

Simulación de una protección diferencial de transformador de dos y tres devanados en el programa Matlab/Simulink

Rafael Alberto Córdova Cruz, rafaelcordovacruz@gmail.com, CFE

Resumen: la simulación de la protección diferencial de transformador aclara los conceptos utilizados en la protección, así como la observación del desempeño de la protección diferencial y las afectaciones del algoritmo que se utiliza, cuando se presentan fallas en sistema eléctrico en la cual se encuentra el equipo de transformación.

La protección diferencial de transformador tradicional trabaja con las corrientes de fase, y protege a los equipos de transformación de fallas eléctricas dentro de la zona de protección, la cual se encuentra delimitada por la ubicación de los transformadores de corriente en cada nivel de voltaje. La Figura 1 muestra la característica de operación de la protección diferencial, en la cual el eje X es la corriente de restricción y el eje Y es la corriente de operación. Para tener un disparo, es necesario que la corriente de operación sea mayor sea mayor que la corriente de restricción.

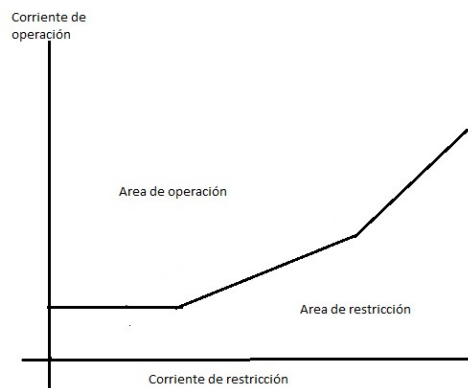


Figura 1 Característica de operación de la protección diferencial de 2 pendientes

Las ecuaciones 1 y 2 establecen el comportamiento de la protección diferencial y de restricción respectivamente, de una protección diferencial de dos devanados.

$$I_{op} = |\vec{I}_1 + \vec{I}_2| \quad \text{Ec. 1}$$

En donde

$\vec{I}_1$ es el fasor de corriente del devanado 1

$\vec{I}_2$ es el fasor de corriente del devanado 2

Il es el valor absoluto

$$I_{restricciom} = \frac{|\vec{I}_1| + |\vec{I}_2|}{2} \quad \text{Ec. 2}$$

En donde

$|\vec{I}_1|$ es la magnitud del fasor de corriente del devanado 1

$|\vec{I}_2|$ es la magnitud del fasor de corriente del devanado 2

Cuando los transformadores de corriente que alimentan a la protección diferencial se conectan en estrella y para poder referenciar las corrientes a un valor en por unidad, además de graficarlas, es necesario aplicar la Ec. 3 en ambos devanados.

$$Tap_x = \frac{MVA * 1000}{\sqrt{3} * V_{LL} * RTC_X} \quad \text{Ec. 3}$$

En Donde

MVA es la potencia del equipo de transformación

V_{LL} es el voltaje de línea del devanado

RTC es la relación del transformador de corriente

x es el número de devanado en cuestión

En condiciones operativas normales a plena carga del equipo de transformación, la corriente que entra es igual a la corriente que sale, por lo tanto la corriente de operación o diferencial es cero. La corriente de restricción es igual a 1.

Debido a la aplicación de la ecuación 3, existe una pequeña corriente diferencial que no debe activar el disparo de la protección diferencial bajo cualquier falla externa.

Las conexiones del equipo de transformación $Dy1$ o $Yd1$, hacen que las corrientes de ambos devanados tengan un desfase de 30° , adelantando la corriente del devanado en alta tensión al devanado de baja tensión, siempre y cuando se conecten en secuencia ABC , por lo que en los relevadores digitales es necesario la aplicación de matrices para que este desfase permita que los ángulos de ambas corrientes estén a 180° . Con las protecciones diferenciales electromecánicas, este desfase se anulaba conectando los transformadores de corriente del devanado estrella en conexión delta, y los transformadores de corriente del devanado en delta en conexión en estrella.

Las matrices de compensación utilizadas para el desfaseamiento son las siguientes [1]:

$$M1 = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad M11 = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}$$

$$M0 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad M12 = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix}$$

La matriz $M0$ toma las corrientes de la fase tal cual la entrega el transformador de corriente. La matriz $M1$ adelanta la corriente en 30° y la matriz $M11$ atrasa la corriente en 30° . La matriz $M12$ quita la secuencia cero de las corrientes de fase, pero no realiza modificación en el valor del ángulo del fasor respectivo. De esta forma en un transformador $Dy1$ las matrices de compensación que pueden utilizarse son $M0$ para el devanado en delta y $M1$ para el devanado en estrella. Otra programación correcta de las matrices de compensación son utilizar $M12$ para el devanado en estrella y $M11$ para el devanado en delta.

Con la utilización de las matrices de compensación, las corrientes de ambos devanados estarán a 180° entre sí, permitiendo que en condiciones normales de operación la corriente diferencial sea cero.

Con el fin de ver el desempeño de la protección diferencial ante fallas y el efecto de las fallas externas en el algoritmo de la protección, se realiza un modelo de la protección sin el filtro de CD, pero aun, permite observar el desempeño correcto de fallas en el sistema eléctrico. El Anexo 1 muestra la ubicación del transformador de 2 devanados, el cual se puede conectar en conexión $Dy1$ o $Yd1$, y tres devanados con conexión $YYd1$, indicado en círculo rojo, en el cual se pueden apreciar en el algoritmo de la protección diferencial los efectos de una fase abierta al realizar recierre monopolar una de las líneas, fallas internas francas y fallas resistivas en la zona de protección diferencial. El transformador bajo simulación es de 1000 MVA, 735/400 kV, el cual tiene un equivalente del lado de 400 kV de 20,000 MVA, con relación de X/R de 10. Los datos del equivalente se pueden variar para hacerlo mas o menos robusto a como se desee. El Anexo 2 muestra el modelo de la protección diferencial utilizado.

En la simulación se considera una carga mayor a la capacidad del transformador, para observar el comportamiento de la protección diferencial.

Bajo las condiciones de falla y un recierre monopolar en una las líneas de 735 kV, con las matrices utilizadas $M0$ y $M1$, se puede observar en la Figura 1 el ángulo entre las corrientes de alta y baja, el efecto de la matriz $M1$ aplicada a la corriente I_{AX} adelantando su ángulo, el ángulo de 180° entre las corrientes modificadas.

Todos estos factores hacen la operación de la protección diferencial de la fase A. Durante el polo abierto de la fase A en la línea, se puede ver un leve incremento entre los ángulos de las IAX y $IAX\ mod$.

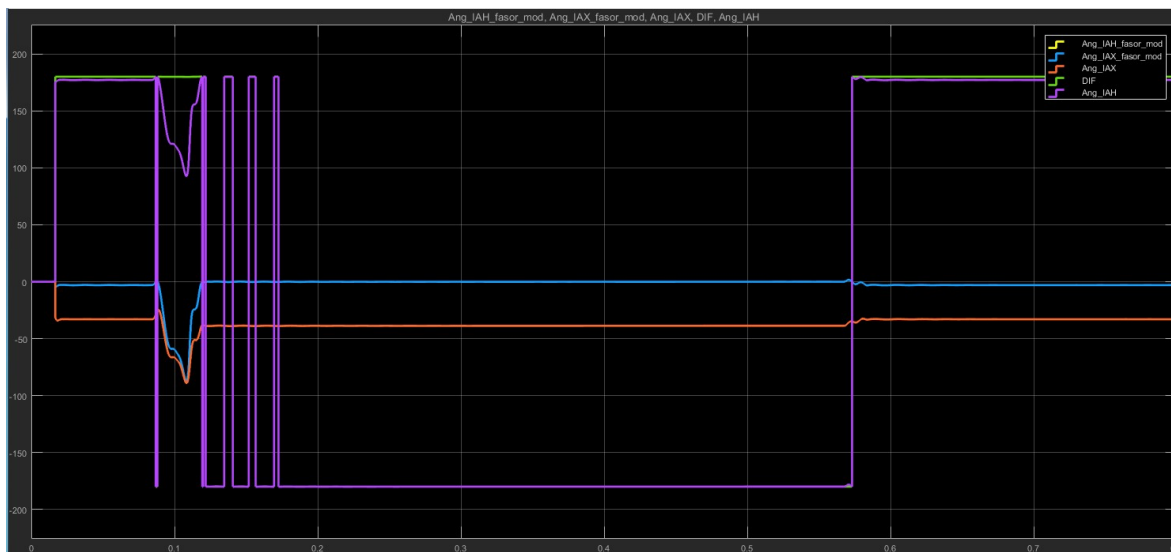


Figura 2 Ángulos entre las corrientes IAH e IAX sin compensar

La Figura 3 muestra la diferencial de la fase A, mostrando el efecto de la falla en línea y la fase abierta, observándose que durante la falla se incrementa la corriente de restricción y no se presenta señal de disparo.

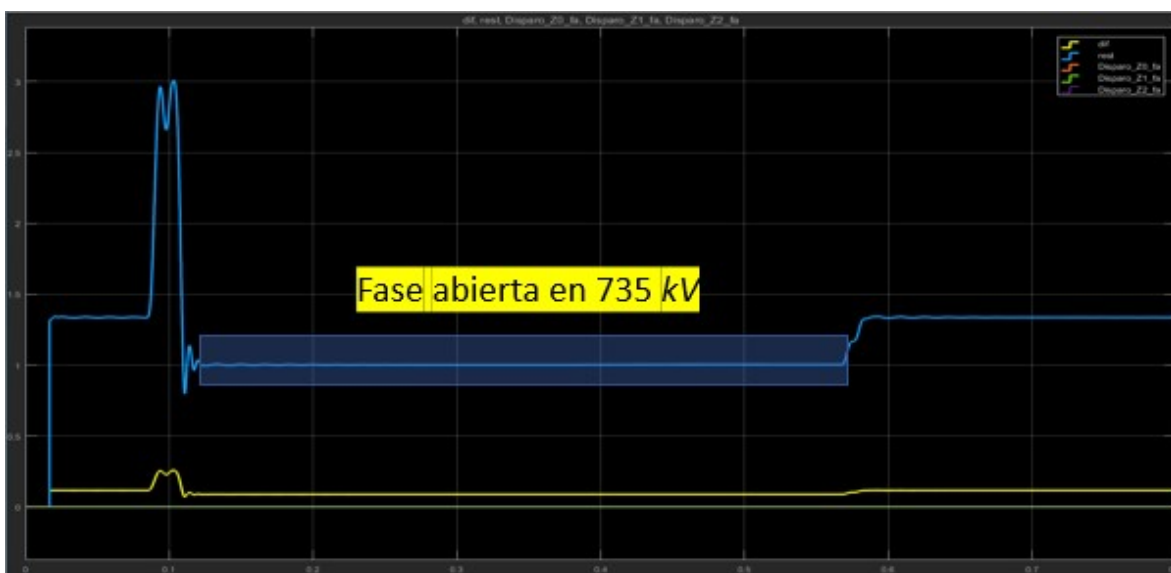


Figura 3 Corriente diferencial y de restricción durante la falla y el polo abierto

La Figura 4 muestra además de la falla en línea con su recierre, una falla trifásica externa a los transformadores de corriente del lado de 400 kV a los 15 ciclos (250 ms), con duración de 3 ciclos.

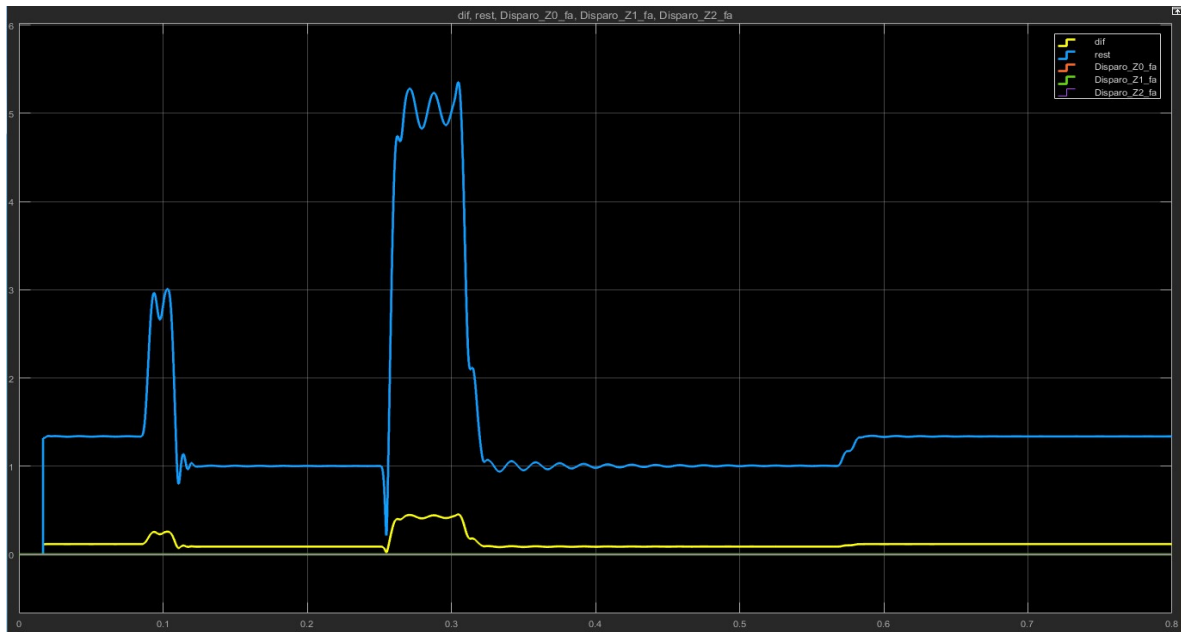


Figura 4 Corriente diferencial y de restricción durante en falla externa en 400 kV

La Figura 5 muestra la característica diferencial de la fase A. En la secuencia de la falla se observa que la corriente de restricción crece en mayor medida cuando la falla se simula externa en 400 kV, pero la corriente de restricción no crece, se mantiene en el punto máximo de la corriente restricción por 3 ciclos y regresa al punto de inicio. Al crecer la corriente de restricción pasa al punto de la pendiente 2, por lo que se requiere una mayor cantidad de corriente de operación para tener un disparo.

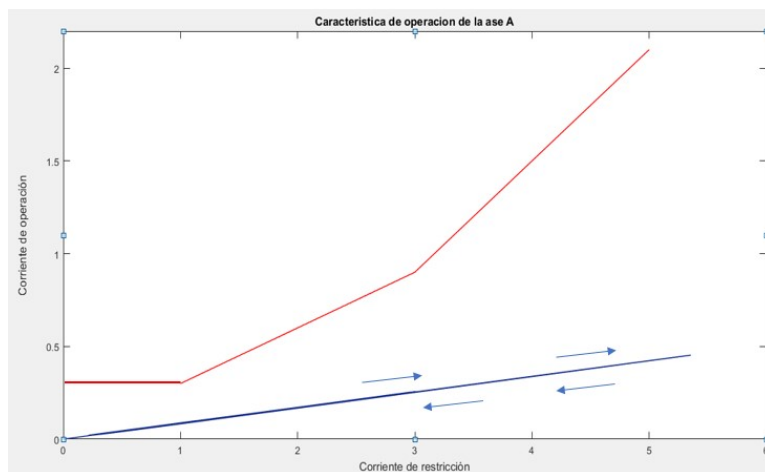


Figura 5 Característica diferencial fase A en falla externa en 400 kV

La Figura 6 muestra las 2 secuencias de falla anteriores más una falla en el lado de baja tensión de $330\ \Omega$ a los 33 ciclos (550 ms), alcanzado a operar la protección diferencial en su fase A, y la Figura 7 muestra la característica diferencial de la fase A para esta falla.

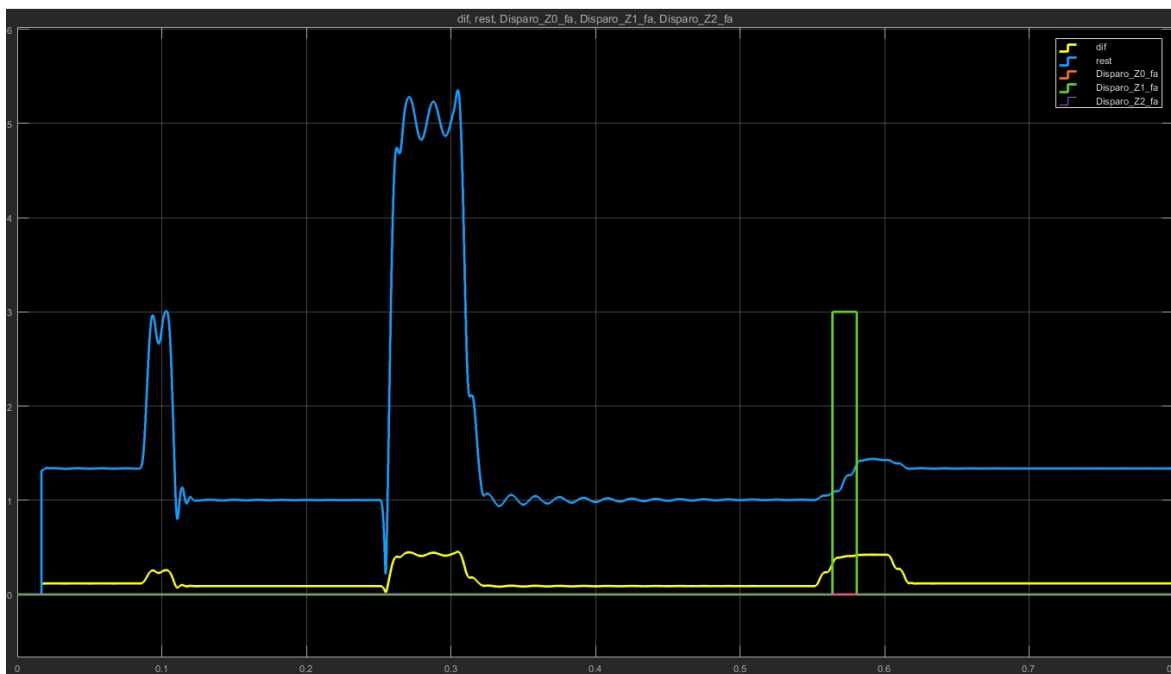


Figura 6 Corriente de operación y restricción fase A en falla interna de $330\ \Omega$ en 400 kV

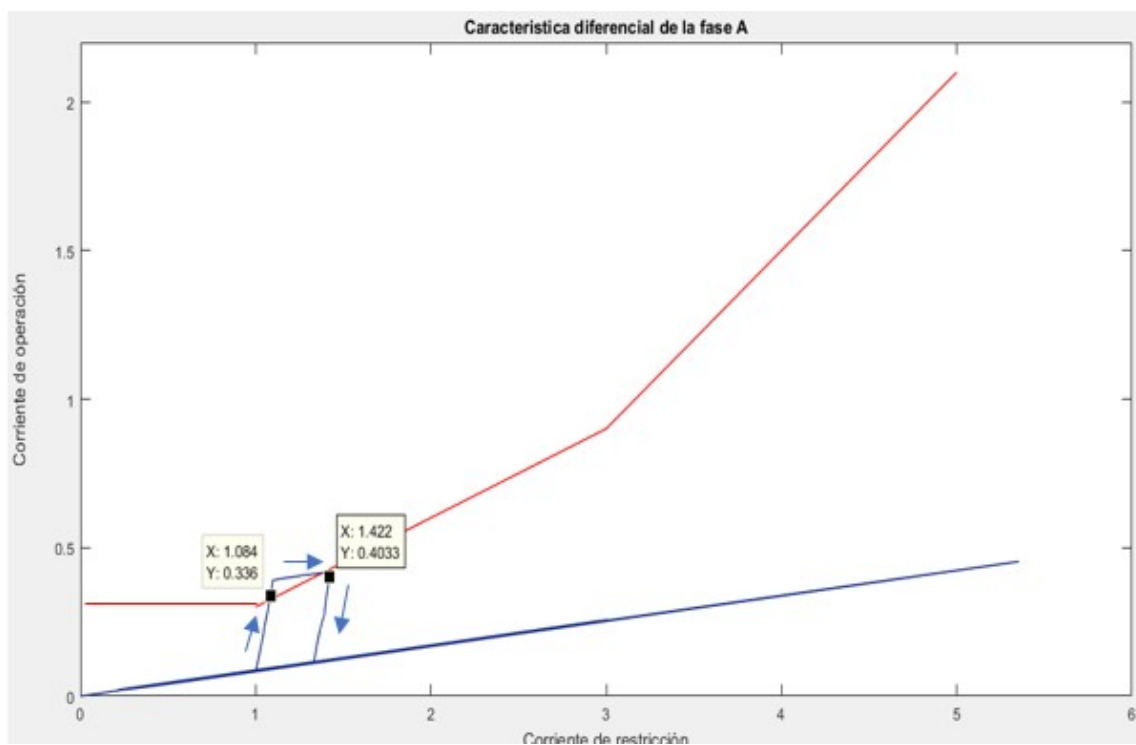


Figura 7 Característica diferencial fase A en falla interna de $330\ \Omega$ en 400 kV

La Figura 8 muestra la misma secuencia que la falla anterior, pero con una falla interna en la sección diferencial en 400 kV, de 430 Ω , en donde se observa que no se tiene señal de disparo. La Figura 9 muestra la característica diferencial para esta falla.

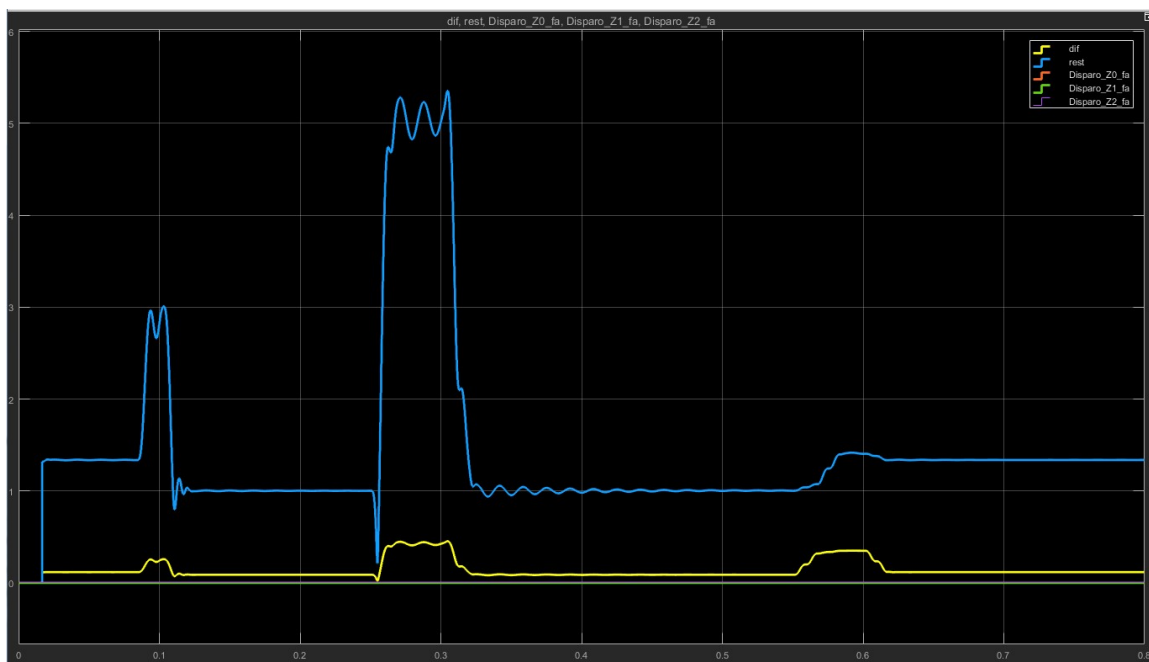


Figura 8 Corriente de operación y restricción fase A en falla interna de 430 Ω en 400 kV

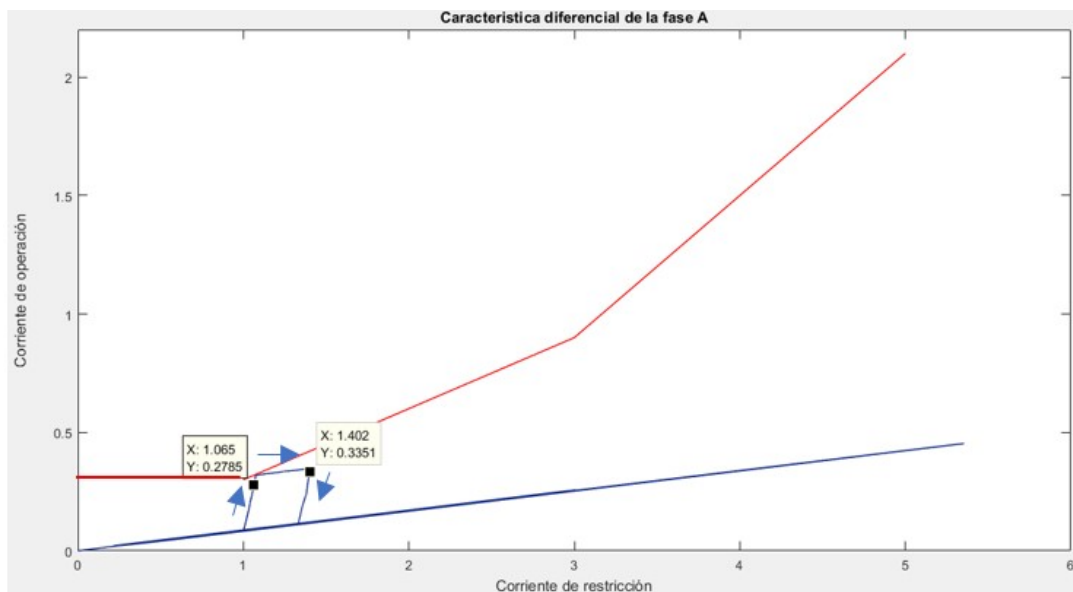


Figura 9 Característica diferencial fase A en falla interna de 430 Ω en 400 kV

Simulando la protección diferencial de secuencia negativa de las referencia 2 y 3, la cual es sumamente sensible y detecta fallas entre espiras en los equipos de transformación y fallas de aislamiento en generadores, con la simulación de la falla en la sección diferencial de $430\ \Omega$, se tiene una señal de disparo sin problema. La Figura 10 muestra la relación de cantidades de secuencia negativa, así como la señal de disparo al operar la protección de secuencia negativa 87Q.

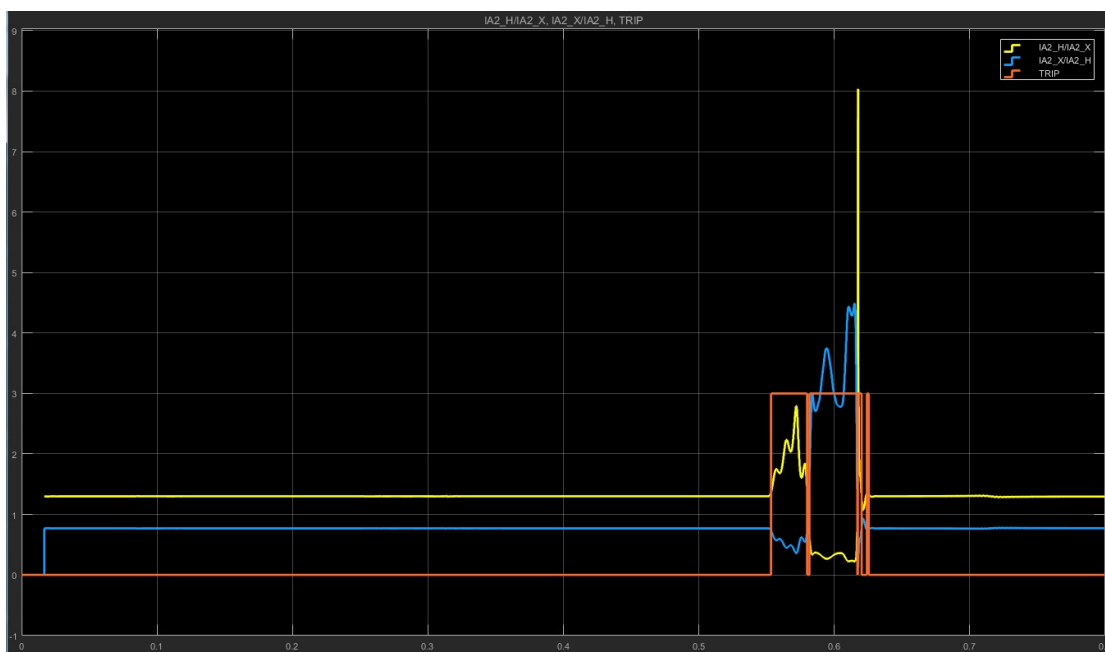


Figura 10 Diferencial de secuencia negativa en falla interna de $430\ \Omega$ en 400 kV

Las relaciones de las magnitudes de secuencia negativa se mantienen estables ante todas las fallas externas, ya que la secuencia negativa no se restringe por la conexión delta, y solo en las fallas trifásicas las magnitudes tienden a cero.

Realmente las relaciones de corriente de secuencia negativa de alta y baja deberían de andar en valores cercanos a la unidad, pero el uso de *tap* permite las relaciones mayor y menor a la unidad. La Figura 11 muestra la magnitud de secuencia negativa en amperes secundarios. Se puede observar que cuando el sistema está estable, sin falla, las magnitudes de secuencia negativa son casi cero en el periodo A. los periodos B y D son de desbalance por el polo abierto de la línea de 735 kV. El periodo D es la falla trifásica en externa en 400 kV, y las magnitudes de secuencia negativa tienden a cero. El periodo E, es la falla interna resistiva en la zona diferencial en el lado de 400 kV. Después continua el periodo estable, hasta terminar la secuencia del caso en 800 ms, en donde las corrientes de secuencia negativa son de valor cero. La corriente secundaria del lado X, ya está modificada por la matriz M1, por lo que las magnitudes de secuencia negativa de alta y baja están a 180° .

Por lo anterior, las corrientes de secuencia negativa solo están presentes en los desbalances del sistema y en las fallas del sistema del tipo: Lg , $2Lg$ y LL

Sin embargo, si en la simulación se incluye el filtro coseno para la eliminación de CD , se igualan las corrientes corrigiendo el desfaseamiento angular en el lado H , corrigiendo además las diferencias por las relaciones de los transformadores de corriente, se tiene una relación de corrientes de secuencia negativa en un valor muy cercano a 1 para falla externas y un valor diferente para fallas internas.

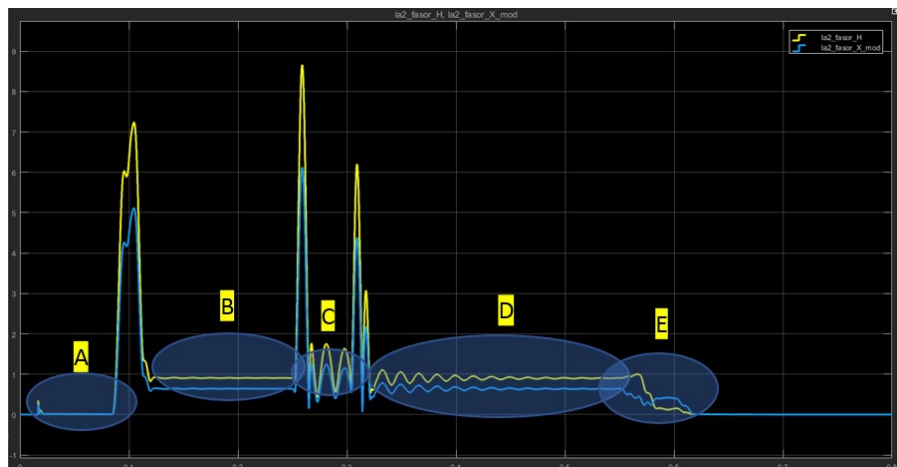


Figura 11 Magnitudes de secuencia negativa de alta y baja del transformador

La grafica de la característica diferencial de secuencia negativa para la falla anterior se muestra en la Figura 12. En esta figura se muestra una recta con pendiente que parte del origen con el 60% de inclinación, con la finalidad de diseñar un algoritmo seguro de disparo que permita ver casi todas las fallas dentro de la cobertura de protección. Pueden definirse otras rectas y ver cual cumple con la condición de disparo que se desea. Sin embargo, es conveniente dejar un valor de pickup como la diferencial tradicional para evitar disparos no deseados.

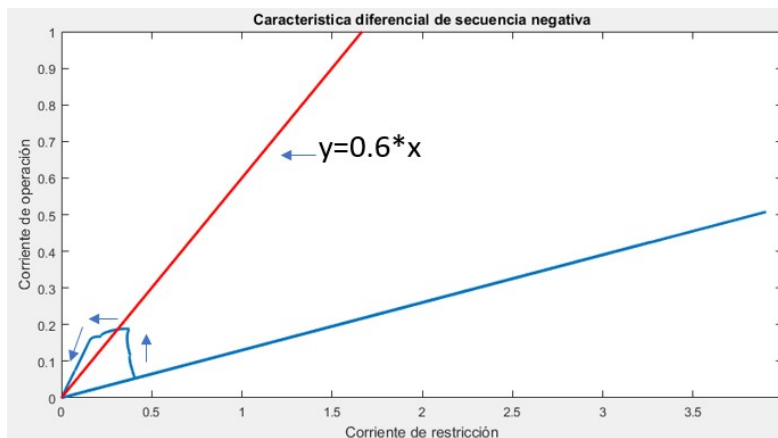


Figura 12 Característica diferencial de secuencia negativa

Cuando se presenta la falla en la línea de 735 kV, la corriente de restricción de secuencia negativa se incrementa, volviendo casi al origen, manteniéndose en un valor de mayor 0.4 PU. La falla trifásica externa a la diferencial en 400 kV presenta picos debido a que no se simuló un filtro efectivo en la eliminación de CD, lo cual hace en el inicio y al final de la falla trifásica. Al presentarse la falla altamente resistiva en la zona diferencial, el valor de corriente de operación de secuencia negativa se incrementa durante 3 ciclos, volviendo a un valor de casi cero cuando el sistema está en condición sin falla.

La simulación de la protección de la referencia 4 también es sumamente sensible al detectar fallas de alta impedancia y fallas entre espiras en los equipos de transformación, al comparar la dirección de falla con secuencia negativa del lado *H* y *X*, permitiendo el disparo cuando las dos direcciones indican falla interna. Para la falla resistiva de 430 Ω en el lado de baja se detecta y se tiene una señal de disparo. La Figura 13 muestra la operación de protección 85T. Es necesario verificar que ambos lados contribuyan con corriente de secuencia negativa a la falla en la sección diferencial, por lo que es necesario que ambos interruptores estén cerrados.

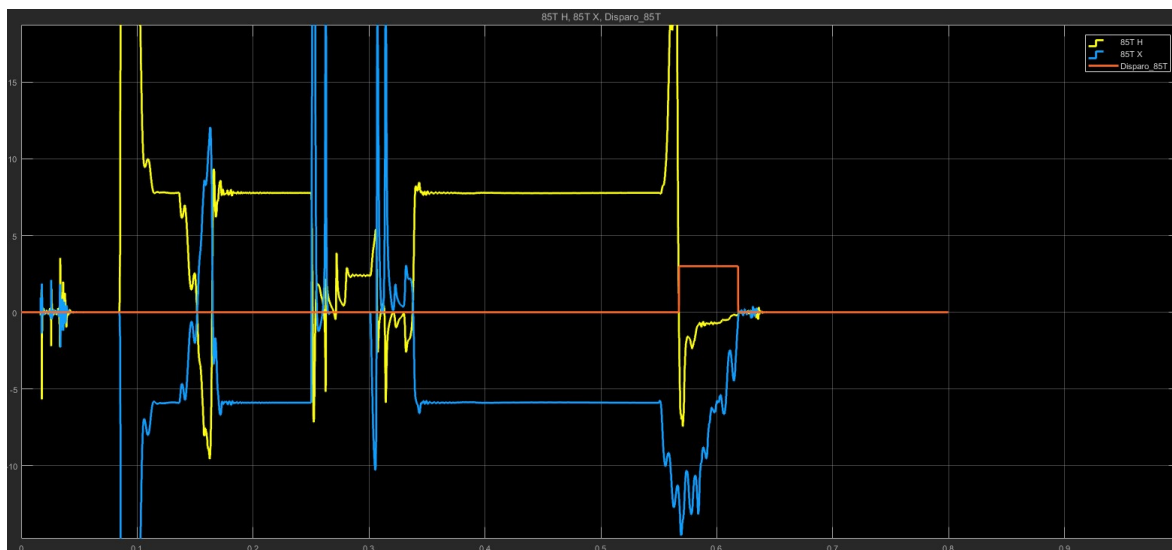


Figura 13 Detección de falla de 430 Ω con la protección 85T

La simulación de una protección diferencial de 3 devanados de un transformador *YYd1* también es posible en el mismo sistema eléctrico. La figura 14 muestra el comportamiento de la corriente de restricción y diferencial para el transformador de tres devanados, sin la conexión del reactor, con la finalidad de observar las corrientes en la delta interna. En esta figura se alcanza a ver como se incrementa la corriente de restricción con la falla de la línea de 735 kV, y como afecta el desbalance generado por el polo abierto.

La Figura 15 muestra las corrientes internas de la delta del devanado terciario, se puede observar que para la falla *Lg* en la línea de 735 kV, las tres corrientes internas de la delta están en fase, permaneciendo una corriente circulante cuando el polo está abierto, debido a los valores diferentes de corriente de secuencia cero en los voltajes *H* y *X*. Cuando ambos polos de la línea cierran, la corriente circulante de la de delta se hace cero.

Con la finalidad de probar la protección diferencial de tres devanados, se realiza la siguiente secuencia de fallas, además de la falla en la línea en 735 kV:

- Falla externa *Lg* fase A en 735 kV a los 9 ciclos con duración de 2 ciclos
- Falla 3Ø externa en 400 kV a los 11 ciclos con duración de 2 ciclos
- Falla 3Ø externa en 35 kV a los 13 ciclos con duración de 2 ciclos

De la secuencia de fallas mostrada, no debe de tenerse una operación de la protección diferencial, ya que todas las fallas son externas.

La Figura 16 muestra la corriente de restricción y diferencial de la secuencia de fallas y la Figura 17 muestra la característica diferencial de la fase A, observándose que en la falla en el devanado terciario la corriente de restricción es más grande debido a que contribuyen las fuentes de 735 kV y 400 kV. Al acabarse la falla en devanado terciario, permanecen abiertos aun los polos en la línea de 735 kV.

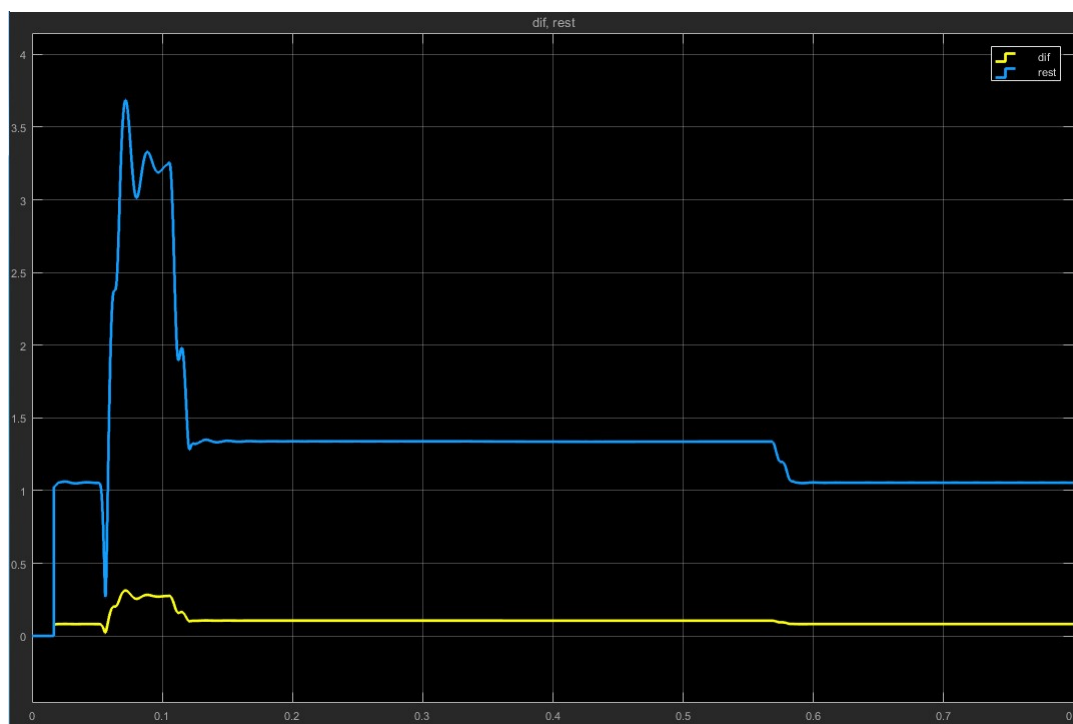


Figura 14 Corriente de restricción y diferencial del transformador de 3 devanados

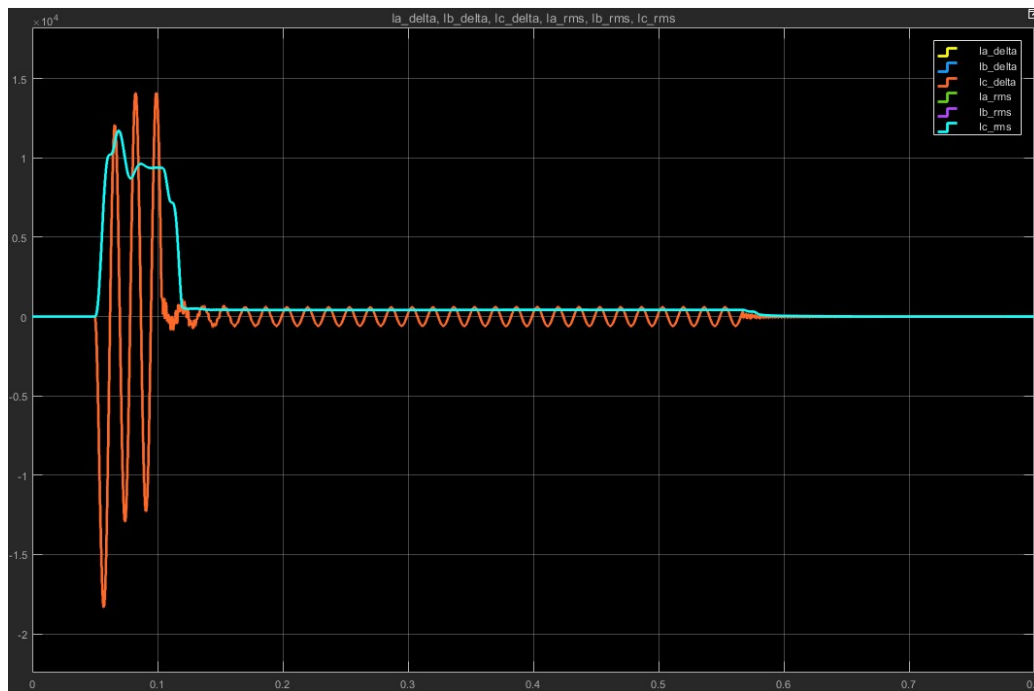


Figura 15 Corrientes de la delta interna del transformador de 3 devanados

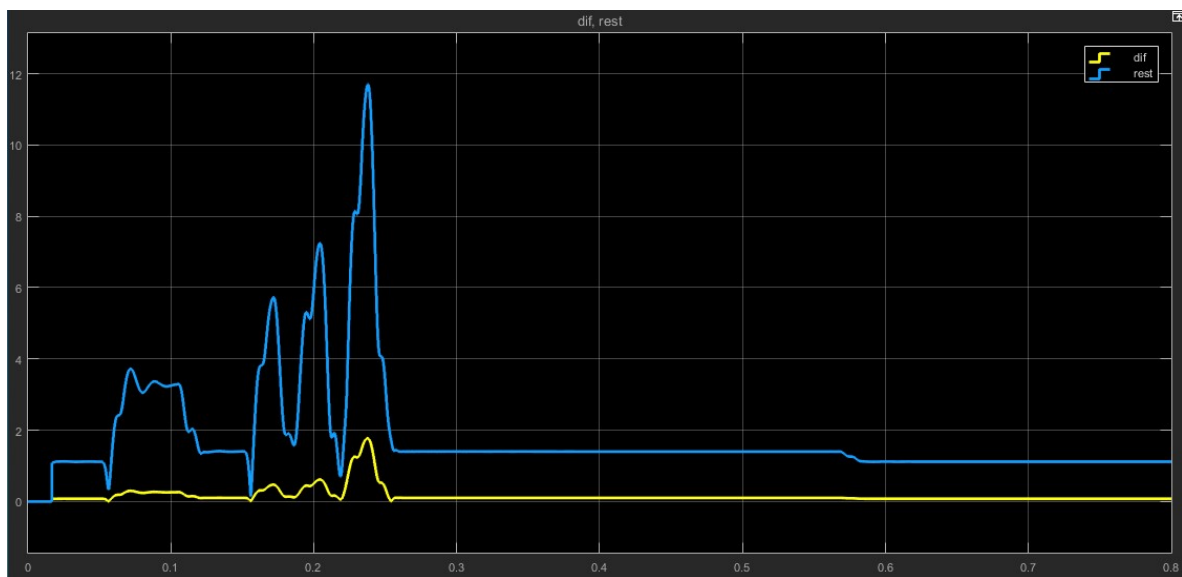


Figura 16 Corrientes de restricción y diferencial de la secuencia de fallas

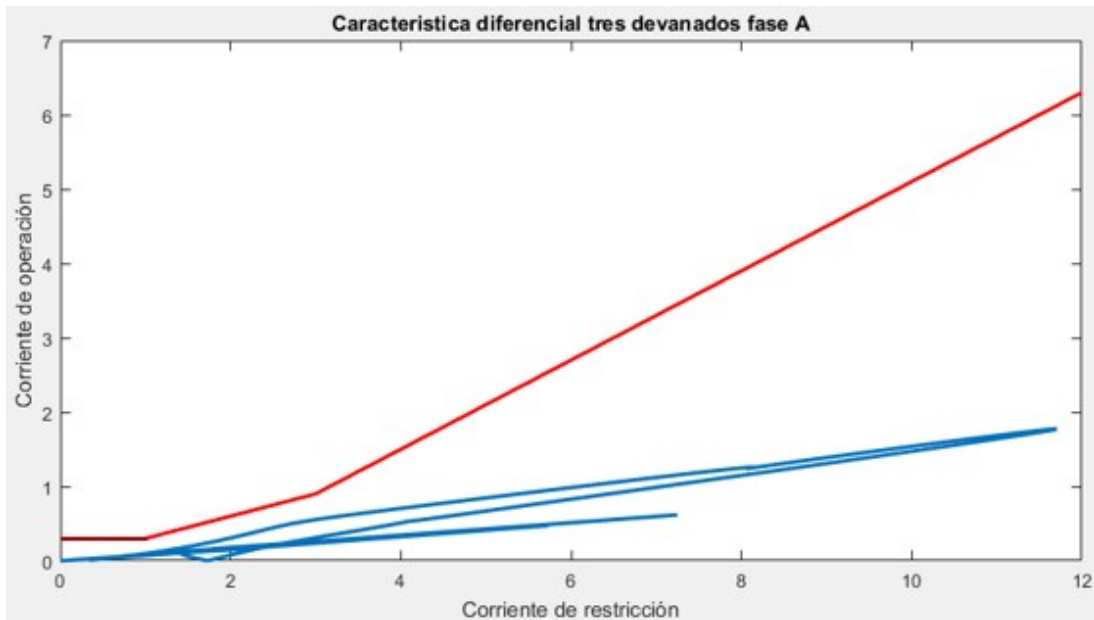


Figura 17 Característica diferencial fase A

La protección de restricción de falla a tierra (*REF*) se realiza con la comparación de la corriente residual compuesta por las corrientes de fase y la corriente del neutro del transformador, por lo que es necesario realizar la conexión de los transformadores de corriente en estrella, además de requerir un transformador en el neutro físico del transformador. La corriente de polarización es la corriente de neutro y la suma de las corrientes de las tres fases del lado de la estrella física del transformador, es la corriente de operación. La característica de operación de la protección *REF* está definida por la ecuación 4.

$$T_{REF} = Re(I_{op} * \overline{I_N}) \quad \text{Ec. 4}$$

En donde:

I_{op} es la suma de $I_A + I_B + I_C$

$\overline{I_N}$ es la corriente del transformador de corriente localizado en el neutro

Para que esta protección opere, se requiere que el torque sea de un valor positivo, lo que indica que las corrientes de la ecuación 4 tienen un ángulo menor a 90.

Las protecciones *87Q* y *85T* son más sensibles que la protección *REF*, ya que éstas alcanzan a detectar fallas de mayor impedancia.

CONCLUSIONES

La simulación de la protección diferencial permite comprobar la programación de matrices de compensación, para verificar la correcta operación de la protección diferencial en fallas externas.

También permite cargar al transformador a una capacidad mayor a la potencia nominal para verificar que la programación esta correcta.

Al conectar los transformadores de potencia *Dy1* o *Yd1* en secuencia *CBA*, se puede verificar el correcto desfaseamiento de las corrientes de alta y baja tensión, para seleccionar la correcta programación de matrices de desfaseamiento.

La simulación de la protección diferencial de transformador tradicional aclara los conceptos que se utilizan en los ajustes, además de que abre el camino al ingeniero de protecciones para poder realizar otros algoritmos de protección más sensibles, detectando fallas internas, como son las fallas entre espiras del equipo de transformación.

Se puede simular la saturación de los transformadores de corriente y el efecto en el desempeño de falla externas a la protección diferencial.

REFERENCIAS

[1] SEL-387-0, -5, -6 Relay Current Differential Overcurrent Relay Data Recorder Instruction Manual

[2] Rafael Alberto Córdova Cruz, "Nuevo algoritmo para protección diferencial de transformador que detecta fallas entre espiras y fallas en la zona de cobertura de la protección diferencial de transformador", CFE. Presentado en:

- RVP-AI/2009 (IEEE Sección México) en Acapulco, Gro.

[3] Rafael Alberto Córdova Cruz "New Algorithm for Transformer Differential Protection That will Detect, Turn to Turn Faults in Windings Transformers in a Secure Manner and Faults within the Differential Protection Zone in Transformers and Generators". Presentado en:

- X Simposio Iberoamericano sobre Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia, en Monterrey, NL, 2011.

[4] Rafael Alberto Córdova Cruz “Nueva protección primaria o de respaldo de la función 87T de una protección diferencial de transformador, que detecta fallas de alta impedancia fallas entre espiras en la sección de protección diferencial en forma segura”. Presentado en:

- RVP-AI/2013 (IEEE Sección México) en Acapulco, Gro.

Rafael Córdova trabaja en la Gerencia Regional de Transmisión Noroeste, en Hermosillo, Sonora México.

Puede consultar este paper y otros más realizados por el autor con información técnica en el siguiente link:

<https://utsmaracaibo.academia.edu/rafacordova>

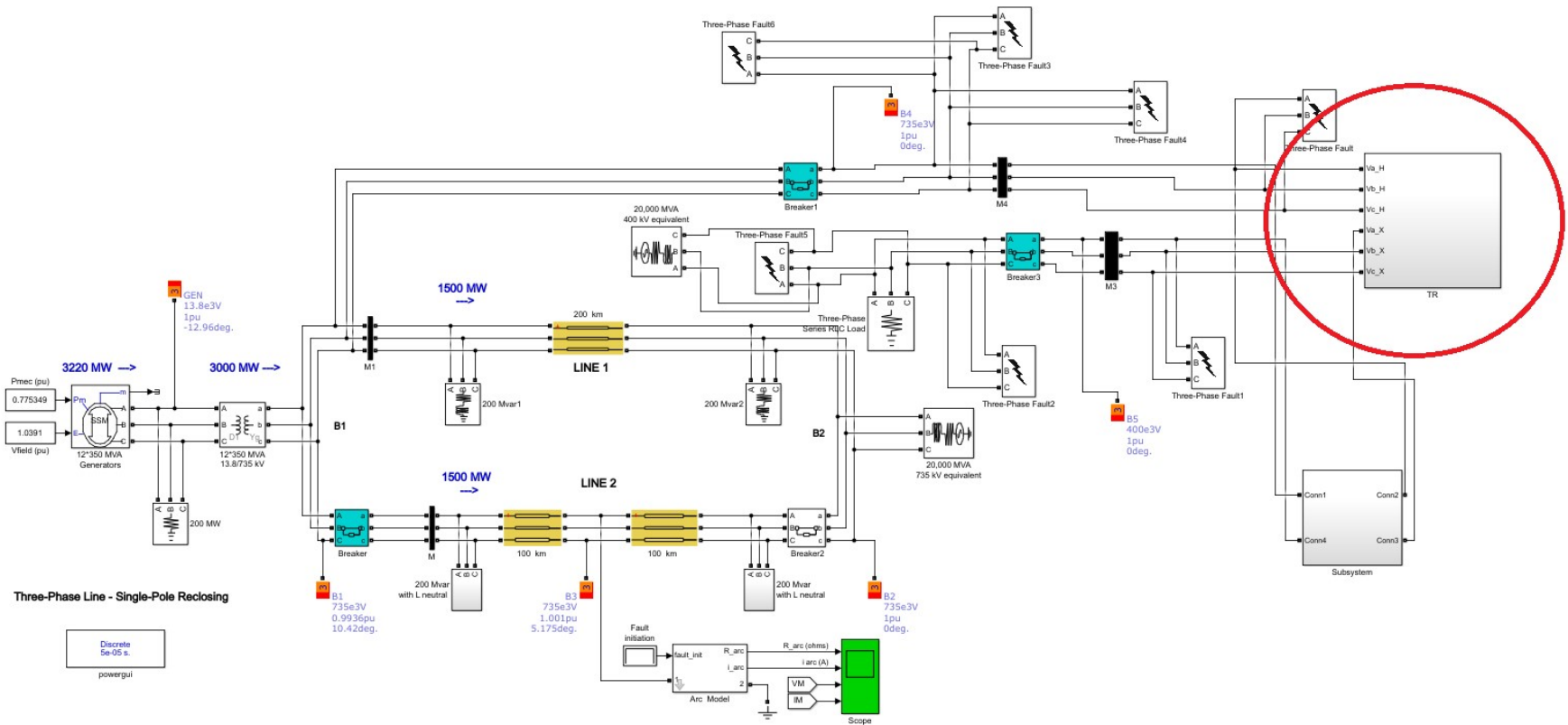
Rafael Córdova terminó sus estudios de Ingeniería Eléctrica en el Instituto Tecnológico de Hermosillo en 1990, y en 2008 terminó sus estudios de Maestría en Ciencias de Ingeniería Eléctrica con Honores por el Instituto Tecnológico de Aguascalientes. Trabaja en CFE (México) desde 1990 y se interesa en el estudio y comportamiento de los relevadores y su aplicación en los Sistemas de Potencia. En 2008 desarrolló un nuevo algoritmo de detección de fallas entre espiras en equipos de transformación sumamente sensible, que detecta fallas de aislamiento en generadores y fallas en la zona diferencial de reactores con un método diferente a las protecciones convencionales. En 2012 desarrolló otro nuevo algoritmo de protección que detecta fallas de transformadores, reactores y generadores, sin la clásica protección diferencial.

Es miembro del Comité de Especialistas de Protecciones de México desde el año 2006.

Ha presentado varios papers (algunos no publicados) con información técnica que se aplica actualmente en el Sistema Eléctrico de México de forma exitosa en los foros de RVP de Acapulco, Guerrero, avalada por IEEE de México y en Simposio Iberoamericano sobre Protección de Sistemas eléctricos de Potencia, en Monterrey Nuevo León.

ANEXO 1

Simulación de una protección diferencial de transformador de dos y tres devanados



ANEXO 2

Modelo de protección diferencial

Relevador Diferencial de Porcentaje de Transformador 87

Relevador Diferencial de Secuencia Negeativa 87Q

Relevador Direccional de Secuencia Negativa 85T

Relevador de Restriccion de Falla a Tierra (REF)

