# Algoritmo de estimación del voltaje de falla en líneas de transmisión

# Raudel Vela Haro, Ernesto Vázquez Martínez, Manuel A. Andrade Soto

FIME-UANL raudel.velahr@uanl.edu.mx, evazquezmtz@gmail.com, manuel.andradest@uanl.edu.mx

# RESUMEN

En este artículo se propone un algoritmo capaz de estimar el nivel de voltaje en el punto donde ocurre una falla en una línea de transmisión. El algoritmo estima el voltaje falla tomando como referencia uno de los extremos de la línea de transmisión, a través del método Newton Raphson, utilizando los fasores de la componente fundamental del voltaje y la corriente, medidos por los TP's y TC's. El objetivo de estimar el voltaje en el punto de falla, es utilizar ese dato para mejorar la precisión de los algoritmos de localización de fallas de un solo terminal, sin la necesidad de utilizar un canal de comunicaciones para conocer la información de voltaje y corriente en el extremo opuesto de la línea de transmisión.

# **PALABRAS CLAVE**

Estimación del voltaje, línea de transmisión, Newton Raphson, acoplamiento mutuo, fallas.

# **ABSTRACT**

This paper proposes an algorithm capable to estimate the fault voltage at the fault point in a transmission line. The Newton Raphson method uses the voltage and current fundamental components measured from the TP's and TC's to calculate the fault voltage with reference to one-terminal of the transmission line. The goal of the fault voltage estimate is to improve the accuracy of the one-terminal algorithms for locating faults by using this value without need to use a communication channel to know the voltage and current at the remote end of the transmission line.

# **KEYWORDS**

Voltage estimate, transmission line, Newton Raphson method, mutual coupling, faults.

# INTRODUCCIÓN

Las líneas de transmisión están constantemente sujetas a fallas debido a descargas atmosféricas durante tormentas eléctricas, por contactos con flora y fauna cercanos a los derechos de vía, así como daño en las cadenas de aislamiento por ruptura o contaminación. Debido a esto el sistema eléctrico de potencia disminuye su capacidad para transmitir energía, lo que afecta a los usuarios de

la red eléctrica. La desconexión de una línea de transmisión debido a una falla, además de generar pérdidas económicas debido a la energía no suministrada a los consumidores, implica llevar el sistema de potencia a una condición crítica de operación, que, en caso de mantenerse, puede ocasionar un disturbio de área amplia.<sup>2</sup>

Los algoritmos para localización de fallas de un solo terminal en líneas de transmisión basados en la medición de impedancia, son algoritmos sencillos y capaces de proporcionar una respuesta bastante acertada sobre estas ubicaciones.<sup>3</sup> Estos algoritmos son creados para utilizar los voltajes y corrientes medidos por el localizador de fallas colocado en una terminal de la línea de transmisión. El objetivo es procesar los datos de voltaje y corriente en los periodos de prefalla y falla y asi determinar el lugar donde ocurrio la falla. Como estos algoritmos utilizan información de un solo extremo de la línea, tienen un error de estimación de ubicación mayor del 5% de la longitud de la línea, que en muchos casos es excesivo y tendría como consecuencia una demora en la localización del punto de falla y en consecuencia un aumento en el tiempo de restauración del servicio a los usuarios.<sup>4</sup> Este problema se puede resolver de dos formas, a) con los algoritmos de dos terminales, que comparten los datos de voltaje y corriente entre ambos terminales de la línea a través de un canal de comunicaciones, b) estimando la información de un extremo de la línea partir de los datos de extremo opuesto.

El algoritmo propuesto en este artículo estima el voltaje en el punto de falla a partir de los fasores de voltaje y corriente de componente fundamental medidos en un extremo; como el voltaje en el punto de falla no se puede medir debido a la naturaleza estocástica del punto donde puede ocurrir la falla, la idea es realizar un estimado inicial del voltaje de falla, y mejorar este valor estimado utilizando el método iterativo de Newton Raphson.<sup>5</sup> El objetivo general es reducir el error de estimación de los algoritmos de localización de falla de un solo terminal mediante la estimación del voltaje en el punto falla.<sup>3</sup>

# ESTIMACIÓN DEL VOLTAJE DE FALLA

La estimación del voltaje de falla se hace utilizando el método iterativo Newton Raphson, el cual parte de las ecuaciones de flujo de potencia activa y reactiva a través de una línea de transmisión. Las ecuaciones para estas potencias son:

$$P_{S} = \frac{|V_{S}| \cdot |V_{R}|}{Z_{SR}} \cdot sen(\delta_{S} - \delta_{R})$$

$$Q_{S} = \frac{|V_{S}^{2}| - |V_{S}| \cdot |V_{R}| \cdot cos(\delta_{S} - \delta_{R})}{Z_{SR}}$$
(2)

$$Q_S = \frac{|V_S^2| - |V_S| \cdot |V_R| \cdot \cos(\delta_S - \delta_R)}{Z_{SR}} \tag{2}$$

donde los subíndices S y R indican los terminales de la línea de transmisión, esto se muestra en la figura 1. Las flechas en el nodo S muestran los sentidos que los flujos de potencia pueden tener, según la condición de operación de la red.



Fig. 1. Flujos de potencia activa y reactiva.

Para el análisis del algoritmo de estimación de voltaje, el localizador de fallas se coloca en el nodo S y el punto de falla F en algún lugar sobre la línea de transmisión, por lo que el extremo R sale de las ecuaciones de flujo de potencia. Considerando el caso de fallas a tierra, que son las de mayor incidencia, se tendrá un valor de resistencia de falla debido al arco eléctrico que se presenta en el momento del cortocircuito y la resistencia del retorno por tierra. Este valor de resistencia se debe sumar al valor de la impedancia entre el localizador y la falla, por lo que representa un error al estimar el punto de falla. Debido a esto, el algoritmo propuesto de estimación de voltaje asume que la parte resistiva de la impedancia de línea es despreciable y además, que la resistencia de falla está implícita en la estimación del voltaje, es decir, que en el voltaje estimado resultante, ya considera el efecto de la resistencia de falla, como se muestra en la figura 2.

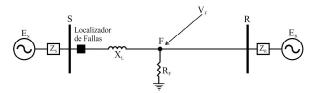


Fig. 2. Estimación del voltaje de falla con R<sub>F</sub> incluida.

Al asumir que la resistencia de la línea es despreciable y que el nuevo punto (nodo) para el análisis del flujo de potencia a través de la línea es F en (1) y (2) el término  $Z_{SR}$  se convierte en:

$$X_{SF} = Im(Z_{SF}) (3)$$

Esto se muestra en el diagrama fasorial de la figura 3.

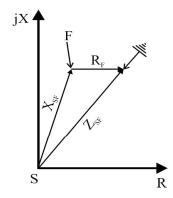


Fig. 3. Diagrama fasorial del nodo S al punto de falla F.

Las ecuaciones modificadas de flujo de potencia activa y reactiva son:

$$P_S = \frac{|V_F||V_S|}{X_{SF}} sen(\delta_F - \delta_S)$$
(4)

$$Q_S = \frac{\left|V_F^2\right| - \left|V_F\right| \left|V_S\right|}{X_{SF}} \cos(\delta_F - \delta_S) \tag{5}$$

donde la forma del término  $V_{\scriptscriptstyle S}$  depende del tipo de falla tal como se muestra en la tabla I.

Las variables que se desea estimar en (4) y (5) con ayuda del método Newton Raphson son  $V_F$ ,  $\delta_F$  y  $X_{AF}$ . El algoritmo comienza calculando los valores iniciales para las variables desconocidas. Las condiciones iniciales de la reactancia del

Tabla I.	$V_s$ , $I_s$ y	ΔI <sub>s</sub> según e	l tipo de	falla.
----------	-----------------	-------------------------	-----------	--------

Tipo de falla	Vs	Is	$\Delta I_{S}$		
A-G	$V_{AF}$	I <sub>AF</sub> +kI <sub>S0</sub>	I <sub>AF</sub> -I <sub>Apref</sub>		
B-G	$V_{BF}$	I <sub>BF</sub> +kI <sub>S0</sub>	I <sub>BF</sub> -I <sub>Bpref</sub>		
C-G	$V_{CF}$	I <sub>CF</sub> +kI <sub>S0</sub>	I <sub>CF</sub> -I <sub>Cpref</sub>		
AB, AB-G, ABC	$V_{AF}$ - $V_{BF}$	I <sub>AF</sub> -I <sub>BF</sub>	$(I_{AF}-I_{Apref})-(I_{BF}-I_{Bpref})$		
BC, BC-G, ABC	$V_{BF} ext{-}V_{CF}$	I <sub>BF</sub> -I <sub>CF</sub>	$(I_{BF}-I_{Bpref})-(I_{CF}-I_{Cpref})$		
CA, CA-G, ABC	V <sub>CF</sub> -V <sub>AF</sub>	I <sub>CF</sub> -I <sub>AF</sub>	(I <sub>CF</sub> -I <sub>Cpref</sub> )-(I <sub>AF</sub> -I <sub>Apref</sub> )		
ABC-G	$V_{AF}$	I <sub>AF</sub>	I <sub>AF</sub> -I <sub>Apref</sub>		
k= (Z <sub>L0</sub> /Z <sub>L1</sub> )-1					

nodo S a la falla X<sub>SF</sub> se calculan de la siguiente forma:

$$Z_{SF} = \frac{V_S}{\Delta I_S} \tag{6}$$

donde  $\Delta I_s$  también está definido en la tabla I. El valor obtenido en (6) es la impedancia aparente medida por el localizador de falla desde el extremo donde está ubicado hasta el lugar de falla (incluido el error por la resistencia de falla), por lo que se utiliza (3) para conocer el valor  $X_{sf}$ . Con el valor obtenido en (6) se calcula la condición inicial del voltaje de falla tal como se muestra:

$$V_F^{(0)} = V_S - I_S \cdot Z_{SF} \tag{7}$$

donde V<sub>F</sub><sup>(0)</sup> es un fasor.

Una vez obtenidos los valores iniciales de (4) y (5) se inicia con el proceso iterativo.

$$P_S^{(k)} = \frac{|V_F^{(k)}| \cdot |V_S|}{X_{SF}} \cdot sen(\delta_F^{(k)} - \delta_S)$$
(8)

$$Q_S^{(k)} = \frac{|V_F^{2(k)}| - |V_F^{(k)}| \cdot |V_S| \cdot \cos(\delta_F^{(k)} - \delta_S)}{X_{SF}}$$
(9)

Se calcula el cambio en la potencia activa y reactiva como:

$$\Delta P = P_S - P_S^{(k)} \tag{10}$$

$$\Delta Q = Q_S - Q_S^{(k)} \tag{11}$$

donde  $P_s$  y  $Q_s$  en (10) y (11) respectivamente son las potencias medidas por el localizador de fallas. Definiendo el ángulo del voltaje de falla  $\delta_F^{(k)}$  como la variable 1 y la magnitud del voltaje de falla  $V_F^{(k)}$  como la variable 2, la matriz Jacobiana queda definida como:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_S^{(k)}}{\partial \delta_F} & \frac{\partial P_S^{(k)}}{\partial V_F} \\ \frac{\partial Q_S^{(k)}}{\partial \delta_F} & \frac{\partial Q_S^{(k)}}{\partial V_F} \end{bmatrix}$$
(12)

Los elementos de la matriz Jacobiana desarrollados se muestran enseguida:

$$\frac{\partial P_S^{(k)}}{\partial \delta_F} = \frac{|V_F^{(k)}| \cdot |V_S|}{X_{SF}} \cdot \cos(\delta_F^{(k)} - \delta_S)$$
(13)

$$\frac{\partial P_S^{(k)}}{\partial V_F} = \frac{|V_S|}{X_{SF}} \cdot sen(\delta_F^{(k)} - \delta_S)$$
(14)

$$\frac{\partial Q_S^{(k)}}{\partial \delta_F} = \frac{|V_F^{(k)}| \cdot |V_S|}{X_{SF}} \cdot sen(\delta_F^{(k)} - \delta_S)$$
(15)

$$\frac{\partial Q_S^{(k)}}{\partial V_F} = \frac{2V_F^{(k)} - V_S \cdot \cos(\delta_F^{(k)} - \delta_S)}{X_{SF}}$$
(16)

donde el cambio en las variables 1 y 2 se calcula como:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_F \\ \Delta V_F \end{bmatrix} \tag{17}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta_F \\ \Delta V_F \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} \tag{18}$$

Los nuevos valores estimados para las variables 1 y 2 se actualizan como se muestra:

$$\delta_{r}^{(k+1)} = \delta_{r}^{(k)} + \Delta \delta_{r} \tag{19}$$

$$V_F^{(k+1)} = V_F^{(k)} + \Delta V_F \tag{20}$$

Utilizando (19) y (20) se procede a calcular el nuevo valor de la variable  $X_{SF}$ :

$$X_{SF} = Im \left( \frac{V_S - V_F^{(k+1)}}{\Delta I_S} \right) \tag{21}$$

Al igual que las variables 1 y 2 se actualizan en (19) y (20), la reactancia a la falla se actualiza en (21) y de esta manera continua el proceso iterativo hasta llegar a la convergencia una vez que se alcanza el error:

$$V_F^{(k+1)} - V_F^{(k)} \le error \tag{22}$$

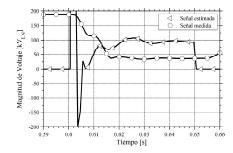
# PRUEBAS DEL ALGORITMO DE ESTIMACIÓN DEL VOLTAJE DE FALLA

Con Ayuda de PSCAD/EMTP y MATLAB se simularon distintos tipos de fallas para una línea de transmisión de 230 kV de 100 km de longitud, se obtuvieron las estimaciones del fasor de voltaje de falla y además se hizo una comparación con los datos obtenidos a través de mediciones. Los escenarios que se utilizaron en las simulaciones dependen de parámetros tales como diferencias angulares en los extremos de la línea de transmisión, resistencias de falla y distancia a la falla, sin embargo, dichos factores están implícitos en las simulaciones de estimación de voltaje. En todos los casos, la falla inicia en 0.6 segundos y tres ciclos después en 0.65 segundos es liberada por disparo tripolar. A continuación, se obtendrán estimados para distintos tipos de fallas, considerando la línea sin acoplamiento mutuo en un primer escenario y con acoplamiento mutuo en un segundo escenario.

El algoritmo propuesto utiliza los fasores de componente fundamental de voltaje y corriente del terminal donde se ubica el localizador de fallas, así que sus resultados muestran en esencia, el voltaje estimado visto en la falla desde ese extremo que de forma estricta, es el mismo voltaje que debería ser visto por el extremo contrario de la línea de transmisión.

# a) Falla de línea a tierra.

La falla de línea a tierra es la más común en los sistemas de transmisión, con más del 90% del total de las que se presentan, la fase fallada sufre una depresión de voltaje severa y un aumento de corriente muy importante, que depende de la naturaleza del evento. La cual no es crítica si es liberada de manera oportuna dado que el sistema sigue transmitiendo potencia a través de las fases sanas. En la figura 4 se muestran la magnitud y ángulo del voltaje correspondientes a una falla en la fase A, en una línea sin acoplamiento; se aprecian diferencias considerables principalmente en la magnitud, sin embargo, los estimados no presentan oscilación, debido a que la falla sólo afecta una fase de la línea.



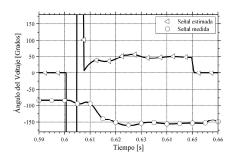
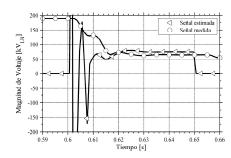


Fig. 4. Comparación de la magnitud y ángulo del voltaje para una falla monofásica (línea sin acoplamiento mutuo).

En la figura 5 se muestra el mismo tipo de falla para la línea con acoplamiento mutuo. Se aprecia en la estimación del voltaje que la magnitud del voltaje de falla medido y estimado se acerca, sin embargo, la diferencia angular es considerable. Cabe destacar que en este escenario también se presentan señales estimadas estables.

# b) Falla de doble línea a tierra.

Este tipo es menos común que la falla de línea a tierra, sin embargo es más severa, dado que restringe más el flujo de potencia por la línea de transmisión.



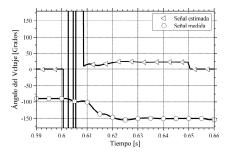
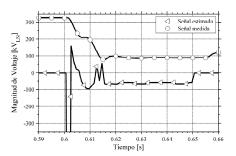


Fig. 5. Comparación de la magnitud y ángulo del voltaje para una falla monofásica (línea con acoplamiento mutuo).

En la figura 6 se muestra la comparación de la magnitud y el ángulo del voltaje para la falla de doble línea a tierra, entre las fases A y B, cabe destacar que el voltaje resultante en este tipo de falla está compuesto por la resta del voltaje de la fase B a la fase A como  $V_{AB}=V_A-V_B$ .

Se aprecia que la magnitud del voltaje estimado y medido difiere de manera considerable, más no así el ángulo, del cual puede resaltarse que tiene una parte transitoria severa al inicio de la falla, pero conforme transcurre el tiempo, alcanza el estado estable con poca diferencia respecto al ángulo medido.



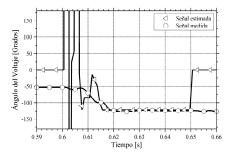
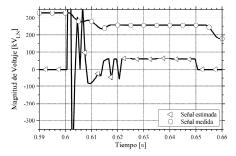


Fig. 6. Comparación de la magnitud y ángulo del voltaje para una falla de doble línea a tierra (línea sin acoplamiento mutuo).

Por otro lado, en la figura 7 se muestra el mismo tipo de falla en una línea con acoplamiento mutuo; puede apreciarse que en este escenario, tanto la magnitud como el ángulo, difieren de manera considerable de los datos medidos.

# c) Falla trifásica.

La presencia de una falla trifásica en una línea de transmisión es poco probable, sin embargo, es la más severa dado que restringe la totalidad del flujo de potencia a través de la línea de transmisión. Esta provoca que el sistema pierda estabilidad y pueda ser vulnerable debido a que como consecuencia de la re-distribución de los flujos de potencia haya líneas sobrecargadas que podrían llegar a desconectarse por una operación de protecciones por sobrecarga. Como en una falla trifásica se tienen valores elevados de corriente, los voltajes son muy reducidos, incluso



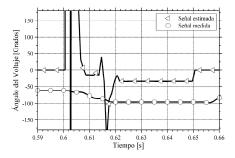
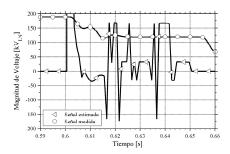


Fig. 7. Comparación de la magnitud y ángulo del voltaje para una falla de doble línea a tierra (línea con acoplamiento mutuo).

cercanos a cero, ocasionando que el flujo de potencia sea casi nulo. En la figura 8 se muestra la respuesta de la estimación del voltaje en una línea sin acoplamiento mutuo; se concluye que ambas estimaciones tienen errores grandes, además de que tienen un comportamiento variable.

Por otro lado, en la figura 9 se muestra el mismo tipo de falla para una línea con acoplamiento mutuo. Se aprecia que al igual que en caso anterior, la estimación de la magnitud y el ángulo del voltaje tiene valores muy altos de error.



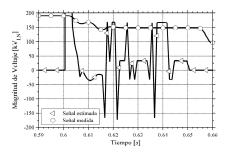
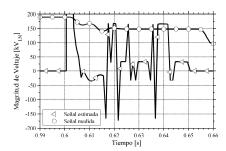


Fig. 8. Comparación de la magnitud y ángulo de voltaje para una falla trifásica (línea sin acoplamiento mutuo).



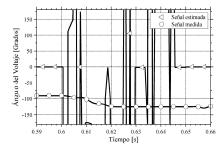


Fig. 9. Comparación de la magnitud y ángulo de voltaje para una falla trifásica (línea con acoplamiento mutuo).

# **CONCLUSIONES**

En este artículo se describió un algoritmo para estimar el voltaje de falla en una línea de transmisión, está basado en el método iterativo Newton Raphson y comienza a partir de las ecuaciones de flujo de potencia activa y reactiva a través de una línea de transmisión. Utiliza solamente fasores de la componente fundamental de voltaje y corriente como entradas, además de que asume que la resistencia de falla está implícita en el resultado que se obtiene de la estimación.

Los resultados permiten concluir que el algoritmo de estimación de voltaje hace una estimación del voltaje de falla, pero depende de manera importante del flujo de potencia que puede mantener la línea de transmisión durante el transcurso de la falla. Cabe destacar que se observó principalmente en el tipo monofásico que las estimaciones difieren de manera considerable de los datos medidos, sin embargo, mantienen señales de magnitud y ángulo estables, en el caso de la falla trifásica, las estimaciones tienen errores muy grandes, siendo el ángulo del voltaje un aspecto relevante de la estimación, ya que éste refleja la distribución de la aportación de corriente de cada extremo de la línea de transmisión, este ángulo se puede asemejar al del factor de distribución de corriente, utilizado en algoritmos de localización de fallas de un solo terminal por lo que puede ser considerado para incluirse en alguna modificación de los algoritmos de este tipo a fin de mejorar su desempeño.

### REFERENCIAS

1. M. M. Saha, J. Izykowski, E. Rosolowski, Fault Location on Power Networks, Springer 2010.

- 2. Prabha Kundur, Power System Stability and Control, McGraw Hill, 1983.
- 3. S. Das, et al, "Impedance-Based Fault Location in Transmission Networks: Theory and Application", IEEE Access, Vol 2, 2014, pp 537-557.
- 4. D. A. Tziouvaras, J. Roberts and G. Benmouyal, New Multi-Ended Fault Location Design for Two- or Three-Terminal Lines, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc, 2004, pp 1-7.
- 5. Hadi Saadat, "Power Systems Analysis", McGraw Hill, 1991.

