

Análisis de Fenómenos, que afectan la Protección de Distancia

C. Gallego, J. Urresty, y J. Gers, *IEEE*

Abstract— This article presents the impact of changes in distance protection reach and zone changes when performing simplifications in certain calculations, such as fault impedances, mutual impedances of sequence zero, grounded line in both sides and the other line in service, effect infeed and changes in sequence zero impedance because of resistivity of the ground. It also illustrates the consequences of failure to carry all zero sequence currents from other circuits coupled. These considerations are of special interest in lines without differential protection and/or with transfer trip (POTT/PUTT). Analyses were performed with a software package which illustrates the capabilities of these tools.

Resumen—En este artículo se presenta evidencia de los cambios en alcances y cambios de zonas que se obtienen al realizar simplificaciones en ciertos cálculos, tales como impedancias de fallas, impedancias de secuencia mutua cero, línea puesta a tierra en ambos extremos y la otra línea en servicio, efecto infeed y cambios de impedancia de secuencia cero debido a resistividad de la tierra. Asimismo se ilustran las consecuencias derivadas de la imposibilidad de llevar todas las señales de corrientes de secuencia cero de otros circuitos acoplados. Estas consideraciones son de especial interés en líneas sin protección diferencial y/o sin disparos transferidos (POTT/PUTT). Los análisis fueron realizados con un software donde se ilustran las capacidades de estas herramientas.

Índice de Términos—Protección de Sistemas de Potencia, Protección de Sistemas de Transmisión, Protecciones, Protección de Distancia, Impedancia Mutua.

I. INTRODUCCIÓN

ESTE documento presenta los resultados obtenidos con el uso de herramientas de software de punta, para analizar diversos fenómenos asociados a la Protección de Distancia y reconocidos previamente en la literatura. Básicamente las ventajas obtenidas con el software, estriban en la posibilidad de realizar en forma automática muchas corridas de flujo de carga y cortocircuito, para variadas condiciones de operación y de falla; y obtener resultados y gráficos automáticos de diferente tipo que permiten evaluar rápidamente el posible comportamiento de los ajustes de los relés de distancia ante fallas. Asimismo, el software permite analizar fácil y precisamente las consecuencias de ciertas simplificaciones que

frecuentemente se hacen, debido a dificultades de instalación de los relés, no disponibilidad de señales, y uso de datos típicos. Esto permite replantear y afinar ajustes de los relés de Protección de Distancia.

Es frecuente que por dificultades y tiempo invertidos, se realicen simplificaciones en los análisis y ajustes de relés de Distancia. Algunas de las herramientas actuales de software incluyen prácticamente todas las funcionalidades necesarias para realizar análisis exhaustivos sin necesidad de incurrir en simplificaciones o facilitando la toma de decisiones.

Los casos incluidos en este documento se analizaron sobre un sistema real de 115 kV.

II. CASOS A REVISAR

Se presenta a continuación una introducción a conceptos relacionados con cada uno de los casos que serán motivos de revisión en este documento.

A. Impedancia de Falla.

Ha sido motivo de discusión las probables impedancias de falla que pueden presentarse en un sistema. En este artículo se considerarán diferentes valores de falla, incluso aquellas que hacen que los relés vean las fallas en zonas diferentes a las esperadas. Se presentan dos casos: líneas alimentadas por un solo extremo o por ambos.

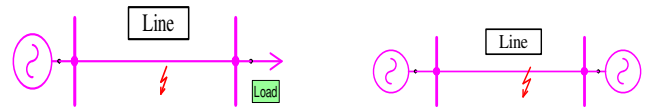


Fig. 1. Fallas con impedancia, con fuente única y fuente múltiple

La falla ocurre sobre la línea y los relés localizados en sus extremos ven afectado su comportamiento por la impedancia de falla.

La Z medida en uno de los dos extremos de la línea es:

$$Z_{measure} = Z_{line} + R_F \left(\frac{I_r}{I} + 1 \right) \quad (1)$$

Donde Z_{line} es la impedancia de la línea medida desde la

Este artículo fue financiado parcialmente por GERS.

C. Gallego se desempeña en GERS S.A. Ingenieros Consultores, Cali, Colombia, (e-mail: cagsgers@gers.com.co).

J. Gers con GERS USA, Weston, FL, USA (e-mail: jmgers@gersusa.com).

J. Urresty es estudiante de PhD en la Universidad Politécnica de Cataluña, Terrassa, Barcelona, España, (e-mail: Julio.urresty@mcia.upc.edu)

ubicación del relé hasta el punto de falla, R_f es la resistencia de falla, I es el aporte medido en la ubicación del relé e I_r es la corriente de aporte desde el otro extremo de la línea.

Si I_r está en fase con I , el cambio en Z_{measure} , solo tendrá componente resistivo. Generalmente hay diferencia en el ángulo de las corrientes de falla de los dos extremos, por ejemplo en cercanías de transformadores, y por lo tanto la Z medida se verá modificada tanto en R como en X . Si sólo existe aporte por un extremo, necesariamente solo se modifica R . Si existe aporte por ambos extremos, se modificará la R y la X en ambos extremos. Asimismo, y necesariamente, si R y X se ven incrementadas en un extremo, se verán disminuidas en el otro.

B. Resistividad de Tierra - Impedancia de secuencia cero

La resistividad de la tierra ($\Omega\text{-m}$) afecta la impedancia de secuencia cero. Para resistividades de 100, 300 y 500 ohm-m, se analiza como se ve afectado el alcance real, debido al cambio en esta resistividad, ya sea por error al suponer datos o por cambio en condiciones climáticas que la modifiquen. La resistividad solo afecta la impedancia de secuencia cero. Las expresiones son:

$$D_e = 2160 \sqrt{\frac{e}{f}} \quad (\text{pies}) \quad (2)$$

Donde e es la resistividad, f es frecuencia. Es frecuente que para e se utilice un valor de 100 $\Omega\text{-m}$

A su vez D_e se utiliza en las siguientes expresiones

$$Z_0 = (r_a + 3r_e) + j0.1213Ln\left(\frac{D_e^3}{D_s D_{eq}^2}\right) \quad \%/milla \quad (3)$$

Donde r_a es la resistencia AC del conductor de fase, r_e es la resistencia de Carson, D_s es el Radio Medio Geométrico (GMR) del conductor y D_{eq} está dado por la siguiente expresión:

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} \times D_{bc} \times D_{ca}} \quad (4)$$

Donde D_{ab} , D_{bc} y D_{ca} son las distancias entre conductores.

Con base en las ecuaciones anteriores, se puede demostrar que un incremento de la resistividad (e) en un 500%, incrementa la componente imaginaria de Z_0 en 0.182 Ω/km , independiente de las demás variables, en circuitos sencillos sin cable de guarda. En circuitos con cable de guarda, el efecto es un poco menor, pero a cambio de esto, también se modifica la componente resistiva.

Reactancias de secuencia cero posibles en 115 kV, 230 kV y 500 kV son, 2.54 Ω/km , 1.65 Ω/km y 1.09 Ω/km respectivamente. Esto significa que los incrementos de

reactancia son del 7.1%, 11% y 17% respectivamente. Los porcentajes de cambio con respecto a Z_0 serán un poco menores y dependerán de la componente real de la impedancia de secuencia cero. Para el caso de 500 kV, y para un conductor AAAC 740.8, el cambio en Z_0 es del 15.6%. Asimismo, los niveles de corto se modificarán aun menos, debido a que en su expresión de cálculo está involucrada la impedancia de secuencia positiva, la cual no se ve modificada por el cambio en la resistividad de la tierra. En resumen, un cambio del 500% en la resistividad del terreno, ve modificada su impedancia de secuencia cero en un 15.6%.

Los relés de distancia miden la impedancia de secuencia positiva, independiente del tipo de falla. Cuando la falla es monofásica, hacen uso del factor de compensación m , para medir correctamente la impedancia de secuencia positiva. El factor de compensación m , se define como:

$$m = \frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1} \quad (5)$$

Donde Z_0 y Z_1 son las impedancias de secuencia cero y positiva totales de la línea o por unidad de longitud. Dado que al relé se le introduce este factor de compensación, el hecho de calcularlo con una impedancia de secuencia cero, errónea, debido a un cambio en la resistividad de la tierra, ocasionaría un error en la medición de secuencia positiva. Más adelante se analizará este fenómeno con un ejemplo.

C. Impedancia de secuencia cero mutua

Este fenómeno se presenta cuando existen dos o más líneas en paralelo, ya sea en la misma torre o en adyacentes. Esta impedancia permite calcular la caída de voltaje de secuencia cero que se presentaría en una línea, debido a la circulación de corriente de secuencia cero por la otra línea. La expresión de cálculo es:

$$V_{01} = Z_{01}I_{01} + Z_{0m}I_{02} \quad (6)$$

Donde V_{01} , Z_{01} e I_{01} son el voltaje, impedancia y corriente de secuencia cero respectivamente, en el circuito 1 donde ocurre la falla, Z_{0m} es la impedancia de secuencia cero mutua e I_{02} es la corriente de secuencia cero por el circuito 2. Para más claridad se presentan los siguientes casos:

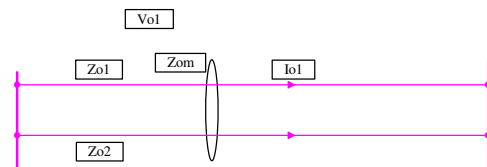


Fig. 2. Acople mutuo con extremos comunes)

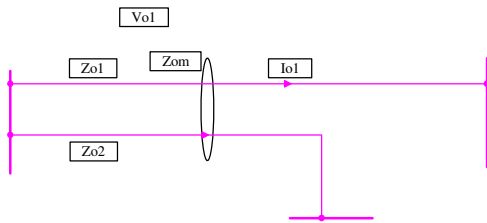


Fig. 3. Acople Mutuo con un solo extremo común

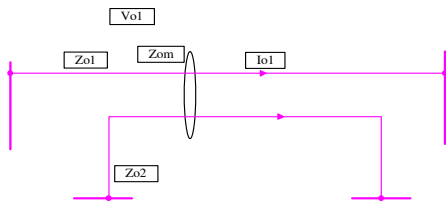


Fig. 1. Acople Mutuo sin ningún extremo común

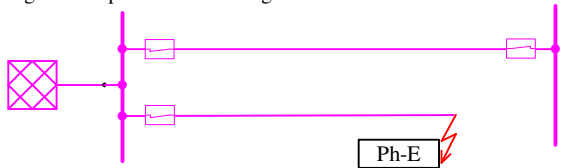


Fig. 4. Acople mutuo, y apertura inicial en un extremo, con el otro cerrado

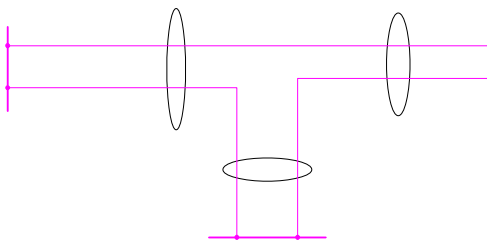


Fig. 5. Múltiples acoples mutuos.

En este último caso en particular, cada línea de transmisión estará acoplada con las otras dos en parte de su trayecto y no en todo. Estos acoples también se pueden presentar entre líneas de diferente nivel de tensión, como es el caso de líneas en paralelo, en un camino común de líneas, o el poco frecuente caso de circuitos con diferente nivel de tensión en una misma torre. En los dos últimos casos hay una dificultad práctica para llevar las señales necesarias que permitan incorporar las corrientes de secuencia cero mutuas a los relés.

Para efectos de ilustración se presenta a continuación las impedancias de secuencia cero propia Z_0 y mutua Z_{0m} de una línea de transmisión:

$$Z_0 = 0.1101 + j 1.0127 \ \Omega/\text{km}$$

$$Z_{0m} = 0.06874 + j 0.5323 \ \Omega/\text{km}$$

La impedancia de secuencia cero mutua modifica el voltaje de secuencia cero medido en la ubicación del relé objeto de análisis. Por diversos motivos, en algunas ocasiones esta impedancia o la corriente de falla del circuito paralelo, no se tiene en cuenta o hay dificultades tecnológicas para tenerla en cuenta como en el caso de líneas paralelas sin extremo común. Se analizará el efecto que causa su no inclusión en los

cálculos.

D. Impedancia de secuencia cero mutua de línea paralela puesta a tierra.

Por diversos motivos es necesario retirar de servicio y poner a tierra un circuito (line 2) en paralelo a otro circuito (line 1) que si esta en servicio.

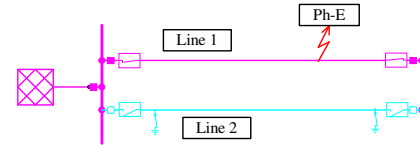


Fig. 6. Línea LINE 2 aterrizada en sus extremos, sirviendo como camino de secuencia cero a fallas en LINE 1

En este caso, LINE 2 está fuera de servicio y puesta a tierra en sus dos extremos. En el evento que ocurra una falla monofásica (p.e.) en LINE 1, la corriente de secuencia cero, retornará no solo por los cables de guarda de LINE1, sino además por las tres fases de la LINE2. Para efectos prácticos es equivalente a que los tres conductores de fase de LINE2, sean cables de guarda o neutro de LINE1.

Lo anterior significa que la impedancia de secuencia cero equivalente del conjunto, es menor transitoriamente, hasta tanto LINE2 no entre nuevamente en servicio. Se presentará más adelante el cambio de alcance en la zona 1, consecuencia de no incluir este efecto.

E. Efecto de Fuente Intermedia (Infeed).

En la literatura se describe muy bien el efecto Infeed y sus consecuencias con respecto al sobrealcance o subalcance.

Se presenta a continuación una breve descripción de este fenómeno, con base en la figura siguiente:

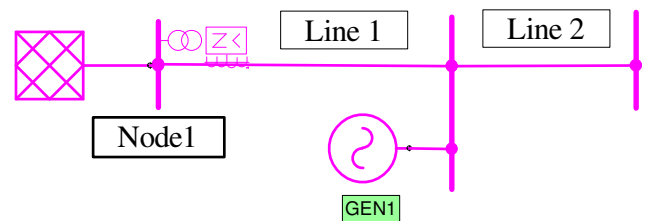


Fig. 7. GEN1 ocasiona efecto Infeed al relé de distancia ubicado en LINE 1.

En esta red, el relé de distancia, ubicado en el nodo NODE1 y protegiendo la línea LINE 1, ve distorsionada la medición de la segunda zona, debido al aporte del generador GEN1.

Para la red bajo análisis, se presentarán varios casos de muy difícil solución, dadas las contribuciones y condiciones especiales del sistema.

III. REVISIÓN Y ANÁLISIS DE CASOS.

Todos los casos que a continuación se presentan, han sido analizados bajo el contexto de un sistema real de 115 kV, perteneciente a una distribuidora, que recibe su energía de un sistema de 230 kV en dos puntos diferentes. Asimismo, cuenta con una cantidad menor (5%) de generación propia.

Se presenta a continuación el diagrama unifilar de una parte de dicho sistema al cual haremos referencia para todos los casos.

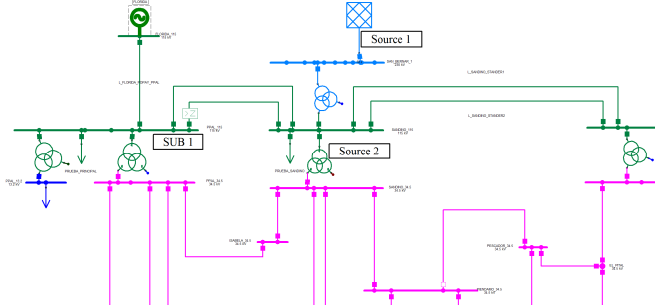


Fig. 8. Parte del sistema al cual se le realizaron los estudios. En particular el relé de distancia ubicado en SUB1, sobre una de las dos líneas en paralelo que salen de esta subestación.

En este sistema el relé que será objeto de análisis, es el presentado en la grafica, en una de las dos líneas en paralelo, que salen de SUB1.

A. Impedancia de Falla

Se presenta a continuación la impedancia vista en los dos extremos de una línea, con doble alimentación, con una impedancia de falla variable. Se realizó falla al 85% de la línea, modificando la impedancia desde 0 ohm hasta 100 ohm. De la gráfica siguiente obtenida, con NEPLAN, se observa como la reactancia (azul) va disminuyendo de valor. Dependiendo del alcance resistivo, para un valor de falla dado, la falla será vista en zona 2.

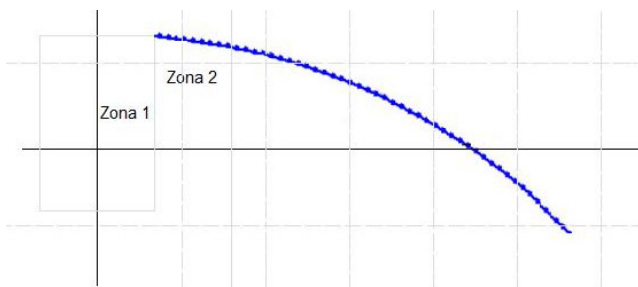


Fig. 9. Impedancia vista por el relé de distancia, ante diferentes impedancias de falla.

En el extremo opuesto NEPLAN produjo la siguiente gráfica:

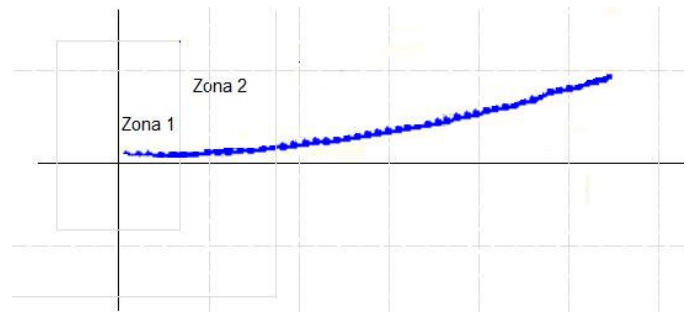


Fig. 10. Impedancia vista por el relé de distancia del extremo contrario al de la fig. 9

En este caso, dado que la falla ocurrió al 15% de distancia, la reactancia no aumentó lo suficiente, para pasar a segunda zona. Es evidente que basta que la falla ocurra al 40-50% para que la reactancia quede en Zona 2.

Debido al resultado que se presenta en la primera grafica, se acostumbra inclinar la característica tipo paralelogramo de primera zona, tal como se ilustra en la grafica siguiente:

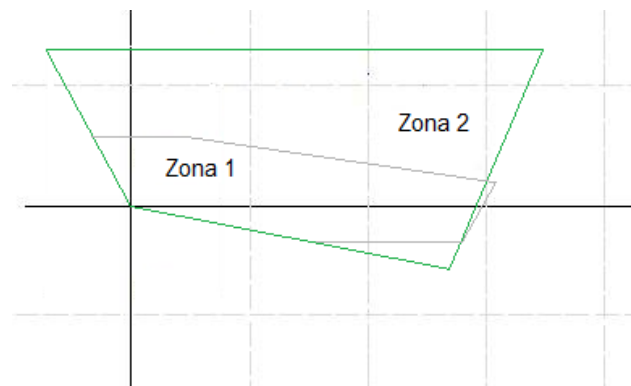


Fig. 11. Zonas de ajuste de un relé de distancia, donde se ilustra la inclinación para Zona 1, debido a la impedancia de falla.

La posibilidad que ofrece el software de cálculo de graficar la trayectoria de la impedancia vista por el relé, permitió determinar la inclinación de la primera zona. El valor fue de 6.7 grados. Obviamente el otro extremo no requiere de esta inclinación.

Otra solución a este problema, ha consistido en hacer uso de una característica mho expandible. En este sistema de 115 kV, y dadas las características de impedancia y corriente, dicha solución no permitía impedancias de falla altas, en cercanías del valor de ajuste de primera zona: 75- 85%, y por lo tanto se hizo uso de una característica tipo paralelogramo para fallas a tierra.

Para la línea objeto de análisis, se presenta a continuación la impedancia medida en los dos extremos de la línea para una falla al 50% y una impedancia de falla variable. Los datos de impedancia vista fueron obtenidos directamente del software NEPLAN.

TABLE I
IMPEDANCIAS DE FALLA Y SU EFECTO SOBRE LA IMPEDANCIA VISTA EN LOS
DOS EXTREMOS DE LA LÍNEA PROTEGIDA

Impedancia Falla (Ω)	Impedancia vista en extremo (Ω)	Imp. en extremo opuesto (Ω)
0	6.70 + j 14.32	6.70 + j 14.32
20	33.0 + j 13.10	33.0 + j 14.17
30	45.9 + j 12.50	44.7 + j 15.23
40	60.4 - j 2.74	57.9 + j 15.50

Similar a las gráficas previas, se observa como la reactancia modifica su valor, llegando incluso a tomar un valor negativo. En cercanías del alcance de primera zona, es evidente que existirá un cambio de zona por disminución de la impedancia. En el extremo contrario la reactancia aumenta.

En el gráfico siguiente se muestra como el software despliega la impedancia vista, para diferentes lugares de falla al interior de una línea. En forma similar para una falla en un solo punto, para diferentes valores de impedancia de falla.

Lista de Impedancias (valores primarios)

Nombre	Falla	Dist	Z(1)	Áng Z(1)	R(1)	X(1)
		%	Ohm	°	Ohm	Ohm
L_PRINCIPAL_S	3p	5	34.442	71.6	10.871	32.68
L_PRINCIPAL_S	3p	10	36.568	71.1	11.845	34.59
L_PRINCIPAL_S	3p	15	38.569	70.7	12.747	36.40
L_PRINCIPAL_S	3p	20	40.445	70.4	13.567	38.10
L_PRINCIPAL_S	3p	25	42.192	70.1	14.361	39.67
L_PRINCIPAL_S	3p	30	43.809	69.8	15.127	41.11
L_PRINCIPAL_S	3p	35	45.294	69.6	15.788	42.45
L_PRINCIPAL_S	3p	40	46.646	69.4	16.412	43.68
L_PRINCIPAL_S	3p	45	47.861	69.2	16.995	44.74
L_PRINCIPAL_S	3p	50	48.938	69.1	17.458	45.71
L_PRINCIPAL_S	3p	55	49.875	68.9	17.954	46.53
L_PRINCIPAL_S	3p	60	50.669	68.8	18.323	47.23
L_PRINCIPAL_S	3p	65	51.318	68.7	18.641	47.81
L_PRINCIPAL_S	3p	70	51.821	68.6	18.908	48.24
L_PRINCIPAL_S	3p	75	52.174	68.6	19.037	48.57
L_PRINCIPAL_S	3p	80	52.376	68.5	19.195	48.73
L_PRINCIPAL_S	3p	85	52.423	68.5	19.213	48.77
L_PRINCIPAL_S	3p	90	52.313	68.5	19.172	48.67
L_PRINCIPAL_S	3p	95	52.043	68.5	19.073	48.42

B. Resistividad de Tierra - Impedancia de secuencia cero

Una de las líneas en circuito sencillo y con cable de guarda tiene una longitud de 45 km y las siguientes impedancias de secuencia, con base en una resistividad de 100 Ω-m

$$Z_1 = 9.7335 + j 21.447 \Omega$$

$$Z_0 = 23.953 + j 68.85 \Omega$$

Con una resistividad de 500 Ω-m, la impedancia de secuencia cero pasa a ser:

$$Z_0 = 26.125 + j 74.637 \Omega$$

Si se calcula el factor de compensación, con base en (5), y las impedancias para resistividad de 100 Ω-m, el valor de **m** sería:

$$m = 0.6941 + j 0.094 = 0.7 / 7.713$$

Si se ajusta el relé para que su primera zona tenga un alcance del 85%

$$Z_1 = 8.2734 + j 18.23 \Omega$$

Si por ejemplo, ocurre una falla al 82% de la línea, la impedancia medida (las corrientes y voltajes medidos no se incluyen, pero fueron obtenidos del sistema de prueba mencionado con anterioridad) con el factor **m** indicado previamente, es de:

$$Z_1 = 8.32 + j 18.78 \Omega$$

Dado que esta impedancia es superior al valor de ajuste, es evidente que se producirá un subalcance. En este caso el subalcance fue del 3% con respecto al valor de ajuste, pero es posible tener valores mayores, dependiendo de las características del sistema. Por ejemplo, en un circuito sencillo sin cable de guarda, el % será aún mayor.

C. Impedancia de secuencia cero mutua

Se ilustra a continuación el efecto que tiene el no incluir el efecto del acople mutuo. Este efecto, puede que no se tenga en cuenta de dos formas:

- En los cálculos. Es decir, se desprecia su efecto.
- En el cableado. No se lleva la señal de corriente al relé.

El relé mide la impedancia de secuencia positiva (Z_1), ante falla monofásica, haciendo uso de la siguiente ecuación:

$$Z_1 = \frac{E_a}{I_a + \left(\frac{Z_0 - Z_1}{3Z_1}\right)(3I_0) + \frac{Z_{0m}}{3Z_1}(3I_{02})} \quad (7)$$

Donde E_a , I_a , I_0 , son el voltaje Fase-Neutro, Corriente de falla monofásica y corriente de secuencia cero, respectivamente, en la línea bajo falla; Z_0 , Z_1 son las impedancias de secuencia de la línea bajo falla; Z_{0m} es la impedancia de secuencia cero mutua e I_{02} es la corriente de secuencia cero por la línea en paralelo. Si uno de los dos últimos términos no se incluye en las simulaciones o las señales de corriente de secuencia cero de la línea adyacente en paralelo, no se llevan al relé, la impedancia de secuencia positiva medida será mayor a la real.

Para los ejemplos siguientes se hizo uso de una torre típica 115 kV en doble circuito. Se omiten datos de detalle de la configuración de la torre. Las impedancias utilizadas para los análisis siguientes fueron:

$$\begin{aligned} Z_1 &= 13.412 + j 28.6285 \Omega \\ Z_0 &= 34.72744 + j 76.725 \Omega \\ Z_{0m} &= 20.9994 + j 39.6211 \Omega \end{aligned}$$

Se informa que NEPLAN realmente calcula impedancias mutuas de secuencia positiva y capacitancias mutuas, las cuales realmente son de muy bajo valor, pero igualmente el software utiliza todos los datos, sin despreciar ninguno, al informar cual es la impedancia vista por el relé de distancia.

El procedimiento de análisis consiste en ajustar la zona 1 sin tener en cuenta efectos de impedancia de secuencia cero mutua y luego con base en el software, analizar los alcances reales debidos a que efectivamente si existen. Para el análisis se hizo uso del sistema de la figura adjunta. La primera zona se ajustó en el 85% de su impedancia de secuencia positiva. En este caso no se analizan efectos por cambios en Infeed, pero se tuvieron en cuenta al ajustar la zona 1.

A continuación se presentan las corrientes y voltajes de cortocircuito monofásico en la subestación donde esta ubicado el relé de distancia (SUB1), ante falla en la subestación destino, es decir, donde se encuentran SOURCE2 y SOURCE1.

Teniendo en cuenta la impedancia de secuencia cero mutua:

$$\begin{aligned} I_{\text{falla(L1)}} &= 1019.85 \text{ amperios, } 3 \cdot I_0 = 317.1 \text{ Amp.} \\ V_{\text{falla (L-N)}} &= 43.32 \text{ kV,} \end{aligned}$$

Sin tener en cuenta la impedancia de secuencia cero mutua:

$$\begin{aligned} I_{\text{falla(L1)}} &= 1073.6 \text{ amperios, } 3 \cdot I_0 = 421.03 \text{ Amp.} \\ V_{\text{falla (L-N)}} &= 41.42 \text{ kV,} \end{aligned}$$

Estos primeros resultados permiten apreciar los errores que se cometen en las simulaciones.

Dado que las zonas, tanto para fallas trifásicas, como monofásicas, se ajustan en función de su impedancia de secuencia positiva, en principio no se ven afectadas por el acople mutuo, lo cual es correcto, pero las simulaciones en fallas monofásicas, podrían ocasionar falsas conclusiones.

Supongamos que ocurre una falla monofásica al 83% de la línea anterior. La Z_1 medida, aplicando (7) debería ser:

$$Z_1 = 11.13 + j 23.76 \Omega$$

En el caso que en el software no se esté simulando la Z_{0m} y/o en el relé no se haya incluido la corriente de secuencia cero del

circuito en paralelo, el software o el relé realmente medirán

$$Z_1 = 11.14 + j 24.41 \Omega$$

Como se puede observar en este caso el sobre alcance reactivo fue del 2%. Para este mismo sistema cuando la falla ocurre en Zona 2, el error del acople mutuo se ve aumentado ya que el acople no existirá en toda la extensión de la línea. Para este caso, el error fue del 3.5%

D. Impedancia de secuencia cero de línea paralela puesta a tierra.

De acuerdo a fig. 6. cuando se pone a tierra el circuito paralelo, por aspectos de mantenimiento u otras causas, la impedancia de secuencia cero del circuito en servicio se modifica. Los nuevos valores son:

$$\begin{aligned} Z_1 &= 13.412 + j 28.6285 \Omega \\ Z_0 &= 22.2537 + j 56.368 \Omega \end{aligned}$$

Dado que el factor de compensación m , incluido en el relé fue calculado con la condición normal de servicio, el relé medirá la impedancia de secuencia positiva ante falla monofásica, con base en (7), donde el único error sería m .

El m de condición normal es:

$$m = 0.555 / \underline{1.21}$$

El m que realmente debería utilizarse para esta condición de operación es:

$$m = 0.307 / \underline{7.423}$$

La impedancia que debería medir para una falla al 85% es

$$Z_1 = 11.4 + j 24.33 \Omega$$

La impedancia errónea que realmente mide es:

$$Z_1 = 9.61 + j 21.7 \Omega$$

Como se puede observar, el subalcance en reactancia es del 11%. Es decir, fallas entre el 85% y el 96% de la línea, las cuales deberían ser fallas en Zona 2, quedan en Zona 1.

E. Efecto Infeed.

El relé de distancia ubicado en la subestación SUB1, sobre una de las dos líneas en paralelo, tiene tres fuentes intermedias (Infeed) que dificultan el ajuste del relé: línea en paralelo, sistema nacional (Source 1) y transformador tridevanado (Source 2)

Para este caso en particular SOURCE 2, constituye una fuente menor de corto y por lo tanto, el hecho de que en ocasiones este fuera o en servicio, no ocasiona un impacto fuerte sobre el relé de distancia. Este caso no se analizará.

Se presentan a continuación las condiciones posibles de operación de las fuentes Infeed:

Condición 1. Para el cálculo de los ajustes de zona 2, se tienen en cuenta todos los aportes de corrientes Infeed

Condición 2. No se tiene en cuenta el aporte de corriente Infeed de la línea en paralelo, es decir fuera de servicio.

Condición 3. No se tiene en cuenta el aporte de corriente Infeed de la fuente Source 1, es decir, fuera de servicio

Los ajustes de segunda zona en ohmios primarios, para cada una de las condiciones anteriores son:

TABLA II
AJUSTES RELÉ ZONA 2

	R (Ohm)	X (Ohm)
Caso 1	33.46	101.17
Caso 2	19.93	59.57
Caso 3	13.09	44.81

Se presenta a continuación el tipo de análisis que se debe realizar para cada una de las condiciones de operación, dado que se haya calculado el ajuste de cada uno de los casos presentados anteriormente. Es decir, dado que se haya ajustado en forma ideal, para la condición 1, que ocurre, si opera en cada una de las tres condiciones posibles. Se informa que el criterio de ajuste de segunda zona, se seleccionó como el 100% de la línea protegida más el 40% de la línea adyacente más corta.

Análisis Condición 1.

De la Tabla III se observa que en caso de ausencia de una cualquiera de las fuentes Infeed, se superpondrán las zonas 2 de las líneas paralelas.

TABLA III
CON AJUSTES CALCULADOS BAJO CONDICIÓN 1, SE PRESENTA EL ALCANCE REAL, PARA CADA UNA DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN

Condición	Alcance	
	Línea en 2 Zona	Línea en paralelo
1	Hasta el 40%	Fallas entre el 82 y 100%
2	100%	
3	100%	Fallas entre el 60 y 100%

Análisis condición 2

En la Tabla IV se resume el alcance de los ajustes según la condición 2.

TABLA IV
CON AJUSTES CALCULADOS BAJO CONDICIÓN 2, SE PRESENTA EL ALCANCE REAL, PARA CADA UNA DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN

Condición	Alcance	
	Línea en 2 Zona	Línea en paralelo
1	Hasta el 38%	Fallas entre el 86 y 100%
2	Hasta el 40%	
3	Hasta el 60%	Fallas entre el 84 y 100%

Se presentarán problemas de sobrealcance para la condición 3.

Análisis condición 3.

En la tabla V se resume el alcance de los ajustes según la condición 2.

TABLA V
CON AJUSTES CALCULADOS BAJO CONDICIÓN 3, SE PRESENTA EL ALCANCE REAL, PARA CADA UNA DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN

Condición	Alcance	
	Línea adyacente	Línea en paralelo
1	Hasta el 10%	Entre el 90 y 100%
2	Hasta el 36%	
3	Hasta el 16%	Fallas entre el 88 y 100%

El ajuste de zona 2 según la condición 3 no presenta sobrealcance en ninguna de las otras condiciones pero se garantiza el cubrimiento del 100% de la línea protegida más un porcentaje de la siguiente línea corta.

De acuerdo a lo anterior, y teniendo en cuenta que la probabilidad de que la línea adyacente salga de servicio por cuestiones de mantenimiento es alta, en cambio la probabilidad de que la fuente SOURCE 1, salga de servicio es baja y que además los ajustes propuestos bajo la condición de operación 2, solo tienen como inconveniente un sobrealcance leve en zona 2, se recomienda implementar los ajustes del Caso 2.

IV. CONCLUSIONES.

Las herramientas actuales de software, como NEPLAN, permiten modelar y obtener resultados precisos de diversos fenómenos asociados a la protección de distancia, lo cual permite tomar decisiones correctas, en caso que sea necesario realizar simplificaciones, debido a dificultades técnicas o en caso de ausencia de datos. Entre las dificultades técnicas, se tiene la de llevar la señal de secuencia cero del circuito paralelo y en el caso de ausencia de datos, podría ser por ejemplo, el no disponer de datos de secuencia cero mutua. Los ejemplos presentados corresponden a un sistema en 115 kV.

Cada fenómeno produce sobrealcances y subalcances diferentes, dependiendo de las características del sistema. Se debe revisar cuidadosamente la dificultad de no llevar todas las señales de secuencia cero de los acoples mutuos para fallas en frontera de ajuste. Asimismo para sistemas con múltiples efectos Infeed, se deben realizar tablas que evalúen cada

situación, ante diferentes condiciones de ajuste.

Es necesario e incluso fundamental disponer de la posibilidad de realizar barridos (scan) de fallas a lo largo de una línea, y de impedancias de falla y no trabajar con valores típicos de falla. La idea con esto es forzar a la protección y por ende a sus alcances resistivos, a sus valores límites.

Finalmente se recomienda calcular la inclinación de primera zona, lo cual solo se logra en forma práctica, cuando se realiza el barrido de falla.

V. REFERENCIAS

- [1] Phadke, Arun G. and Horowitz, Stanley H., "Power System Relaying", Wiley Inc, 1995
- [2] Anderson P.M., "Power System Protection", IEEE Press Series, 1999,
- [3] Holmes E.J., Gers J.M., "Protection of Electricity Distribution Networks", IEE, 2004, 2nd Edition.
- [4] Blackburn, J. Lewis, "Protective Relaying: Principles and Applications", Marcel Dekker, 1997, 2nd Edition.
- [5] BCP, "NEPLAN, power system analysis software for electrical transmission, distribution and industrial networks, <http://www.neplan.ch>."