

Nuevo algoritmo de protección diferencial de transformador basado en análisis de componente principal

Alicia Marisol Ramírez Castillo

PROLEC GE

(marisol.ramirez@ge.com)

Ernesto Vázquez Martínez

FIME-UANL

(evazquezmtz@gmail.com)

RESUMEN

En este artículo se presenta un nuevo algoritmo para la protección diferencial de un transformador de potencia basado en Análisis de Componente Principal. El algoritmo consiste en un reconocimiento de patrones a partir de los datos de la corriente diferencial, y tienen el objetivo de discriminar entre condiciones de energización y sobreexcitación, y cortocircuitos en el transformador. Se analizó el desempeño del algoritmo mediante diversos casos de simulación en un sistema de potencia de prueba utilizando el programa PSCAD/EMTDC, considerando condiciones de energización, sobreexcitación y fallas internas; los resultados obtenidos muestran que el algoritmo propuesto se puede implementar como la base de una protección diferencial de transformador.

PALABRAS CLAVE

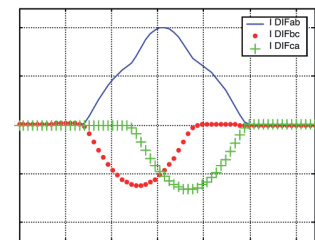
Análisis de componente principal, inrush, protección diferencial, reconocimiento de patrones.

ABSTRACT

In this article a new algorithm for the differential protection of a power transformer based on the Main Component Analysis is presented. The algorithm consists of a pattern recognition from the data of the differential current, with the purpose of discriminating between the conditions of energizing and overexcitement, and the short-circuits in the transformer. The performance of the algorithm by means of the simulation of diverse cases in a test power system was analyzed using the program PSCAD/EMTDC, considering the internal conditions of energizing, overexcitement and internal faults; the obtained results show that the proposed algorithm can be implemented as the base of a differential protection of the transformer.

KEYWORDS

Main component analysis, inrush, differential protection, pattern recognition.



INTRODUCCIÓN

En ocasiones, la protección diferencial en transformadores de potencia puede operar incorrectamente debido a la presencia de corrientes inrush producidas por condiciones de energización y sobreexcitación, las cuales pueden llegar a ser erróneamente interpretadas como corrientes de falla debido a que generalmente alcanzan valores muy elevados (hasta 25 veces la corriente nominal). Existen diversos esquemas que tratan de solucionar esta problemática, siendo el principio de la protección con retención por armónicas el más utilizado, en donde la segunda y quinta armónica presentes en las corrientes de inrush y de sobreexcitación, respectivamente, se utilizan para insensibilizar la protección diferencial.¹

Sin embargo, se han reportado casos en que la corriente de falla interna puede contener una cantidad considerable de segunda armónica.² Por otra parte, ha sido demostrado que en transformadores modernos el contenido de segunda armónica en las corrientes de magnetización tiende a ser relativamente más pequeño, esto debido a que sus núcleos están hechos de materiales magnéticos amorfos. Por lo tanto, la detección de dichas armónicas no es un índice suficiente para determinar si la sobrecorriente medida es debida a una energización o a una falla interna.

Por lo anterior, ha surgido la necesidad de contar con nuevos esquemas para la protección diferencial de transformadores con el objetivo de proteger eficientemente al transformador. Algunos algoritmos que han sido propuestos para dicho fin se basan en los modelos del transformador,^{3,4} y en el análisis de transformaciones modales de las formas de onda de corriente y voltaje.⁵ Así mismo, existen métodos basados en la aplicación de redes neuronales⁶ y lógica difusa.⁷ Sin embargo, en estos dos métodos se necesita diseñar la red neuronal ó las leyes de lógica difusa, lo cual requiere un gran número de patrones producidos por simulaciones de diversos casos. Además, los resultados obtenidos hasta el momento indican que la respuesta de la red depende en cierta medida de los parámetros del transformador, lo que significa re-entrenar la red para su aplicación en otro transformador, mientras que el esquema de lógica difusa presenta la desventaja

de que su estructura de operación está basada en reglas, por lo que se considera que la técnica no es tan robusta como se desearía para considerar todos los aspectos del fenómeno transitorio de un transformador. En ⁸ se propone un método que utiliza la transformada de correlación de tiempo mínimo (STCT) para magnificar la asimetría y el “ángulo muerto” de la corriente diferencial, de manera que se logra identificar las señales correspondientes a una condición de energización. Una problemática que se puede presentar en este esquema es que se pueda tener dificultad de discriminar una corriente inrush altamente simétrica. Recientemente, se ha hecho uso de la técnica de las wavelets como un método de extracción de características de la corriente diferencial para la identificación de corrientes inrush, resultando ser una herramienta eficiente.^{9,10} Sin embargo, la información requerida para llevar a cabo la identificación del tipo de corriente depende del espectro de frecuencia, que en cierta parte está relacionado con el contenido armónico y el grado de distorsión de la forma de onda, lo cual conlleva a posibles errores de discriminación en los casos donde la corriente inrush es altamente sinusoidal.

Más recientemente, se ha propuesto el Análisis de Componente Principal como etapa de pre-procesamiento de datos para realzar las características de algún evento en particular. En ¹¹ se propone utilizar valores de la corriente eficaz y una estructura de red neuronal de base radial con 3 neuronas, sin embargo, el uso del valor eficaz de las corrientes representa un retraso de tiempo adicional en el algoritmo de al menos un ciclo; adicionalmente se requiere un proceso de entrenamiento fuera de línea. En ¹² se propone un algoritmo que aplica la componente principal a los valores instantáneos de la corriente diferencial, utilizando una matriz de transformación. El algoritmo es independiente del contenido armónico y de los parámetros del transformador, ya que, a pesar de que cuantitativamente la corriente diferencial depende de las características del transformador, sus características cualitativas (forma de onda característica) se mantienen, por lo que el algoritmo logra discriminar sin ningún problema el tipo de corriente que se presenta; sin embargo, aunque no requiere una etapa de entrenamiento, se necesita formar una base de datos para determinar la matriz de transformación.

distintivos de la corriente diferencial obtenida en diversos eventos. Dichos rasgos nos permitirán identificar si la corriente es debida a una corriente inrush (de energización o sobreexcitación), o a una condición de falla interna.

Debido a que el algoritmo se aplica en la protección diferencial a transformadores de potencia, se tendrá información de señales de corriente diferencial obtenidas en cada una de las tres fases por medio de los TC colocados en el lado primario y secundario del transformador protegido. Suponiendo que el transformador a proteger es un transformador con dos devanados y con conexión Δ-Y, las corrientes diferenciales de error son:

$$I_{DIF} = \begin{bmatrix} i_{DIF(a-b)} \\ i_{DIF(b-c)} \\ i_{DIF(c-a)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{AB} - I_{ab} \\ I_{BC} - I_{bc} \\ I_{CA} - I_{ca} \end{bmatrix} \quad (3)$$

Sin embargo, con el objetivo de mejorar la sensibilidad del algoritmo ante cambios súbitos de la corriente, es decir, realzar el cambio transitorio de un estado a otro (normal a falla, o normal a energización), las señales utilizadas como entrada para el algoritmo corresponden a las señales incrementales de corriente, $\Delta i(t)$, obtenidas al sustraerle a la corriente diferencial, $i(t)$, su valor correspondiente a un ciclo anterior, $i(t-nT)$. Esto se realiza mediante un filtro delta,¹² tal y como se muestra en figura 1.

Considerando lo anterior, la corriente diferencial de error trifásica queda expresada como:

$$\Delta I_{DIF} = \begin{bmatrix} \Delta i_{DIF(a-b)} \\ \Delta i_{DIF(b-c)} \\ \Delta i_{DIF(c-a)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (I_{AB}(t) - I_{AB}(t-nT)) - (I_{ab}(t) - I_{ab}(t-nT)) \\ (I_{BC}(t) - I_{BC}(t-nT)) - (I_{bc}(t) - I_{bc}(t-nT)) \\ (I_{CA}(t) - I_{CA}(t-nT)) - (I_{ca}(t) - I_{ca}(t-nT)) \end{bmatrix} \quad (4)$$

donde T corresponde a un período de la señal a frecuencia fundamental (60 Hz) y $n = 1$, puesto que se debe sustraer la señal un ciclo anterior al tiempo actual. De esta forma, se reduce el efecto de los cambios de carga, ya que en esta situación, las señales incrementales son nulas.

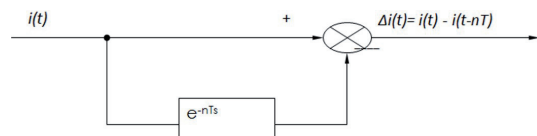


Fig. 1. Estructura de un filtro delta para la obtención de señales incrementales de corriente diferencial.

La información que sirve de entrada al algoritmo corresponde a medio ciclo de la señal incremental en cada una de las tres fases. Dicha matriz de entrada está conformada por las tres señales incrementales de corriente diferencial durante medio ciclo (32 muestras/ciclo), obteniéndose una matriz ΔI_T de tamaño 32×3 .

$$\Delta I_T = \begin{bmatrix} \Delta i_{DIF(a-b)1} & \Delta i_{DIF(b-c)1} & \Delta i_{DIF(c-a)1} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \Delta i_{DIF(a-b)32} & \Delta i_{DIF(b-c)32} & \Delta i_{DIF(c-a)32} \end{bmatrix} \quad (5)$$

La matriz ΔI_T debe ser traspuesta ya que la intención es impactar en las dimensiones, de manera que obtenemos una matriz de entrada ΔI_T^E de tamaño 3×32 .

$$\Delta I_T^E = \begin{bmatrix} \Delta i_{DIF(a-b)1} & \cdots & \Delta i_{DIF(a-b)32} \\ \Delta i_{DIF(b-c)1} & \cdots & \Delta i_{DIF(b-c)32} \\ \Delta i_{DIF(c-a)1} & \cdots & \Delta i_{DIF(c-a)32} \end{bmatrix} \quad (6)$$

La transformación por componentes principales consiste en trasladar y rotar los datos de manera que queden representados en un nuevo plano. Por ello, una vez conformada la matriz ΔI_T , se sustrae la media a cada uno de los datos de la matriz, $\overline{\Delta I_T}$, y se dividen entre el valor I_{NOM-TC} , correspondiente al valor de corriente nominal (5 Amperes) del lado secundario de los transformadores de corriente utilizados en la protección diferencial, de manera que la matriz queda normalizada. Con esto se lleva a cabo la traslación de los datos al origen.

$$\Delta I_T^E = \frac{[\Delta I_T - \overline{\Delta I_T}]}{I_{NOM-TC}} \quad (7)$$

Habiendo normalizado la matriz de entrada se procede a obtener su matriz de covarianza S , cuyo tamaño es de 32×32 . A la matriz S se le calculan sus eigenvalores L y eigenvectores U .

$$S = \begin{bmatrix} \text{cov}(s_1, s_1) & \text{cov}(s_1, s_2) & \cdots & \text{cov}(s_1, s_{32}) \\ \text{cov}(s_2, s_1) & \text{cov}(s_2, s_2) & \cdots & \text{cov}(s_2, s_{32}) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \text{cov}(s_{32}, s_1) & \text{cov}(s_{32}, s_2) & \cdots & \text{cov}(s_{32}, s_{32}) \end{bmatrix} \quad (8)$$

$$L = \text{diag} [l_1 \quad l_2 \quad \cdots \quad l_{32}] \quad (9)$$

$$U = [eig_1 \quad eig_2 \quad \cdots \quad eig_{32}] \quad (10)$$

Los dos eigenvectores dominantes, correspondientes a aquellos que están asociados a los dos eigenvalores más grandes, son los nuevos ejes sobre los cuales se van a proyectar cada uno de los vectores columna de ΔI_T a partir de la siguiente transformación:

$$\Delta I_{T(CP)} = [eig_1 \quad eig_2]^T \cdot [\Delta I_T^E] \quad (11)$$

donde $I_{TC(P)}$ corresponde a la matriz de datos transformada.

De esta manera cada una de las corrientes diferenciales obtenidas por la presencia de un disturbio en el sistema queda proyectada en un subespacio de dos dimensiones formado por las dos primeras componentes principales, y en base a esta representación gráfica se lleva a cabo la discriminación entre corrientes de falla e inrush.

En caso de que el algoritmo reconozca que el evento presentado se trata de una condición de falla interna, se permitirá que la protección opere de manera que el transformador sea sacado de servicio. Por el contrario, si el evento se identifica como una energización ó sobreexcitación, entonces se bloqueará la operación de la protección.

SISTEMA DE PRUEBA

El sistema de prueba utilizado para validar el desempeño del algoritmo propuesto consiste de un transformador trifásico de dos devanados, 100 MVA, 230/115 kV, 60 Hz alimentado del lado primario por un generador 50 MVA, 230 kV, 60 Hz con una impedancia interna de 10 Ω. El transformador alimenta una carga inductiva de 8.058 KW y 2.025 MVAR (ver figura 2). En base a las corrientes de cortocircuito, la relación de los TC deberían ser 1500:5 y 3000:5 respectivamente, con el propósito de evitar la saturación. Sin embargo, se seleccionó $\eta_{TC1}=600:5$ y $\eta_{TC2}=1200:5$ con el propósito de tomar en cuenta el efecto de saturación de los TC's. Las simulaciones se llevaron a cabo en el paquete de simulación PSCAD® - EMTDC.

Para dicho sistema se simularon diversas condiciones de falla, energización y sobreexcitación. Cada uno de estos eventos se simuló en 16 diferentes instantes de tiempo de un ciclo, de manera que se considera el efecto que puede provocar el instante en que ocurre el disturbio. En total, se simularon 352

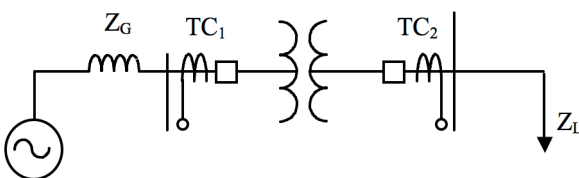


Fig. 2. Sistema de prueba.

casos, de los cuales 176 corresponden a energización, 160 son falla interna y 16 son sobreexcitación. Así mismo, se llevaron a cabo diversas modificaciones de los parámetros tanto del transformador como del sistema, los cuales fueron modificación de la conexión eléctrica, curva de magnetización y capacidad del transformador; además, se modificó la constante de tiempo del sistema (impedancia de la fuente) y se introdujo carga no lineal en el sistema, todo esto con el objetivo de ampliar el campo de análisis del desempeño del algoritmo. Cabe mencionar, que el algoritmo se basa en el comportamiento cualitativo de la forma de onda de la corriente diferencial, y por ende, se espera que sea relativamente inmune a cambios en los parámetros eléctricos del transformador, ya que esto sólo altera numéricamente los valores de corriente, pero no modifica el fenómeno físico, por lo que las formas de onda no se verán afectadas, especialmente si se selecciona un apropiado método de escalamiento de las señales.

RESULTADOS

La aplicación del ACP permite transformar la matriz de entrada compuesta por las señales delta de las corrientes diferenciales normalizadas, originalmente expresadas en 32 dimensiones, a sólo 2 dimensiones. En este nuevo espacio, se definieron de manera heurística umbrales de operación para discriminar los distintos disturbios a que está expuesto un transformador. En la tabla I se resumen estos umbrales, los cuales fueron consistentes en todas las simulaciones efectuadas, tal y como se muestra más adelante.

Esto es, si la proyección de las tres corrientes de fase sobre el plano de las dos primeras componentes principales, obtenidas a partir de la presencia de algún evento en particular, queda dentro del umbral $[-0.04, 0.04]$ con respecto a la componente principal CP1, se determina que el evento presentado se trata

Tabla I. Umbrales de operación de la protección diferencial basado en ACP para un transformador con dos devanados.

Evento	CP1
Energización ó Sobreexcitación	$[-0.04, 0.04]$
Falla interna	$[-\infty, -0.04] [0.04, \infty]$

de una condición de energización o sobreexcitación (corriente inrush). En caso de que alguna de las tres proyecciones quede fuera de dicho umbral y dentro del umbral $[-\infty, -0.04]$ ó $[0.04, \infty]$, se determina que las corrientes se deben a la presencia de una falla interna, ya sea en el propio transformador ó dentro de la zona de protección del relevador, por lo que se debe de permitir la operación de la protección.

En la figura 3 se muestran las corrientes diferenciales incrementales obtenidas a partir de la conexión inicial del transformador y su proyección en CP. Se observa que las tres proyecciones quedaron dentro del umbral especificado para una condición de inrush.

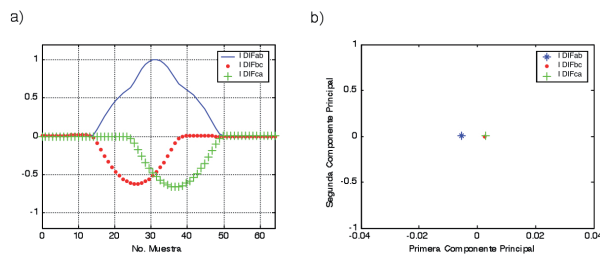


Fig. 3. (a) Corrientes diferenciales debidas a una energización y (b) su proyección en el subespacio formado por CP1 y CP2.

Para el caso de una sobreexcitación de un 110%, las proyecciones de las corrientes diferenciales quedan tal y como se muestra en la figura 4b.

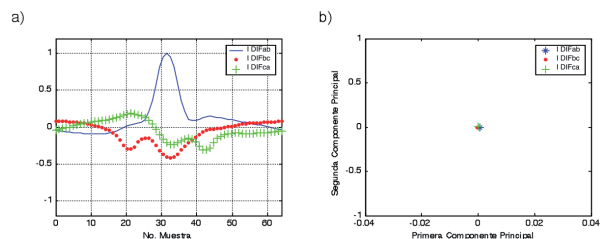


Fig. 4. (a) Corrientes diferenciales debidas a una sobreexcitación del 110% y (b) su proyección en el subespacio formado por CP1 y CP2.

En la figura 5b se muestra la proyección en CP de las corrientes diferenciales incrementales obtenidas a partir de la presencia de una falla monofásica dentro de la zona de protección del transformador. En ella se observa que las corrientes diferenciales afectadas por dicha falla monofásica exceden el umbral especificado para condición de inrush, mientras que la corriente que no es afectada por la falla queda proyectada dentro del umbral.

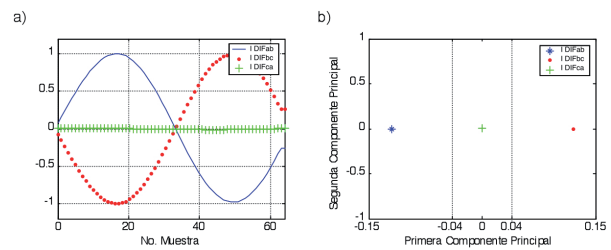


Fig. 5. (a) Corrientes diferenciales debidas a una falla monofásica al energizar y (b) su proyección en el subespacio formado por CP1 y CP2.

Para el caso de una falla interna en el transformador (cortocircuito entre devanados de la fase C), la proyección de las corrientes diferenciales en CP queda tal y como se muestra en la figura 6. Como al menos uno de los tres valores están fuera del rango $[-0.04, 0.04]$, se confirma que se trata de una condición de inrush.

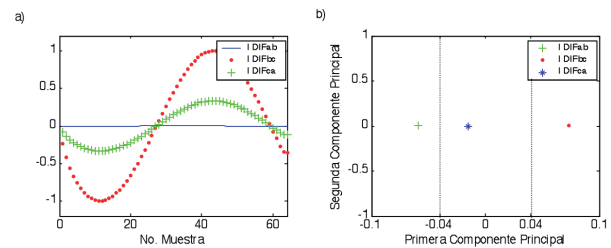


Fig. 6. (a) Corrientes diferenciales debidas a una falla interna en el transformador y (b) su proyección en el subespacio formado por CP1 y CP2.

Debido al efecto de distorsión que provoca el uso de una carga no lineal es conveniente introducirla en el sistema de prueba considerado para la evaluación del desempeño del algoritmo propuesto. Por ello, utilizando el mismo sistema de la figura 2, se añade un convertidor de 6 pulsos como carga en el lado secundario del transformador protegido, cuya distorsión armónica total (THD) es de 28.45% aproximadamente. Cabe mencionar que este porcentaje de distorsión es demasiado alto, ya que en nuestro sistema no se está considerando ningún filtro o dispositivo que haga que se reduzca el nivel a valores permitidos por las normas. En las figuras 7 y 8 se muestran la proyección en CP para dicho escenario al presentarse una falla. Nuevamente se observa que la proyección correspondiente a las corrientes que son afectadas por la falla exceden el umbral de $(-0.04, 0.04)$.

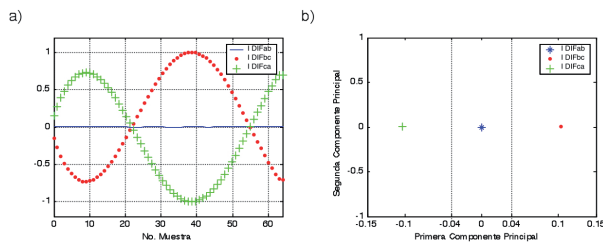


Fig. 7. (a) Corrientes diferenciales debidas a una falla monofásica y (b) su proyección en el subespacio formado por CP1 y CP2.

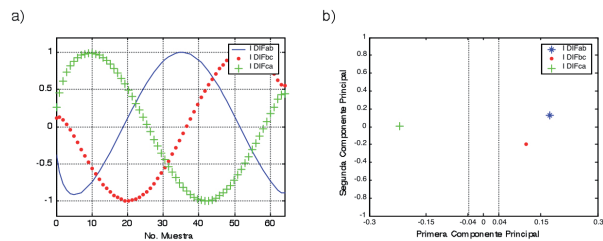


Fig. 8. (a) Corrientes diferenciales debidas a una falla trifásica y (b) su proyección en el subespacio formado por CP1 y CP2.

Algunos de los factores de los que depende la magnitud de la corriente inrush son la capacidad del transformador y la curva de saturación del mismo. Por ello, se llevó a cabo la simulación del mismo sistema de prueba pero usando un transformador de 25 MVA y una curva de saturación diferente a la hasta ahora manejada, obteniéndose la proyección mostrada en la figura 9.

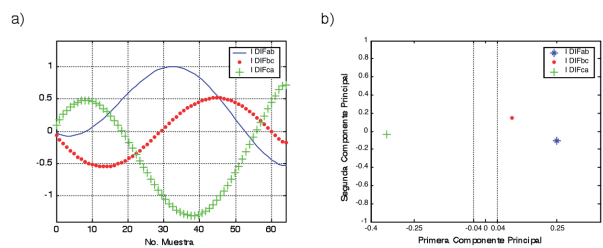


Fig. 9. (a) Corrientes diferenciales debidas a una falla bifásica y (b) su proyección en el subespacio formado por CP1 y CP2.

Hasta ahora, la conexión utilizada para el transformador ha sido Δ -Y. Con el objetivo de demostrar que el algoritmo es inmune al tipo de conexión del transformador, se evaluó su desempeño para la protección de un transformador Y- Δ , obteniéndose la proyección mostrada en la figura 10.

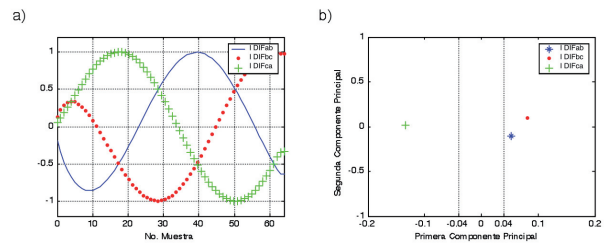


Fig. 10. (a) Corrientes diferenciales debidas a una falla trifásica y (b) su proyección en el subespacio formado por CP1 y CP2.

Si ahora se considera la aplicación del algoritmo pero para la protección de un transformador con devanado terciario 100 MVA, Y-Y- Δ , 230/11/13.8 kV, al someter dicho transformador a condiciones de inrush y de cortocircuito dentro de la zona de protección, y teniendo carga no lineal, las proyecciones de las corrientes diferenciales en CP quedan tal y como se muestran en figuras 11 y 12.

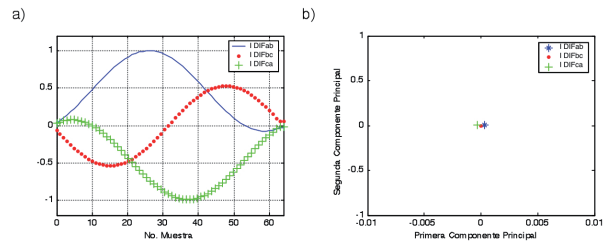


Fig. 11. (a) Corrientes diferenciales debidas a una energización y (b) su proyección en el subespacio formado por CP1 y CP2.

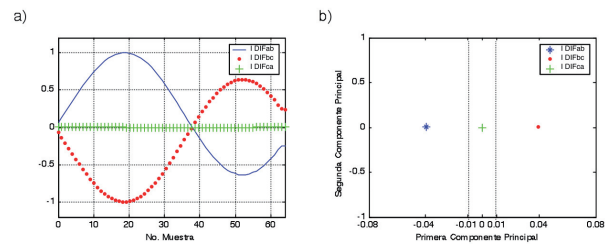


Fig. 12. (a) Corrientes diferenciales debidas a una falla monofásica y (b) su proyección en el subespacio formado por CP1 y CP2.

En dichas proyecciones, se observa que el umbral para llevar a cabo la discriminación no corresponde al que fue establecido para un transformador con dos devanados, ya que las proyecciones correspondientes a falla interna no sobrepasan el límite de (-0.04, 0.04). Sin embargo, aún es posible establecer un umbral de bloqueo del relevador que sea exclusivo para la protección de transformadores con devanado

Tabla II. Umbrales de operación de la protección diferencial basado en acp para un transformador con tres devanados.

Evento	CP1
Energización ó Sobreexcitación	$[-0.01, 0.01]$
Falla interna	$[-\infty, -0.01] [0.01, \infty]$

terciario, tal y como se muestra en dichas figuras y el cual es descrito en la tabla II.

En base a los resultados mostrados en las figuras 3 a 12 se observa que la identificación del tipo de evento presentado en el sistema depende del número de devanados del transformador, siguiendo los umbrales de operación mostrados en las tablas I y II, esto es, si el valor de las tres proyecciones que corresponden a las tres corrientes diferenciales de algún evento en particular quedan dentro del umbral determinado para energización ó sobreexcitación, el evento es clasificado como condición de inrush. En caso contrario, la corriente es clasificada como una corriente de falla interna, permitiéndose la operación de la protección. Este criterio de operación se resume en la figura 13. Cabe mencionar que cuando una de las tres proyecciones queda dentro del umbral para condición de inrush, mientras que las otras dos restantes quedan dentro del umbral para condición de falla interna, el evento presentado se trata de una falla monofásica.

Este mismo criterio puede ser aplicable para el caso de los autotransformadores, sin embargo, debido a las diferencias en la conexión entre los devanados, estos resultados deben ser evaluados en forma más extensa.

CONCLUSIONES

El algoritmo de protección diferencial propuesto se basa en la aplicación de la técnica estadística del Análisis de Componente Principal para llevar a cabo la discriminación entre corrientes de inrush y de cortocircuito en un transformador, por medio de la proyección de las corrientes diferenciales de error en un nuevo espacio de 2 dimensiones, de manera que se simplifica el proceso de identificación del evento presentado en el sistema.

Se llevaron a cabo 352 simulaciones correspondientes a diferentes tipos de eventos,

de los cuales sólo algunos fueron mostrados en este artículo, todo esto con el objetivo de validar el desempeño del algoritmo. Por ello, en cada una de las pruebas se modificaron ciertos parámetros y características del transformador y del sistema que afectan directamente a la corriente inrush, analizándose el comportamiento del algoritmo cuando se encuentra sometido a diferentes escenarios.

Los resultados obtenidos fueron satisfactorios al brindar una correcta discriminación de los diversos eventos simulados en el sistema. Con lo que se comprueba que el algoritmo verdaderamente proporciona confiabilidad y seguridad, y con la ventaja de ser muy sencillo y rápido, puesto que el algoritmo sólo necesita medio ciclo de información de las señales de corriente diferencial para poder reconocer el tipo de evento que se presenta.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen el apoyo recibido por la Universidad Autónoma de Nuevo León bajo el Proyecto PAICyT CA-1257-06 y a PROLEC GE por el apoyo brindado durante la realización de este artículo.



Fig. 13. Criterio de operación del algoritmo.

REFERENCIAS

1. C. H. Einval and J. R. Linders, "A three-phase differential relay for transformer protection", IEEE Transactions PAS, vol. PAS-94, no. 6, pp. 913-918, Nov/Dec 1975.
2. P. Liu, O. P. Malik, D. Chen, G. S. Hope, Y. Guo, "Improved operation of differential protection of power transformers for internal faults", IEEE Transactions Delivery, vol. 7, no. 4, pp. 1912-1919, 1992.

3. K. Inagaki, M. Higaki, Y. Matsui, K. Kurita, M. Suzuki, K. Yoshida and T. Maeda, "Digital protection method for power transformers based on an equivalent circuit composed of inverse inductance", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 3, no. 4, pp. 1501-1510, Oct. 1998.
4. T. S. Sidhu, M. S. Sachdev, H. C. Wood, "Detecting transformer winding faults using non-linear models of transformers", 4th International Conference Developments in Power System Protection, IEEE Publication No. 302, pp. 70-74, Apr. 1989.
5. T. S. Sidhu, M. S. Sachdev, "On-line identification of magnetizing inrush and internal faults in three-phase transformers", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 7, no. 4, pp. 1885-1891, 1992.
6. L. G. Pérez, A. J. Flechsing, J. L. Meador, Z. Obradovic, "Training an ANN to discriminate between magnetizing inrush and internal faults", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 9, no. 1, pp. 434-441, Jan. 1994.
7. A. Wiszniewski and B. Kastenny, "A multi-criteria differential transformer relay based on fuzzy logic", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 10, no. 4, pp. 1786-1792, Oct. 1994.
8. H. Zhang, J. F. Wern, P. Liu and O. P. Malik, "Discrimination between fault and magnetizing inrush current in transformers using short-time correlation transform", Electrical Power and Energy Systems, no. 24, pp. 557-562, 2002.
9. O. A. S. Youssef, "A wavelet-based technique for discrimination between faults and magnetizing inrush currents in transformers", IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 18, no. 1, pp. 170-176, Jan. 2003.
10. P. L. Mao and R. K. Aggarwal, "A wavelet transform based decision making logic method for discrimination between internal faults and inrush currents in power transformers", Electrical Power and Energy Systems, no. 22, pp. 389-395, 2000.
11. Erdal K., Okan O. Omer U. David T., "PCA based protection algorithm for transformer internal faults," Turk J Elec Eng & Comp Sci, Vol.17, No.2, 2009.
12. Vazquez E. Mijares J. Chacon O., A. Conde, "Transformer differential protection using principal component analysis", IEEE Transactions On Power Delivery, Vol. 23, Issue 1, pp. 67-72, 2008.
13. C. Chatfield and A. J. Collins, Introduction to multivariate analysis, School of Mathematics, Bath University, Chapman and Hall, London-New York, 1980.
14. G. Benmoyal and J. Roberts, "Superimposed quantities: Their true nature and application in relays", Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Pulman, WA USA, SEL USA, 1999.

Ingenierías en línea

<http://ingenierias.uanl.mx>

