Carga					Elementos Frontera			
AC Flujo de Carga, desbalanceada, Trifásica (ABC)					Adaptación del Modelo automático para convergencia			
Ajuste Automático de Taps de Transformadores No					Máx. error de Flujo de Carga aceptable para			
Considerar Límites de Potencia Reactiva No					Nodos			
					Ecuaciones del Modelo			
					1.00 kVA			
					0.10 %			
					DIGSILENT			
					Proyecto			
					PowerFactory			
					14.0.520			
					Fecha 11/06/2016			
Red: Analisis Geometrico del Sistema: Analisis Geomet					Caso de Estudio: Caso de Estudio			
					Anexo: / 1			
Nombre	Tipo	Cargab. [%]	Barra	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [Mvar]	Factor Potencia [-]	Corriente [kA]	Corriente [p.u.]
Carga 3	Lod		Barra 3	2.700	1.308	0.90	0.141	1.013
Carga 4	Lod		Barra 4	3.320	2.231	0.83	0.188	1.015
Carga 5	Lod		Barra 5	3.080	1.662	0.88	0.164	1.013
Red Externa	Xnet		Barra 1	9.158	5.385	0.86	0.056	0.006
Línea 23	Lne	20.14	Barra 2	3.729	2.094	0.87	0.199	0.199
			Barra 3	-3.706	-2.077	-0.87	0.198	0.198
Línea 34	Lne	6.18	Barra 3	1.006	0.769	0.79	0.059	0.059
			Barra 4	-1.005	-0.768	-0.79	0.058	0.058
Línea 45	Lne	13.01	Barra 4	-2.315	-1.463	-0.85	0.129	0.129
			Barra 5	2.320	1.466	0.85	0.130	0.130
Línea 52	Lne	29.40	Barra 5	-5.400	-3.128	-0.87	0.293	0.293
			Barra 2	5.429	3.150	0.86	0.294	0.294
Transformador 1	Tr2	26.56	Barra 1	9.158	5.385	0.86	0.056	0.266
			Barra 2	-9.158	-5.243	-0.87	0.492	0.266

Fuente: Digsilent Power Factory

Figura 18. Resultados Falla Monofásica en la barra 4.

										DigSILENT		Proyecto					
										PowerFactory							
										14.0.520		Fecha		11/06/2016			
Localiz. falla con alimentadores																	
Cálculo de Corto Circuito completo														Corto Circuito Monofásico/			
Duración del Corto Circuito						Impedancia de Falla											
Break Time 0.10 s						Resistencia, Rf						0.00 Ohm					
Tiempo Despeje Falla (Ith) 1.00 s						Reactancia, Xf						0.00 Ohm					
Red: Analisis Geometrico del Sistema: Analisis Geomet														Anexo:		/ 1	
		Vnom.	Voltaje	c-		Sk"	Ik"	Ik'	ip	Ib	ib	EFF					
		[kV]	[kV]	[deg]	Factor	[MVA/MVA]	[kA/kA]	[deg]	[kA]	[kA/kA]	[kA]	[kA]	[-]				
Barra 4	A	12.47	0.00	0.00	1.00	136.07 MVA	18.90 kA	140.3	18.90	34.69 kA	18.90	26.73	0.00	1.00			
	B		7.83	84.32		0.00 MVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA	0.00	0.00	1.10	1.10			
	C		7.38	-23.54		0.00 MVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA	0.00	0.00	1.04	1.04			
Línea 34	Barra 3				A	53.79 MVA	7.47 kA	-39.6	7.47	13.71 kA							
			B	0.74 MVA	0.10 kA	-141.9	0.10	0.19 kA									
			C	0.55 MVA	0.08 kA	56.6	0.08	0.14 kA									
Línea 45	Barra 5				A	82.28 MVA	11.43 kA	-39.7	11.43	20.98 kA							
			B	0.79 MVA	0.11 kA	-118.1	0.11	0.20 kA									
			C	1.29 MVA	0.18 kA	145.5	0.18	0.33 kA									
Carga 4				A	0.00 MVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA								
				B	1.49 MVA	0.21 kA	50.4	0.21	0.38 kA								
				C	1.41 MVA	0.20 kA	-57.4	0.20	0.36 kA								

Fuente: Digsilent Power Factory

Figura 19. Resultados Falla Bifásica en la barra 4.

		DIGSILENT		Proyecto								
		PowerFactory										
		14.0.520		Fecha 11/06/2016								
Localiz. falla con alimentadores												
Cálculo de Corto Circuito completo			Corto Circuito Bifásico /									
Duración del Corto Circuito		Impedancia de Falla										
Break Time	0.10 s	Resistencia, Rf	0.00 Ohm									
Tiempo Despeje Falla (Ith)	1.00 s	Reactancia, Xf	0.00 Ohm									
Red: Analisis Geometrico del Sistema: Analisis Geomet				Anexo: / 1								
	Vnom.	Voltaje	c-	Sk"	Ik"	Ik'	ip	Ib	ib	EFF		
	[kV]	[kV]	[deg]	[MVA/MVA]	[kA/kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[kA]	[-]		
Barra 4	A	12.47	7.08 -150.49	1.00	0.00 MVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA	0.00	0.00	
	B		3.55 29.09		135.72 MVA	18.85 kA	52.9	18.85	34.60 kA	18.85	26.66	0.00
	C		3.55 29.09		135.72 MVA	18.85 kA	-127.1	18.85	34.60 kA	18.85	26.66	0.00
Línea 34	Barra 3				A 0.62 MVA	0.09 kA	51.4	0.09	0.16 kA			
					B 53.73 MVA	7.46 kA	-127.0	7.46	13.70 kA			
					C 53.84 MVA	7.48 kA	53.4	7.48	13.73 kA			
Línea 45	Barra 5				A 1.13 MVA	0.16 kA	-31.7	0.16	0.29 kA			
					B 82.36 MVA	11.44 kA	-127.6	11.44	21.00 kA			
					C 81.52 MVA	11.32 kA	52.9	11.32	20.78 kA			
Carga 4					A 1.35 MVA	0.19 kA	175.6	0.19	0.34 kA			
					B 0.68 MVA	0.09 kA	-4.8	0.09	0.17 kA			
					C 0.68 MVA	0.09 kA	-4.8	0.09	0.17 kA			

Fuente: Digsilent Power Factory

Figura 20. Resultados Falla Bifásica a Tierra en la barra 4.

						DIGSILENT	Proyecto					
						PowerFactory						
						14.0.520	Fecha 11/06/2016					
Localiz. falla con alimentadores				Corto Circuito Bifásico a tierra								
Cálculo de Corto Circuito completo												
Duración del Corto Circuito		Impedancia de Falla										
Break Time	0.10 s	Resistencia, Rf	0.00 Ohm									
Tiempo Despeje Falla (Ith)	1.00 s	Reactancia, Xf	0.00 Ohm									
Red: Analisis Geometrico del Sistema: Analisis Geomet							Anexo: / 1					
	Vnom.	Voltaje	c-	Sk"	Ik"	Ik'	ip	Ib	ib	EFF		
	[kV]	[kV]	[deg]	Factor	[MVA/MVA]	[kA/kA]	[deg]	[kA]	[kA/kA]	[kA]	[kA]	[-]
Barras 4	A	12.47	7.91 -149.04	1.00	0.00 MVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA	0.00	0.00	1.12
	B		0.00 -120.00		143.72 MVA	19.96 kA	28.3	19.96	36.64 kA	19.96	28.23	0.00
	C		0.00 120.00		152.82 MVA	21.23 kA	-104.1	21.23	38.96 kA	21.23	30.02	0.00
Línea 34	Barras 3			A	0.46 MVA	0.06 kA	67.5	0.06	0.12 kA			
				B	56.30 MVA	7.82 kA	-151.2	7.82	14.35 kA			
				C	60.78 MVA	8.44 kA	76.0	8.44	15.49 kA			
Línea 45	Barras 5			A	1.42 MVA	0.20 kA	-20.7	0.20	0.36 kA			
				B	87.43 MVA	12.14 kA	-152.0	12.14	22.29 kA			
				C	92.04 MVA	12.78 kA	75.9	12.78	23.46 kA			
Carga 4				A	1.51 MVA	0.21 kA	177.1	0.21	0.38 kA			
				B	0.00 MVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA			
				C	0.00 MVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA			

Fuente: Digsilent Power Factory

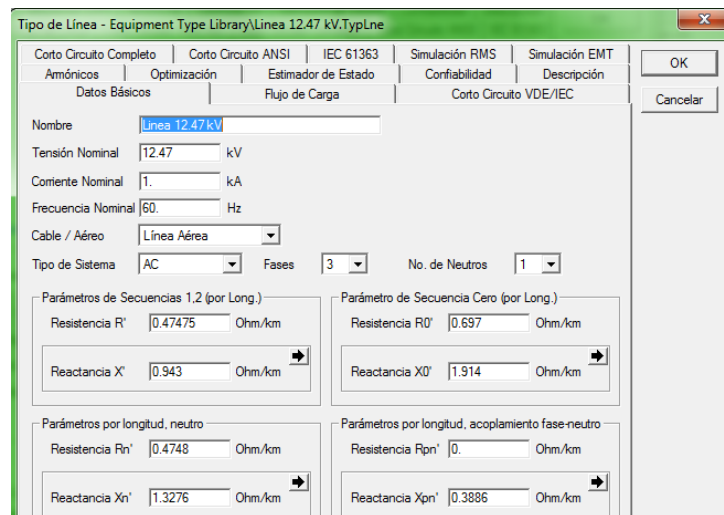
4.3. SIMULACIÓN USANDO EL MODELO DE COMPONENTES SIMÉTRICAS

Los datos de entrada son:

Para las líneas eléctricas:

La tensión de operación de la línea, la frecuencia de operación, las impedancias de secuencia cero, positiva y negativa de los conductores de fase y del neutro, tipo de línea.

Figura 21. Parámetros eléctricos y físicos de la línea

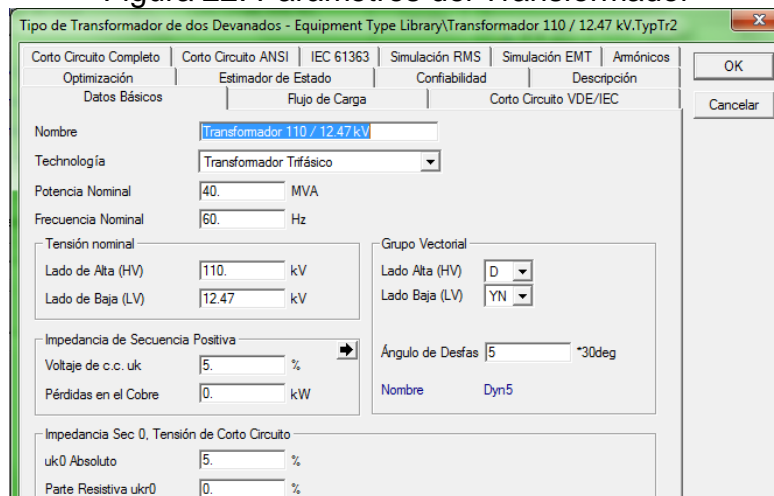


Fuente: Digsilent Power Factory

Para el Transformador

La impedancia de secuencia cero, positiva y negativa, tensión de operación y frecuencia de operación.

Figura 22. Parámetros del Transformador



Fuente: Digsilent Power Factory

Para las Cargas y red externa los datos de entrada son los mismos que para la simulación del modelo clásico.

4.3.1. Flujo de cargas balanceado necesario para realizar la simulación de la falla trifásica en la Barra 4.

Figura 23. Flujo de Cargas Desbalanceado

Cálculo del Flujo de Carga				Elementos Frontera				
AC Flujo de Carga, balanceada, Secuencia Positiva				Adaptación del Modelo automático para convergencia		No		
Ajuste Automático de Taps de Transformadores		No		Máx. error de Flujo de Carga aceptable para				
Considerar Límites de Potencia Reactiva		No		Nodos		1.00 kVA		
				Ecuaciones del Modelo		0.10 %		
				DigSILENT		Proyecto		
				PowerFactory		-----		
				14.0.520		Fecha 11/06/2016		
Red: SistemaMono2		Escenario del Sistema: SistemaMono2		Caso de Estudio: Caso de Estudio		Anexo: / 1		
Nombre	Tipo	Cargab. [%]	Barra	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [Mvar]	Factor Potencia [-]	Corriente [kA]	Corriente [p.u.]
Carga 3	Lod		Barra 3	2.700	1.308	0.90	0.141	1.017
Carga 4	Lod		Barra 4	3.320	2.231	0.83	0.189	1.019
Carga 5	Lod		Barra 5	3.080	1.662	0.88	0.165	1.016
Red Externa	Xnet		Barra 1	9.158	5.459	0.86	0.056	0.006
Línea 23	Lne	20.00	Barra 2	3.729	2.125	0.87	0.200	0.200
			Barra 3	-3.706	-2.079	-0.87	0.200	0.200
Línea 34	Lne	5.97	Barra 3	1.006	0.772	0.79	0.060	0.060
			Barra 4	-1.005	-0.769	-0.79	0.060	0.060
Línea 45	Lne	12.92	Barra 4	-2.315	-1.462	-0.85	0.129	0.129
			Barra 5	2.320	1.471	0.84	0.129	0.129
Línea 52	Lne	29.36	Barra 5	-5.400	-3.134	-0.86	0.294	0.294
			Barra 2	5.430	3.192	0.86	0.294	0.294
Transformador 1	Tr2	26.65	Barra 1	9.158	5.459	0.86	0.056	0.267
			Barra 2	-9.158	-5.317	-0.86	0.494	0.267

Fuente: Digsilent Power Factory

Figura 24. Resultados de Falla Trifásica en la Barra 4.

DigSILENT										Proyecto			
PowerFactory													
14.0.520										Fecha 11/06/2016			
Localiz. falla con alimentadores													
Cálculo de Corto Circuito completo										Corto Circuito Trifásico /			
Duración del Corto Circuito				Impedancia de Falla									
Break Time		0.10 s		Resistencia, Rf		0.00 Ohm							
Tiempo Despeje Falla (Ith)		1.00 s		Reactancia, Xf		0.00 Ohm							
Red: SistemaMono2				Escenario del Sistema: SistemaMono2						Anexo: / 1			
	Vnom.	Voltaje	c-	Sk"	Ik"	Ik'	ip	Ib	ib	Ith			
	[kV]	[kV]	[deg]	Factor	[MVA/MVA]	[kA/kA]	[deg]	[kA]	[deg]	[kA/kA]	[kA]	[kA]	[kA]
Barra 4	12.47	0.00	0.00	1.00	323.20 MVA	14.96 kA	135.4	14.96	135.4	30.62 kA	14.96	21.16	15.04
Línea 34	Barra 3				127.51 MVA	5.90 kA	-44.6	5.90	-44.6	12.08 kA			
Línea 45	Barra 5				195.69 MVA	9.06 kA	-44.6	9.06	-44.6	18.54 kA			
Carga 4					0.00 MVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.0	0.00 kA			

Fuente: Digsilent Power Factory

4.3.2. Flujo de carga desbalanceado necesario para simular las Fallas Monofásica, Bifásica y Bifásica a tierra.

Figura 25. Flujo de Carga desbalanceado

Cálculo del Flujo de Carga				Elementos Frontera				
AC Flujo de Carga, desbalanceada, Trifásica (ABC)		Adaptación del Modelo automático para convergencia		No				
Ajuste Automático de Taps de Transformadores		Máx. error de Flujo de Carga aceptable para						
Considerar Límites de Potencia Reactiva		Nodos		1.00 kVA				
		Ecuaciones del Modelo		0.10 %				
		DigSILENT		Proyecto				
		PowerFactory		-----				
		14.0.520		Fecha 11/06/2016				
Red: SistemaMono2		Escenario del Sistema: SistemaMono2		Caso de Estudio: Caso de Estudio				
		Anexo:		/ 1				
Nombre	Tipo	Cargab. [%]	Barra	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [Mvar]	Factor Potencia [-]	Corriente [kA]	[p.u.]
Carga 3	Lod		Barra 3	2.700	1.308	0.90	0.141	1.017
Carga 4	Lod		Barra 4	3.320	2.231	0.83	0.189	1.019
Carga 5	Lod		Barra 5	3.080	1.662	0.88	0.165	1.016
Red Externa	Xnet		Barra 1	9.158	5.459	0.86	0.056	0.006
Línea 23	Lne	20.01	Barra 2	3.729	2.125	0.87	0.200	0.200
			Barra 3	-3.706	-2.079	-0.87	0.200	0.200
Línea 34	Lne	5.97	Barra 3	1.006	0.772	0.79	0.060	0.060
			Barra 4	-1.005	-0.769	-0.79	0.060	0.060
Línea 45	Lne	12.92	Barra 4	-2.315	-1.462	-0.85	0.129	0.129
			Barra 5	2.320	1.471	0.84	0.129	0.129
Línea 52	Lne	29.36	Barra 5	-5.400	-3.134	-0.86	0.294	0.294
			Barra 2	5.430	3.192	0.86	0.294	0.294
Transformador 1	Tr2	26.66	Barra 1	9.158	5.459	0.86	0.056	0.267
			Barra 2	-9.158	-5.317	-0.86	0.494	0.267

Fuente: Digsilent Power Factory

Figura 26. Resultados de Falla Monofásica en la Barra 4.

Localiz. falla con alimentadores													Corto Circuito Monofásico/																									
Cálculo de Corto Circuito completo																																						
Duración del Corto Circuito													Impedancia de Falla																									
Break Time 0.10 s													Resistencia, Rf 0.00 Ohm																									
Tiempo Despeje Falla (Ith) 1.00 s													Reactancia, Xf 0.00 Ohm																									
Red: SistemaMono2													Escenario del Sistema: SistemaMono2													Anexo: / 1												
		Vnom.		Voltage		c-		Sk"		Ik"		Ik'		ip		Ib		ib		EFF																		
		[kV]		[kV]		[deg]		Factor		[MVA/MVA]		[kA/kA]		[deg]		[kA]		[kA/kA]		[kA]		[-]																
Barra 4		A		12.47		0.00		0.00		1.00		92.16 MVA		12.80 kA		135.2		12.80		26.19 kA		12.80		18.10		0.00												
		B		7.64		82.32				0.00 MVA		0.00 kA		0.0		0.00		0.00 kA		0.00		0.00		1.08														
		C		7.61		-24.37				0.00 MVA		0.00 kA		0.0		0.00		0.00 kA		0.00		0.00		1.08														
Línea 34		Barra 3								A		36.36 MVA		5.05 kA		-44.8		5.05		10.33 kA																		
										B		0.47 MVA		0.07 kA		-135.5		0.07		0.13 kA																		
										C		0.47 MVA		0.06 kA		118.7		0.06		0.13 kA																		
Línea 45		Barra 5								A		55.81 MVA		7.75 kA		-44.7		7.75		15.86 kA																		
										B		1.00 MVA		0.14 kA		-129.8		0.14		0.28 kA																		
										C		1.00 MVA		0.14 kA		123.1		0.14		0.28 kA																		
Carga 4										A		0.00 MVA		0.00 kA		0.0		0.00		0.00 kA																		
										B		1.47 MVA		0.20 kA		48.4		0.20		0.42 kA																		
										C		1.46 MVA		0.20 kA		-58.3		0.20		0.42 kA																		

Fuente: Digsilent Power Factory

Figura 27. Resultados de Falla Bifásica en la Barra 4.

										DIGSILENT	Proyecto
										PowerFactory	
										14.0.520	Fecha 11/06/2016
Localiz. falla con alimentadores											
Cálculo de Corto Circuito completo										Corto Circuito Bifásico /	
Duración del Corto Circuito										Impedancia de Falla	
Break Time										0.10 s	Resistencia, Rf
Tiempo Despeje Falla (Ith)										1.00 s	Reactancia, Xf
Red: SistemaMono2 Escenario del Sistema: SistemaMono2										Anexo: / 1	
		Vnom.	Voltaje	c-	Sk"	Ik"	Ik'	ip	Ib	ib	EFF
		[kV]	[kV]	[deg] Factor	[MVA/MVA]	[kA/kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[kA]	[-]
Barra 4	A	12.47	7.07 -151.10	1.00	0.00 MVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA	0.00	1.00
	B		3.53 28.90		93.30 MVA	12.96 kA	45.4	12.96	26.51 kA	12.96	0.00
	C		3.53 28.90		93.30 MVA	12.96 kA	-134.6	12.96	26.51 kA	12.96	0.00
Línea 34	Barra 3				A	0.43 MVA	0.06 kA	-8.5	0.06	0.12 kA	
					B	36.93 MVA	5.13 kA	-134.9	5.13	10.50 kA	
					C	36.68 MVA	5.09 kA	45.6	5.09	10.42 kA	
Línea 45	Barra 5				A	0.93 MVA	0.13 kA	-3.4	0.13	0.26 kA	
					B	56.80 MVA	7.89 kA	-134.9	7.89	16.14 kA	
					C	56.19 MVA	7.80 kA	45.8	7.80	15.97 kA	

Fuente: Digsilent Power Factory

Figura 28. Resultados de Falla Bifásica a tierra en la Barra 4.

										DIGSILENT	Proyecto
										PowerFactory	
										14.0.520	Fecha 11/06/2016
Localiz. falla con alimentadores											
Cálculo de Corto Circuito completo										Corto Circuito Bifásico a tierra	
Duración del Corto Circuito										Impedancia de Falla	
Break Time										0.10 s	Resistencia, Rf
Tiempo Despeje Falla (Ith)										1.00 s	Reactancia, Xf
Red: SistemaMono2 Escenario del Sistema: SistemaMono2										Anexo: / 1	
		Vnom.	Voltaje	c-	Sk"	Ik"	Ik'	ip	Ib	ib	EFF
		[kV]	[kV]	[deg] Factor	[MVA/MVA]	[kA/kA]	[deg]	[kA]	[kA]	[kA]	[-]
Barra 4	A	12.47	7.96 -151.01	1.00	0.00 MVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA	0.00	1.13
	B		0.00 -120.00		101.44 MVA	14.09 kA	22.0	14.09	28.83 kA	14.09	0.00
	C		0.00 120.00		101.79 MVA	14.14 kA	-111.3	14.14	28.93 kA	14.14	0.00
Línea 34	Barra 3				A	0.49 MVA	0.07 kA	-8.4	0.07	0.14 kA	
					B	40.01 MVA	5.56 kA	-158.0	5.56	11.37 kA	
					C	40.16 MVA	5.58 kA	68.7	5.58	11.41 kA	
Línea 45	Barra 5				A	1.04 MVA	0.14 kA	-3.3	0.14	0.30 kA	
					B	61.42 MVA	8.53 kA	-158.0	8.53	17.46 kA	
					C	61.63 MVA	8.56 kA	68.7	8.56	17.51 kA	
Carga 4					A	1.53 MVA	0.21 kA	175.1	0.21	0.43 kA	
					B	0.00 MVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA	
					C	0.00 MVA	0.00 kA	0.0	0.00	0.00 kA	

Fuente: Digsilent Power Factory

4.4.COMPARACIÓN DE LOS MODELOS CLÁSICO Y DE COMPONENTES SIMÉTRICAS

Para la comparación de los datos usamos la siguiente formula

$$\% \text{ DIF} = \left[\frac{((\text{Resultado Modelo Clasico}) - (\text{Resultado Modelo de Componentes Simetricas}))}{(\text{Resultado Modelo Calsico})} \right] * 100. \quad (2)$$

Presentamos en la siguiente tabla las diferencias máxima por ciento para los flujos de corriente en las diferentes fallas simuladas en la barra 4.

Tabla 1. Comparación Falla Monofásica en la fase a en la Barra 4

Falla Monofásica en la fase a en la Barra 4				
elemento	fase	Resultados modelo clásico Zabc Ik" (kA)	Resultados modelo Componentes de Secuencia Z012 Ik" (kA)	% DIF = [(Resultado Clásico - (Resultado Componentes de Secuencia)) / (Resultado Clásico)] x 100.
Barra 4	a	12,80	18,90	-47,66
	b	0,00	0,00	0,00
	c	0,00	0,00	0,00
Línea 34	a	5,05	7,47	-47,92
	b	0,07	0,10	-42,86
	c	0,06	0,08	-33,33
Línea 45	a	7,75	11,43	-47,48
	b	0,14	0,11	21,43
	c	0,14	0,18	-28,57
Carga 4	a	0,00	0,00	0,00
	b	0,20	0,21	-5,00
	c	0,20	0,20	0,00

Tabla 2. Comparación Falla Trifásica en la Barra 4

Falla Trifásica en la Barra 4				
elemento		Resultados modelo clásico Zabc Ik" (kA)	Resultados modelo Componentes de Secuencia Z012 Ik" (kA)	% DIF = [(Resultado Clásico - (Resultado Componentes de Secuencia)) / (Resultado Clásico)] x 100.
Barra 4		14,96	21,72	-45,19
Línea 34		5,90	8,57	-45,25
Línea 45		9,06	13,15	-45,14
Carga 4		0,00	0	0,00

Tabla 3. Comparación Falla Bifásica en la Barra 4

Falla Bifásica en la Barra 4				
elemento	fase	Resultados modelo clásico Zabc Ik" (kA)	Resultados modelo Componentes de Secuencia Z012 Ik" (kA)	% DIF = [(Resultado Clásico - (Resultado Componentes de Secuencia)) / (Resultado Clásico)] x 100.
Barra 4	a	0,00	0,00	0,00
	b	12,96	18,85	-45,45
	c	12,96	18,85	-45,45
Línea 34	a	0,06	0,09	-50,00
	b	5,13	7,46	-45,42
	c	5,09	7,48	-46,95
Línea 45	a	0,13	0,16	-23,08
	b	7,89	11,44	-44,99
	c	7,80	11,32	-45,13
Carga 4	a	0,19	0,19	0,00
	b	0,09	0,09	0,00
	c	0,09	0,09	0,00

Tabla 4. Comparación Falla Bifásica a Tierra en la Barra 4

Falla Bifásica a Tierra en la Barra 4				
elemento	fase	Resultados modelo clásico Zabc Ik" (kA)	Resultados modelo Componentes de Secuencia Z012 Ik" (kA)	% DIF = [(Resultado Clásico - (Resultado Componentes de Secuencia)) / (Resultado Clásico)] x 100.
Barra 4	a	0,00	0,00	0,00
	b	14,09	19,96	-41,66
	c	14,14	21,23	-50,14
Línea 34	a	0,07	0,06	14,29
	b	5,56	7,82	-40,65
	c	5,58	8,44	-51,25
Línea 45	a	0,14	0,20	-42,86
	b	8,53	12,14	-42,32
	c	8,56	12,78	-49,30
Carga 4	a	0,21	0,21	0,00
	b	0,00	0,00	0,00
	c	0,00	0,00	0,00

Análisis comparativo de los métodos utilizados

- Los porcentajes hallados en las tablas comparativas se calculan respecto del modelo clásico que no considera la transposición del sistema, y se toma como referencia ya que las líneas de distribución generalmente no son transpuestas, por lo tanto es el cálculo que mas se acerca a la realidad.
- Los valores de las corrientes de cortocircuito usando las componentes simétricas de los elementos que conforman el sistema de distribución no radial son mas grandes que las corrientes de cortocircuito halladas con el modelo clásico en su mayoría entre 40% y 50% aproximadamente. Esto debido a la suposición de que la línea es transpuesta en el método de componentes simétricas, lo que no sucede en la realidad en la instalación de líneas de distribución.
- Las corrientes de cortocircuito que tiene una diferencia porcentual entre 10% y 40 % son corrientes en las fases donde no ocurre la falla, por lo tanto son corrientes pequeñas comparadas con las fases o fase en cortocircuito.
- El método de componentes simétricas sin considerar transposición, se convierte en tres sistemas trifásicos, ósea tendríamos tres sistemas por cada secuencia, en otras palabras el nivel de dificultad es mayor y por otra parte si consideramos trasposición entonces los resultados tendrían un error entre el 40% y 50%.
- En consecuencia este análisis arroja como resultado:
 - El cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas de distribución al no ser transpuesto se recomienda se haga usando el modelo clásico, a diferencia en los sistemas de transmisión donde las fases en una línea trifásica se transponen la recomendación es usar el método de componentes simétricas.
 - Para sistemas de generación distribuida donde la generación esta cerca a los usuarios y solo se utilizan líneas cortas en donde no se realiza la transposición este análisis es conveniente para lograr el cálculo mas preciso de las corrientes de cortocircuito.

5. CONCLUSIONES

- El modelo más adecuado para aplicar en este sistema de distribución es el modelo clásico el cual tiene en cuenta que el sistema no es transpuesto a diferencia del modelo de componentes simétricas en el cual se debe utilizar un aproximado sacando el promedio de las impedancias propias y mutuas para ingresar los datos a el Digsilent.
- Con la transposición de las líneas eléctricas en los sistemas de potencia se logra equilibrar los efectos de la inducción que se producen entre las fases el neutro, estos efectos se modelan por medio de las impedancias mutuas las cuales para este ejemplo no radial tiene efectos disminuyendo la magnitud de la corriente de cortocircuito.
- El modelo de componentes simétricas es útil cuando se realiza la transposición de las fases en los sistemas de potencia debió a que los efectos por los acoplamientos mutuos por inducción son iguales en todas las líneas, esto produce una matriz de fase simétrica y una matriz de secuencia cero, positiva y negativa diagonal, un resultado muy conveniente para que el análisis se realice en sistemas balanceados desacoplados. Ventaja que no es útil en sistemas de distribución ya que no se transponen.
- Cuando no se realiza transposición el modelo de componentes simétricas parte de una matriz de fase no simétrica, y en consecuencia una matriz de secuencia cero positiva y negativa no diagonal con impedancias diferentes de cero fuera de su diagonal, dando como resultado un sistema trifásico compuesto por tres sistemas con tres fases en cada secuencia, y esto no es conveniente ya que se tendrían que analizar tres sistemas aumentando el nivel de dificultad y tiempo de análisis.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] GRAINGER, John J.; STEVENSON JR, William D. *Análisis de Sistemas de Potencia*. Primera edición. Mc Graw Hill, 1996. Págs. 392 – 440.
- [2] FORTESCUE C.L., *Method of Symetrical Coordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks (Método de las coordenadas simétricas aplicado a la solución de redes polifásicas)*, Trans. AIEE, vol. 37, 1918. Pags. 1 027 – 1 140.
- [3] ANDERSON Paul M., *Analysis of fauted power system*. IEEE PRESS Power system Engineering. Series Editor, 1995. Pags 71 – 145.
- [4] MURARI Mohan Saha Y JAN IZYKOWSKI Eugeniusz Rosolowski, *Fault Location on Power Networks*. Springer-Verlag London Limited 2010. Cap. 3.
- [5] WAGNER C. F. and EVANS R. D. *Symmetrical Components*. McGraw-Hill, New York, 1933.
- [6] CLARKE. *Circuit Analysis of AC Power System*, 2 Vol. General Electric Co., Schenectady, N. Y., 1950.
- [7] KIMBARK, E. W. *Power System Stability*, vol 1. Elements of stability calculations. Willey, New York, 1948.
- [8] HALPING Mark y leonard I. Grigsby artículo: *fault analysis of multi-phase unbalanced non radial power distribution systems*; publicado en: IEEE transactions on industry applications, vol. 31, no. 3, mayo/junio de 1995.

BIBLIOGRAFÍA

GRAINGER, John J.; STEVENSON JR, William D. *Análisis de Sistemas de Potencia*. Primera edición. Mc Graw Hill, 1996. Págs. 392 – 440.

FORTESCUE C.L., *Method of Symmetrical Coordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks (Método de las coordenadas simétricas aplicado a la solución de redes polifásicas)*, Trans. AIEE, vol. 37, 1918. Págs. 1 027 – 1 140.

ANDERSON Paul M., *Analysis of fauted power system*. IEEE PRESS Power system Engineering. Series Editor, 1995. Págs 71 – 145.

MURARI Mohan Saha Y JAN IZYKOWSKI Eugeniusz Rosolowski, *Fault Location on Power Networks*. Springer-Verlag London Limited 2010. Cap. 3.

WAGNER C. F. and EVANS R. D. *Symmetrical Components*. McGraw-Hill, New York, 1933.

CLARKE. *Circuit Analysis of AC Power System*, 2 Vol. General Electric Co., Schenectady, N. Y., 1950.

KIMBARK, E. W. *Power System Stability*, vol 1. Elements of stability calculations. Willey, New York, 1948.

HALPING Mark y leonard I. Grigsby artículo: *fault analysis of multi-phase unbalanced non radial power distribution systems*; publicado en: IEEE transactions on industry applications, vol. 31, no. 3, mayo/junio de 1995.

ANEXOS

ANEXO A.

Características de los conductores de cobre, estirado en frío. 97,3 porcentaje de conductividad. [3]

Table B.4. Characteristics of Copper Conductors, Hard Drawn, 97.3 Percent Conductivity

Size of Conductor		Number of Strands	Diameter of Individual Strand, Inches	Outside Diameter, Inches	Breaking Strength, Pounds	Weight, Pounds per Mile	Approx. Current Carrying Capacity*, Amps	Geometric Mean Radius at 60 Cycles, Feet	R_a Resistance, Ohms per Conductor per Mile		X_L Inductive Reactance, Ohms per Conductor per Mile at 1 Ft. Spacing		X_C Shunt Capacitive Reactance, Megohms per Conductor per Mile at 1 Ft. Spacing									
Circular Mils	A.W.G. or B. & S.								25°C. (77°F.)		50°C. (122°F.)		25		50		60					
									d-c		d-c		cycles		cycles		cycles					
1 000 000	...	37	0.1644	1.151	43 830	16 300	1 300	0.0368	0.0585	0.0594	0.0620	0.0634	0.0640	0.0648	0.0672	0.0685	0.1666	0.333	0.400	0.216	0.1081	0.0901
900 000	...	37	0.1564	1.092	39 510	14 870	1 220	0.0349	0.0650	0.0658	0.0682	0.0695	0.0711	0.0715	0.0740	0.0752	0.1693	0.339	0.406	0.220	0.1090	0.0916
800 000	...	37	0.1470	1.029	35 120	13 040	1 130	0.0329	0.0731	0.0739	0.0760	0.0772	0.0800	0.0809	0.0826	0.0837	0.1722	0.344	0.413	0.224	0.1121	0.0934
750 000	...	37	0.1424	0.997	33 400	12 230	1 090	0.0319	0.0780	0.0787	0.0807	0.0818	0.0853	0.0859	0.0878	0.0888	0.1739	0.348	0.417	0.226	0.1132	0.0943
700 000	...	37	0.1375	0.963	31 170	11 410	1 040	0.0308	0.0836	0.0842	0.0861	0.0871	0.0914	0.0920	0.0937	0.0947	0.1759	0.352	0.422	0.229	0.1145	0.0954
600 000	...	37	0.1273	0.891	27 020	9 781	940	0.0285	0.0975	0.0981	0.0997	0.1006	0.1060	0.1071	0.1086	0.1095	0.1799	0.360	0.432	0.235	0.1173	0.0977
500 000	...	37	0.1162	0.814	22 510	8 151	840	0.0260	0.1170	0.1175	0.1188	0.1196	0.1280	0.1283	0.1296	0.1301	0.1845	0.369	0.443	0.241	0.1205	0.1004
500 000	...	19	0.1622	0.811	21 590	8 151	840	0.0256	0.1170	0.1175	0.1188	0.1196	0.1280	0.1283	0.1296	0.1303	0.1853	0.371	0.445	0.241	0.1206	0.1005
450 000	...	19	0.1539	0.770	19 750	7 336	780	0.0243	0.1300	0.1304	0.1316	0.1323	0.1422	0.1426	0.1437	0.1443	0.1879	0.376	0.451	0.245	0.1224	0.1020
400 000	...	19	0.1451	0.726	17 560	6 521	730	0.0229	0.1462	0.1466	0.1477	0.1484	0.1600	0.1603	0.1613	0.1619	0.1909	0.382	0.458	0.249	0.1245	0.1038
350 000	...	19	0.1357	0.679	15 590	5 706	670	0.0214	0.1671	0.1675	0.1684	0.1690	0.1828	0.1831	0.1840	0.1845	0.1943	0.389	0.466	0.254	0.1269	0.1058
350 000	...	12	0.1706	0.710	15 140	5 706	670	0.0225	0.1671	0.1675	0.1684	0.1690	0.1828	0.1831	0.1840	0.1845	0.1918	0.384	0.460	0.251	0.1253	0.1044
300 000	...	19	0.1257	0.629	13 510	4 891	610	0.01987	0.1950	0.1953	0.1961	0.1966	0.213	0.214	0.214	0.215	0.1982	0.396	0.476	0.259	0.1296	0.1080
300 000	...	12	0.1581	0.657	13 170	4 891	610	0.0208	0.1950	0.1953	0.1961	0.1966	0.213	0.214	0.214	0.215	0.1957	0.392	0.470	0.256	0.1281	0.1068
250 000	...	19	0.1147	0.574	11 360	4 076	540	0.01813	0.234	0.234	0.235	0.235	0.256	0.256	0.257	0.257	0.203	0.406	0.487	0.266	0.1329	0.1108
250 000	...	12	0.1443	0.600	11 130	4 076	540	0.01902	0.234	0.234	0.235	0.235	0.256	0.256	0.257	0.257	0.200	0.401	0.481	0.263	0.1313	0.1094
211 600	4/0	19	0.1055	0.528	9 617	3 450	480	0.01668	0.276	0.277	0.277	0.278	0.302	0.303	0.303	0.303	0.207	0.414	0.497	0.272	0.1359	0.1132
211 600	4/0	12	0.1328	0.552	9 483	3 450	480	0.01750	0.276	0.277	0.277	0.278	0.302	0.303	0.303	0.303	0.205	0.409	0.491	0.269	0.1343	0.1119
211 600	4/0	7	0.1739	0.522	9 154	3 450	480	0.01579	0.276	0.277	0.277	0.278	0.302	0.303	0.303	0.303	0.210	0.420	0.503	0.273	0.1363	0.1136
167 800	3/0	12	0.1183	0.492	7 556	2 736	420	0.01559	0.349	0.349	0.349	0.350	0.381	0.381	0.382	0.382	0.210	0.421	0.505	0.277	0.1384	0.1153
167 800	3/0	7	0.1548	0.464	7 366	2 736	420	0.01404	0.349	0.349	0.349	0.350	0.381	0.381	0.382	0.382	0.216	0.431	0.518	0.281	0.1405	0.1171
133 100	2/0	7	0.1379	0.414	5 926	2 170	360	0.01252	0.440	0.440	0.440	0.440	0.481	0.481	0.481	0.481	0.222	0.443	0.532	0.289	0.1445	0.1205
105 500	1/0	7	0.1228	0.368	4 752	1 720	310	0.01113	0.555	0.555	0.555	0.555	0.606	0.607	0.607	0.607	0.227	0.455	0.546	0.298	0.1488	0.1240
83 690	1	7	0.1093	0.328	3 804	1 364	270	0.00992	0.699	0.699	0.699	0.699	0.765	0.765	0.765	0.765	0.233	0.467	0.560	0.306	0.1528	0.1274
83 690	1	3	0.1670	0.360	3 620	1 351	270	0.01016	0.692	0.692	0.692	0.692	0.757	0.757	0.757	0.757	0.232	0.464	0.557	0.299	0.1493	0.1246
66 370	2	7	0.0974	0.292	3 015	1 082	230	0.00883	0.881	0.882	0.882	0.882	0.964	0.964	0.964	0.964	0.239	0.478	0.574	0.314	0.1570	0.1308
66 370	2	3	0.1487	0.320	2 913	1 071	240	0.00903	0.871	0.871	0.871	0.871	0.955	0.955	0.955	0.955	0.238	0.476	0.571	0.307	0.1537	0.1281
66 370	2	1	...	0.258	3 003	1 061	220	0.00836	0.864	0.864	0.864	0.864	0.945	0.945	0.945	0.945	0.242	0.484	0.581	0.323	0.1614	0.1345
52 630	3	7	0.0867	0.260	2 433	858	200	0.00787	1.112	1.112	1.112	1.112	1.216	1.216	1.216	1.216	0.245	0.490	0.588	0.322	0.1611	0.1343
52 630	3	3	0.1325	0.285	2 359	850	200	0.00805	1.101	1.101	1.101	1.101	1.204	1.204	1.204	1.204	0.244	0.488	0.585	0.316	0.1578	0.1315
52 630	3	1	...	0.229	2 439	841	190	0.00745	1.090	1.090	1.090	1.090	1.192	1.192	1.192	1.192	0.248	0.496	0.595	0.331	0.1658	0.1380
41 740	4	3	0.1180	0.254	1 879	674	180	0.00717	1.388	1.388	1.388	1.388	1.518	1.518	1.518	1.518	0.250	0.499	0.599	0.324	0.1619	0.1349
41 740	4	1	...	0.204	1 970	667	170	0.00663	1.374	1.374	1.374	1.374	1.503	1.503	1.503	1.503	0.254	0.507	0.609	0.339	0.1697	0.1415
33 100	5	3	0.1050	0.225	1 505	534	150	0.00638	1.750	1.750	1.750	1.750	1.914	1.914	1.914	1.914	0.256	0.511	0.613	0.332	0.1661	0.1384
33 100	5	1	...	0.1819	1 591	529	140	0.00590	1.733	1.733	1.733	1.733	1.895	1.895	1.895	1.895	0.260	0.519	0.623	0.348	0.1738	0.1449
26 250	6	3	0.0935	0.201	1 205	424	130	0.00568	2.21	2.21	2.21	2.21	2.41	2.41	2.41	2.41	0.262	0.523	0.628	0.341	0.1703	0.1419
26 250	6	1	...	0.1620	1 280	420	120	0.00526	2.18	2.18	2.18	2.18	2.39	2.39	2.39	2.39	0.265	0.531	0.637	0.356	0.1779	0.1483
20 820	7	1	...	0.1443	1 030	333	110	0.00468	2.75	2.75	2.75	2.75	3.01	3.01	3.01	3.01	0.271	0.542	0.651	0.364	0.1821	0.1517
16 510	8	1	...	0.1285	826	264	90	0.00417	3.47	3.47	3.47	3.47	3.80	3.80	3.80	3.80	0.277	0.554	0.665	0.372	0.1862	0.1552

* For conductor at 75°C., air at 25°C., wind 1.4 miles per hour (2 ft/sec), frequency=60 cycles.

Fuente: [3] PAUL M. ANDERSON

Características de los conductores de aluminio, estirado en frío. 61 porcentaje de conductividad. [3]

Table B.7. Characteristics of Aluminum Conductors, Hard Drawn, 61 Percent Conductivity
(Aluminum Company of America)



Size of Conductor Circular Mils or A. W. G.	No. of Strands	Diameter of Individual Strands Inches	Outside Diameter Inches	Ultimate Strength Pounds	Weight Pounds Per Mile	Geometric Mean Radius at 60 Cycles Feet	Approx. Current Carrying Capacity* Amps	Resistance Ohms per Conductor per Mile								Inductive Reactance Ohms per Conductor per Mile at 1 Ft. Spacing			Shunt Capacitive Reactance Megohms per Conductor per Mile at 1 Ft. Spacing		
								25°C (77°F)				50°C (122°F)				25 cycles	50 cycles	60 cycles	25 cycles	50 cycles	60 cycles
								d-c	25 cycles	50 cycles	60 cycles	d-c	25 cycles	50 cycles	60 cycles						
6	7	0.0612	0.184	528	130	0.00556	100	3.56	3.56	3.56	3.56	3.91	3.91	3.91	3.91	0.2626	0.5251	0.6301	0.3468	0.1734	0.1445
4	7	0.0772	0.232	826	207	0.00700	134	2.24	2.24	2.24	2.24	2.46	2.46	2.46	2.46	0.2509	0.5017	0.6201	0.3302	0.1651	0.1376
3	7	0.0867	0.260	1022	261	0.00787	155	1.77	1.77	1.77	1.77	1.95	1.95	1.95	1.95	0.2450	0.4899	0.5879	0.3221	0.1610	0.1342
2	7	0.0974	0.292	1266	329	0.00883	180	1.41	1.41	1.41	1.41	1.55	1.55	1.55	1.55	0.2391	0.4782	0.5739	0.3139	0.1570	0.1308
1	7	0.1094	0.328	1517	414	0.00992	209	1.12	1.12	1.12	1.12	1.23	1.23	1.23	1.23	0.2333	0.4665	0.5598	0.3055	0.1528	0.1273
1/0	7	0.1228	0.368	1865	523	0.01113	242	0.885	0.885	0.885	0.885	0.973	0.973	0.973	0.973	0.2264	0.4528	0.5434	0.2976	0.1488	0.1240
1/0	19	0.0745	0.373	2090	523	0.01177	244	0.885	0.885	0.885	0.885	0.973	0.973	0.973	0.973	0.2246	0.4492	0.5391	0.2964	0.1462	0.1235
2/0	7	0.1379	0.414	2350	659	0.01251	282	0.702	0.702	0.702	0.702	0.771	0.771	0.771	0.771	0.2216	0.4431	0.5317	0.2890	0.1445	0.1204
2/0	19	0.0837	0.419	2586	659	0.01321	283	0.702	0.702	0.702	0.702	0.771	0.771	0.771	0.771	0.2188	0.4378	0.5251	0.2882	0.1441	0.1201
3/0	7	0.1548	0.464	2845	832	0.01404	327	0.557	0.557	0.557	0.557	0.612	0.612	0.612	0.612	0.2157	0.4314	0.5177	0.2810	0.1405	0.1171
3/0	19	0.0940	0.470	3200	832	0.01483	328	0.557	0.557	0.557	0.557	0.612	0.612	0.612	0.612	0.2129	0.4258	0.5110	0.2801	0.1400	0.1167
4/0	7	0.1739	0.522	3590	1049	0.01577	380	0.441	0.441	0.441	0.441	0.485	0.485	0.485	0.485	0.2099	0.4196	0.5036	0.2726	0.1363	0.1136
4/0	19	0.1055	0.528	3890	1049	0.01666	381	0.441	0.441	0.441	0.441	0.485	0.485	0.485	0.485	0.2071	0.4141	0.4989	0.2717	0.1358	0.1132
250 000	37	0.0822	0.575	4860	1239	0.01841	425	0.374	0.374	0.374	0.374	0.411	0.411	0.411	0.411	0.2020	0.4040	0.4848	0.2657	0.1328	0.1107
266 800	7	0.1953	0.586	4525	1322	0.01771	441	0.350	0.350	0.350	0.351	0.385	0.385	0.385	0.386	0.2040	0.4079	0.4895	0.2642	0.1321	0.1101
266 800	37	0.0849	0.594	5180	1322	0.01902	443	0.350	0.350	0.350	0.351	0.385	0.385	0.385	0.386	0.2004	0.4007	0.4809	0.2633	0.1316	0.1097
300 000	19	0.1257	0.629	5300	1487	0.01983	478	0.311	0.311	0.311	0.312	0.342	0.342	0.342	0.343	0.1983	0.3965	0.4758	0.2592	0.1296	0.1080
300 000	37	0.0900	0.630	5830	1487	0.02017	478	0.311	0.311	0.311	0.312	0.342	0.342	0.342	0.343	0.1974	0.3947	0.4737	0.2582	0.1296	0.1080
336 400	19	0.1331	0.666	5940	1667	0.02100	514	0.278	0.278	0.278	0.279	0.306	0.306	0.306	0.307	0.1953	0.3907	0.4688	0.2551	0.1276	0.1063
336 400	37	0.0954	0.668	6400	1667	0.02135	514	0.278	0.278	0.278	0.279	0.306	0.306	0.306	0.307	0.1945	0.3890	0.4668	0.2549	0.1274	0.1062
350 000	37	0.0973	0.681	6680	1735	0.02178	528	0.267	0.267	0.267	0.268	0.294	0.294	0.294	0.295	0.1935	0.3870	0.4644	0.2537	0.1268	0.1057
397 500	19	0.1447	0.724	6880	1967	0.02283	575	0.235	0.235	0.235	0.236	0.258	0.258	0.258	0.259	0.1911	0.3822	0.4587	0.2491	0.1246	0.1038
477 000	19	0.1585	0.793	8090	2364	0.02501	646	0.196	0.196	0.196	0.198	0.215	0.215	0.215	0.216	0.1865	0.3730	0.4476	0.2429	0.1214	0.1012
500 000	19	0.1623	0.812	8475	2478	0.02560	664	0.187	0.187	0.187	0.189	0.206	0.206	0.206	0.208	0.1853	0.3707	0.4448	0.2412	0.1205	0.1005
500 000	37	0.1162	0.813	9010	2478	0.02603	664	0.187	0.187	0.187	0.189	0.206	0.206	0.206	0.208	0.1845	0.3689	0.4427	0.2410	0.1205	0.1004
556 500	19	0.1711	0.856	9440	2758	0.02701	710	0.168	0.168	0.168	0.170	0.185	0.185	0.185	0.187	0.1826	0.3652	0.4383	0.2374	0.1187	0.0989
636 000	37	0.1311	0.918	11240	3152	0.02936	776	0.147	0.147	0.147	0.149	0.162	0.162	0.162	0.163	0.1785	0.3569	0.4283	0.2323	0.1162	0.0968
715 500	37	0.1391	0.974	12640	3546	0.03114	817	0.137	0.137	0.137	0.139	0.144	0.144	0.144	0.145	0.1754	0.3508	0.4210	0.2282	0.1144	0.0951
750 000	37	0.1424	0.997	12980	3717	0.03188	864	0.125	0.125	0.125	0.127	0.137	0.137	0.137	0.138	0.1743	0.3485	0.4182	0.2266	0.1133	0.0944
750 000	61	0.1109	0.998	13510	3717	0.03211	864	0.125	0.125	0.125	0.127	0.137	0.137	0.137	0.139	0.1739	0.3477	0.4173	0.2263	0.1132	0.0943
795 000	37	0.1466	1.026	13770	3940	0.03283	897	0.117	0.117	0.117	0.119	0.129	0.129	0.129	0.131	0.1728	0.3455	0.4146	0.2244	0.1122	0.0935
874 500	37	0.1538	1.077	14830	4334	0.03443	949	0.107	0.107	0.107	0.109	0.118	0.118	0.118	0.121	0.1703	0.3407	0.4088	0.2210	0.1105	0.0921
954 000	37	0.1606	1.024	16180	4728	0.03596	1000	0.0979	0.0979	0.0979	0.100	0.108	0.108	0.108	0.111	0.1682	0.3363	0.4036	0.2179	0.1090	0.0908
1 000 000	61	0.1280	1.152	17670	4956	0.03707	1030	0.0934	0.0934	0.0934	0.0956	0.103	0.103	0.103	0.106	0.1666	0.3332	0.3998	0.2162	0.1081	0.0901
1 000 000	91	0.1048	1.153	18380	4956	0.03720	1030	0.0934	0.0934	0.0934	0.0956	0.103	0.103	0.103	0.106	0.1664	0.3328	0.3994	0.2160	0.1080	0.0900
1 033 500	37	0.1672	1.170	18260	5122	0.03743	1050	0.0904	0.0904	0.0904	0.0927	0.0994	0.0994	0.0994	0.102	0.1661	0.3322	0.3987	0.2150	0.1075	0.0896
1 113 000	61	0.1351	1.216	19660	5517	0.03910	1110	0.0839	0.0839	0.0839	0.0871	0.0922	0.0922	0.0922	0.0954	0.1639	0.3275	0.3934	0.2124	0.1062	0.0885
1 192 500	61	0.1398	1.258	21000	5908	0.04048	1160	0.0783	0.0783	0.0783	0.0821	0.0860	0.0860	0.0860	0.0895	0.1622	0.3243	0.3892	0.2100	0.1050	0.0875
1 192 500	91	0.1145	1.259	21400	5908	0.04062	1160	0.0783	0.0783	0.0783	0.0821	0.0860	0.0860	0.0860	0.0895	0.1620	0.3240	0.3888	0.2098	0.1049	0.0874
1 272 000	61	0.1444	1.300	22000	6299	0.04180	1210	0.0734	0.0734	0.0734	0.0774	0.0806	0.0806	0.0806	0.0843	0.1606	0.3211	0.3853	0.2076	0.1038	0.0865
1 351 500	61	0.1489	1.340	23400	6700	0.04309	1250	0.0691	0.0691	0.0691	0.0721	0.0750	0.0750	0.0750	0.0787	0.1590	0.3180	0.3816	0.2054	0.1027	0.0856
1 431 000	61	0.1532	1.379	24300	7091	0.04434	1300	0.0653	0.0653	0.0653	0.0687	0.0718	0.0718	0.0718	0.0759	0.1575	0.3152	0.3782	0.2033	0.1016	0.0847
1 510 500	61	0.1574	1.417	25600	7487	0.04556	1320	0.0618	0.0618	0.0618	0.0651	0.0685	0.0685	0.0685	0.0722	0.1562	0.3123	0.3748	0.2014	0.1007	0.0839
1 590 000	61	0.1615	1.454	27000	7883	0.04674	1380	0.0587	0.0587	0.0587	0.0622	0.0654	0.0654	0.0654	0.0690	0.1549	0.3098	0.3718	0.1997	0.0998	0.0832
1 590 000	91	0.1322	1.454	28100	7883	0.04691	1380	0.0587	0.0587	0.0587	0.0622	0.0654	0.0654	0.0654	0.0690	0.1547	0.3094	0.3713	0.1997	0.0998	0.0832

*For conductor at 75°C, wind 1.4 miles per hour (2 ft/sec), frequency = 60 cycles.

Fuente: [3] PAUL M. ANDERSON

ANEXO B.

Código en Matlab del Ejemplo no radial

```
clc
disp('DATOS DEL EJEMPLO NO RADIAL')
Dan=2.6;
Dbn=1.7;
Dcn=Dbn;
Dab=1.77;
Dbc=2.2;
Dac=1.49;
Dapn=Dan;
Dbpn=Dbn;
Dcpn=Dcn;
Dapb=Dab;
Dabp=Dab;
Dapbp=Dab;
Dacp=Dac;
Dapc=Dac;
Dapcp=Dac;
Dbcp=Dbc;
Dbpc=Dbc;
Dbpcp=Dbc;
Dm=(Dan*Dbn*Dcn*Dab*Dac*Dbc)^(1/6)
Dmab=Dab;
Dmac=Dac;
Dmbc=Dbc;
Dman=Dan;
Dmbn=Dbn;
Dmcn=Dcn;
RMG=(0.02178*0.0003048)%pasa de pies a km
r=0.295*1.60934% pasa de ohm por milla a en ohm por km
w=2*pi*60
```


$rd=9.869 \cdot 10^{-4} \cdot 60\%$ Ohm por km

Dsd=1

Dad=52.8*0.3048%pasa de pies a metros segun tabla 4.2 average damp earth

De=2790*0.3048%pasa de pies a metros segun tabla 4.2 average damp earth

disp('1). CARSON S LINE MATRIZ PRIMITIVA POR TRAMO')

disp(' ')

disp('tramo 2-3')

s123=400;% longitud del conductor en m

$X_{123}=0.0002 \cdot ((\log((2 \cdot s_{123})/RMG))-1) \cdot w$;

$Z_{mabp23}=0.0002 \cdot ((\log((2 \cdot s_{123})/D_{mab}))-1) \cdot w \cdot j$;

$Z_{macp23}=0.0002 \cdot ((\log((2 \cdot s_{123})/D_{mac}))-1) \cdot w \cdot j$;

$Z_{mbcp23}=0.0002 \cdot ((\log((2 \cdot s_{123})/D_{mbc}))-1) \cdot w \cdot j$;

$Z_{manp23}=0.0002 \cdot ((\log((2 \cdot s_{123})/D_{man}))-1) \cdot w \cdot j$;

$Z_{mbnp23}=0.0002 \cdot ((\log((2 \cdot s_{123})/D_{mbn}))-1) \cdot w \cdot j$;

$Z_{mcnp23}=0.0002 \cdot ((\log((2 \cdot s_{123})/D_{mcn}))-1) \cdot w \cdot j$;

$Z_{s23}=r+j \cdot X_{123}$;

$Z_{dd23}=rd+j \cdot w \cdot 0.0002 \cdot ((\log((2 \cdot s_{123})/D_{sd}))-1)$;

$Z_{ad23}=j \cdot w \cdot 0.0002 \cdot ((\log((2 \cdot s_{123})/D_{ad}))-1)$;

$Z_{p23}=[Z_{s23}, Z_{mabp23}, Z_{macp23}, Z_{manp23}, Z_{ad23};$

$Z_{mabp23}, Z_{s23}, Z_{mbcp23}, Z_{mbnp23}, Z_{ad23};$

$Z_{macp23}, Z_{mbcp23}, Z_{s23}, Z_{mcnp23}, Z_{ad23};$

$Z_{manp23}, Z_{mbnp23}, Z_{mcnp23}, Z_{s23}, Z_{ad23};$

$Z_{ad23}, Z_{ad23}, Z_{ad23}, Z_{ad23}, Z_{dd23}]$ %Ohm por km

disp('Ohm por km')

disp(' ')

disp('tramo 3-4')

s234=275;% longitud del conductor en m

$X_{234}=0.0002 \cdot ((\log((2 \cdot s_{234})/RMG))-1) \cdot w$;

$Z_{mabp34}=0.0002 \cdot ((\log((2 \cdot s_{234})/D_{mab}))-1) \cdot w \cdot j$;

$Z_{macp34}=0.0002 \cdot ((\log((2 \cdot s_{234})/D_{mac}))-1) \cdot w \cdot j$;

$Z_{mbcp34}=0.0002 \cdot ((\log((2 \cdot s_{234})/D_{mbc}))-1) \cdot w \cdot j$;

$Z_{manp34}=0.0002*((\log((2*s_{234})/D_{man}))-1)*w*j;$

$Z_{mbnp34}=0.0002*((\log((2*s_{234})/D_{mbn}))-1)*w*j;$

$Z_{mcnp34}=0.0002*((\log((2*s_{234})/D_{mcn}))-1)*w*j;$

$Z_{s34}=r*s_{234}+j*X_{234};$

$Z_{dd34}=rd+j*w*0.0002*((\log((2*s_{234})/D_{sd}))-1);$

$Z_{ad34}=j*w*0.0002*((\log((2*s_{234})/D_{ad}))-1);$

$Z_{p34}=[Z_{s34},Z_{mabp34},Z_{macp34},Z_{manp34},Z_{ad34};$

$Z_{mabp34},Z_{s34},Z_{mbcp34},Z_{mbnp34},Z_{ad34};$

$Z_{macp34},Z_{mbcp34},Z_{s34},Z_{mcnp34},Z_{ad34};$

$Z_{manp34},Z_{mbnp34},Z_{mcnp34},Z_{s34},Z_{ad34};$

$Z_{ad34},Z_{ad34},Z_{ad34},Z_{ad34},Z_{dd34}]$ %Ohm por km

disp('Ohm por km')

disp(' ')

disp('tramo 4-5')

$s_{345}=200;$ % longitud del conductor en m

$X_{345}=0.0002*((\log((2*s_{345})/R_{MG}))-1)*w;$

$Z_{mabp45}=0.0002*((\log((2*s_{345})/D_{mab}))-1)*w*j;$

$Z_{macp45}=0.0002*((\log((2*s_{345})/D_{mac}))-1)*w*j;$

$Z_{mbcp45}=0.0002*((\log((2*s_{345})/D_{mbc}))-1)*w*j;$

$Z_{manp45}=0.0002*((\log((2*s_{345})/D_{man}))-1)*w*j;$

$Z_{mbnp45}=0.0002*((\log((2*s_{345})/D_{mbn}))-1)*w*j;$

$Z_{mcnp45}=0.0002*((\log((2*s_{345})/D_{mcn}))-1)*w*j;$

$Z_{s45}=r*s_{345}+j*X_{345};$

$Z_{dd45}=rd+j*w*0.0002*((\log((2*s_{345})/D_{sd}))-1);$

$Z_{ad45}=j*w*0.0002*((\log((2*s_{345})/D_{ad}))-1);$

$Z_{p45}=[Z_{s45},Z_{mabp45},Z_{macp45},Z_{manp45},Z_{ad45};$

$Z_{mabp45},Z_{s45},Z_{mbcp45},Z_{mbnp45},Z_{ad45};$

$Z_{macp45},Z_{mbcp45},Z_{s45},Z_{mcnp45},Z_{ad45};$

$Z_{manp45},Z_{mbnp45},Z_{mcnp45},Z_{s45},Z_{ad45};$

$Z_{ad45},Z_{ad45},Z_{ad45},Z_{ad45},Z_{dd45}]$ %Ohm por km

disp('Ohm por km')

```

disp(' ')
disp('tramo 5-2')
s452=240;% longitud del conductor en m
X452=0.0002*((log((2*s452)/RMG))-1)*w;
Zmabp52=0.0002*((log((2*s452)/Dmab))-1)*w*j;
Zmacp52=0.0002*((log((2*s452)/Dmac))-1)*w*j;
Zmbcp52=0.0002*((log((2*s452)/Dmbc))-1)*w*j;
Zmanp52=0.0002*((log((2*s452)/Dman))-1)*w*j;
Zmbnp52=0.0002*((log((2*s452)/Dmbn))-1)*w*j;
Zmcnp52=0.0002*((log((2*s452)/Dmcn))-1)*w*j;
Zs52=r*s452+j*X452;
Zdd52=rd+j*w*0.0002*((log((2*s452)/Dsd))-1);
Zad52=j*w*0.0002*((log((2*s452)/Dad))-1);

Zp52=[Zs52,Zmabp52,Zmacp52,Zmanp52,Zad52;
      Zmabp52,Zs52,Zmbcp52,Zmbnp52,Zad52;
      Zmacp52,Zmbcp52,Zs52,Zmcnp52,Zad52;
      Zmanp52,Zmbnp52,Zmcnp52,Zs52,Zad52
      Zad52,Zad52,Zad52,Zad52,Zdd52]%Ohm por km
disp('Ohm por km')
disp(' ')

```

disp('2). OPERACIONES ELEMENTALES PARA ELIMINAR EL RETORNO FICTICIO')

```

Zaa=(r+rd)+j*w*0.0002*log(De/RMG)
Zbb=(r+rd)+j*w*0.0002*log(De/RMG)
Zcc=(r+rd)+j*w*0.0002*log(De/RMG)
Znn=(r+rd)+j*w*0.0002*log(De/RMG)
Zab=rd+j*w*0.0002*log(De/Dab)
Zbc=rd+j*w*0.0002*log(De/Dbc)
Zca=rd+j*w*0.0002*log(De/Dac)

```

```
Zan=rd+j*w*0.0002*log(De/Dan)
```

```
Zbn=rd+j*w*0.0002*log(De/Dbn)
```

```
Zcn=rd+j*w*0.0002*log(De/Dcn)
```

```
Zfasexm=[Zaa,Zab,Zca,Zan;
```

```
    Zab,Zbb,Zbc,Zbn;
```

```
    Zca,Zbc,Zcc,Zcn;
```

```
    Zan,Zbn,Zcn,Znn]
```

```
disp('Ohm por km')
```

```
disp(' ')
```

```
disp('3). REDUCCIÓN DE KRON')
```

```
Zfrxm=[(Zaa-((Zan*Zan)/Znn)),(Zab-((Zan*Zbn)/Znn)),(Zca-((Zan*Zcn)/Znn));
```

```
(Zab-((Zan*Zbn)/Znn)),(Zbb-((Zbn*Zbn)/Znn)),(Zbc-((Zbn*Zcn)/Znn));
```

```
(Zca-((Zcn*Zan)/Znn)),(Zbc-((Zbn*Zcn)/Znn)),(Zcc-((Zcn*Zcn)/Znn))]%Ohm por km,
```

```
Z de fase reducida por metro
```

```
disp('Ohm por km')
```

```
disp(' ')
```

```
disp('4). COMPONENTES DE SECUENCIA POR TRAMO - TRANSFORMADOR Y  
CARGAS')
```

```
disp(' ')
```

```
a=1*cos(120*(pi/180))+j*1*sin(120*(pi/180));
```

```
bp=abs(a);
```

```
cp=angle(a)*180/pi;
```

```
A=[1,1,1;
```

```
    1,a^2,a;
```

```
    1,a,a^2];
```

```
Ainv=inv(A);
```

```
disp('Componentes de secuencia para las líneas por km')
```

```
Z012=Ainv*Zfrxm*A%Ohm por km
```

```

disp('Ohm por km')
disp(' ')
disp('tramo 2-3')

$$Z_{fr23} = Z_{frxm} \cdot 0.4$$

disp('Ohm')
disp(' ')
disp('Componentes de secuencia 2-3')

$$Z_{23012} = A_{inv} \cdot Z_{fr23} \cdot A$$

disp('Ohm')

$$Z_{1y2} = (r + j \cdot (0.0754 \cdot \log(Dm/RMG))) \cdot 0.275$$

disp(' ')
disp('tramo 3-4')

$$Z_{fr34} = Z_{frxm} \cdot 0.275$$

disp('Ohm')
disp(' ')
disp('Componentes de secuencia 3-4')

$$Z_{34012} = A_{inv} \cdot Z_{fr34} \cdot A$$

disp('Ohm')
disp(' ')
disp('tramo 4-5')

$$Z_{fr45} = Z_{frxm} \cdot 0.2$$

disp('Ohm')
disp(' ')
disp('Componentes de secuencia 4-5')

$$Z_{45012} = A_{inv} \cdot Z_{fr45} \cdot A$$

disp('Ohm')
disp(' ')
disp('tramo 5-2')

$$Z_{fr52} = Z_{frxm} \cdot 0.24$$

disp('Ohm')
disp(' ')
disp('Componentes de secuencia 5-2')

$$Z_{52012} = A_{inv} \cdot Z_{fr52} \cdot A$$


```

```

disp('Ohm')
disp(' ')
disp('Componentes de secuencia y matriz de fase del Transformador')
Zt=0.05*(40/12.47^2)*j
Zt012=[Zt,0,0;
        0,Zt,0;
        0,0,Zt]
disp('Ohm')
disp(' ')
Ztabc=A*Zt012*Ainv
disp('Ohm')
disp(' ')
disp('Componentes de secuencia y matriz de fase de la Carga L3')
S3=3%MVA
ZL3=(12.47^2/S3)*j
ZL3012=[ZL3,0,0;
        0,ZL3,0;
        0,0,ZL3]
disp('Ohm')
disp(' ')
Ztabc=A*ZL3012*Ainv
disp('Ohm')
disp(' ')
disp('Componentes de secuencia y matriz de fase de la Carga L4')
S4=4%MVA
ZL4=(12.47^2/S4)*j
ZL4012=[ZL4,0,0;
        0,ZL4,0;
        0,0,ZL4]
disp('Ohm')
disp(' ')
Ztabc=A*ZL4012*Ainv
disp('Ohm')

```

```

disp(' ')
disp('Componentes de secuencia y matriz de fase de la Carga L5')
S5=3.5%MVA
ZL5=(12.47^2/S5)*j
ZL5012=[ZL5,0,0;
        0,ZL5,0;
        0,0,ZL5]
disp('Ohm')
disp(' ')
Ztabc=A*ZL5012*Ainv
disp('Ohm')
disp(' ')

```

Codificación realizada por el Autor con Matlab