

Localización de fallas en líneas de transmisión no uniformes usando perfiles transitorios de tensión

Omar Hernández García, Fermín Pascual Espino Cortés, Member, IEEE, y Rodrigo Nuricumbo Guillén
Programas de Posgrado de Ingeniería Eléctrica, SEPI-ESIME-ZACATENCO
Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, México
e-mail: omarhgipn@hotmail.com, fespino@ipn.mx, rodrigo.ng.85@gmail.com

Abstract—En éste trabajo, se implementa y analiza un algoritmo para localización de fallas en líneas de transmisión no uniforme, lo cual mejora la exactitud en la estimación del punto de falla en aquellos casos en los que la línea presenta cambios significativos en su geometría o en las propiedades del terreno. La línea no uniforme se modela usando la conexión en cascada de matrices cadena, las cuales son capaces de considerar el efecto del retorno por tierra en base al método de imágenes complejas. La dependencia frecuencial de los parámetros de la línea se incluye de forma sencilla con la implementación de la transformada numérica de Laplace (TNL). El algoritmo opera fuera de línea y realiza el cálculo partiendo de mediciones de tensiones y corrientes de ambos extremos de la línea, las cuales inicialmente están en el dominio del tiempo y son transformadas al dominio de la frecuencia por medio de la transformada numérica de Laplace directa (TNLD). El manejo simultáneo de estas señales y el modelo de línea no uniforme hace posible calcular los perfiles transitorios de tensión. Para interpretar los resultados, estos se transforman al dominio del tiempo por medio de la transformada numérica de Laplace inversa (TNLI) y se estima el punto de falla en cada fase en base a un perfil de falla. El proceso de validación del método consiste en inyectar señales de tensiones y corrientes obtenidas del programa de simulación para transitorios electromagnéticos ATPDraw, del cual se conoce el punto donde se aplicó la falla y comparar con los resultados obtenidos con el programa implementado.

Keywords—Localización de falla, línea de transmisión no uniforme, Transformada Numérica de Laplace (TNL), perfiles transitorios de tensión.

I. INTRODUCCIÓN

Aun en los sistemas eléctricos mejor diseñados, ocasionalmente se experimentan disturbios que los equipos de protección deben aislar rápidamente para asegurar el mínimo de daño en los circuitos y reducir así el tiempo que estos quedan fuera de operación [1].

Un disturbio en el sistema eléctrico de potencia (SEP) es cualquier acontecimiento que afecte o interrumpa la continuidad y calidad en el suministro de energía eléctrica. Al presentarse una falla, las fuentes que aportan corriente de corto circuito son los generadores, motores síncronos, motores de inducción y condensadores síncronos. Estas corrientes son de magnitudes elevadas, ya que la única limitante es la impedancia de los equipos y de las líneas de transmisión (o distribución), vista desde las fuentes de corriente de corto circuito [2].

La longitud y exposición a la intemperie de las líneas de transmisión aéreas, las hace uno de los elementos más susceptibles a sufrir fallas. Algunas de las causas de falla en líneas de transmisión son descargas atmosféricas, flameo en aisladores contaminados, caída de conductores, colapso de torres, o incluso debido a la interacción de la flora y fauna local.

La mayoría de los disturbios son de tipo transitorio, por lo tanto, hay equipos de protección encargados de conectar y desconectar los circuitos con falla de manera automática. En otro caso, cuando el disturbio es de tipo permanente y ocasiona una desconexión de un circuito por un lapso de tiempo indefinido, los localizadores de falla tienen el propósito de agilizar la reparación y reconexión del circuito, ubicando con exactitud el punto donde se tiene el problema [2].

Décadas de investigación han dado como resultado que hoy se conocen diversas técnicas para localizar fallas. Estas técnicas se clasifican con base en la información que requieren los algoritmos para operar y en la forma de como procesan esta información para obtener el mejor resultado [3]. La información puede provenir de uno o ambos extremos de la línea. Es importante mencionar que actualmente la tecnología para localización de fallas en líneas de transmisión no considera modelos de línea no uniforme, una condición que en algunas líneas puede influir de manera importante en la exactitud de la localización.

En este trabajo se describe un algoritmo de localización de fallas que realiza cálculos en el dominio de la frecuencia mediante la transformada numérica de Laplace (TNL) y que considera las no uniformidades de los entornos que atraviesan las líneas de transmisión. El modelo de la línea no uniforme se obtiene mediante la conexión en cascada de matrices cadena. Las mediciones de tensión y corriente en los extremos de la línea, junto al modelo de línea no uniforme, se utiliza para la estimación del punto de falla.

II. MODELO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN NO UNIFORME

Los modelos de línea de transmisión no uniforme son capaces de considerar la variación en los parámetros eléctricos, debido al cambio en la posición geométrica de los conductores y particularmente en este trabajo, el modelo se hace más preciso ya que también considera la dependencia frecuencial y las pérdidas debidas al retorno por tierra ya que se considera que la tierra no es un conductor ideal, a lo cual

surge el termino de profundidad de penetración compleja y se muestra en la ecuación (1).

$$P = \sqrt{\frac{\rho_e}{j\omega\mu_e}} \quad (1)$$

Donde ρ_e es la resistividad del terreno, μ_e la permeabilidad magnética del terreno y $j\omega$ el operador de la frecuencia. Al incluir la profundidad de penetración del suelo y el conductor en los cálculos de los parámetros eléctricos en por unidad de longitud, por medio del método de imágenes complejas y resolver dichos cálculos con la TNL, se obtienen las ecuaciones (2) y (3), las cuales engloban los fenómenos eléctricos debidos a la geometría de la línea, la dependencia frecuencial, las pérdidas del retorno por tierra y las pérdidas en el conductor [4].

$$Z = Z_G + Z_t + Z_c = j\omega(L_G + L_t) + R_t + Z_c \quad (2)$$

$$Y = j\omega C = j\omega P^{-1} \quad (3)$$

Donde Z es la impedancia total por unidad de longitud, Z_G la impedancia geométrica, Z_t la impedancia del retorno por tierra y Z_c la impedancia del conductor, R_t es la parte real de Z_t y P se conoce como los coeficientes de potencial de Maxwell.

Las variables mostradas en las ecuaciones (2) y (3) son parte de la estructura de otras ecuaciones conocidas como "las ecuaciones del telegrafista" ecuaciones (4) y (5), cuyo signo negativo representa la proporsión inversa de la longitud de la línea con las variables de tension y corriente. La solución general de las ecuaciones (6) y (7), permite conocer la tensión y corriente en cualquier punto de la línea [5].

$$-\frac{dV}{dx} = ZI \quad (4)$$

$$-\frac{dI}{dx} = YV \quad (5)$$

$$V(x, t) = v_l e^{-\Psi x} + v_R e^{\Psi x} \quad (6)$$

$$I(x, t) = Y_0(v_l e^{-\Psi x} - v_R e^{\Psi x}) \quad (7)$$

$$\Psi = M\Gamma M^{-1} \quad (8)$$

$$\Gamma = \begin{bmatrix} \gamma_1 & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & \gamma_n \end{bmatrix} \quad (9)$$

$$Z_0 = [Z^{-1}\Psi]^{-1} = \Psi^{-1}Z \quad (10)$$

$$Y_0 = Z^{-1}\Psi \quad (11)$$

Donde V es una matriz de voltajes, I una matriz de Corrientes, Ψ es la matriz de propagación de voltaje, M es la matriz de vectores propios del producto ZY , Γ es la matriz de valores propios del producto ZY , Z_0 es la impedancia característica y Y_0 la admitancia característica.

Partiendo de las ecuaciones (6) y (7), se puede obtener una expresión matemática que define la matriz de transferencia de una línea multiconductora, lo cual se muestra en la ecuación (12) y se ejemplifica con la Fig. 1, donde se puede observar que las corrientes de los extremos de la línea fluyen hacia el interior de ésta [5].

$$\begin{bmatrix} V_{Remoto} \\ I_{Remoto} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{local} \\ I_{local} \end{bmatrix} \quad (12)$$

$$A = \cosh(\Psi l) \quad (13)$$

$$B = -Z_0 \sinh(\Psi l) \quad (14)$$

$$C = Y_0 \sinh(\Psi l) \quad (15)$$

$$D = -\cosh(\Psi l) \quad (16)$$

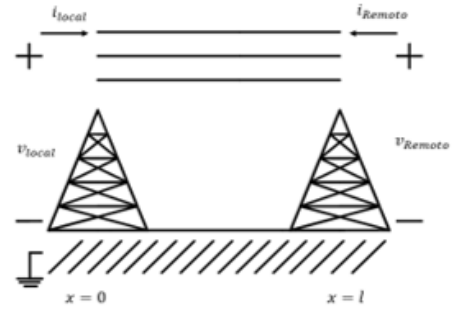


Fig. 1. Distribución de corrientes para modelar la matriz de transferencia de una línea multiconductora..

Para el modelado de una línea de transmisión no uniforme, se utiliza la propiedad de conexión en cascada de las matrices cadena (ϕ), lo cual se logra considerando un desfase de 180 grados eléctricos en la expresión de la corriente de la ecuación (12). Esto hace posible considerar diferentes valores de altura y resistividad de suelo en cada modelo de matriz cadena, como se muestra en la Fig. 2.

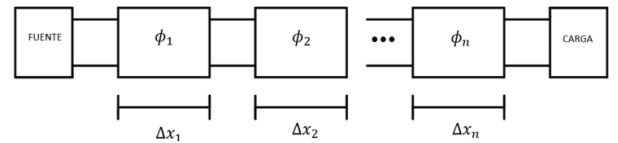


Fig. 2. Modelo de una línea de transmisión no uniforme.

III. TRANSFORMADA NUMÉRICA DE LAPLACE

En este trabajo se utiliza la TNL para realizar los estudios de propagación de ondas transitorias e incluir de manera sencilla la dependencia frecuencial de los parámetros eléctricos.

A. Transformada numérica de Laplace directa con muestreo impar

La transformada numérica de Laplace directa (TNLD) es útil para transformar las señales en el dominio del tiempo al dominio de la frecuencia. El muestreo impar, consiste en evaluar solo las frecuencias impares ($\Delta\omega$, $3\Delta\omega$, $5\Delta\omega$, ...). Para

escribir de forma discreta una función en el dominio de la frecuencia $F(s)$, se parte de considerar la función en el dominio de tiempo $f(t)$ como una función causal, truncando el rango de integración en un tiempo finito $[0, T]$ y aplicando muestreo impar. Entonces las TNLD queda como en la ecuación (17) [5].

$$F(c + j(2m + 1)\Delta\omega) = \sum_{n=0}^{N-1} f(n\Delta t) e^{-cn\Delta t} e^{-j(2m+1)\Delta\omega\Delta t} \Delta t \quad (17)$$

Donde $\Delta\omega$ es el paso de integración en la frecuencia, Δt el paso de integración en el tiempo, N el número de muestras, n, m son contadores de 0 hasta $N - 1$ y c es una constante del factor de amortiguamiento, el cual sirve para aminorar el error debido a la propia discretización de las señales.

B. Transformada numérica de Laplace inversa con muestreo impar

Previo a la definición de la transformada numérica de la Place inversa (TNLI), se debe definir el concepto de función ventana o de peso, las cuales son utilizadas para atenuar las oscilaciones producidas al truncar una señal en un tiempo establecido, en [6] se pueden consultar las funciones ventana más utilizadas en el análisis de transitorios electromagnéticos. Particularmente en este trabajo se implementó la ventana Hanning, la cual se presenta en la ecuación (18).

$$\sigma(\omega) = \frac{1 + \cos\left(\frac{\pi\omega}{\Omega}\right)}{2} \quad (18)$$

La TNLI transforma las señales del dominio de la frecuencia al dominio del tiempo y con esto se pueden interpretar los resultados obtenidos con el algoritmo implementado en este trabajo. La expresión discreta se muestra en la ecuación (19).

$$f(n\Delta t) \cong \frac{e^{cn\Delta t}}{\pi} Re \left\{ \sum_{m=0}^{N-1} [f(c + j(2m + 1)\Delta\omega)] \sigma[(2m + 1)\Delta\omega] e^{j(2m+1)n\Delta\omega\Delta t} \Delta\omega' \right\} \quad (19)$$

Donde Ω es un tiempo finito, $\sigma(\omega)$ es la función ventana, $\Delta\omega$ es el paso de integración en la frecuencia, Δt el paso de integración en el tiempo, N el número de muestras, n, m son contadores de 0 hasta $N - 1$ y c es una constante del factor de amortiguamiento.

IV. ALGORITMO DE LOCALIZACION DE FALLAS

En este trabajo se calculan los perfiles transitorios de tensión y corriente en el dominio espacio-frecuencia (x, s) , utilizando las mediciones de tensión y corriente en ambos extremos de la línea y el modelo de línea de transmisión no uniforme. En la ecuación (20) se muestra el algoritmo para obtener los perfiles transitorios que van del nodo emisor al nodo receptor $v(x, s)$ y $i(x, s)$, los cuales se calculan partiendo de las mediciones al inicio de la línea v_0, i_0 y ϕ que conforman la línea. En la ecuación (21) se muestra el algoritmo para obtener los perfiles transitorios opuestos, los que van del nodo receptor al nodo emisor $v'(x, s)$ y $i'(x, s)$, los cuales se calculan partiendo de las mediciones al final de la línea i_N, v_N y los mismos valores de ϕ .

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} v_1(s) \\ i_1(s) \end{bmatrix} &= \phi_1 \begin{bmatrix} v_0(s) \\ i_0(s) \end{bmatrix} \\ &\vdots \\ \begin{bmatrix} v_2(s) \\ i_2(s) \end{bmatrix} &= \phi_2 \begin{bmatrix} v_1(s) \\ i_1(s) \end{bmatrix} \\ &\vdots \\ \begin{bmatrix} v_N(s) \\ i_N(s) \end{bmatrix} &= \phi_N \begin{bmatrix} v_{N-1}(s) \\ i_{N-1}(s) \end{bmatrix} \\ &\vdots \\ \begin{bmatrix} v_{N-1}(s) \\ i_{N-1}(s) \end{bmatrix} &= \phi_N \begin{bmatrix} v_N(s) \\ i_N(s) \end{bmatrix} \\ &\vdots \\ \begin{bmatrix} v_1(s) \\ i_1(s) \end{bmatrix} &= \phi_2 \begin{bmatrix} v_2(s) \\ i_2(s) \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} v_0(s) \\ i_0(s) \end{bmatrix} &= \phi_1 \begin{bmatrix} v_1(s) \\ i_1(s) \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (20)$$

Posteriormente se aplica la TNLI para obtener los perfiles en el dominio espacio-tiempo (x, t) y únicamente se utilizan los perfiles de tensión $v(x, t)$ y $v'(x, t)$ para localizar la falla. Esta consideración se debe a que la corriente que fluye en los extremos de la línea no necesariamente presenta valores similares al ocurrir la falla, provocando que no se tenga noción si en el punto de falla se presentarían valores mínimos.

La ecuación (22) define que $v(x, t)$ describe la tensión desde el extremo emisor a la falla y $v'(x, t)$ desde el extremo remoto a la falla [5].

$$v_f(x, t) = \begin{cases} v(x, t) & \text{desde } x = 0 \text{ hasta } x = d_f \\ v'(x, t) & \text{desde } x = d_f \text{ hasta } x = l \end{cases} \quad (22)$$

Donde d_f es la distancia de falla y $v_f(x, t)$ el perfil transitorio de tensión de falla.

Considerando el decaimiento de la tensión al instante de la falla y que $v(x, t)$ y $v'(x, t)$ solo describen la tensión hasta d_f , se asume que la diferencia entre los perfiles es mínima cuando $x = d_f$, por lo tanto, la ubicación de la falla puede estimarse al realizar la diferencia entre ambos perfiles, lo que se muestra en la ecuación (23) [5].

$$v_f(x, t) = |v(x, t) - v'(x, t)| \rightarrow 0 \quad (23)$$

Por último, para obtener una localización de fallas muy precisa, se plantea que no todo el perfil $v_f(x, t)$ contiene valores útiles. Debido a que el algoritmo desarrollado se basa en las ecuaciones del telegrafista las cuales también son base del método de localización de fallas por onda viajera, se supuso que algunas consideraciones de este método también son aplicables al método desarrollado en este trabajo. Como el requerir pocas muestras después del inicio de la falla.

Se utilizó la ecuación (24) para dividir el total de las matrices cadena que conforman todo el modelo de línea no uniforme (DMC) y agruparlos en múltiplos de dos para posteriormente evaluar cuantos puntos mínimos contiene cada agrupación de matrices cadena (DMC_2) y definir en qué

sección se concentran más puntos mínimos, dicha sección se considera como la fallada y se calculan sus fronteras máximas y mínimas. El algoritmo desarrollado traslapa todas las consideraciones y estima el punto de falla, lo cual se define como $v_{f_{33}}$ en la Fig. 3.

$$DMC_2 = \frac{DMC}{2 * g} \quad (24)$$

Donde g es un número cualquiera que multiplicado por 2, dará la cantidad total de matrices cadena agrupadas.



Fig. 3. Traslape de funciones para la estimación del punto de falla.

Para validar el método desarrollado se comparan los resultados obtenidos con el algoritmo con los conocidos al aplicar algún tipo de falla en el modelo de ATPDraw y se calcula el error relativo, el cual se obtiene con la ecuación (25).

$$error(\%) = \frac{|x - x_{real}|}{\ell} x 100 \quad (25)$$

Donde x es la distancia a la falla estimada, x_{real} la distancia real a la falla y ℓ la longitud total de la línea.

V. CASOS DE PRUEBA

Se presentan tres casos de aplicación del algoritmo desarrollado, analizando su desempeño ante diferentes variantes que se pueden presentar en una falla de corto circuito, como lo pueden ser: el tipo de falla, impedancia de falla y distancia desde el nodo emisor a la falla.

A. Caso 1: Línea con secciones con torres muy altas

Este caso es una línea larga con alturas muy elevadas, las cuales fueron sacadas de [7], con una fuente de 440 kv que alimenta una carga en estrella puramente resistiva de 100 Ω por fase, los datos del modelo se enuncian en la TABLA I y el modelo en ATPDraw se muestra en la Fig. 4.

TABLA I. Datos del modelo de línea no uniforme realizado en ATPDraw para el caso 1.

Datos del modelo de línea			
Sección	Longitud [km]	Resistividad del Terreno [$\Omega \cdot m$]	Disposición geométrica de los conductores [m]
1	50	100	$x=[0 \ 9.27 \ 18.54]$, $y=[24.04 \ 27.64 \ 24.04]$
2	200	100	$x=[0 \ 12 \ 24]$, $y=[255 \ 280 \ 255]$
3	50	100	$x=[0 \ 9.27 \ 18.54]$, $y=[24.04 \ 27.64 \ 24.04]$

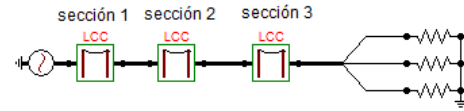


Fig. 4. Modelo en ATPDraw, para el caso 1.

En la TABLA II, se muestran las especificaciones y resultados de aplicarse una falla trifásica y monofásica en la fase B, a 6 milisegundos después del inicio de la simulación.

TABLA II. Condiciones y resultados de las fallas aplicadas en el caso 1.

RESULTADOS DEL CASO 1				
Tipo de falla	Distancia real [km]	Impedancia de falla [Ω]	Distancia calculada [km]	Error relativo [%]
3FT	25	0	25.121	0.04
		50	26.67	0.56
		100	25.75	0.25
		200	26.5	0.50
	150	0	150.5	0.17
		50	149	0.33
		100	148.5	0.50
		200	154	1.33
	275	0	274.75	0.08
		50	275.4	0.13
		100	275.7	0.23
		200	276.6	0.53
FBT	25	0	25.5	0.17
		50	25.347	0.12
		100	24.778	0.07
		200	24.343	0.22
	150	0	150.5	0.17
		50	150.83	0.28
		100	150.67	0.22
		200	150.74	0.25
	275	0	274.33	0.22
		50	275.17	0.06
		100	275.49	0.16
		200	275.88	0.29

En la Fig. 5 se muestra el error relativo de 3FT y la Fig.6 de FBT.

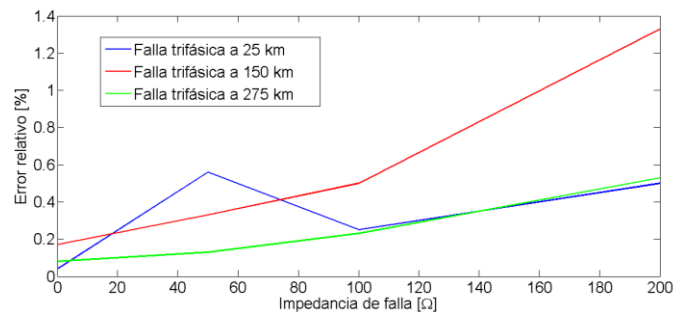


Fig. 5. Error relativo para la falla trifásica del caso 1.

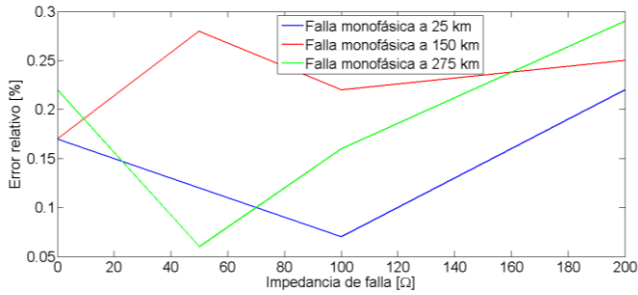


Fig. 6. Error relativo para la falla monofásica del caso 1.

B. Caso 2: Línea con cambios en la conductividad del terreno y torres de altura normal

Este caso es una línea larga que presenta cambios en la resistividad del suelo que atraviesa. Alimenta con una fuente de 440 kv a una carga en estrella puramente resistiva de 100 Ω por fase, los datos del modelo se enuncian en la TABLA III y el modelo en ATPDraw se muestra en la Fig. 7.

TABLA III. Datos del modelo de línea no uniforme realizado en ATPDraw para el caso 2.

Datos del modelo de línea			
Sección	Longitud [km]	Resistividad del Terreno [$\Omega \cdot m$]	Disposición geométrica de los conductores [m]
1	50	100	x= [0 9.27 18.54] , y=[24.04 27.64 24.04]
2	50	10	x= [0 9.27 18.54] , y=[24.04 27.64 24.04]
3	50	1	x= [0 9.27 18.54] , y=[24.04 27.64 24.04]
4	50	100	x= [0 9.27 18.54] , y=[24.04 27.64 24.04]

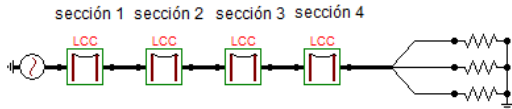


Fig. 7. Modelo en ATPDraw, para el caso 2.

En la TABLA IV, se muestran las especificaciones y resultados de aplicarse una falla monofásica en la fase C, a 6 milisegundos después del inicio de la simulación.

TABLA IV. Condiciones y resultados de las fallas aplicadas en el caso 2.

RESULTADOS DEL CASO 2				
Tipo de falla	Distancia real [km]	Impedancia de falla [Ω]	Distancia calculada [km]	Error relativo [%]
FCT	50	0	50.317	0.1585
		50	50.211	0.1055
		100	50.188	0.094
		200	50.199	0.0995
	100	0	100	0
		50	100.83	0.415
		100	100.61	0.305
		200	100.21	0.105
	150	0	151.61	0.805
		50	151.44	0.72
		100	149	0.5

		200	151.83	0.915
--	--	-----	--------	-------

En la Fig. 8 se muestra el error relativo de FCT.

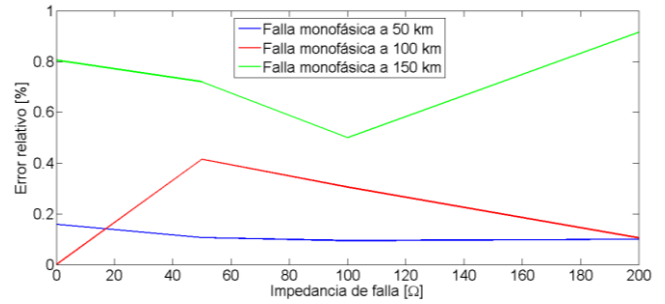


Fig. 8. Error relativo para la falla monofásica del caso 2.

C. Caso 3: Línea con una transición a línea compacta

Este caso es una línea media que presenta cambios en la geometría. Alimenta con una fuente de 440 kv a una carga en estrella puramente resistiva de 100 Ω por fase, los datos del modelo se enuncian en la TABLA V y el modelo en ATPDraw se muestra en la Fig. 9.

TABLA V. Datos del modelo de línea no uniforme realizado en ATPDraw para el caso 3.

Datos del modelo de línea			
Sección	Longitud [km]	Resistividad del Terreno [$\Omega \cdot m$]	Disposición geométrica de los conductores [m]
1	50	100	x= [0 9.27 18.54] , y=[24.04 27.64 24.04]
2	50	100	x= [0 7 0] , y=[20 25 30]

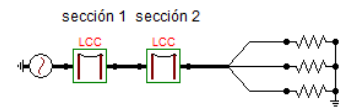


Fig. 9. Modelo en ATPDraw, para el caso 3.

En la TABLA VI, se muestran las especificaciones y resultados de aplicarse una falla entre las fases A y C, a 6 milisegundos después del inicio de la simulación.

TABLA VI. Condiciones y resultados de las fallas aplicadas en el caso 3.

RESULTADOS DEL CASO 3				
Tipo de falla	Distancia real [km]	Impedancia de falla [Ω]	Distancia calculada [km]	Error relativo [%]
FAC	50	0	49.937	0.063
		50	49.95	0.05
		100	50.148	0.148
		200	50.266	0.266
		0	80.444	0.444
		50	80.25	0.25
	80	0	80.167	0.167
		100	80.173	0.173

En la Fig. 10 se muestra el error relativo de FAC.

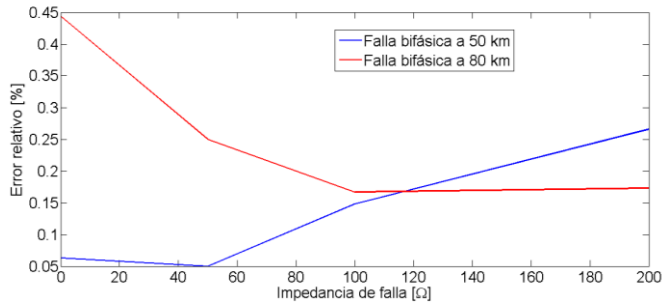


Fig. 10. Error relativo para la falla bifásica del caso 3.

VI. CONCLUSIONES

En este trabajo se analiza la exactitud de un algoritmo para localizar fallas en líneas de transmisión no uniformes. El modelo de línea empleado utiliza el método de imágenes complejas para calcular los parámetros eléctricos de la línea de transmisión. La posición geométrica de los conductores y la resistividad del terreno fueron consideradas como las variables que pueden definir la no uniformidad a lo largo de la línea. Utilizando la transformada numérica de Laplace el problema se resuelve en el dominio de la frecuencia, permitiendo incluir de manera sencilla la dependencia frecuencial de los parámetros.

Mediante la conexión en cascada de matrices cadena fue posible incluir la variación de los parámetros eléctricos, causada por cambios en la geometría de la línea y por los cambios de terreno por donde atraviesa

Con base en los métodos mencionados anteriormente, fue posible calcular los perfiles transitorios de tensión y corriente en el dominio de la frecuencia, cada uno de los cuales se calcula con los valores de tensión y corriente de cada uno de los extremos de la línea. Los dos perfiles en el dominio de la frecuencia son transformados al dominio del tiempo por medio de la transformada numérica de Laplace inversa. Cuando ocurre una falla, se calcula un tercer perfil para la tensión de cada una de las fases. Este perfil se conoce como perfil transitorio de tensión de falla. Dicho perfil tiende a valores mínimos en el punto donde se localiza la falla. Esta condición es utilizada por el algoritmo para deducir en qué muestra de

tiempo comienza el disturbio y posteriormente determina la distancia donde se encuentra el punto de falla.

La exactitud del algoritmo fue verificada por tres diferentes casos de no uniformidad en la línea. Los casos de no uniformidad comprendieron cambios en la posición geométrica de los conductores y resistividad del suelo. También se analizó el efecto del valor de la impedancia de falla y la posición de esta. Con base en el análisis de todos los resultados obtenidos con el algoritmo de localización de fallas, se puede concluir que la exactitud de la localización de fallas es mejor cuando se utilizan modelos de línea no uniforme.

El algoritmo de localización propuesto demostró ser aplicable a cualquier tipo de falla, presentando una tendencia a presentarse errores menores al 1 % para impedancias por debajo de 200 Ω sin importar la posición de la falla.

REFERENCES

- [1] F. Toledo, *Métodos computacionales para el análisis de sistemas de potencia.*, México: Ducece, 1997.
- [2] W. D. Stevenson y John J. Grainger, *Análisis de sistemas eléctricos de potencia*, Cuarta. México: McGraw-Hill, 2002.
- [3] M. M. Saha, J. Izykowski, y E. Rosoowski, *Fault Location on Power Networks*. London: Springer, 2009.
- [4] C. GARY, «Análisis de la propagación de ondas a través de conductores múltiples en alta frecuencia utilizando matrices complejas.», *Electricite de France*.
- [5] R. Nuricumbo Guillén, «Desarrollo de Métodos en el Dominio de la Frecuencia para Determinar Perfiles Transitorios a lo Largo de Líneas de Transmisión Uniformes y No Uniformes.», SEPI ESIME Zacatenco, Ciudad de México, 2018.
- [6] P. Moreno y A. Ramirez, «Implementation of the Numerical Laplace Transform: A Review Task Force on Frequency Domain Methods for EMT Studies, Working Group on Modeling and Analysis of System Transients Using Digital Simulation, General Systems Subcommittee, IEEE Power Engineering Society», *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, n° 4, pp. 2599-2609, 2008.
- [7] A. Pinto, E. Costa, S. Kurokawa, y J. Pissolato, «Analysis of the Electrical Characteristics of an Alternative Solution for the Brazilian-Amazon Transmission System», *Electric Power Components and Systems*, vol. 39, pp. 1424-1436, 2011.