

Aplicación de RNA en la identificación de corrientes de INRUSH en transformadores

Ernesto Vázquez Martínez

Doctorado en Ingeniería Eléctrica, FIME, UANL,

evazquez@gama.fime.uanl.mx

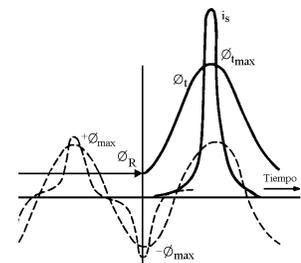
José Alfredo Pérez Rodríguez

Escuela Militar de Ingenieros, Secretaría de la Defensa Nacional,

aprhawk1@hotmail.com

ABSTRACT

This paper describes the basic concepts of the protection of power transformers against shortcircuits, specifically the misoperations of the differential relay due to inrush current and the methods to solve this problem. The paper describes the insensibilization methods for differential protection, and it proposes an ANN for waveform differential current recognition as a new approach to solve the problem.



KEYWORDS:

Power system relaying, neural networks, pattern recognition.

RESUMEN

En este trabajo se describen los aspectos generales de la protección contra cortocircuitos de transformadores de potencia, haciendo énfasis en los métodos de insensibilización de los relevadores diferenciales para evitar operaciones incorrectas por efecto de las corrientes de inrush. Se realiza una descripción de los métodos actuales y se propone la utilización de una red de neuronas artificiales (RNA) para resolver el problema en términos del reconocimiento de la forma de onda de la corriente diferencial.

PALABRAS CLAVE:

Protección de sistemas eléctricos de potencia, redes neuronales, reconocimiento de patrones.

INTRODUCCIÓN

Cuando en un transformador ocurren fallas internas, se hace necesario la desconexión inmediata del transformador para evitar daños mayores y/o para preservar la estabilidad del sistema de potencia y la calidad del servicio.

El principio de protección diferencial es comúnmente utilizado para la protección de transformadores de potencia, que se basa en la comparación de las corrientes del lado primario y secundario del transformador. Estas corrientes

tienen una relación bien definida en condiciones normales de operación. Cuando dichas corrientes exhiben un comportamiento distinto al de estado estable se asume que ha ocurrido un cortocircuito en el transformador y éste debe ser puesto fuera de servicio para revisión y mantenimiento.¹

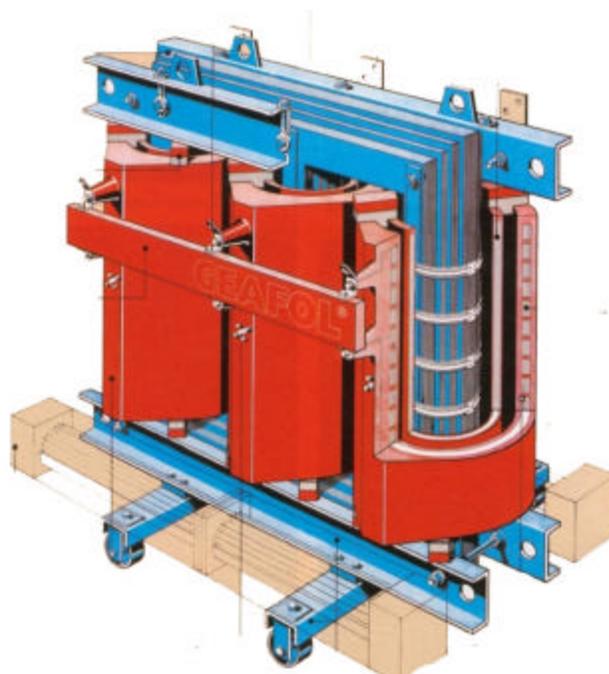
Este procedimiento funciona correctamente en la mayoría de los casos, sin embargo, puede ocasionar operaciones incorrectas (y desconexión innecesaria del transformador) en presencia de la corriente transitoria de magnetización, la cual sólo está presente cuando el transformador está siendo energizado. Esta corriente circula solamente por el devanado primario del transformador (el devanado que es energizado) y por lo tanto representa una condición de falla interna para la protección diferencial.

El método más común para evitar estas operaciones incorrectas es el uso del contenido de armónicas para discriminar entre corrientes de magnetización y de cortocircuito, lo que se denomina restricción por armónicas. En general, la corriente de magnetización presenta diferencias con la corriente de cortocircuito en la forma de onda debido a presencia de armónicas, especialmente de la segunda. Este comportamiento ha sido utilizado para el diseño de relevadores de protección diferencial con restricción de armónicas, de tal forma que si la magnitud de la segunda armónica en la corriente diferencial excede un porcentaje pre-definido de la componente fundamental, se asume que se trata de la energización del transformador y la protección es bloqueada para evitar una operación incorrecta. Actualmente existen distintos tipos de algoritmos para la protección diferencial de transformadores con restricción de armónicas. En general la decisión de operación o bloqueo se determina a partir de las magnitudes relativas de las componentes fundamental y de segunda armónica presentes en la corriente diferencial.

Actualmente, los algoritmos que se utilizan en la protección diferencial para transformadores de potencia tienen tendencia a operar incorrectamente cuando se presenta una avalancha de corriente de magnetización (inrush), condición que es confundida como un cortocircuito, especialmente en condiciones donde la corriente de magnetización es altamente

simétrica. En estas circunstancias, los algoritmos tienen problemas para diferenciar en forma correcta si se trata de una condición de falla o una condición de energización, pudiendo provocar la desconexión incorrecta de un elemento sin falla, afectando así la continuidad del servicio eléctrico.

Algunos de los nuevos algoritmos se basan en técnicas de reconocimiento de patrones a fin de resaltar las diferencias que existen entre las formas de onda de las corrientes de magnetización y de cortocircuito. En este trabajo se propone la utilización de una red neuronal para realizar la función de protección diferencial en un transformador. Las redes neuronales ofrecen la ventaja de discriminar entre una condición de falla de una condición inrush mediante el reconocimiento de la forma de onda y no mediante la comparación de la magnitud de las armónicas con respecto a la fundamental, que es la base de los algoritmos actuales y cuya magnitud depende de las características de los materiales magnéticos con los que actualmente se construyen los transformadores. El algoritmo está basado en una función de reconocimiento de patrones generado a través del entrenamiento de la red utilizando como información de entrada la corriente diferencial de error obtenida a la salida de los transformadores de corriente.



CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN EN TRANSFORMADORES

Cuando un transformador es energizado por primera vez, se presenta una corriente de magnetización transitoria. Despreciando las pérdidas, esta corriente de magnetización es la que establece el flujo en el núcleo y circula principalmente por la rama de excitación del transformador, es decir, es una corriente que circula sólo por el devanado primario. Esta corriente transitoria de magnetización puede ser de 8 a 30 veces la corriente nominal del transformador. Los factores que determinan la duración y magnitud de la corriente de magnetización son la capacidad y localización del transformador, la capacidad del sistema de potencia, la resistencia en el sistema de potencia desde la fuente al transformador, el tipo de hierro usado en el núcleo del transformador y su densidad de saturación, el nivel de flujo residual del transformador y la forma en que es energizado el transformador, entre otros.¹

Cuando un transformador se desconecta del sistema, la corriente de magnetización se va a cero. El flujo, como consecuencia de la curva de histéresis, cae a un valor residual ϕ_R . Si el transformador fuera re-energizado en el instante en el que la forma de onda de voltaje corresponde a la densidad magnética residual dentro del núcleo, habría una continuación uniforme de la operación previa con ningún transitorio magnético (figura 1). En la práctica, sin embargo, no es posible controlar el instante de la energización y un transitorio magnético es prácticamente inevitable.

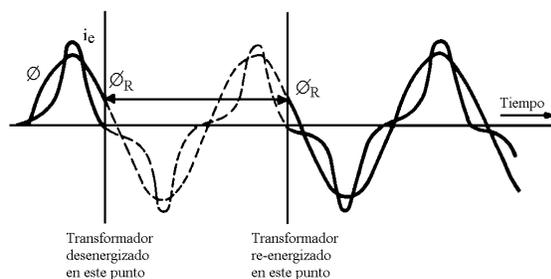


Fig. 1. Corriente de magnetización cuando el transformador es re-energizado en el instante cuando la onda de voltaje corresponde al flujo residual dentro del núcleo.

En la figura 2 se asume que el transformador es re-energizado en el instante en que el flujo está en su

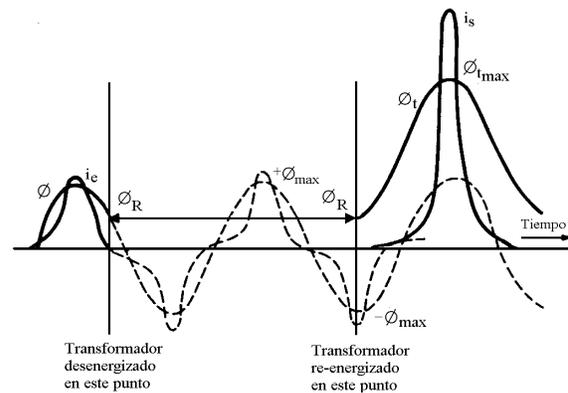


Fig. 2. Corriente de magnetización cuando el transformador es re-energizado en el instante cuando el flujo se encuentra en su valor máximo.

valor máximo negativo ($-\phi_{\max}$). En este punto, el flujo residual tiene un valor positivo. Ya que el flujo magnético no puede cambiar instantáneamente la onda de flujo en lugar de iniciar en su valor normal ($-\phi_{\max}$) y variar sinusoidalmente a lo largo de la línea punteada, iniciará con el valor del flujo residual ϕ_R siguiendo la curva ϕ .

Si se considera una característica de saturación lineal en el transformador la curva ϕ es una senoidal desplazada, donde el valor de ϕ_{\max} es $\pm|\phi_{\max}| + 2|\phi_{\max}|$. Este exceso de flujo magnético producirá una saturación en el núcleo del transformador, provocando un valor muy grande de la corriente de magnetización.

El flujo residual, ϕ_R , es el flujo remanente en el núcleo después de que el transformador es desconectado. Ya que la corriente continua fluyendo momentáneamente después de la desconexión ($v=0$), el flujo decrecerá a lo largo de la curva de histéresis a un valor de ϕ_R donde la corriente es igual a cero. Ya que el flujo en cada una de las tres fases están separadas 120° , una fase tendrá un ϕ_R positivo y los otros dos un ϕ_R negativo o viceversa. Como resultado, el flujo residual puede sumarse o restarse al flujo total, incrementando o reduciendo la corriente de magnetización.

La forma de onda de una corriente típica de magnetización se muestra en la figura 3. El tiempo que esta corriente está presente depende de la constante de tiempo del sistema ($\tau=L/R$), pudiendo ser del orden de segundos hasta minutos.

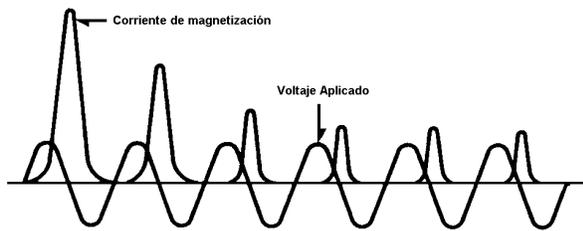


Fig. 3. Forma de onda de una corriente de magnetización.

La constante de tiempo no es una constante, ya que L varía como un resultado de la saturación del transformador. Durante los primeros segundos, la saturación es alta y L es baja. Debido a las pérdidas en el núcleo, la saturación decae y L se incrementa. En este caso R permanecerá prácticamente constante y representa el amortiguamiento del circuito.

Así, los transformadores que se encuentran cerca de un generador tendrán una corriente de magnetización con una larga duración debido al valor de resistencia bajo, originado por la corta distancia entre el transformador y el generador (fuente). De la misma manera los transformadores de gran capacidad tienden a tener corrientes de larga duración debido a su alto valor de inductancia relativa a la resistencia del sistema.

MÉTODOS PARA INSENSIBILIZAR LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL ANTE CORRIENTES DE MAGNETIZACIÓN

Métodos basados en armónicas

El contenido armónico de la corriente diferencial puede ser usado para restringir o bloquear al relevador, dando un medio para diferenciar entre fallas internas y corrientes de magnetización.

Se han desarrollado diversos relevadores diferenciales en que se separan los armónicos presentes en la corriente diferencial y se utilizan para incrementar la retención o para inhibir la operación del relevador. En algunos casos se utiliza solamente el segundo armónico, en otros el total de armónicos de la corriente diferencial.

En la figura 4 se presenta el esquema de un relevador diferencial electromagnético de retención por armónicos cuya aplicación ha dado muy buenos resultados. El relevador cuenta con transformadores

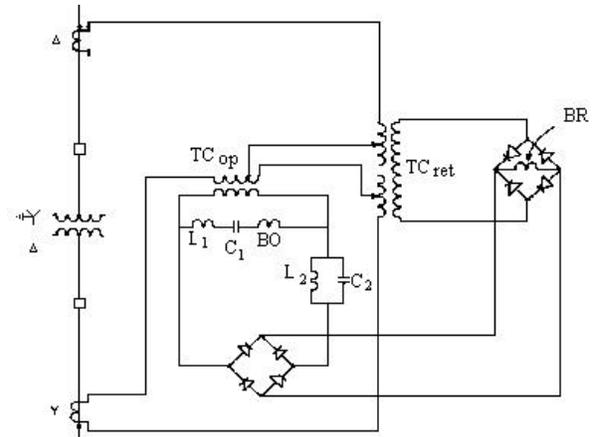


Fig. 4. Protección diferencial de un transformador con retención por armónicas.

de corriente auxiliares de operación (TC_{op}) y de retención (TC_{ret}), cuyos primarios están conectados al esquema diferencial en la forma acostumbrada. A la bobina de operación BO llega solamente la componente fundamental de la corriente de operación, pues está conectada en serie con el filtro paso bajo formado por L_1 y C_1 . Los armónicos de esa corriente se van por el filtro compuesto por L_2 y C_2 , que bloquea la componente fundamental. Esos armónicos son rectificadas y realimentados a la bobina de retención BR , que también recibe la corriente normal de retención rectificadas, procedente del transformador TC_{ret} . Cuando la corriente diferencial es prácticamente sinusoidal, como es el caso para fallas internas, el relevador tiene un valor normal de pendiente en su característica. Cuando la corriente diferencial contiene armónicos (avalancha de corriente de magnetización), la retención adicional que ellos originan incrementa la pendiente del relevador, que resulta desensibilizado y se evita su operación.

En las versiones estáticas de este relevador se hace la comparación de los valores rectificadas de las corrientes de operación y retención. La variante de inhibición por armónicos se logra utilizando un relevador de porcentaje diferencial y una unidad adicional, que opera cuando el segundo armónico (o el total de armónicos) sobrepasa en valor un porcentaje dado de la componente fundamental. Los contactos del relevador diferencial y de la unidad adicional se conectan en serie en el circuito de disparo.

Con estos relevadores pueden lograrse corrientes mínimas de operación inferiores a la nominal del transformador (aunque no siempre menores que el 50% de esa corriente), y tiempos de operación del orden de 15 a 30 ms.

Einval y Linders² diseñaron un relevador diferencial trifásico con restricción de segunda y quinta armónica. Este diseño complementó la idea de usar sólo la segunda armónica para identificar la corriente de magnetización y usar la quinta armónica para evitar una operación errónea para condiciones de sobrecitación en transformadores.

Sharp y Glassburn² fueron los primeros en proponer el bloqueo de armónicos. Diseñaron un relevador consistente de una unidad diferencial de porcentaje, DU y una unidad de bloqueo de armónicas, HBU. En la unidad de bloqueo de armónicas la componente fundamental y las armónicas más grandes de la corriente de operación son pasadas a través de dos circuitos en paralelo, son rectificadas y aplicadas a las bobinas de retención.

Métodos de reconocimiento de forma de onda

Otros métodos para discriminar las condiciones de fallas internas y corrientes de magnetización son basados en el reconocimiento directo de la distorsión de la forma de onda de la corriente diferencial.

La identificación de la separación de picos en la corriente diferencial representa uno de los mayores grupos de métodos de reconocimiento de formas de onda. Bertula⁴ diseñó un relevador diferencial en el cual los contactos vibraban ante corrientes de magnetización (debido a los bajos intervalos de corriente) y permanecían firmemente cerrados para corrientes simétricas correspondientes a fallas internas. Rockefeller⁵ propuso bloquear la operación del relevador si picos sucesivos de la corriente diferencial no se reducían dentro del intervalo de 7.5 a 10 ms.

Un principio bien conocido, reconoce el ancho de los intervalos de tiempo durante el cual la corriente diferencial es cercana a cero. La corriente diferencial es comparada con umbrales positivos y negativos teniendo ambas iguales magnitudes. Esta comparación ayuda a determinar la duración de los intervalos durante el cual el valor absoluto de la

corriente es menor que el valor absoluto del umbral. Los intervalos de tiempo son comparados con un valor de umbral igual a un cuarto de ciclo. Para corrientes de magnetización (figura 5a), los intervalos de corriente bajos t_A , son más grandes que un cuarto de ciclo, por lo tanto el relevador es bloqueado. Para fallas internas (figura 5b), los intervalos de corriente baja t_B , son menores que un cuarto de ciclo, por lo tanto el relevador opera.

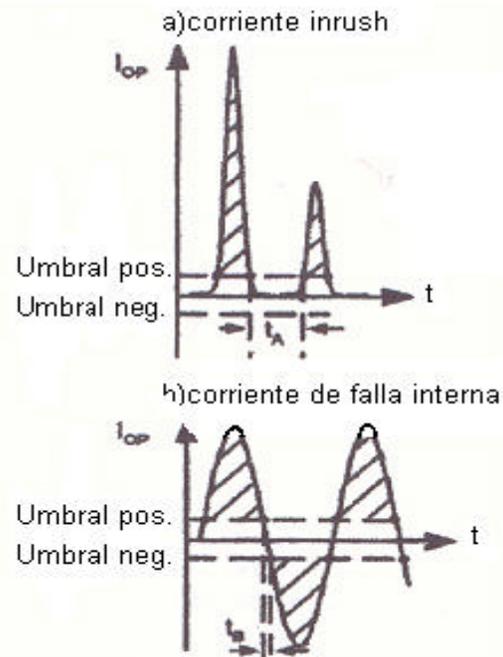


Fig. 5. Relevador diferencial basado en el reconocimiento de la duración de tiempo de los intervalos de corriente.

El uso de las componentes de la corriente diferencial rectificada da una forma indirecta para identificar la presencia de intervalos de corrientes bajas. Hegazy⁶ propuso comparar la segunda armónica de la corriente diferencial rectificada con un umbral dado para generar una señal de disparo. Dmitrenko⁷ propuso producir una señal de disparo si la polaridad de una señal sumada permanecía sin cambio. Esta señal es la suma de la componente de CD y la componente fundamental amplificada de la corriente diferencial rectificada.

Otro grupo de métodos hace uso del reconocimiento del offset de CD o la asimetría en la corriente diferencial. Algunos de los primeros relevadores usaron la saturación de un transformador

intermedio por el offset de CD de la corriente diferencial como un método de bloqueo. Una restricción adicional de transitorios basadas en la componente de CD fue un mejoramiento al bien conocido relevador diferencial con restricción de armónicas para transformadores de potencia. Michelson⁸ propuso comparar las amplitudes de los semiciclos positivos y negativos de la corriente diferencial con umbrales dados en dos elementos diferentes polarizados. Rockefeller⁵ sugirió extender esta idea a un relevador digital.

Otra alternativa es usar la diferencia de los valores absolutos de los semiciclos positivos y negativos de la corriente diferencial por restringir. La amplitud del semiciclo negativo de la corriente diferencial puede ser usada como cantidad de operación del relevador. Más recientemente, Wilkinson⁹ propuso hacer comparaciones separadas en ambos semiciclos de la corriente diferencial, dando lugar a esquemas de bloqueo por CD, como se sugiere en¹⁰

NUEVO MÉTODO PARA INSENSIBILIZAR LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL

Aunque los métodos descritos en la sección anterior han demostrado ser muy eficientes para discriminar entre corrientes de cortocircuito y corrientes de magnetización, presentan problemas cuando la corriente de magnetización exhibe un comportamiento simétrico.

Debido a ello se propone un nuevo método, basado en el reconocimiento de la forma de onda de la corriente. El método consiste en el reconocimiento directo de la forma de onda de la corriente diferencial (I_{op}) utilizando una red de neuronas artificiales. La red es entrenada para reconocer los rasgos distintivos de las corrientes de cortocircuito y de magnetización en un transformador, de tal forma que bloquea o permite la operación de la protección diferencial.

ARQUITECTURA DE LA RED NEURONAL

La arquitectura de la red de neuronas propuesta es una red de dos capas con alimentación hacia delante con 32 entradas, cinco neuronas en la primera capa y una neurona en la segunda capa o capa de salida, todas con una función de transferencia sigmoïdal bipolar.

En la figura 6 se muestra el esquema detallado de la red neuronal utilizada. El número de entradas de la red está seleccionado sobre la base de un tiempo de operación de dos ciclos de 60 Hz; si la frecuencia de muestreo de la señal de corriente es de 960 Hz, dos ciclos corresponden a 32 muestras. El número de neuronas de la primera capa fue seleccionado en forma empírica; en el caso de la capa de salida, sólo se requiere una neurona por tratarse de una decisión binaria, corriente de cortocircuito (+1) y corriente de magnetización (-1). De acuerdo a esto, una salida +1 permitirá la operación de la protección diferencial del transformador y una salida -1, bloqueará la protección para evitar una operación incorrecta. Según la estructura de la Fig. 6, las matrices de pesos tendrán una dimensión de (5 x 33) y (1 x 6), respectivamente.

El entrenamiento de la red de neuronas se realizó mediante el algoritmo Levenverg-Marquardt que es una variación de la Backpropagation que actualiza los valores de pesos y polarizaciones de acuerdo a la optimización Levenberg-Marquardt¹¹ Este algoritmo es más rápido que el backpropagation, pero requiere más recursos de cómputo para su ejecución.

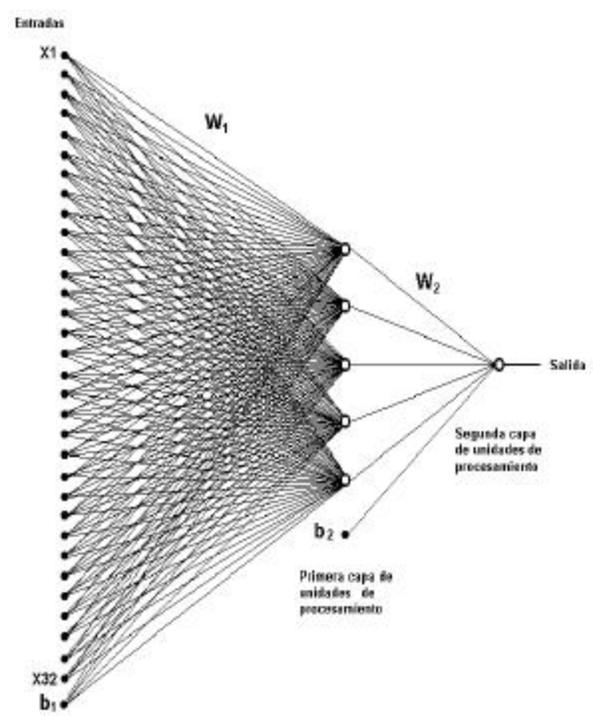


Fig. 6. Esquema detallado de la red neuronal utilizada.

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA DE PRUEBA

El sistema de prueba utilizado es el mostrado en la figura 7; éste consiste en un transformador monofásico de 100MVA, 230/115 kV, conectado a dos fuentes a través de interruptores, la fuente conectada al primario del transformador es de 230kV a una frecuencia de 60 Hz y una impedancia inductiva; la fuente conectada al secundario del transformador es de 230kV a una frecuencia de 60 Hz con una impedancia de fuente de 100 ohms. El sistema incluye un módulo de carga variable y un módulo de falla (cortocircuito) conectado al secundario del transformador. La fuente conectada en el lado primario cuenta con una impedancia RL, que puede modificarse para cambiar la constante del tiempo de la componente aperiódica de corriente directa. El sistema fue simulado en el programa Electro-Magnetic transients in DC (PSCAD/EMTCD, versión 3.0.8)¹²

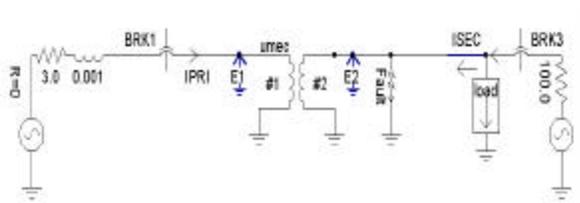


Fig. 7. Sistema simulado para el entrenamiento y prueba de la red neuronal.

Los sensores de corriente IPRI e ISEC simulan transformadores de corriente ideales; esto significa que se desprecian los efectos transitorios de estos dispositivos.

ENTRENAMIENTO

Para el entrenamiento de la red de neuronas se utilizó la magnitud incremental de la corriente de operación de un relevador diferencial,¹³ donde $I_{op} = IPRI - ISEC$ en el sistema de prueba. Las salidas de la red fueron seleccionadas como -1 en el caso de una corriente de magnetización y un valor de $+1$ para una corriente de cortocircuito. La determinación de los patrones de entrenamiento se realizó simulando la ocurrencia de una falla en el devanado secundario del transformador y la conexión del transformador

en 16 instantes de tiempo en un ciclo de la onda de voltaje, en diferentes condiciones.

A fin de simular el procesamiento de la información que tiene lugar en un relevador digital, la información de corriente obtenida por simulación se considera señales “analógicas”. Para ello se utilizó un paso de integración de 34.722 ms, lo que da lugar a 480 muestras por ciclo lo que representa una frecuencia de muestreo de 28.8 KHz.

La primera etapa de procesamiento de información en un relevador es acondicionar las señales analógicas de entrada. Este acondicionamiento incluye un filtro paso-bajo para eliminar las altas frecuencias para evitar el problema de aliasing durante el proceso de muestreo.¹³ La siguiente etapa es la conversión analógica-digital con una determinada frecuencia de muestreo. En este caso no se considera el error debido a la resolución del proceso de conversión (número de bits del procesador), y esta etapa se simula con un diezmado de razón de 30, dando lugar a un muestreo de 16 muestras por ciclo, y que corresponde a una frecuencia de muestreo de 960 Hz típico en relevadores digitales.

Un paso muy importante en el tratamiento de la señal en un relevador es remover o eliminar la componente aperiódica de CD, ya que esta componente produce efectos no deseables en los relevadores. En el caso de la protección diferencial de transformadores, puede ocasionar operaciones incorrectas para cortocircuitos externos al transformador debido a la saturación de los transformadores de corriente.

Muchos algoritmos han sido usados para remover la componente de CD. Un grupo de estos algoritmos usa el concepto de que una muestra de la componente fundamental de corriente tiene la misma magnitud y el signo opuesto a una muestra tomada 180° después. Las componentes de CD para cada una de esas muestras son los mismos. Así, para una frecuencia de muestreo de 960 Hz, se tiene:

$$Offset = \frac{I_k + I_{k-8}}{2}$$

donde I_k es el valor actual de corriente e I_{k-8} es el valor de corriente ocho muestras atrás. Con dieciséis muestras por ciclo, esas muestras estarían defasadas

180° y el efecto de la componente aperiódica de CD en la corriente de operación puede ser minimizado. El offset puede después ser usado como un factor de corrección para las muestras de corriente tomadas en este intervalo.

Una vez reducido el efecto de CD en la corriente de operación, es posible obtener la corriente de operación incremental mediante el uso de un Filtro-Delta, ¹⁴ cuya representación se indica en la figura 8.

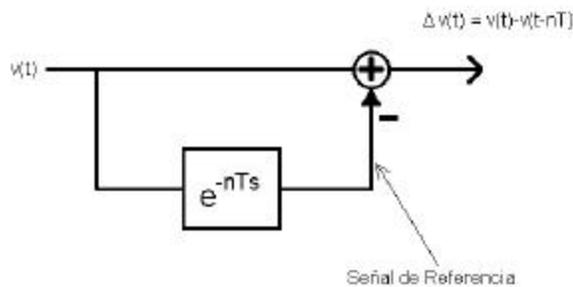


Fig. 8. Representación del filtro-delta para una forma de onda variante en el tiempo.

El Filtro-Delta básico substrahe de una forma de onda, la misma forma de onda con un retardo de tiempo de un ciclo y posteriormente la resta de la señal original. Esto significa que en ausencia de cualquier transitorio (cortocircuito o conexión del transformador), la salida del filtro es cero; en caso contrario, la señal de salida del filtro representa el transitorio que está ocurriendo.

Se consideraron cinco escenarios de simulación, cada uno con diferentes condiciones de operación para obtener las señales incrementales de la corriente de operación con el fin de obtener los patrones de entrenamiento para la red. Estos escenarios son los siguientes:

- I. Energización del transformador en vacío.
- II. Energización del transformador con carga.
- III. Cortocircuito al energizar el transformador (en vacío).
- IV. Cortocircuito al energizar el transformador (con carga).
- V. Cortocircuito durante la operación normal del transformador.

Estas simulaciones se realizaron en 16 instantes de tiempo durante un ciclo de voltaje (60 Hz), modificando la impedancia de la fuente para variar la cons-

tante de tiempo de la componente aperiódica, y la impedancia de la carga para variar los regímenes de operación del transformador.

A continuación se describe cada una de las condiciones con la que se simularon los escenarios antes mencionados (casos de entrenamiento):

Primer caso:

Carga = 10 MW, 5 MVAR, $Z_{Fuente} = 10 \Omega$, 0.05 mH.

Segundo caso:

Carga = 10 MW, 5 MVAR, $Z_{Fuente} = 15 \Omega$, 0.003 mH.

Tercer caso:

Carga = 10 MW, 5 MVAR, $Z_{Fuente} = 4 \Omega$, 0.2 mH.

Cuarto caso:

Carga = 65 MW, 40 MVAR, $Z_{Fuente} = 10 \Omega$, 0.05 mH.

Quinto caso:

Carga = 65 MW, 10 MVAR, $Z_{Fuente} = 10 \Omega$, 0.05 mH.

La matriz de entrenamiento completa para la red consta de 32 renglones (información de entrada a la red, correspondiente a 2 ciclos de la corriente de operación incremental) y 400 columnas que corresponden a los cinco casos descritos (cada caso incluye la simulación de los cinco escenarios en 16 instantes de tiempo). Del número total de casos, 160 corresponden a energización (corriente de magnetización) y 240 a cortocircuito. En la tabla I se describe la matriz de entrenamiento.

Tabla. I. Vectores de la matriz de entrenamiento.

Matriz de entrenamiento	
Vectores de energización	Vectores de cortocircuito
1-32	33-80
81-112	113-160
161-192	193-240
241-272	273-320
321-352	353-400

El algoritmo de entrenamiento Levenberg-Marquardt se implementó utilizando el Neural Network Toolbox de MATLAB; con un error máximo admisible de $1E^{-5}$, el tiempo total de entrenamiento fue de 15 segundos, con un total de 45 iteraciones. Los pesos iniciales de la red neuronal fueron seleccionados en forma aleatoria, cumpliendo con el criterio $0 < w_{ij} < 1$.

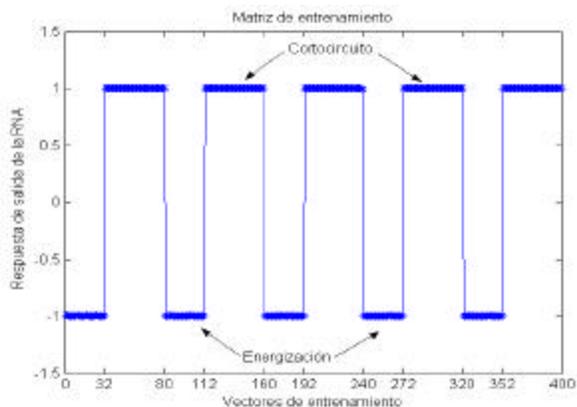


Fig. 9. Salida de la RNA para los 400 casos de entrenamiento.

En la figura 9 se muestra la salida de la red, una vez entrenada, utilizando como información de entrada los 400 vectores de entrenamiento; se puede apreciar que la red reconoce los casos de energización y cortocircuito, según se indica en la tabla I.

RESULTADOS

Para probar el funcionamiento de la red se consideraron cuatro casos diferentes a los utilizados en el entrenamiento, en los mismos cinco escenarios descritos. De esta forma, las matrices de entrada constan de 32 renglones y 80 columnas (los cinco escenarios simulados en 16 instantes de tiempo) de las cuales las 32 primeras columnas corresponde a los escenarios I y II (energización) y las otras 48 columnas corresponden a los escenarios III, IV y V (cortocircuitos). Los cuatro casos de prueba son:

Primer caso:

Carga = 85 MW, 10 MVAR, $Z_{Fuente} = 10 \Omega$, 0.05 mH.

Segundo caso:

Carga = 10 MW, 5 MVAR, $Z_{Fuente} = 3 \Omega$, 0.001 mH.

Tercer caso:

Carga = 40 MW, 20 MVAR, $Z_{Fuente} = 10 \Omega$, 0.05 mH.

Cuarto caso:

Carga = 50 MW, 15 MVAR, $Z_{Fuente} = 13 \Omega$, 0.1 mH.

De esta forma, se modifican las condiciones de operación, y la constante de tiempo de la componente aperiódica de CD. En las figuras 10 a la 13 se muestran los resultados obtenidos por la red de neuronas para los nuevos cuatro casos. Las gráficas

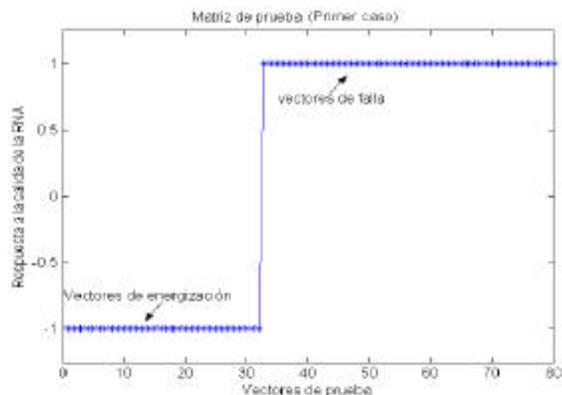


Fig. 10. Salida de la RNA para el caso 1.

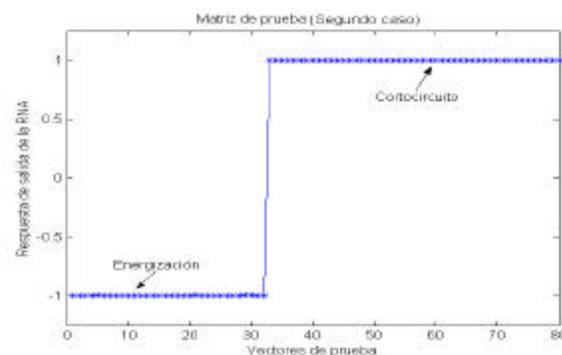


Fig. 11. Salida de la RNA para el caso 2.

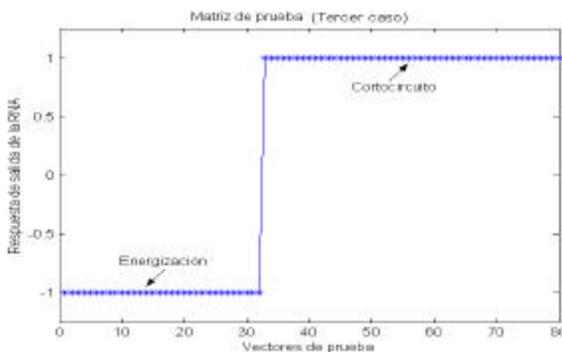


Fig. 12. Salida de la RNA para el caso 3.

muestran la eficacia de la red neuronal ya que la respuesta de salida de la red después de haber reconocido las 80 entradas dadas, nos muestra como las primeras 32 señales de entrada son de energización

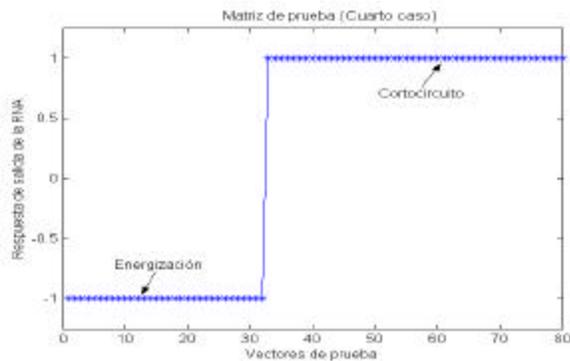


Fig. 13. Salida de la RNA para el caso 4.

(salida -1), mientras que las 48 señales restantes corresponden a un cortocircuito (salida +1).

CONCLUSIONES

En este artículo se presentó una nueva alternativa para la protección diferencial de transformadores de potencia, a partir del reconocimiento de la forma de onda de la corriente diferencial incremental en el relevador utilizando una RNA. Las pruebas realizadas muestran que la RNA discrimina entre corrientes de inrush y de cortocircuito, en distintas condiciones de operación y distintos parámetros del sistema de potencia. La próxima etapa de este trabajo de investigación es extender estos resultados al caso de transformadores trifásicos.

TRABAJOS FUTUROS

En este trabajo sólo se consideró la posibilidad de fallas en el lado secundario del transformador, asumiendo que los cortocircuitos en el lado primario tienen un comportamiento similar. Así mismo no se han considerado los casos donde se presenten recuperaciones transitorias de voltaje, debido a cortocircuitos o conexión de otros elementos en la red eléctrica, los cuales deberán ser desarrollados como un siguiente paso en la integración de un esquema de protección diferencial completo.

BIBLIOGRAFÍA

1. J. L. Blackburn, *Protective Relaying*, New York: Marcel Dekker, 1998.
2. C. H. Einval and J. R. Linders, "A three-phase differential relay for transformer protection,"

- IEEE Trans. PAS, vol. PAS-94, no. 6, pp. 1971-1980, Nov./Dec. 1975.
3. R. L. Sharp and W. E. Glassburn, "A transformer differential relay with second-harmonic restraint," AIEE.
4. G. Bertula, "Enhanced transformer protection through inrush-proof ratio differential relays," *Brown Boveri Review*, vol. 32, pp. 129-133, 1945.
5. G. D. Rockefeller, "Fault protection with a digital computer," IEEE Trans. PAS, vol. PAS-98, pp. 438-464, Apr. 1969.
6. M. Hagazy, "New principle for using full-wave rectifiers in differential protection of transformers," IEE Proceedings, vol. 116, pp. 425-428, Mar. 1969.
7. M. Dmitrenko, "Semiconductor pulse-duration differential restraint relay," *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii, Elektromekhanika*, no. 3, pp. 335-339, Mar. 1970.
8. E. L. Michelson, "Rectifier relay for transformer protection," AIEE Transactions, vol. 64, pp. 252-254, May. 1945.
9. S. B. Wilkinson, "Transformer differential relay," U.S. patent No. 5 627 712, May 6, 1997.
10. Guzmán, S. Zocholl, G. Benmouyal, H. Altuve, "A current-based solutions for transformer differential protection. Part I: Problem statement," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 16, pp. 485-491, Oct. 2001.
11. S. Haykin, *Neural Networks*, New Jersey: Prentice-Hall, Inc, 1999.
12. Manitoba HVDC Research Centre, PSCAD/EMTDC Getting started, Winnipeg, 1999.
13. T. Johns, S. K. Salman, *Digital Protection for Power Systems*, London: Peter Peregrinus Ltd., 1995.

