

Algoritmos de localización de fallas en líneas de transmisión

Ever Benjamín Huerta Leija^A, Ernesto Vázquez Martínez^B,
Gina María Idarraga Ospina^B

^A Posgrado Ingeniería Eléctrica FIME-UANL

^B Profesor Investigador FIME-UANL

evazquezmtz@gmail.com, gidarraga@gmail.com, ever_hl89@hotmail.com

RESUMEN

En este artículo se describen los principales algoritmos de localización de falla en líneas de transmisión que utilizan mediciones de voltaje y corriente de un solo terminal de la línea, se desarrollan las ecuaciones generales de cada algoritmo y se hace un énfasis en los problemas de aplicación que ocasionan errores en la determinación del punto de falla, se analiza el grado de precisión de los algoritmos utilizando un sistema de potencia de dos máquinas simulado en MATLAB, finalmente, se propone una mejora en el algoritmo de reactancia mediante la estimación de algunas mediciones eléctricas en la terminal remota de la línea de transmisión aumentando la precisión del algoritmo.

PALABRAS CLAVES

Localización de falla, resistencia de falla, equivalente Thevenin, línea de transmisión.

ABSTRACT

The principal single-ended fault location algorithms for transmission lines are described in this paper, the general equations of each algorithm are developed and errors in the estimation of fault location are exposed; an analysis of the accuracy of the algorithms is performed using a two machines power system simulated in MATLAB. A new approach of Reactance algorithm is proposed, the accuracy of the algorithm increases by estimation of electrical measurements at the remote end of the line.

KEYWORDS

Fault location, fault resistance, Thevenin equivalent, transmission lines.

INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica hoy en día es una de las principales y más importantes fuente de energía, muchas de nuestras actividades diarias no se llevarían a cabo sin este tipo de energía, el constante aumento en la población y la industrialización han hecho que la demanda de energía aumente considerablemente por lo que se tiene que satisfacer los requerimientos de energía, lo que ha ocasionado un crecimiento en el sistema eléctrico. El proceso de distribución de energía eléctrica comienza desde el punto de generación hasta el punto de consumo que puede ser del tipo industrial, residencial o comercial, por lo general el punto de

generación está alejado de las zonas de consumo debido a esto se tiene que transmitir la energía por grandes distancias; esto trae como consecuencia que se incrementen los niveles de tensión para disminuir las pérdidas en las líneas de transmisión; las grandes distancias recorridas por las líneas y las condiciones de las áreas por donde pasan, la hacen susceptibles a fallas por lo que es muy importante tener un sistema de protección confiable.

Al ocurrir una falla en una línea de transmisión los sistemas de protección deben operar de manera rápida para liberar la falla y evitar así severos daños a los equipos o personal de campo. La determinación precisa del punto donde ocurrió la falla es crítico, ya que de ello depende el tiempo de reparación por parte del personal de mantenimiento, si la ubicación de la falla no es bien estimada, esto se reflejara en un tiempo mayor en que la línea este fuera de servicio, debido al tiempo invertido por el personal para ubicar el punto de falla. Esto es crítico cuando la línea está ubicada en terreno de difícil acceso (montañas, pantanos, etc.). Así mismo el tiempo que la línea este fuera de servicio puede afectar la estabilidad del sistema de potencia si se presentan incrementos en la demanda durante este tiempo.¹

La mayoría de los algoritmos de localización determinan la ubicación de la falla como la impedancia de la línea de transmisión entre la protección y el punto de falla, utilizando los fasores de voltaje y corriente de secuencia positiva, estos algoritmos se dividen en dos tipos:

Algoritmos de un solo terminal, estos algoritmos solo utilizan la información de un extremo de la línea y no requieren información del extremo opuesto. Estos algoritmos tiene un error en la localización de la falla entre un 10 y un 40% de la longitud de la línea.²

Algoritmos de dos o más terminales, estos algoritmos requieren la información del extremo opuesto de la línea protegida lo que aumenta su precisión respecto a los de un solo terminal. Estos algoritmos requieren de facilidades de comunicación para intercambiar información entre las terminales de la línea. El error de este tipo de algoritmos es menor al 5%.³

Existen otras técnicas de localización de falla que además de utilizar los fasores de secuencia

positiva utilizan otro tipo de información. En ^{4,5} se hace uso del fenómeno de onda viajera en el cual se consideran las ondas de voltaje y corriente viajando prácticamente a la velocidad de la luz desde el punto de falla hasta las terminales de la línea; estos métodos son considerados muy exactos, sin embargo para su aplicación requieren altas frecuencias de muestreo y el uso de TC y TP ópticos por su mayor ancho de banda.

En ^{6,7} se hace uso de las componentes de alta frecuencia de voltaje y corriente generados por las fallas, que viajan entre la falla y las terminales de la línea; estos métodos son una buena alternativa en comparación a los basados en ondas viajeras, sin embargo son sensibles al ruido, por lo que requieren del uso de filtros sintonizadores para la medición de las componentes de alta frecuencia.

En este trabajo se hace énfasis en los algoritmos de localización de fallas de un solo terminal, cuáles son los problemas que provocan errores en la determinación del punto de falla y por último se propone una mejora del algoritmo de reactancia mediante la estimación de algunas mediciones eléctricas del extremo remoto de la línea de transmisión fallada.

ALGORITMOS DE LOCALIZACIÓN DE FALLA DE UN SOLO TERMINAL

Este tipo de algoritmos hacen uso de los fasores de voltaje y corriente de un solo terminal de la línea protegida, su principal ventaja es que no requieren comunicación con el extremo remoto de la línea por lo que los hacen los más utilizados cuando no se cuenta con la capacidad de comunicación; el problema de estos algoritmos es que se desconoce la magnitud de la corriente de falla del extremo remoto lo que provoca errores en la estimación del punto de falla. Estos errores son debido principalmente a la resistencia de falla y a los ángulos de las impedancias equivalentes a ambos extremos de las líneas. Los algoritmos se diferencian entre sí según la forma en que compensan el error producido por la resistencia de falla al momento de calcular la distancia a la falla.

En la figura 1 se presenta el diagrama unifilar de una línea de transmisión corta con una impedancia total $Z_L=R_L+jX_L$ (se desprecia el efecto capacitivo),

conectada entre dos sistemas representados por sus equivalentes Thevenin (E_A, Z_A, E_B, Z_B), donde ocurre una falla en el punto F, con un valor de resistencia de falla R_f . La impedancia a la falla desde la terminal A es mZ_L , donde la distancia a la falla se representa por m , que es una magnitud normalizada con respecto a la longitud de la línea, donde $0 < m < 1$, tal que si $m=0$ la falla está al inicio de la línea y si $m=1$ la falla ocurre al final de la línea.

Considerando que el localizador de falla está en la terminal A, de la figura 1 se deduce:

$$V_A = m Z_{L1} I_A + R_f I_F \tag{1}$$

Donde V_A e I_A son el voltaje y la corriente en la terminal "A" de la línea, I_F es la corriente total de falla, que es la suma de las corrientes de falla desde ambas terminales de la línea, I_A e I_B , y m es la distancia a la falla. Así el cálculo de m depende del voltaje y la corriente local (terminal A) y del valor de la corriente total de falla, $I_F = I_A + I_B$. De lo anterior se concluye que el término $R_f I_F$ representa el error en la estimación del punto de falla; en el caso de una falla sólida, donde $R_f=0$, el error de estimación sería nulo. Sin embargo, el valor R_f siempre está presente, y representa el valor de la resistencia de arco para una falla entre fases o la suma del valor de la resistencia de arco más la resistividad del terreno para una falla a tierra.

A continuación se describen los algoritmos de Reactancia,^{8,9} Takagi,¹⁰ Novosel¹¹ y Phadke¹² que no requieren conocer las impedancias equivalentes de los extremos de la línea pero realizan ciertas consideraciones para reducir el error debido a que no se conoce la información de lado opuesto de la línea de transmisión. Algunos de estos algoritmos se utilizan en los relevadores comerciales, e.g. los relevadores GE utilizan el algoritmo de Takagi para la localización de fallas.¹¹

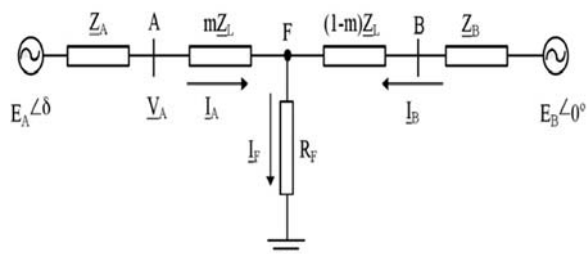


Fig.1 Sistema unifilar de un sistema fallado, con modelo de línea corta.

Algoritmo de reactancia^{8,9}

El algoritmo de reactancia se basa en la determinación de la componente imaginaria de la impedancia medida en condiciones de cortocircuito.

Partiendo de (1):

$$\frac{V_A}{I_A} = m Z_L + R_f \frac{I_F}{I_A} \tag{2}$$

Tomando la componente imaginaria de (2):

$$Im \left(\frac{V_A}{I_A} \right) = m X_L + R_f Im \left(\frac{I_F}{I_A} \right) \tag{3}$$

$$m = \frac{1}{X_L} Im \left(\frac{V_A}{I_A} \right) - \frac{R_f}{X_L} Im \left(\frac{I_F}{I_A} \right) \tag{4}$$

Haciendo la aproximación de que en (4) la R_f es muy pequeña o cero, la expresión de la distancia a la falla queda:

$$m = \frac{1}{X_L} Im \left(\frac{V_A^M}{I_A^M} \right) \tag{5}$$

donde V_A^M e I_A^M son el voltaje y la corriente medidos por el localizador, que se forman de acuerdo al tipo de falla según la tabla I.

En la tabla I K_0 se define como:

$$K_0 = \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{3Z_{L1}} \tag{6}$$

donde Z_{L0} y Z_{L1} son las impedancias de la línea de secuencia cero y positiva respectivamente.

El error provocado por la corriente de falla está dado por:

$$\varepsilon = \frac{R_f}{X_L} Im \left(\frac{I_F}{I_A} \right) \tag{7}$$

Tabla I. Voltajes y corrientes medidos por el localizador de falla.

Tipo de falla	V_A^M	I_A^M
at	V_{Aa}	$I_{Aa} + K_0 I_{A0}$
bt	V_{Bb}	$I_{Ab} + K_0 I_{A0}$
ct	V_{Ac}	$I_{Ac} + K_0 I_{A0}$
ab,abc,abt	$V_{Aa} - V_{Ab}$	$I_{Aa} - I_{Ab}$
bc,abc,bct	$V_{Ab} - V_{Ac}$	$I_{Ab} - I_{Ac}$
ca,abc,cat	$V_{Ac} - V_{Aa}$	$I_{Ac} - I_{Aa}$
abct	V_{Aa}	I_{Aa}

El error es nulo en 2 escenarios, primero si $R_f=0$ y segundo si \underline{I}_F e \underline{I}_A están en fase, esto quiere decir que no hay generación en el extremo remoto de la línea o cuando el desfase de las fuentes de generación es cero ($\delta=0$) y el sistema es homogéneo (las impedancias del sistema tienen ángulos iguales); no obstante este escenario es poco factible que ocurra en la práctica.

Algoritmo de Takagi¹⁰

El algoritmo de Takagi trata de eliminar el error del algoritmo de reactancia multiplicando el término del voltaje en la falla por una magnitud tal, que el resultado sea real.

En la figura 2 se muestran los circuitos equivalentes de prefalla y falla respectivamente para la línea descrita en la figura 1.

De la figura 2 se tiene:

$$\underline{I}_A = \underline{I}'_A + \underline{I}''_A \quad (8)$$

Sea $\underline{K}_A = \underline{K}_A e^{j\alpha} = \underline{I}_F / \underline{I}''_A$, de donde:

$$\underline{I}_F = \underline{K}_A \underline{I}''_A \quad (9)$$

Multiplicando (1) por el conjugado complejo de \underline{I}_F (9), se tiene:

$$\underline{V}_A \underline{I}_F^* = m \underline{Z}_L \underline{I}_A \underline{I}_F^* + R_f \underline{I}_F \underline{I}_F^* \quad (10)$$

De (9) y (10) se obtiene:

$$\underline{V}_A \underline{K}_A^* \underline{I}''_A = m \underline{Z}_L \underline{I}_A \underline{K}_A^* \underline{I}''_A + R_f \underline{I}_F \underline{I}_F^* \quad (11)$$

Tomando la parte imaginaria de (11) se elimina el término que contiene a R_f :

$$\text{Im} \{ \underline{V}_A \underline{K}_A^* \underline{I}''_A \} = m \text{Im} \{ \underline{Z}_L \underline{I}_A \underline{K}_A^* \underline{I}''_A \} \quad (12)$$

$$m = \frac{\text{Im} \{ \underline{V}_A \underline{K}_A^* \underline{I}''_A \}}{\text{Im} \{ \underline{Z}_L \underline{I}_A \underline{K}_A^* \underline{I}''_A \}} \quad (13)$$

De donde:

$$m = \frac{\text{Im} \{ \underline{V}_A \underline{I}''_A e^{-j\alpha} \}}{\text{Im} \{ \underline{Z}_L \underline{I}_A \underline{I}''_A e^{-j\alpha} \}} \quad (14)$$

Takagi hace la aproximación $\alpha=0$ y resulta:

$$m = \frac{\text{Im} \{ \underline{V}_A \underline{I}''_A \}}{\text{Im} \{ \underline{Z}_L \underline{I}_A \underline{I}''_A \}} \quad (15)$$

La suposición de $\alpha=0$ hace que el factor de distribución de corriente (K_A) queda como número real lo que equivale a suponer que el sistema es homogéneo, introduciendo un error en la estimación del punto de falla cuando el sistema no lo es.

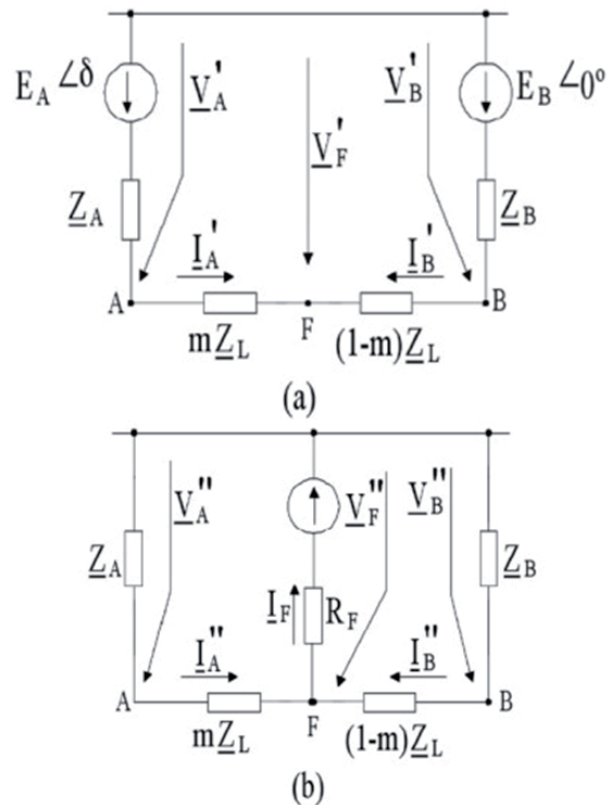


Fig. 2. Circuitos equivalentes de prefalla (a) y de falla (b) para un cortocircuito trifásico en el sistema de la figura 1.

Algoritmo de Novosel¹¹

El algoritmo de Novosel, constituye una versión mejorada del algoritmo de Takagi en que no se requiere conocer las impedancias de las fuentes, tampoco supone que el sistema es homogéneo, la suposición se basa en que las redes de secuencia positiva y negativa son homogéneas más no la de secuencia cero.

En el algoritmo de Novosel se considera que el factor de distribución de corriente de secuencia negativa es un número real, y se obtienen ecuaciones en que el factor de distribución de corriente de secuencia cero no afecta la exactitud del estimado de la localización de la falla cuando ésta involucra tierra. Además, la exactitud del algoritmo no se ve influenciada por la magnitud del factor de distribución de la corriente de secuencia negativa. Esto ocasiona que se tenga una ecuación para cada tipo de falla.

Falla monofásica a tierra

En este tipo de falla las redes de secuencia quedan conectadas en serie

$$I_{F1} = I_{F2} = I_{F0} = \frac{I_F}{3} \quad (16)$$

y la corriente medida por el localizador de falla en la fase ‘a’ es:

$$I_A^M = I_{Aa} + K_0 I_{A0} \quad (17)$$

El voltaje medido por el localizador es:

$$V_A^M = m Z_{L1} I_{Aa} + R_f \frac{3 I_{A0}}{K_1} \quad (18)$$

Suponiendo que la red es homogénea, es decir el ángulo de $K_1=0$ resulta:

$$V_A^M = m Z_{L1} I_A^M + K I_{A1} \quad (19)$$

Descomponiendo (19) en sus partes real e imaginaria se obtienen dos ecuaciones con dos incógnitas m y k , resolviendo el sistema de ecuaciones para eliminar k se obtiene la distancia a la falla, quedando:

$$m = \frac{\frac{Re(V_A^M)}{Re(I_{A1})} - \frac{Im(V_A^M)}{Im(I_{A1})}}{R_{L1} \left[\frac{Re(I_A^M)}{Re(I_{A1})} - \frac{Im(I_A^M)}{Im(I_{A1})} \right] - X_{L1} \left[\frac{Re(I_A^M)}{Im(I_{A1})} + \frac{Im(I_A^M)}{Re(I_{A1})} \right]} \quad (20)$$

En (20) se utiliza la corriente de secuencia positiva de tal forma se desprecia el desbalance existente en la línea en el estado estable.

Falla bifásica a tierra

Siguiendo un procedimiento similar con la excepción de que la en la falla bifásica las redes de secuencia quedan en paralelo, la expresión de la posición de la falla queda como:

$$m = \frac{\frac{Re(V_A^M)}{Re(I_A^M)} - \frac{Im(V_A^M)}{Im(I_A^M)}}{R_{L1} \left[\frac{Re(I_A^M)}{Re(I_A^M)} - \frac{Im(I_A^M)}{Im(I_A^M)} \right] - X_{L1} \left[\frac{Re(I_A^M)}{Im(I_A^M)} + \frac{Im(I_A^M)}{Re(I_A^M)} \right]} \quad (21)$$

Falla bifásica

En (22) se indica la posición de la falla para una falla bifásica. En este caso las redes de secuencia positiva y negativa se conectan en paralelo.

$$m = \frac{\frac{Re(V_A^M)}{-Im(I_{A2})} - \frac{Im(V_A^M)}{Re(I_{A2})}}{R_{L1} \left[\frac{Re(I_A^M)}{-Im(I_{A2})} - \frac{Im(I_A^M)}{Re(I_{A2})} \right] - X_{L1} \left[\frac{Re(I_A^M)}{Re(I_{A2})} + \frac{Im(I_A^M)}{-Im(I_{A2})} \right]} \quad (22)$$

Falla trifásica

En el caso de la falla trifásica solo se utiliza la red de secuencia positiva, de acuerdo al algoritmo de Novosel se pueden utilizar las señales de cualquiera de las tres fases y la posición de la falla está dada por:

$$m = \frac{\frac{Re(V_A^M)}{Re(I_{Aa})} - \frac{Im(V_A^M)}{Im(I_{Aa})}}{R_{L1} \left[\frac{Re(I_A^M)}{Re(I_{Aa})} - \frac{Im(I_A^M)}{Im(I_{Aa})} \right] - X_{L1} \left[\frac{Re(I_A^M)}{Im(I_{Aa})} + \frac{Im(I_A^M)}{Re(I_{Aa})} \right]} \quad (23)$$

Algoritmo de Phadke¹²

En este algoritmo el voltaje medido por el localizador de falla es representado por:

$$V_A^M = m Z_{L1} (I_{Aa} + K_0 I_{A0}) + R_f I_F \quad (24)$$

dónde I_{Aa} es la corriente en el lado “A” de la fase “a” y I_{A0} es la corriente de secuencia cero en el lado “A”.

Representando la corriente de falla en función de la componente de secuencia positiva y del factor de distribución de corriente correspondiente:

$$I_{A1} = K_1 I_{F1} = \frac{1}{3} K_1 I_F \quad (25)$$

Entonces, sustituyendo (25) en (24) se obtiene:

$$V_A^M = m Z_{L1} I_A^M + R_f \frac{3}{K_1} I_{F1} \quad (26)$$

Descomponiendo (26) en sus partes real e imaginaria se obtienen dos ecuaciones con dos incógnitas m y k , resolviendo el sistema de ecuaciones para eliminar k se obtiene la posición de la falla:

$$m = \frac{\frac{Re(V_A^M)}{Re(I_A^M)} - \frac{Im(V_A^M)}{Im(I_A^M)}}{R_{L1} \left[\frac{Re(I_A^M)}{Re(I_A^M)} - \frac{Im(I_A^M)}{Im(I_A^M)} \right] - X_{L1} \left[\frac{Re(I_A^M)}{Im(I_A^M)} + \frac{Im(I_A^M)}{Re(I_A^M)} \right]} \quad (27)$$

Esta expresión ha sido definida como algoritmo de Phadke de corriente total de falla.

MODIFICACIÓN DEL ALGORITMO DE REACTANCIA

El algoritmo de reactancia trata de determinar la componente imaginaria de la impedancia de secuencia positiva medida en condiciones de cortocircuito, para hacer una comparación con la impedancia de la línea y de esta manera determinar la posición de la falla. Este algoritmo es preciso cuando no hay fuentes en el otro extremo de la línea o los ángulos de los voltajes son

iguales en ambos lados, sin embargo estos escenarios son pocos factibles que ocurran en la práctica y tiene como consecuencia que este algoritmo pierda precisión en la localización de la falla.

Mediante la estimación de mediciones tales como corriente y voltaje del otro extremo de la línea es posible aumentar la precisión del algoritmo de reactancia.

En la figura 3 se indican las mediciones locales disponibles por el localizador (lado 1) y las mediciones que se pretenden estimar en el lado remoto de la línea (lado 2).

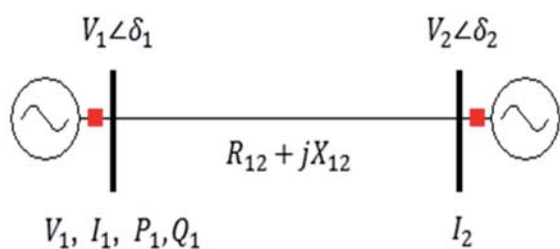


Fig. 3. Mediciones utilizadas en el algoritmo de reactancia modificado.

A partir de I1 y de P1 se puede estimar P2 como:

$$P_2 = P_1 \pm I_1^2 R_{12} \quad (28)$$

donde el signo depende de la dirección de la potencia antes de ocurrir la falla. De igual forma la magnitud de V_2 se puede estimar como:

$$V_1 = V_2 \pm \Delta V \quad (29)$$

donde ΔV es:

$$\Delta V = I_1 Z_{12} \quad (30)$$

Adicionalmente, a partir de la ecuación de transferencia de potencia en una línea de transmisión se puede determinar el ángulo (δ_2) de V_2 , como:

$$\delta_2 = \delta_1 - \sin^{-1} \left(\frac{X_{12} P_1}{V_1 V_2} \right) \quad (31)$$

Suponiendo una tasa de transferencia relativamente baja es decir $\cos(\theta_1) = \cos(\theta_2)$, de la ecuación de potencia de carga obtenemos la magnitud de la I_2 .

$$I_2 = \frac{P_2}{V_2 \cos(\theta_1)} \quad (32)$$

y de la diferencia angular del ángulo del factor de potencia obtenemos ángulo (α_2) de I_2 .

$$\alpha_2 = \delta_2 - \theta_2 \quad (33)$$

Partiendo de (1) y resolviendo para m queda

$$m = \frac{V_A}{L_A Z_L} - \frac{I_F R_f}{L_A Z_L} \quad (34)$$

definiendo

$$\underline{K}_A = \frac{I_F}{L_A} \quad (35)$$

donde:

$$I_F = \underline{I}_A'' + \underline{I}_B'' \quad (36)$$

Sustituyendo (34) en (33)

$$m = \frac{V_A}{L_A Z_L} - \frac{\underline{K}_A R_f}{Z_L} \quad (37)$$

Tomando solo la parte imaginaria de (36) la ecuación para determinar el punto de falla es:

$$m = \frac{1}{x_L} \text{imag} \left(\frac{V_A}{L_A} \right) - \frac{1}{x_L} \text{imag}(\underline{K}_A) \quad (38)$$

Además de las mediciones locales de voltaje y corriente (V_A, I_A), en (38) se necesita conocer el valor de K_A , que depende de la corriente de falla (I_F), de donde se desconoce la corriente del lado remoto I_B'' , con las consideraciones vistas anteriormente, se puede hacer una aproximación de la corriente I_B'' que tomándola en cuenta puede reducir el error en la estimación del punto de falla.

EVALUACIÓN DE ALGORITMOS

Sistema de prueba

En la figura 4 se muestra el sistema de potencia utilizado para analizar el desempeño de los algoritmos de localización de falla, el cual consta de 2 generadores de 60 Hz unidos por una línea de transmisión de 400 kV con una longitud de 200 km. La determinación del punto de falla se realiza con respecto al terminal A. Los datos del sistema se resumen en la tabla II.

Descripción de casos de prueba

El desempeño de los algoritmos de localización de falla descritos así como la modificación al algoritmo de reactancia se realiza para dos tipos de falla. Primero se simulará una falla monofásica variando la ubicación de la falla entre un 20 % y 60% de la

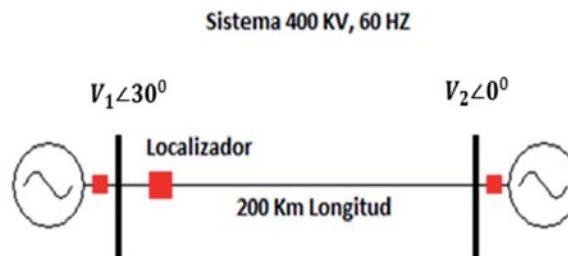


Fig. 4 Sistema utilizado para la evaluación de los algoritmos.

Tabla II. Datos del sistema.

Línea	
Longitud	200 km
R1	0.031311 ohm/km
R0	0.31486 ohm/km
L1	0.0010443 H/km
L0	0.0032994 H/km
C1	1.11522x10 ⁻⁰⁸ F/km
C0	7.34092x10 ⁻⁰⁹ F/km
Generadores	
R1	0.8929 ohm
L1	0.01658 H

longitud de la línea, con una resistencia constante de falla de 10 Ω y una diferencia angular constante entre las fuentes de 30°; en este caso el terminal remoto está definido como un bus infinito.

En segunda instancia se simulará una falla monofásica al 50 % de la línea variando la resistencia de falla desde 0 hasta 10 Ω y una diferencia angular entre las fuentes de 30°.

El sistema de prueba y la implementación de los algoritmos de localización de falla se realizaron en Simulink/Matlab.

RESULTADOS

En las tablas III y IV se presenta un resumen de los resultados de localización de falla obtenidos por los algoritmos de Reactancia, Takagi, Novosel, Phadke y Reactancia modificado para dos escenarios, el primero es la variación de la posición de la falla en la línea (tabla III), y el segundo es la variación de la resistencia de falla (tabla IV). En ambos escenarios se observa que el algoritmo de reactancia es el que presenta el mayor error en la estimación del punto de falla (32.5% en promedio en ambos escenarios); por otra parte, los algoritmos de Takagi, Novosel y Phadke tienen un menor error en la estimación del lugar de falla, de estos tres algoritmos, el de Phadke es el que presenta el menor error en promedio (18.5%). En lo que respecta al algoritmo propuesto de Reactancia modificado, el error de estimación es de 6.45%, lo que representa una mejora del 39% respecto al algoritmo de Reactancia original.

Tabla III. Resultados para una falla monofásica $R_f=10 \Omega$ y $\delta=30^\circ$

Distancia	m				
	Reactancia	Takagi	Novosel	Phadke	Reactancia modificado
20% (40 km)	33.74	55.52	36.58	36.58	46.56
40% (80 km)	53.72	93.62	64.34	64.34	86.94
60% (120 km)	64.9	126.44	89.76	89.76	127.14

Tablas IV. Resultados para una falla monofásica en $m=0.5$ (100 km) y $\delta=30^\circ$

R_f (Ω)	m				
	Reactancia	Takagi	Novosel	Phadke	Reactancia modificado
0	72.28	129.26	72.95	84.18	98.16
5	66.2	119.6	80.8	80.8	102.56
10	60.44	110.78	77.38	77.38	107.02

CONCLUSIONES

En este artículo se describen los algoritmos de localización de fallas que utilizan información de un solo terminal de la línea de transmisión fallada y se desarrollaron las ecuaciones generales de cada algoritmo. Estos algoritmos tienen problemas de precisión debido a la presencia de R_f y al desconocimiento de la información del extremo opuesto de la línea de transmisión.

Se analizó el grado de precisión de los algoritmos y finalmente se propuso una modificación del algoritmo de reactancia, mediante la estimación de algunas mediciones del extremo opuesto de la línea de transmisión. Los resultados muestran un aumento en la precisión del algoritmo de reactancia.

REFERENCIAS

1. M.M Saha; J. Izykowski ; E. Rosolowski; Fault Location on Power Networks;Springer.
2. Z Q Bo, A T Johns. Transient Based Protection – A New Concept in Power System Protection. ISPT97-International Conference on Power System Transients, Seattle, June 22-26, 1997, pp. 401-406.

3. Demetrios A. Tziouvaras, Jeff Roberts, and Gabriel Benmouyal, Schweitzer Engineering Laboratories, New Multi-Ended Fault Location Design for Two- or Three-Terminal Lines, SEL 2004.
4. Magnago FH, Abur A (1999) Advanced techniques for transmission and distribution system fault location. In: Proc of CIGRE – Study Committee 34 Colloquium and Meeting, Florence, paper 215
5. Tang Y, Wang HF, Aggarwal RK et al. (2000) Fault indicators in transmission and distribution systems In: Proc of Int Conf on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies – DRPT, pp 238–243
6. Bo ZQ, Weller G, Redfern MA (1999) Accurate fault location technique for distribution system using fault-generated high frequency transient voltage signals. IEE Proc – Gener Transm Distrib 146(1):73–79
7. Magnago FH, Abur A (1999) A new fault location technique for radial distribution systems based on high frequency signals. In: Proc of IEEE PES Summer Meeting, pp 426–431.
8. A.R. van C. Warrington, Protective relays: their theory and practice, Vol. I. London: Chapman and Hall, 1968.
9. A.R. van C. Warrington, Protective relays: their theory and practice, Vol. II. London: Chapman and Hall, 1969.
10. T. Takagi, et. al, “Development of a new type fault locator using the oneterminal voltage and current data”, IEEE Transactions on PAS, Vol. PAS-101, No. 8, pp 2892-2898, August 1982.
11. D. Novosel, A.G. Phadke and W.A. Elmore, Improvements in fault location estimate, Seventh Annual Conference for Fault and Disturbance Analysis, Texas A&M University, College Station, Texas, April 14-16, 1993.
12. A.G. Phadke and M.A. Xavier, Limits to fault location accuracy, Seventh Annual Conference for Fault and Disturbance Analysis, Texas A&M University, College Station, Texas, April 14-16, 1993.
13. GE, L90 Line Current Differential System, UR Series Instruction Manual, March 2013.
14. Radojevic, Z.; Terzija, V.; Two Terminals Numerical Algorithm for Fault Distance Calculation and Fault Analysis, Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES, vol., no., pp.1037-1042, Oct. 29 2006-Nov. 1 2006.
15. Demetrios A. Tziouvaras, Jeff Roberts, and Gabriel Benmouyal; New multi-ended fault location design for two- or three-terminal lines, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., available in www.selinc.com
16. Andrade, V.D.; Sorrentino, E.; Typical expected values of the fault resistance in power systems, Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA), 2010 IEEE/PES, vol., no., pp.602-609, 8-10 Nov. 2010.
17. Eissa, M.M.; Ground distance relay Compensation based on fault resistance calculation, Power Delivery, IEEE Transactions on, vol.21, no.4, pp.1830-1835, Oct. 2006.
18. Apostolopoulos, C.A.; Korres, G.N.; A Novel Algorithm for Locating Faults on Transposed/Untransposed Transmission Lines without Utilizing Line Parameters, Power Delivery, IEEE Transactions on, vol.25, no.4, pp.2328-2338, Oct.