

COMPARACIÓN DE DOS MÉTODOS PARA LOCALIZACIÓN DE FALLAS MONOFÁSICAS CONSIDERANDO LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO

Comparison of two methods for locating single phase faults considering the ground resistivity

RESUMEN

Este artículo presenta la comparación de dos métodos de localización de fallas, considerando la resistividad del terreno y la resistencia de falla. Los métodos son el propuesto por un fabricante de *software* comercial y un método clásico basado en la estimación de la impedancia.

Las pruebas consideran tres modelos de resistividad, a partir de medidas tomadas en campo. Los resultados en un sistema de 34.5 kV, muestran un mejor desempeño del método basado en la impedancia. Adicionalmente, los modelos de resistividad que mejor representan al sistema real posibilitan los mejores resultados en la localización de fallas.

PALABRAS CLAVES: Localización de fallas, resistencia de falla, resistividad del terreno, métodos basados en la impedancia.

ABSTRACT

This paper presents a comparison of two methods for locating faults, considering the influence of the ground resistivity and the fault resistance. The methods are the proposed by a commercial software developer and one of the classic impedance based methods.

Tests were performed using three different ground resistivity models, obtained from field measurements. According to the results in a 34kV power distribution system, the performance of the impedance based fault locator is better than the obtained using the commercial software. Additionally, the soil resistivity models which best represent the real systems are those which give better results in fault location.

KEYWORDS: *Fault location, fault resistance, soil resistivity, impedance-based methods.*

1. INTRODUCCIÓN

Los cambios económicos, políticos y técnicos en muchas de las empresas de distribución están presionando la manera en como éstas están siendo constituidas y operadas. La desregularización ha incrementado la presión sobre las empresas de distribución para recortar costos y ha concentrado su atención en incrementar la confiabilidad y la calidad del servicio en los sistemas de potencia. Los consumidores están presionando por tener costos bajos y mejor confiabilidad por parte de la empresa de distribución [1].

La continuidad y por tanto la calidad del servicio de energía eléctrica en los sistemas de potencia se puede afectar por muchos factores, entre ellos las fallas. El proceso de restauración se puede acelerar si la localización de la falla es conocida o puede ser estimada con una gran exactitud [2][3].

Los sistemas eléctricos de potencia están comúnmente expuestos a muchos tipos de fallas debido a causas externas, como los fenómenos naturales, presencia de

vegetación, contacto accidental con personas o animales, maniobras, entre otros. En los sistemas de transmisión, la localización de las fallas es más fácil debido a las características de la línea, ya que existen equipos de protección y de medida, ubicados en ambos extremos de la línea. El caso contrario se presenta en los sistemas de distribución, donde ésta no es una tarea simple, debido a que el sistema que es de configuración radial; ramales monofásicos, bifásicos y trifásicos; cargas de distinta naturaleza; líneas sin transposiciones, cargas monofásicas, trifásicas y bifásicas en cada ramal; entre otras. Estas características especiales hacen de la localización de fallas, un problema complejo de resolver [4].

En el caso del problema en particular aquí presentado, la ocurrencia de un fallo en un sistema radial de transmisión y/o distribución, éste debe ser reparado y puesto en servicio en el menor tiempo posible. Se han estudiado muchos métodos para la localización de fallas, unos son inadecuados, debido al largo tiempo requerido para la localización, otros son costosos, lentos e inexactos. Otros son poco utilizados debido a que requieren de alto grado

Juan José Mora Flórez

Ingeniero Electricista, Ph.D.
Profesor asistente
Universidad Tecnológica de Pereira
jjmora@utp.edu.co

German Darío García Osorio

Ingeniero Electricista.
Asistente de Investigación
Universidad Tecnológica de Pereira
ggarcia@utp.edu.co

Sandra Milena Pérez Londoño

Ingeniera Electricista, M.Sc.
Profesor asistente
Universidad Tecnológica de Pereira
saperez@utp.edu.co

Grupo de Investigación en Calidad de Energía Eléctrica y Estabilidad - ICE³

de entrenamiento y habilidad del personal de mantenimiento, y también por la baja exactitud en la respuesta y elevado costo, tal como se describe en el numeral anterior [3][5].

A partir de la investigación presentada en este artículo, se busca determinar las ventajas y desventajas comparativas del método utilizado por un *software* comercial [6] y un método clásico basado en la estimación de la impedancia [7], para la localización de fallas en sistemas de distribución, considerando tres modelos de resistividad de terreno diferentes

Como contenido de este artículo, en la sección dos se presentan los fundamentos básicos de los métodos analizados para la localización de fallas. En la sección tres, se presenta el sistema de prueba así como los escenarios de resistividad del terreno considerados. En la sección cuatro se presentan los resultados y los análisis de error comparativos de las dos técnicas de localización propuestas para evaluación. Finalmente, en la última parte se presentan las conclusiones derivadas de esta investigación.

2. MÉTODOS ANALIZADOS PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS

Los dos métodos presentados en este artículo se utilizan para evaluar la influencia de la resistencia de falla y la resistividad del terreno, en la localización de fallas monofásicas en líneas de distribución.

2.1. *Software* comercial – Módulo de localización de fallas

El *software* analizado, es un programa comercial que se utiliza frecuentemente para coordinación de protecciones en sistemas eléctricos. El *software* seleccionado contiene varios módulos, pero en esta investigación únicamente se utilizarán aquellos relacionados con el módulo de localización de fallas. Estos módulos son el de modelado de línea, el de estimación de los parámetros y el de análisis de cortocircuito.

a. Módulo de modelado de línea

El *software* propuesto usa un modelo π extendido para las líneas. Para desarrollar el modelo de las líneas se requiere de la siguiente información: configuración de las torres, tipo de conductor, longitud de las líneas, frecuencia del sistema y resistividad del terreno.

b. Módulo de las constantes de línea

La estimación de las impedancias del sistema se realiza utilizando este módulo. Los parámetros obtenidos son las impedancias serie y las admitancias paralelo correspondientes a las secuencias positiva, negativa y cero, en por unidad de longitud. La formulación para exacta para obtener estos parámetros no se puede conocer debido al secreto de la marca comercial del *software*; sin

embargo, los parámetros obtenidos en las pruebas se validaron usando las ecuaciones (1) y (2) [8].

R_1 = resistencia suministrada por los fabricantes de cables

$$X_{L1} = 2 \times 10^{-4} (2\pi \times f) \ln \left| \frac{DME}{RMG} \right| \left(\frac{\Omega}{km} \right) \quad (1)$$

$$R_0 = R_{conduc.} + 3(0,000988 f) - \frac{(1,015 f (h_a + h_b + h_c) \times 10^{-6})}{(\rho/f)^{1/2}} \left(\frac{\Omega}{km} \right) \quad (2)$$

$$X_0 = 3 \left(0,002892 f \log \left(\frac{D_e}{r_a} \right) \right) + \frac{(1,015 f (h_a + h_b + h_c) \times 10^{-6})}{(\rho/f)^{1/2}} \left(\frac{\Omega}{km} \right)$$

c. Módulo de corto circuito

Existen tres opciones diferentes para determinar las condiciones iniciales del *software* comercial. Dos de ellas no consideran la corriente de carga, debido que están asociadas con el módulo de flujo de carga el cual no está disponible por restricciones económicas en su compra. En este artículo se utiliza la opción clásica del análisis de cortocircuito basado en la topología del sistema, impedancias de secuencia de la línea e impedancia de cortocircuito del sistema en la subestación. Considerando lo anterior, el modelo del sistema de potencia se simplifica de la siguiente manera: i) Valores de prefalla se consideran igual a 1.0 p.u. y ii) las cargas no se consideran.

A partir del módulo de cortocircuito, se pueden obtener las corrientes y tensiones de falla, considerando un sistema predeterminado y el tipo la falla.

2.2. Método de localización basado en la estimación de la impedancia

El método aquí utilizado para estimar la distancia a y la resistencia de la falla considera las corrientes y tensiones de prefalla, así como las de falla medidas en la subestación de distribución.

El método plantea la resolución de una ecuación cuadrática de característica compleja, para encontrar el valor de la distancia a la falla (m) y la resistencia de la misma (R_f). El circuito de la figura 1 es usado para la deducción de la formulación propuesta en este método.

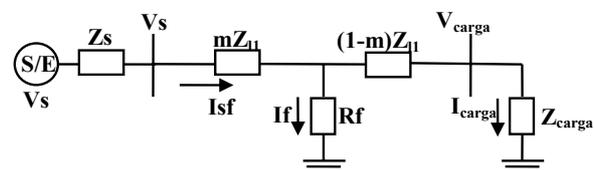


Figura 1. Sistema de distribución simplificado

A partir del sistema propuesto en la figura 1, se obtiene una variación de la tensión y la corriente en estado estable de falla y prefalla, en términos de R_f y de m . Los valores de prefalla y falla se representan como V_{ps} y V_{sf} , respectivamente. Las corrientes se denotan de manera similar.

De acuerdo con la figura 1, la distancia a la falla m se obtiene tal como se indica en la ecuación (3).

$$m = \frac{I_m \left(\frac{V_{sf}}{I_{sf}} \right)}{I_m (Z_{L1})} \quad (3)$$

La técnica propuesta utiliza los valores de prefalla para definir el circuito de componentes superimpuestas presentado en la figura 2. Este circuito representa las variaciones que se presentan en el sistema de potencia a causa de la falla.

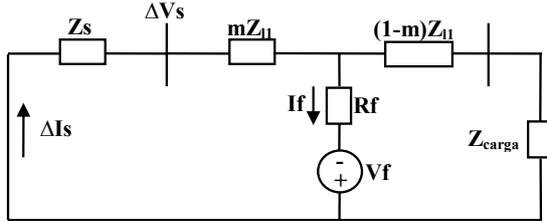


Figura 2. Variación en el sistema de la figura 1 a causa de la presencia de una falla.

De la figura 2, la variación en la fuente de corriente debido a la falla es dada por la ecuación (4).

$$\Delta I_s = d_s * I_f \quad (4)$$

Donde d_s es el factor de distribución de corriente que describe la variación de la misma entre los valores de prefalla y falla. La impedancia aparente medida está dada por la ecuación (5). El factor d_s se obtiene de la figura 1, como se muestra en (4).

$$Z_{meas} = \left(\frac{V_{sf}}{I_{sf}} \right) = mZ_{L1} + R_f \left(\frac{I_f}{I_{sf}} \right) \quad (5)$$

$$d_s = \frac{\Delta I_s}{I_f} = \frac{Z_{load} + (1-m)Z_{L1}}{Z_s + Z_{load} + Z_{L1}} \quad (6)$$

Sustituyendo (4) como una función de la corriente en (5), la fuente de tensión es dada por (7).

$$V_{sf} = mZ_{L1}I_{sf} + R_f \left(\frac{\Delta I_s}{d_s} \right) \quad (7)$$

Sustituyendo (6) en (7), se puede obtener la ecuación (8).

$$m^2 - mk_1 + k_2 - k_3R_f = 0 \quad (8)$$

Donde las constantes k_1 , k_2 y k_3 están dadas en (9), (10) y (11), respectivamente.

$$k_1 = \frac{V_{sf}}{I_{sf} * Z_{L1}} + \frac{Z_{load}}{Z_{L1}} + 1 \quad (9)$$

$$k_2 = \frac{V_{sf}}{I_{sf} * Z_{L1}} * \left(\frac{Z_{load}}{Z_{L1}} + 1 \right) \quad (10)$$

$$k_3 = \frac{\Delta I_s}{I_{sf} * Z_{L1}} * \left(\frac{Z_s + Z_{load}}{Z_{L1}} + 1 \right) \quad (11)$$

La impedancia de la carga, se utiliza la ecuación (12).

$$Z_{load} = \frac{V_{ps}}{I_{ps}} - Z_{L1} \quad (12)$$

La estimación de la impedancia de la fuente se obtiene a partir de la ecuación (13).

$$Z_s = - \frac{V_{sf} - V_{ps}}{I_{sf} - I_{ps}} \quad (13)$$

Resolviendo la ecuación cuadrática y compleja presentada en (8), se obtienen los valores de R_f y de m .

Luego que se han identificado la fase en la falla monofásica, se utilizan los valores de la tabla 1.

Fase en falla	V_{ps}	I_{ps}	V_{sf}	I_{sf}	ΔI_s
a-g	V_{psa}	$kI_0 + I_{psa}$	V_{sfa}	$kI_0 + I_{sfa}$	$3\Delta I_{s1a}$
b-g	V_{psb}	$kI_0 + I_{psb}$	V_{sfb}	$kI_0 + I_{sfb}$	$3\Delta I_{s1b}$
c-g	V_{psc}	$kI_0 + I_{psc}$	V_{sfc}	$kI_0 + I_{sfc}$	$3\Delta I_{s1c}$

Tabla 1. Selección de variables de acuerdo con la fase en falla.

En la tabla 1, k está definida tal como se presenta en (14), mientras (15) permite el cálculo de ΔI_s y finalmente ΔI_{s1} se obtiene tal como se presenta en (16).

$$k = \frac{Z_{L0} - Z_{L1}}{Z_{L1}} \quad (14)$$

$$\Delta I_s = I_{sf} - I_{ps} \quad (15)$$

$$\Delta I_{s1} = I_{s1f} - I_{ps1} \quad (16)$$

3. SISTEMAS DE PRUEBA Y ESCENARIOS DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO

3.1. Sistema de prueba

El sistema utilizado para prueba corresponde a un modelo de un sistema real de una empresa de distribución de Colombia. La tensión nominal es de 34.5 kV, con una potencia de cortocircuito de 157,8 MVA. El circuito se modela en el Alternative Transients Program (ATP) y se presenta en la figura 3 [9].

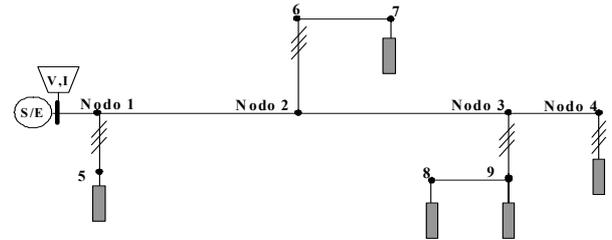


Figura 3. 34kV sistema de distribución utilizado para pruebas.

Los datos básicos que corresponden a las secciones de línea del alimentador principal se presentan en la tabla 2.

Sección de línea	Longitud [km]	Resistividad del terreno [Ω -m]	Conductor MCM
S/E-1	1,645	0,01	266
1-2	21,26	0,01	266
2-3	13,511	0,01	266
3-4	7,606	0,01	266

Tabla 2. Datos básicos de las líneas del sistema

En la tabla 3, se presentan los resultados de la estimación de las impedancias de secuencia positiva del sistema, con una resistividad del terreno de 0,01 Ω -m.

Sección de línea	Impedancias de secuencia			
	Impedancia Positiva		Impedancia Cero	
	R [Ω]	X [Ω]	R [Ω]	X [Ω]
S/E-1	0,35473	0,65586	0,43261	1,86847
1-2	4,5834	8,47563	5,5896	24,1452
2-3	2,91325	5,38665	3,55281	15,3457
3-4	1,64034	3,03288	2,00045	8,64027

Tabla 3. Estimaciones de las impedancias de secuencia

Los valores medios de las cargas agregadas son presentados en la tabla 4.

Nodo	Valor medio de la carga agregada	
	MVA	Factor de potencia
1	52,22	0,91
2	14,00	0,95
3	7,15	0,94
4	16,49	0,91

Tabla 4. Cargas del sistema de prueba

Considerando la operación de estado estable los valores de tensión y de corriente, en la tabla 5 se presentan los valores del sistema real y del sistema simulado. Como se aprecia, los valores son similares, con lo cual se brinda cierto nivel de certeza sobre el buen modelado.

Sistemas de potencia	Magnitud de la tensión de fase [kV]			Magnitud de la corriente [A]		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
Real	19,9	20	20,1	58,1	55,4	60,6
Simulado	19,72	19,72	19,72	58,9	58,9	58,9

Tabla 5. Tensiones y corrientes a condiciones nominales de los sistemas reales y simulados.

3.2. Escenarios de resistividad del terreno

A partir del sistema simulado en ATP es posible desarrollar la simulación de fallas monofásicas considerando la variación de la resistividad del terreno a partir de tres valores reales medidos en el campo.

Los valores de consideran el modelo de baja resistividad (0,01 Ω-m), modelo de resistividad promedio (11,4 Ω-m) y un modelo de resistividad por zonas, de acuerdo a mediciones en campo del sistema real (Zona 1 10,05 Ω-m; Zona 2 8,105 Ω-m y Zona 3 16.05 Ω-m). La tabla 6 presenta los valores para los modelos promedio y zonificado, mientras que los valores de impedancia para el modelo de baja resistividad se presentan en la tabla 2.

Modelo	Sección	Longitud [km]	Impedancia serie [Ω]	
			Secuencia +/-	Secuencia 0
Resistividad promedio	S/E-1	1,645	0,355+j0,656	0,629+j2,845
	1-2	21,26	4,583+j8,477	8,138+j36,77
	2-3	13,51	2,913+j5,388	5,173+j23,37
	3-4	7,606	1,639+j3,033	2,913+j13,15
Resistividad por zonas	S/E-1	1,645	0,355+j0,656	0,622+j2,702
	1-2	21,26	4,583+j8,477	8,039+j34,91
	2-3	13,51	2,913+j5,388	5,091+j21,89
	3-4	7,606	1,639+j3,033	2,867+j12,32

Tabla 6. Valores de las impedancias de secuencia de los modelos de resistividad.

Para la definición completa de los escenarios de prueba, se simularon fallas monofásicas con valores de resistencia de fallas de 2Ω, 5Ω, 10Ω y 30Ω [10].

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

A partir de la definición de los escenarios de resistividad, las pruebas de la localización de fallas se presentan para todas las situaciones antes presentadas.

4.1. Resultados para la estimación de la distancia a la falla

Los resultados obtenidos en cada una de las situaciones de propuestas para evaluar los dos métodos de localización analizados (*software* comercial – CP, y la técnica propuesta –PT), se presentan en esta sección.

a. Modelo de baja resistividad

De acuerdo a las pruebas, para el modelo de baja resistividad, los resultados se presentan en la figura 4, para el caso de la falla monofásica de la fase A (A-g).

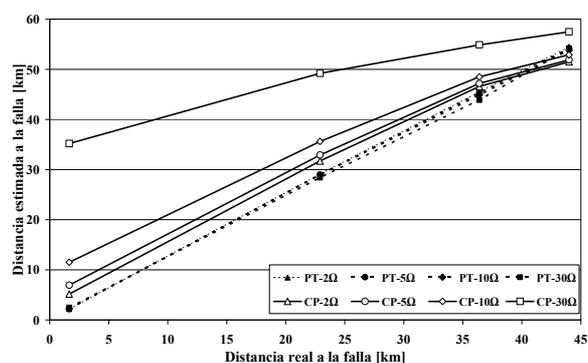


Figura 4. Resultado de la estimación en el caso de fallas monofásicas en fase A. Modelo de baja resistividad.

b. Modelo de resistividad promedio

De acuerdo con las pruebas en el caso de la resistividad promedio, se obtienen en la figura 5, para el caso de falla monofásica de la fase A (A-g).

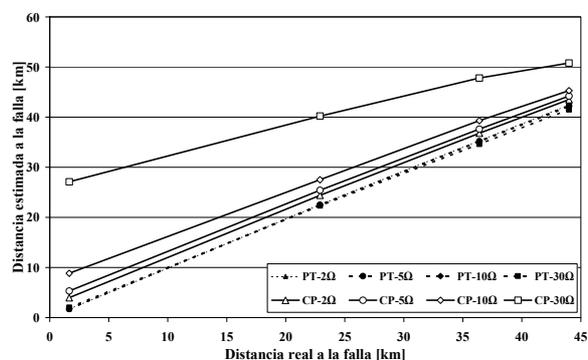


Figura 5. Resultado de la estimación en el caso de fallas monofásicas en fase A. Modelo de resistividad promedio.

c. Modelo de resistividad por zonas

Los resultados para este modelo se presentan en la figura 6, para el caso de fallas monofásicas en la fase A (A-g).

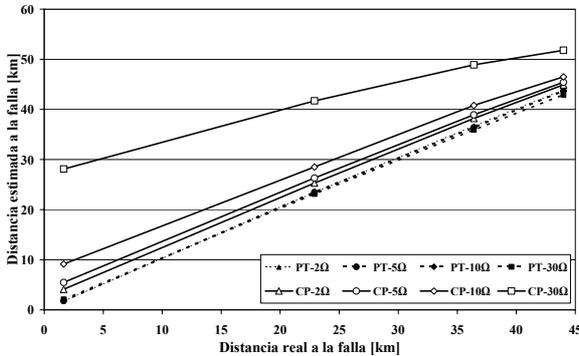


Figura 6. Resultado de la estimación en el caso de fallas monofásicas en fase A. Modelo de resistividad por zonas.

4.2. Análisis comparativo de resultados

Como parámetro de comparación, se utiliza el error absoluto estimado como se presenta en (17).

$$error = \left| \frac{Longitud\ estimada - Longitud\ real}{Longitud\ real} \right| \times 100 \quad (17)$$

En general y según los resultados, el *software* comercial tiene un menor desempeño, tal como se presenta a continuación.

a. Modelo de baja resistividad

En la tabla 7, se presenta la estimación del error en el caso de fallas monofásicas y con el modelo de la baja resistividad. El error del *software* comercial (CP) en el nodo 1 es superior al 76%.

b. Modelo de resistividad promedio

En la tabla 8, muestra los resultados de la estimación del error en caso de un modelo de resistividad promedio.

c. Modelo de resistividad por zonas

En la tabla 9 se presenta el error en la estimación en el caso de fallas monofásicas en el caso del modelo de resistividad por zonas.

Como aspectos importantes de resaltar en el análisis comparativo, se muestra cómo con el aumento del valor de la resistencia de falla, el error en el método basado en la estimación de la impedancia (PT) aumenta. En el caso de la técnica basada en el *software* comercial (CP), el comportamiento es inverso al presentado en el análisis anterior.

Los mayores errores se obtienen en el caso del *software* comercial y para fallas de alta impedancia (30Ω), para los tres modelos de resistividad analizados. Adicionalmente, para los casos de fallas de baja resistividad localizadas

lejos de la subestación, se aprecia que los resultados de las dos metodologías comparadas son similares.

R _f [Ω]	Técnica	Error absoluto en la estimación de la distancia de la falla [%]			
		1,65	22,9	36,4	44,0
2	PT	1,159	14,091	20,682	23,864
	CP	7,955	20,000	23,182	17,045
5	PT	1,273	13,864	20,227	23,182
	CP	11,977	22,727	24,545	17,955
10	PT	1,318	13,636	19,318	22,273
	CP	22,386	28,864	27,500	20,227
30	PT	1,818	12,500	17,045	23,182
	CP	76,250	59,773	42,045	30,682

Tabla 7. Estimación del error en el caso de fallas monofásicas – Modelo de baja resistividad.

R _f [Ω]	Técnica	Error absoluto en la estimación de la distancia de la falla [%]			
		1,65	22,9	36,4	44,0
2	PT	0,045	0,909	2,500	3,636
	CP	5,250	3,409	0,909	1,136
5	PT	0,136	0,909	2,727	3,864
	CP	8,295	5,682	2,727	0,455
10	PT	0,250	1,136	2,955	4,318
	CP	16,318	10,455	6,591	2,955
30	PT	0,818	1,364	4,091	5,682
	CP	57,841	39,318	25,909	15,455

Tabla 8. Estimación del error en el caso de fallas monofásicas – Modelo de resistividad promedio.

R _f [Ω]	Técnica	Error absoluto en la estimación de la distancia de la falla [%]			
		1,65	22,9	36,4	44,0
2	PT	0,182	1,136	0,682	0,227
	CP	5,545	5,455	4,091	2,045
5	PT	0,295	1,364	0,000	0,682
	CP	8,682	7,727	5,682	3,182
10	PT	0,386	0,909	0,000	0,682
	CP	17,000	12,727	10,000	5,682
30	PT	0,977	0,455	1,136	2,500
	CP	60,114	42,727	28,409	17,727

Tabla 9. Estimación del error en el caso de fallas monofásicas – Modelo de resistividad por zonas.

d. Comparación entre modelos de resistividad

En la figura 7 se presenta una comparación de las dos técnicas comparadas (CT y PT), de acuerdo con los diferentes modelos de resistividad, para el caso de las fallas monofásicas.

Las diferencias relacionadas en los gráficos para la estimación de la distancia en el caso de la falla monofásica se deben principalmente a la resistencia de la falla. La resistividad del terreno afecta también la estimación de la distancia de la falla y los mejores resultados se obtienen cuando la resistividad utilizada para el cálculo de las impedancias es muy parecida a la resistividad real del terreno.

Finalmente, a partir de los resultados se puede inferir que existen muchos métodos basados en la estimación de la impedancia, de fácil implementación y bajo costo económico que localizan acertadamente el sitio de falla. Los programas comerciales son muy útiles, pero muchas

veces se requiere disponer de todos los módulos, lo cual puede ser económicamente costoso. Adicionalmente, cuando se usan estos programas comerciales, no se permite que el usuario conozca cómo se realizan los cálculos, lo cual convierte la aplicación en una caja negra, que no siempre es deseable para un operador de red.

5. CONCLUSIONES

En este artículo se presenta una comparación de dos métodos de localización de fallas. Como variables a considerar se tienen la resistividad del terreno y la resistencia de la falla, ante fallas monofásicas. De acuerdo con los resultados obtenidos, de la aplicación en un sistema de prueba real de 34,5 kV, se aprecia que el desempeño de un simple método clásico basado en la estimación de la impedancia es mucho mejor que el del *software* comercial. Esto permite concluir que una excelente alternativa para localización de fallas consiste en usar los recursos disponibles en bibliografía especializada, y con una simple programación se evitan altos costos de inversión en *software* comercial

Finalmente, la localización expedita del sitio de falla permite mejorar los índices de continuidad en los sistemas de potencia.

6. REFERENCIAS

[1] T. A. Short. "Electric Power Distribution Handbook". CRC press, 2003.

[2] IEEE Std C37.114 "IEEE Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines" Power System Relaying Committee 2004.

[3] J. Mora-Florez, J. Melendez, and G. Carrillo-Caicedo, "Comparison of impedance based fault location methods for power distribution systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 28, no. 4, pp. 657-666, 2008.

[4] J. Mora-Florez, G. Morales-España, S. Pérez-Londoño. "Classification methodology and feature selection to assist fault location in power distribution Systems" *Revista de Ingeniería de la Universidad de Antioquia*, Vol 44, pp. 83-96, 2008

[5] J. Mora-Florez, V. Nuñez, and G. Caicedo, "Fault Location in Power Distribution Systems Using a Learning Algorithm for Multivariate data Analysis," *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 22, pp. 1715-1721, July. 2006.

[6] G García. "Modelamiento de las zonas de resistividad del terreno y su influencia en al localización de fallas". Tesis de pregrado. Universidad tecnológica de Pereira. 2008.

[7] D. Novosel, D. Hart, and J. Myllymaki. "System for locating faults and estimating fault resistance in distribution. Us Patent 1998

[8] P. Anderson. "Analysis of faulted power systems". The Iowa State University Press. First edition, Fifth printing, 1973.

[9] H. W. Dommel, "EMTP Theory Book", Second Edition. Vancouver, BC: Microtran Power System Analysis Corporation, 1992.

[10] J. B. Dagenhart. "The 40- Ground-Fault Phenomenon" *IEEE Transactions on Industry Applications*. Vol. 36, 2000. pp 30-32.

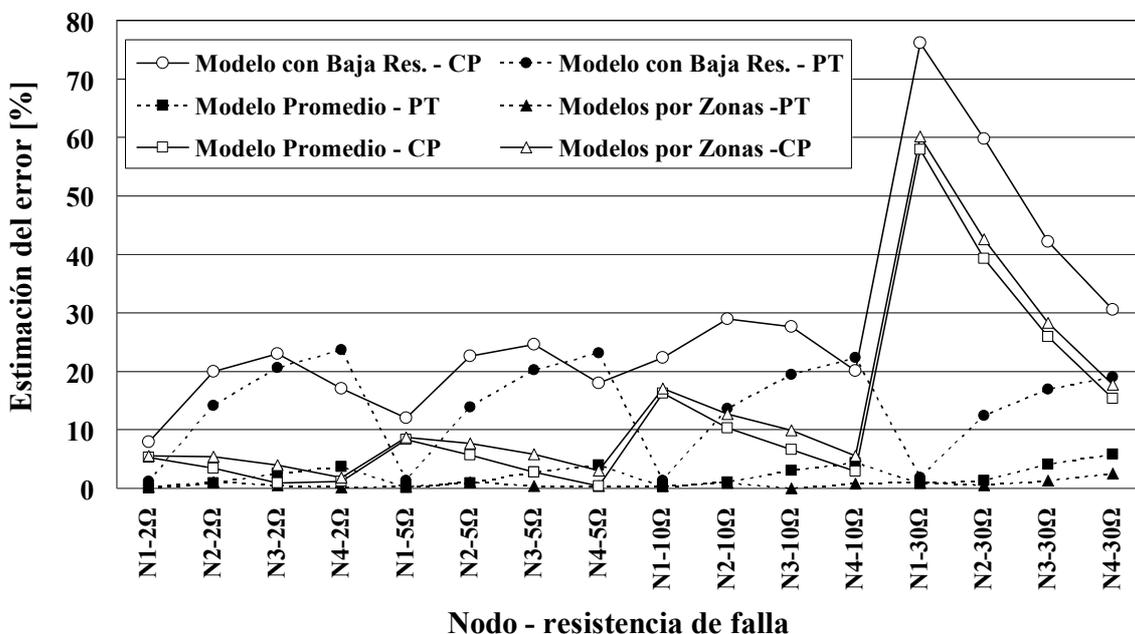


Figura 7. Comparación de la técnica propuesta (PT) y el *software* comercial (CP), considerando los modelos de resistividad en el caso de fallas monofásicas.