

PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE TRANSFORMADORES DE GRAN POTENCIA CON RELEVADORES DE PORCENTAJE Y DIGITALES, Parte I: Aspectos Conceptuales

José Dolores Juárez Cervantes, Fernando Toledo Toledo, Vicente Ayala Ahumada

Profesores titulares Universidad Autónoma Metropolitana-Azcapotzalco.

Av. San Pablo 180, C.P. 02200, Azcapotzalco, D.F. México.

tels. 5318-9050, 5318-9053, fax:5318-9055

jjc@azc.uam.mx ftoledo2@azc.uam.mx ava@azc.uam.mx

RESUMEN.

La protección diferencial aplicada a los transformadores presenta dificultades que no son debidamente asimiladas por los estudiantes de la carrera de Ingeniería Eléctrica, básicamente porque no hay suficiente tiempo para ahondar en todos los detalles del curso por parte del profesor. Este trabajo establece con claridad cuáles son las condiciones que se deben cumplir para aplicar correctamente las protecciones diferenciales a los transformadores de gran potencia, ya sea utilizando relevadores convencionales o relevadores de porcentaje variable. El problema de un mal ajuste de la protección es que puede no ser detectado hasta que ocurre una falla que lo ponga en evidencia, por ejemplo dando un disparo en falso.

I. INTRODUCCIÓN.

La protección diferencial es la protección básica empleada en motores, generadores, transformadores, barras colectoras, líneas cortas y reactores de gran potencia, en los casos en que su empleo pueda justificarse económicamente.

El principio diferencial consiste en alimentar al relevador de tal manera que en operación normal y con fallas externas, las corrientes que pasan por él se restan y en caso de falla interna se suman. La figura 1 muestra el esquema simplificado.

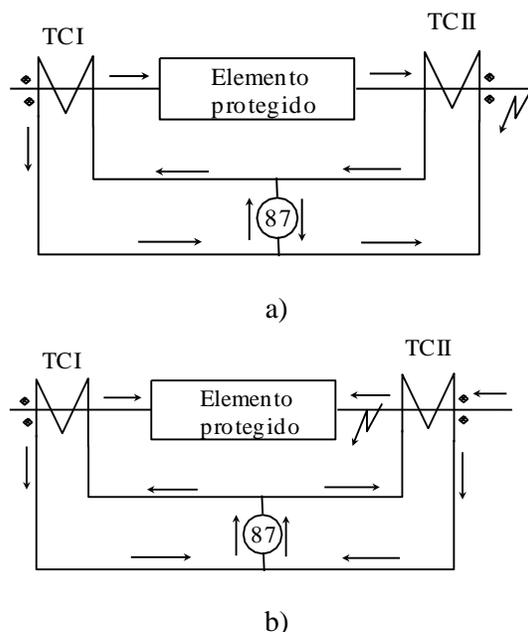


Fig. 1. Principio de funcionamiento de la protección diferencial. a) Falla externa. b) falla interna.

II. CORRIENTE DE NO BALANCE.

En los casos de la protección diferencial de generadores, motores y reactores, las corrientes primarias son iguales, sin embargo en los relevadores diferenciales aparece una corriente de no balance que se debe al error que dan los TC's, debido a sus diferentes curvas de saturación y por lo tanto cada TC

da diferente error. Esta corriente de no balance es máxima con falla externa próxima, ya que los TC's en este caso operan en la zona de saturación del núcleo.

Cuando se usa un relevador diferencial sin bobinas de restricción, se debe ajustar la corriente de disparo mayor que la corriente de no balance máxima para que no se presente en ningún caso el disparo en falso.

Si se utilizan relevadores con bobinas de restricción el ajuste de corriente de disparo puede ser mucho más bajo, debido a que la corriente en las bobinas de restricción se opone al disparo y evita que éste pueda ocurrir en falso.

III. RELEVADOR CON BOBINA DE RESTRICCIÓN.

Este relevador tiene una bobina de operación y dos bobinas de restricción, la primera trata de cerrar los contactos de disparo y las dos de restricción se oponen.

La figura 2 muestra en principio de funcionamiento de relevador de porcentaje y sus curvas de operación.

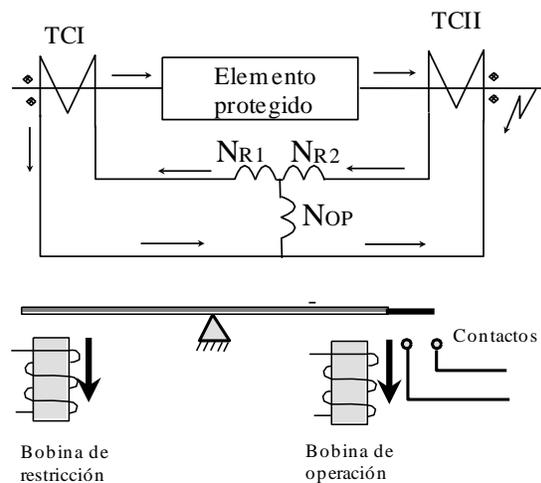


Fig. 2. Principio de funcionamiento del relevador con bobina de restricción.

La característica de operación de los relevadores con bobina de restricción se conoce como de porcentaje. La figura 3, siguiente muestra la curva de disparo de un relevador.

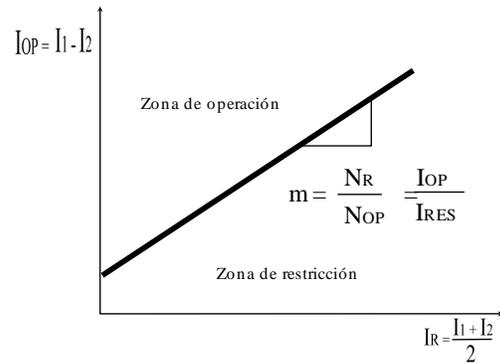


Fig. 3. Curva de operación del relevador de porcentaje.

IV. PROTECCIÓN DIFERENCIAL EN TRANSFORMADORES.

La aplicación de la protección diferencial en transformadores enfrenta mayores retos que en el resto de elementos del SEP, debido a que en general las corrientes primaria y secundaria del transformador no son iguales ni en magnitud ni en fase. Esto significa que las corrientes deben balancearse en magnitud y en fase.

Otro problema que debe solventarse es la presencia en los grandes transformadores de los cambiadores de derivaciones (TAP) lo cual significa que se debe agregar un nuevo error que puede ser del orden de 10%. Además de esto se tiene un error propio de cada relevador.

Si se consideran estos errores en un relevador sin bobina de restricción, la corriente de disparo resulta muy grande. Por ejemplo si el error es de 20% para una corriente secundaria del TC de 5 A, el error sería de 1 A. La corriente de disparo en este caso deberá ser

mayor. Los relevadores con bobina de restricción en cambio, tienen corriente de disparo del orden de 0.2 A.

Como la protección diferencial compara las corrientes del primario con las del secundario, puede operar en falso al momento de arranque del transformador, ya que se produce una corriente de magnetización que circula inicialmente sólo por el devanado primario.

Para evitar el disparo en falso durante la energización se puede retardar el disparo de la protección, para que opere después de 0.1 segundos, o usar frenado por armónicas. El retardo del tiempo de disparo de la protección tiene la desventaja de quitar el disparo instantáneo, lo cual no es recomendable.

El bloqueo por armónicas aprovecha el hecho de que el contenido de armónicas en la corriente de magnetización inicial supera el 20% de distorsión armónica total (DTA), cuando el contenido armónico de la corriente de cortocircuito es no mayor a 2%.

V. FORMAS DE CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES.

Los transformadores pueden conectarse de diferentes formas, las más comunes para grandes potencias son estrella-estrella y delta-estrella. En el caso de estrella-estrella o delta-delta, las corrientes del primario y del secundario están en fase y sólo se necesita balancear las corrientes secundarias en magnitud.

Cuando el transformador está conectado en estrella-delta, la corriente secundaria está desfasada en 30° con respecto a la corriente primaria atrasada o adelantada dependiendo del grupo vectorial que se tenga. Este desfase se compensa por medio de la conexión de los transformadores de corriente,

en delta del lado de la estrella del transformador de potencia y en estrella del lado de la delta. La conexión del TC en delta elimina las corrientes de secuencia cero del lado de la estrella del transformador y de la delta del secundario del transformador de potencia no salen corrientes de secuencia cero. Las corrientes que salen del TC conectado en delta se multiplican por $\sqrt{3}$ y se balancean con las corrientes que salen de los TC conectados en estrella.

VI. PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE FALLA A TIERRA.

En los transformadores conectados en Δ/Y aterrizada, se usan la 51G y la 87N combinadas (Figura 4).

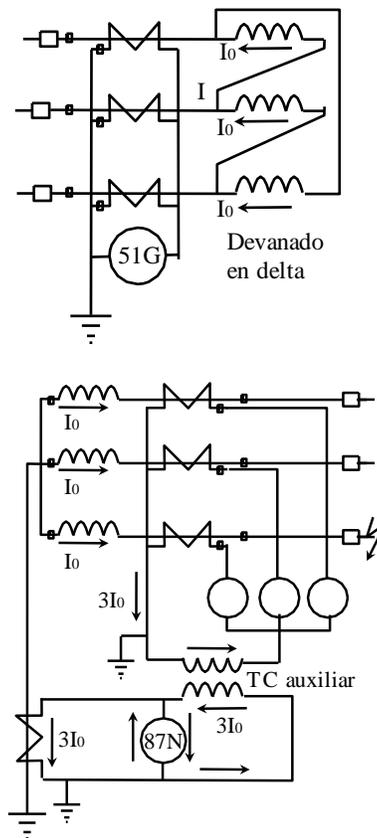


Fig. 4. Protección de falla a tierra del transformador Δ/Y .

La protección diferencial de falla a tierra compara las corrientes de secuencia cero obtenidas de un filtro de la misma secuencia instalado en las fases, con las corrientes de secuencia cero que pasan por el neutro del transformador. Esta protección opera sólo si la falla se encuentra dentro de la zona comprendida entre los TC. En la figura 4 la

protección no opera porque la falla es externa.

Las protecciones de secuencia cero, resultan más sensibles que las protecciones entre fases, debido a que no reaccionan a las corrientes de carga normal, ni a las fallas externas, que es cuando el error de corriente que dan los TC es mayor.

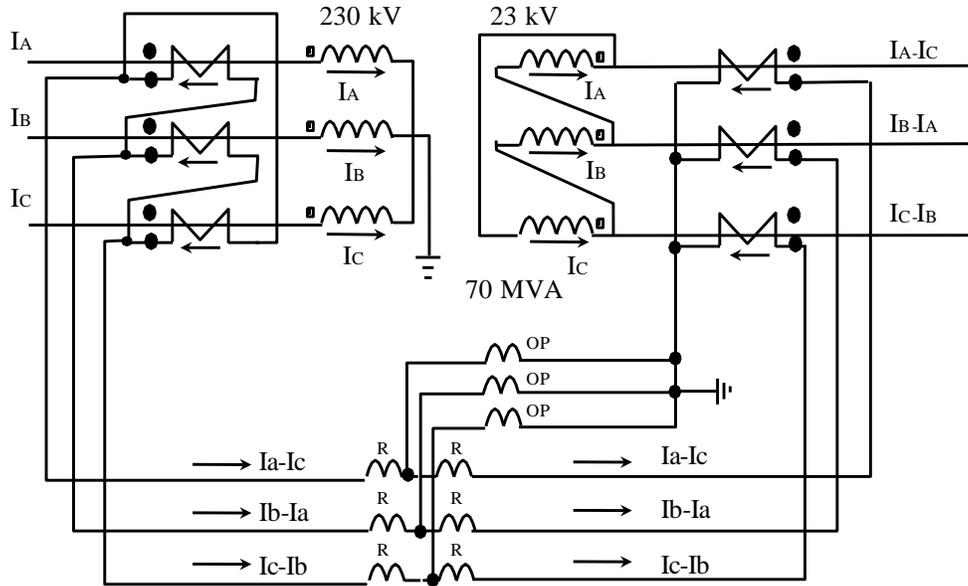


Figura 5. Esquema trifásico de conexiones de los TC y de los relevadores diferenciales.

Ejemplo 1. Se tiene un transformador de 70 MVA, conectado en delta estrella, la estrella es de 230 kV, la delta de 23 kV. Tiene cambiador de TPS's con carga $\pm 10\%$. Se protegerá por medio de relevadores diferenciales de porcentaje con dos bobinas de restricción y una bobina de operación. El relevador tiene TAP's de 5, 5.5, 6, 6.6, 7.3, 8, 9 y 10 A.

El relevador tiene porcentaje nominal de 50 %, lo cual significa que la corriente de operación debe superar en 50% a la corriente de restricción para que se dé el disparo. Determinar la relación de transformación de los TC's y los TAP's de ajuste del relevador.

SOLUCIÓN:

1. Se calculan las corrientes nominales en ambos niveles de voltaje.

$$I_{n(230)} = \frac{70000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 230 \text{ kV}} = 175.72, A$$

$$I_{n(23)} = \frac{70000 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 23 \text{ kV}} = 1757.2, A$$

2. Se seleccionan TC's de 200/5 y de 1800/5 para 230 y 23 kV.
3. Las corrientes en los relevadores son:

$$I_{rel(230)} = \frac{175.72 \times 5 \times \sqrt{3}}{200} = 7.6 A$$

$$I_{rel(23)} = \frac{1757.15 \times 5}{1800} = 4.88 A$$

4. Para el lado de 23 kV se selecciona el TAP de 5 A. Conociendo este valor, se busca el valor del TAP del lado de 230 kV:

$$\frac{4.88}{7.6} = \frac{5}{X}; \text{ de donde } X=7.78.$$

- Se busca el TAP próximo superior que es 8 A. Se calcula el error por TAP:

$$\text{Error}\% = \frac{8 - 7.78}{7.78} \times 100 = 2.83 \%$$

5. Se calcula el error total, sumando 10% del cambiador de TAP's, 5 % del error de los TC's y 2.83% del TAP del relevador. Error total= 17.83%.
6. El margen de sensibilidad es:

$$\text{Margen} = 50\% - 17.83\% = 32.17 \%$$

VII. LA PROTECCIÓN DIGITAL.

Los relevadores digitales simplifican algunas cosas con respecto a los relevadores electromecánicos, ya que el procesador permite realizar adecuaciones que no pueden realizar éstos últimos, por ejemplo:

- Los TC's para alimentar los relevadores se conectan todos en estrella. Esto significa que la compensación del desfaseamiento en el caso de conexión estrella delta, se realiza internamente por el CPU del relevador.
- La relación de transformación es la misma en el primario y en el secundario del transformador de potencia. En la misma forma la compensación en magnitud la realiza el propio relevador.
- La pendiente de la curva de operación del relevador tiene dos valores, según se muestra en la figura 6. Esto ayuda a evitar disparos en falso que se pueden presentar con grandes valores de falla

externa, debido a la saturación de los TC's.

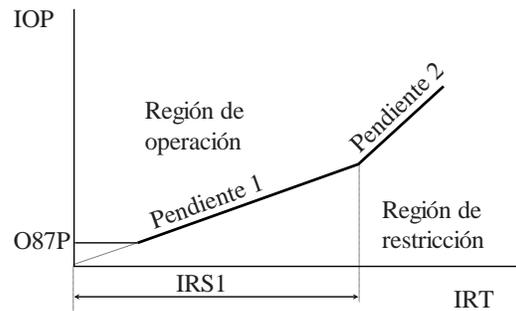


Figura 6. Característica de operación de un relevador SEL.

- El rango de ajustes de los relevadores digitales es mucho mayor.

CONCLUSIONES.

1. La protección diferencial tiene más probabilidades de operar en falso estando en transformadores, debido a los errores del cambiador de TAP's, de los TC's y del TAP del propio relevador.
2. Es indispensable determinar el error total para seleccionar correctamente el TAP del relevador.
3. Se debe considerar un margen de error que no permita el disparo en falso, pero que le dé al relevador alta sensibilidad.
4. Es recomendable hacer el diagrama de conexiones trifásico completo para cerciorarse que las corrientes se están comparando fase a fase.
5. En la parte II, se abordará con detalle lo referente a la protección digital.

BIBLIOGRAFÍA.

Gers M. Juan and Holmes J. Edward
PROTECTION OF ELECTRICITY
DISTRIBUTION NETWORK -2ND
EDITION.
Edit. Institution of Electrical Engineers.
London, 2004

Anderson P.M.
POWER SYSTEM PROTECTION
Wiley-Interscience, New York, 1998

Wu Q.H. Lu Z. Ji T. Y.
PROTECTIVE RELAYING OF POWER
SYSTEMS USING MATHEMATICAL
MORPHOLOGY
University of Liverpool
Springer-Verlag, London, 2009

SEL
SEL-587 Current Differential Relay
SEL-587 Data Sheet
© 2010 by Schweitzer Engineering
Laboratories, Inc.
587_DS_20100813_Bsel

SEL
SEL-587 CURRENT DIFFERENTIAL
RELAY Two-Terminal Apparatus Current
Differential protection, Schweitzer
Engineering Laboratory, 2007, 2008.

General Electric
745 TRANSFORMER PROTECTION
SYSTEM Instruction Manual
GEK-106635L, 2012
<http://www.gedigetalenergy.com>

XIV. AUTORES

José D. Juárez Cervantes. Maestro en Ciencias (Ing. Eléctrica) por el Instituto Politécnico de Kiev. Profesor investigador de la UAM desde 1987; imparte cursos relacionados con sistemas eléctricos de potencia. Ha publicado tres libros.

Campos de interés: los sistemas de distribución, la protección con relevadores, las subestaciones de potencia y la generación convencional y alternativa.

jjc@correo.azc.uam.mx.

Fernando Toledo Toledo. Maestro en Ciencias y candidato a Doctor en Ciencias (Ing. Eléctrica) por la Sección de Estudios de Postgrado e Investigación de la ESIME-IPN. Desde 1981 es profesor investigador de la UAM-A, donde produce software para análisis de sistema eléctricos industriales. Es responsable de programas de vinculación con el sector industrial.
tff@correo.azc.uam.mx

Vicente Ayala Ahumada. Licenciatura en ingeniería eléctrica, maestría y doctorado en ciencias por la ESIME y la ESCA del IPN. Profesor investigador de la UAM desde 1984; imparte cursos relacionados con sistemas eléctricos industriales y desarrolla prototipos y equipos tridimensionales para apoyo a la docencia, investigación y cursos de educación continua. Campos de interés: administración de la energía eléctrica, sistemas de iluminación mediante energías eléctrica y solar, protección eléctrica con relevadores y sistemas de automatización y control industrial.

ava@correo.azc.uam.mx