

Análisis de sensibilidad del método de inyección subarmónica para la protección del 100% del estator del generador síncrono ante fallos fase tierra

Sensitivity Analysis of a Subharmonic Injection Method for 100% Stator Ground Fault Protection

LUIS C. GIRALDO

Ingeniero Electricista de la Universidad Tecnológica de Pereira (Colombia). Investigador del grupo de investigación en Calidad de Energía Eléctrica y Estabilidad (ICE3) y del grupo en Planeamiento de Sistemas Eléctricos, ambos de la misma universidad.

lcgiraldo@utp.edu.co

JUAN JOSÉ MORA FLÓREZ

Ingeniero Electricista y Magíster en Potencia Eléctrica de la Universidad Industrial de Santander (Colombia). Magíster en Tecnologías de la Información, Universitat de Girona (UdG-España). Profesor del Programa de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Tecnológica de Pereira.

jjmora@utp.edu.co

GABRIEL OLGUÍN

Ingeniero Electricista de la Universidad de Santiago de Chile (Chile), Magíster en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Federal de Santa Catarina (Brasil), PhD. de la Chalmers University of Technology (Suecia). Investigador de ABB Corporate Research (Suecia).

Gabriel.Olguin@ieee.org

Clasificación del artículo: investigación

Fecha de recepción: 15 de septiembre de 2006

Fecha de aceptación: 30 de abril de 2007

Palabras clave: protección del 100% del generador, inyección subarmónica, falla a tierra, generadores síncronos.

Key words: 100% stator winding protection, subharmonic injection scheme, ground faults, synchronous generators.

RESUMEN

Este artículo presenta los aspectos más importantes de la protección completa del estator del generador ante fallas a tierra. Brevemente, se describen los

dos principales esquemas de protección del 100% del estator: el esquema del tercer armónico y el de inyección subarmónica. Como parte fundamental del artículo se presentan las pruebas del método de

inyección subarmónica, para realizar un análisis de sensibilidad que permite estimar la corriente y la resistencia de falla bajo diferentes condiciones de prueba. Los resultados muestran la alta capacidad del método para proteger completamente el estator y para estimar adecuadamente el valor de la resistencia de fallo, ante fallas a tierra.

ABSTRACT

This paper shows the most important aspects of the winding generator ground fault protection.

It also describes two different schemes of 100% stator winding protection in case of single phase-to-ground faults known as third harmonic scheme and subharmonic injection scheme. As fundamental part of this paper, the operating theory and test of the subharmonic injection scheme working under different conditions are presented. As results, the high performance of the proposed method to protect the stator winding under phase to ground faults, and also to estimate the value of the fault resistance are shown.

* * *

1. Introducción

Está plenamente reconocido que las fallas en cualquier sistema eléctrico son muy perjudiciales y que afectan, en gran medida, la calidad del servicio al cliente y la vida útil de los equipos. Las fallas fase-tierra en el estator son las más comunes de los generadores síncronos y una de las principales causas de su salida de servicio, puesto que pueden causar daño en el núcleo del estator y pérdidas asociadas con la energía no suministrada por la parada de las máquinas en la central de generación [1-2].

El método usado para la puesta a tierra del estator del generador determina su comportamiento durante condiciones de falla a tierra. Si el generador está sólidamente puesto a tierra aportará una magnitud de corriente muy alta a una falla de una línea a tierra (SLG) en sus terminales, una reducción de alrededor del 58% en las tensiones fase-fase que involucran la fase fallada y un leve desplazamiento de la tensión de neutro [1]. Si el generador no está puesto a tierra aportará una cantidad de corriente despreciable a una falla SLG sólida en sus terminales, sin reducción en las tensiones fase-fase y con un completo desplazamiento en la tensión de neutro [3].

La protección convencional para detección de falla a tierra del estator en sistemas puestos a tierra sólo proporciona protección sensible para alrededor del 90-95%. Esto es debido a que la falla en el 10-5% restante del devanado cerca del neutro no causará suficiente tensión ni corriente residuales de 60 Hz

que activen la secuencia de operación de estos relés [2] [4]. Una primera falla cercana al neutro no produce una cantidad de corriente suficiente para dañar el núcleo de la máquina; sin embargo, si ocurre una segunda falla en dirección a los terminales se expone la máquina a corrientes de gran magnitud que destruirían el núcleo en pocos segundos, debido a que la impedancia de aterramiento es cortocircuitada por la primera falla. Este hecho motiva la decisión de proteger el 100% del estator de la máquina síncrona.

El apartado dos de este artículo presenta los aspectos fundamentales de la protección del estator de los generadores síncronos ante fallas a tierra. Ahora bien, la parte fundamental de este artículo se encuentra en el numeral tres, pues se presentan algunas técnicas de inyección subarmónica, como uno de los métodos más confiables para la protección del 100% del estator ante fallas a tierra. Las pruebas de sensibilidad se muestran en el cuarto apartado y el análisis de resultados en el quinto. Finalmente, las conclusiones más importantes derivadas de esta investigación se presentan en el apartado seis.

2. Sistemas de protección del estator de generadores síncronos ante fallas a tierra

2.1. Análisis de la tensión de secuencia cero en condiciones de falla a tierra

Para el análisis de la tensión de secuencia cero se considera el comportamiento de la tensión entre el punto neutro y tierra de la máquina, a partir del mo-

delo circuitual equivalente del generador mostrado en la figura 1 [5].

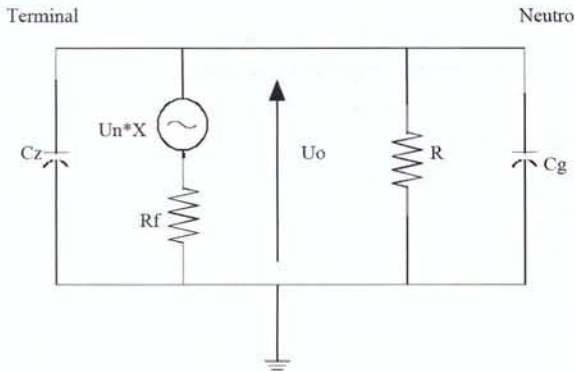


Figura 1. Modelo circuitual de la máquina ante condición de fallo a tierra

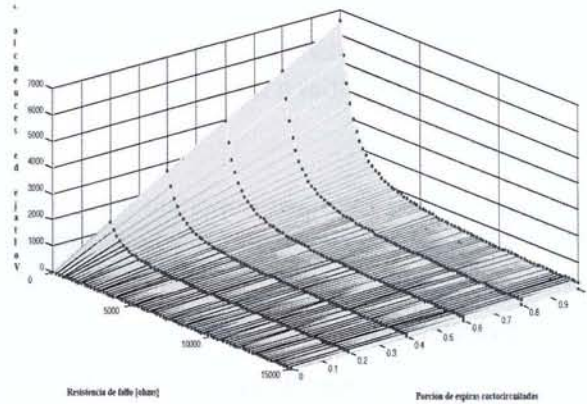
En la figura 1: U_o es la tensión de secuencia cero entre el punto neutro y tierra; U_n es la tensión fase tierra del generador; X es la porción del devanado donde ocurre la falla definido en un intervalo que varía entre 0 (punto neutro) y 1 (terminales); R_f es la resistencia de fallo; R es la resistencia de aterramiento; C_g el efecto capacitivo a tierra de la máquina vista desde el punto neutro, C_z el efecto capacitivo a tierra de la máquina vista desde los terminales de la máquina.

La ecuación 1 describe el valor de la tensión de secuencia cero para la condición de falla de la máquina; ω es la frecuencia fundamental.

$$U_o = U_n \cdot X \cdot \frac{\frac{1}{j\omega(C_g + C_z) + \frac{1}{R}}}{R_f + \frac{1}{j\omega(C_g + C_z) + \frac{1}{R}}} \quad (1)$$

En la ecuación anterior se observa que la tensión de secuencia cero depende de los parámetros del generador, del efecto capacitivo de los elementos vistos desde los terminales de la máquina, de la resistencia de aterramiento y del lugar donde ocurre la falla. A partir de esta ecuación se puede observar el comportamiento entre el número de espiras cortocircuitadas y la tensión de secuencia cero en

condición de fallo, como se muestra en la gráfica 1, para una máquina de valores típicos de $C_g=1,8\mu F$, $C_z=1,3C_g$, $R=1.000\Omega$, $U_n=11.400/\sqrt{3}V$.



Gráfica 1. Comportamiento de la tensión de secuencia cero

La gráfica 1 evidencia la relación lineal entre la tensión de secuencia cero y el lugar donde ocurre la falla. Para fallos de alta impedancia o cercanos al neutro, la tensión de secuencia cero entre neutro y tierra es muy pequeña, lo que hace inoperable las protecciones convencionales y demuestra la necesidad de una alternativa de protección para el 100% del estator de la máquina.

2.2. Protección convencional ante fallos fase-tierra del estator del generador síncrono

El esquema de protección más utilizado en sistemas puestos a tierra a través de una alta impedancia consiste de un relé de sobretensión con retardo de tiempo (59GN), el cual está conectado a través de la impedancia de puesta a tierra para sensar tensión de secuencia cero, como se muestra en la figura 2. El relé usado para esta función está diseñado para ser sensible a tensión de frecuencia fundamental, e insensible a tensión de tercera armónica y a otras tensiones armónicas de secuencia cero presentes en el neutro del generador. Puesto que la impedancia de puesta a tierra es grande, comparada con la del generador y otras en el circuito, la tensión total fase-neutro será impresa a través del dispositivo de puesta a tierra con una falla SLG en los terminales del generador [1].

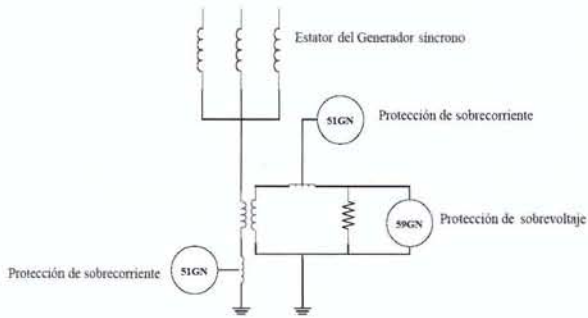


Figura 2. Esquema de protección convencional ante fallas a tierra del generador

La tensión en el relé es función de la relación de transformación del transformador de distribución y del sitio de la falla. Esta tensión será máxima para una falla en terminales y disminuirá linealmente en magnitud, a medida que la falla se mueva desde las terminales del generador hacia el neutro. Típicamente, el relé de sobretensión tiene un ajuste de *pickup* mínimo, de aproximadamente 5 V; con este ajuste y con relaciones del transformador de distribución típicas, este esquema es capaz de detectar fallas hasta del orden del 2 al 5% al neutro del estator [4].

Un relé de sobrecorriente de relación inversa tiempo-corriente puede ser usado para protección de respaldo cuando el generador es puesto a tierra a través de un transformador de distribución con un resistor secundario. El transformador de corriente que alimenta al relé se puede localizar en los circuitos del neutro primario o en el secundario del transformador de distribución, como se muestra en la figura 2 [2].

En general, las protecciones *convencionales* contra falla a tierra sensan la corriente o tensión de secuencia cero y actúan cuando determinado nivel de tensión o corriente es superado. Esto funciona bien para fallas que se producen más allá del 10% del devanado aproximadamente (medido desde el punto neutro), ya que la tensión de secuencia cero no varía considerablemente para los puntos del devanado cercanos a la conexión de neutro, como se presentó en el análisis de la sección anterior. Por tanto, con la

protección convencional sólo se protege una parte del estator del generador (90-95%).

2.3. Métodos de protección del 100% del estator del generador síncrono

Los métodos más comunes para proteger la totalidad del devanado del estator son el del tercer armónico y el de inyección subarmónica. Éstos han sido aplicados con éxito en *Georgia Power Company*, en donde se han analizado los sistemas de aterrizaje y métodos de protección, que garantizan 100% de cubrimiento del estator del generador durante más de treinta años [6]. Asimismo, universidades como *Tsinghua* en Beijing (China) tienen entre sus objetivos principales de investigación el estudio del método de inyección de subarmónica; por ese motivo se han generado valiosos resultados que se encuentran expuestos en varias publicaciones y los cuales fueron motivados principalmente por el montaje del proyecto hidrogenerador de *Three Gorgeous* [7].

2.3.1. Método del tercer armónico

Las componentes de tensión de tercer armónico están presentes en las terminales de casi todas las máquinas y varían debido a las diferencias en el diseño y la fabricación. Las tensiones de terceros armónicos medidas en el neutro son usadas para proporcionar protección en terminales del generador o en ambos. Las técnicas más comunes de protección que se basan en este método son la de baja tensión de tercer armónico, tensión residual de tercer armónico en terminales de la máquina y comparador de tercer armónico [4].

Algunas unidades generadoras podrían no producir suficientes tensiones de tercer armónico debido a variaciones de diseño. Como éstas se comportan igual a las componentes de secuencia cero, la magnitud de esta corriente depende en gran medida de los parámetros de la máquina, lo que hace ineficiente aplicar los esquemas de protección de falla a tierra basados en estas señales [8]. En estas situaciones son necesarias técnicas alternativas de detección de falla.

Finalmente, el método de tercer armónico sólo actúa cuando la máquina está en régimen permanente y existe suficiente voltaje armónico en terminales y neutro, lo que lo hace inapropiado para protegerla durante las etapas previas. En particular, este método no brinda protección durante periodos de mantenimiento o etapas de sincronización.

2.3.2. Método de inyección subarmónica

El esquema de inyección de tensión detecta fallas a tierra inyectando una tensión entre el neutro y tierra a una frecuencia subarmónica determinada. La magnitud medida es la componente armónica de corriente resultante a la correspondiente señal inyectada; cuando ocurre una falla de fase a tierra la corriente resultante se incrementa, lo que hace que las protecciones actúen [9].

Esta protección tiene la capacidad de proteger el generador antes de su arranque, ya que la tensión de inyección no se toma de los terminales de la máquina sino de una fuente externa. En la actualidad hay reportados dos esquemas de inyección:

- Inyección de señal (a 20 Hz) en forma paralela a la resistencia de aterramiento de la máquina.
- Inyección de señal (a 12,5Hz) en forma serie a la misma resistencia.

3. Descripción de las técnicas de inyección subarmónica

Comúnmente el método de inyección subarmónica se puede aplicar de dos formas: inyección de forma paralela a la resistencia de aterrizaje e inyección en serie a la resistencia de aterrizaje. El análisis de la primera forma es el objetivo de este artículo. Se estudia el método de inyección paralelo debido a sus buenos resultados y a su bajo costo de implementación, conforme a lo reportado en diversas investigaciones [7].

3.1. Inyección en paralelo a la resistencia de aterramiento

En la figura 3 la fuente de inyección se conecta al lado secundario del transformador de aterramiento. Durante la operación normal de la máquina hay una

pequeña corriente de carga circulando a la frecuencia de inyección (I_{sef}). Cuando ocurre una falla, la impedancia a tierra de la máquina disminuye, esto causa que esta corriente aumente y active la señal de alarma o de disparo. La operación teórica de este esquema se basa en la medida de esta corriente [2] [9].

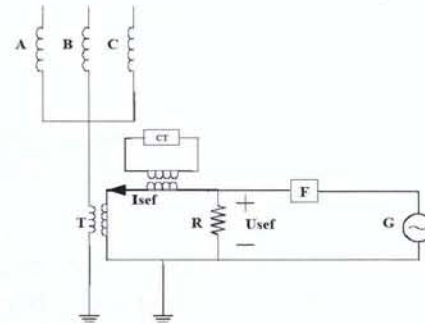


Figura 3. Esquema de inyección en paralelo a la resistencia de aterramiento. Convenciones: G : fuente de inyección subarmónica a 20Hz; R : resistencia de aterramiento de la máquina; T : transformador de aterramiento de la máquina; F : filtro pasa banda

Este esquema permite no sólo detectar fallas cercas del punto neutro, sino también medir la resistencia de fallo mediante la medida de tensión (U_{sef}) en la resistencia de aterramiento (R_n), y la corriente de carga (I_{sef}), como se presenta en las figuras 3 y 4. Mediante la estimación del valor numérico de la resistencia de falla se puede evaluar el estado del aislamiento en el estator. El equivalente circuital de la figura 3 para condición de fallo a tierra se presenta en la figura 4.

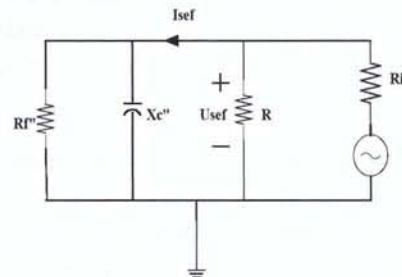


Figura 4. Modelo circuital del esquema de inyección en paralelo a la resistencia de aterramiento en condición de fallo. Convenciones: R_i : resistencia interna de la fuente; X_c'' : efecto capacitivo visto por el neutro y terminales de la máquina referido al lado de baja del transformador de aterramiento; R_f'' : resistencia de fallo referido al lado de baja del transformador de aterramiento

3.2. Inyección en serie a la resistencia de aterramiento

El esquema de inyección mostrado en la figura 5 se fundamenta en el mismo principio de operación explicado en el apartado anterior, con la diferencia que la resistencia de aterramiento se divide en dos

resistencias de diferentes valores, con el objetivo de garantizar siempre una alta resistencia en condición de fallo a tierra [10]. En la resistencia más pequeña se inyecta la señal y en la mayor se mide la tensión a la correspondiente frecuencia de inyección.

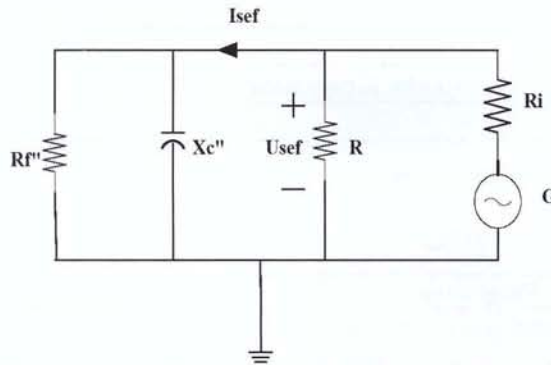


Figura 5. Esquema de inyección en serie a la resistencia de aterramiento. Convenciones: G : fuente de inyección subarmónica a 12.5Hz; Res : resistencia de aterramiento de mayor valor ohmico; Rps : resistencia de aterramiento de menor valor ohmico; T : transformador de aterramiento de la máquina; $RDS > 4.5 (Res)$; F : filtro pasa banda

4. Pruebas del método de inyección subarmónica para protección del estator del generador

Para probar el método de inyección subarmónica primero se presenta la formulación de las ecuaciones básicas para hallar la resistencia de fallo, los parámetros típicos usados en el sistema de prueba y, finalmente, los resultados de cada una de las pruebas.

4.1. Formulación básica para obtener la resistencia de falla a tierra del estator del generador

Si se considera el transformador de aterramiento ideal en el esquema de la figura 4 la corriente normal de operación (sin falla) y la corriente de fallo están dadas por (2) y (3), respectivamente. R es la resistencia de aterramiento; G la magnitud del voltaje de inyección; Ri la resistencia interna de la fuente de inyección; JXc'' la reactancia capacitiva de la máquina entre neutro y tierra (vista en el lado

secundario), y Rf la resistencia de fallo (vista en el lado secundario).

$$I = \frac{R \times G}{RRi - JXc''(R + Ri)} \quad (2)$$

$$I = \frac{G(Rf'' - JXc'')R}{[RiR(Rf'' - JXc'') - (JXc''Rf'')(R + Ri)]} \quad (3)$$

Si no se tiene en cuenta la resistencia interna de la fuente, es decir, si se considera la fuente ideal, la corriente de fallo está dada por (4).

$$I = \left(\frac{JXc'' - Rf''}{Rf'' JXc''} \right) G \quad (4)$$

4.2. Parámetros de la máquina para el análisis de sensibilidad del método de inyección

La máquina usada para las pruebas se presenta en las tablas 1 y 2

Parámetro	Valor nominal
Potencia nominal (S_N)	850 [MVA]
Velocidad síncrona (W)	3.000 [rpm]
Frecuencia de operación (f_o)	50 [Hz]
Tipo de generador	Rotor cilíndrico
Voltaje nominal (U_n)	11,4 [kV]
Reactancia síncrona (X_d)	2,44 [p.u]
Reactancia transitoria (X_d')	0,43 [p.u]
Reactancia subtransitoria (X_d'')	0,25 [p.u]
Capacitancia a tierra del estator del generador (C_{gen}) vista en alta	5,43 [μF /fase]
Factor de potencia (F_p)	0,882 (atrasado)

Tabla 1. Parámetros de la máquina prototipo empleada en las pruebas

Parámetro	Valor numérico
Magnitud tensión de inyección (G)	30 [V]
Resistencia interna de la fuente (R_i)	8 [Ω]

Tabla 2. Parámetros de la unidad de inyección

La relación de transformación del transformador de aterrizaje (N) es igual a 23,1 y la resistencia de aterramiento (R) es escogida considerando que debe ser menor o igual a la reactancia capacitiva de la máquina para evitar sobrevoltajes catastróficos [8]. Así, se tiene: $R=1,1 \Omega$ (lado de baja) equivalente a 587Ω (lado de alta).

Las simulaciones del grado de sensibilidad del método se realizaron con *Matlab-Simulink*, considerando los parámetros de las tablas 1 y 2 y el circuito de la figura 4.

4.3. Análisis de sensibilidad del esquema de inyección a partir de la magnitud de la corriente sensada (I_{sef}) y considerando transformador ideal

Si ΔI es expresada como la diferencia entre la corriente de fallo y la corriente nominal de operación, reemplazando los parámetros en (2) y (3) y considerando frecuencias de inyección de 12,5Hz y 20Hz, se obtienen los resultados de las tablas 3 y 4.

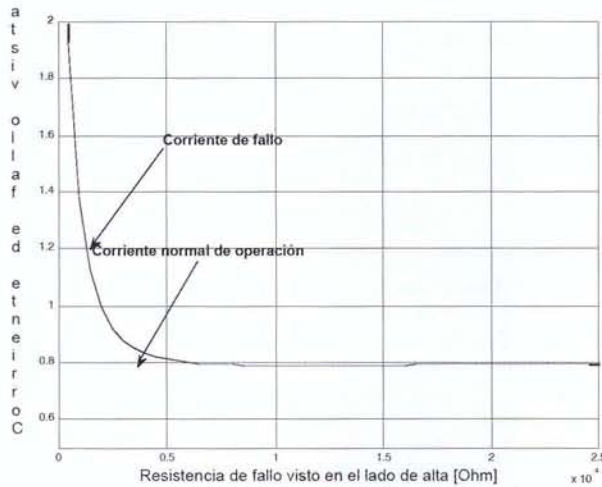
Valores de corrientes (lado de baja) para diferentes resistencias de fallo $f=12.5\text{Hz}$ $R_i=8\Omega$						
R fallo lado de alta [$k\Omega$]	1	2	5	8	15	25
I' (A)	1,375	1	0,8	0,788	0,787	0,791
ΔI (A)	0,565	0,19	-0,01	-0,02	-0,022	-0,018

Tabla 3. Magnitudes de corrientes (lado de baja) de fallo para diferentes resistencias de fallo $f=12,5\text{Hz}$

Valores de corrientes (lado de baja) para diferentes resistencias de fallo $f=20\text{Hz}$ $R_i=8\Omega$						
R fallo lado de alta [k Ω]	1	2	5	8	15	25
I' (A) fallo	1,502	1,248	1,185	1,194	1,21	1,222
ΔI (A)	0,252	0,002	-0,065	-0,06	-0,041	-0,03

Tabla 4. Magnitudes de corrientes (lado de baja) de fallo para diferentes resistencias de fallo $f=20\text{Hz}$

En la gráfica 2 se presenta la variación de la corriente de falla a medida que se varía la resistencia de falla a tierra del estator del generador.



Gráfica 2. Característica corriente de fallo vs. resistencia de fallo a $f=12,5$ Hz, considerando la resistencia interna de la fuente

4.4. Pruebas del esquema sin considerar la resistencia interna de la fuente

Si se considera el esquema de la figura 4 con la fuente de inyección ideal ($R_f=0$) y mediante la ecuación

(4) se obtienen los resultados de corrientes de fallo para distintas variaciones de resistencias de fallo, como se presentan en las tablas 5 y 6.

Corriente normal de operación = $6.765\angle 89.870^\circ$	
I' del secundario [A]	Resistencia de fallo [k Ω]
$17.149\angle 22.915^\circ$	1
$6.928\angle 76.642^\circ$	10
$6.798\angle 82.82^\circ$	19
$6.770\angle 85.072^\circ$	28

Tabla 5. Magnitudes de la corriente de falla para $f=12,5$ Hz

Corriente normal de operación = 10.811∠89.794°	
I' del secundario [A]	Resistencia de fallo [kΩ]
19.089∠34.033°	1
10.907∠81.435°	10
10.826∠85.372°	19
10.810∠86.790°	28

Tabla 6. Magnitudes de la corriente de falla para f=20 Hz

A partir de la ecuación (4) y como resultado de las pruebas, en la gráfica 3 se observa el comportamiento de la corriente en función de la resistencia de fallo, que es comparada con la corriente normal de operación.



Gráfica 3. Característica corriente de fallo vs. resistencia de fallo a 12,5 Hz sin considerar la resistencia interna de la fuente

La magnitud de las corrientes de falla es significativamente mayor a las que corresponden a una fuente de inyección real, cuando se desprecia la resistencia interna de la fuente (fuente ideal); entonces se concluye que dicha resistencia limita la corriente de fallo que la unidad de inyección le aporta a la máquina en una condición de fallo a tierra.

4.5. Pruebas del esquema considerando el transformador real-lineal

Para el transformador real pero operando en su región lineal se utilizó un transformador típico de distribución con los siguientes valores nominales: f=60 Hz, S=25 kVA, V1=11.400/√3V, V2=240 V, pérdidas en el núcleo (Po) de 100 W, pérdidas en

el cobre (Pc) de 290 W, Tcc (%) = 3 y corriente de vacío de 2 A.

A partir de los anteriores valores nominales es posible determinar los parámetros del transformador, considerando las ramas de dispersión y excitación en el lado de alta.

$$Z = (20.08 + j47.92) [\Omega] \tag{5}$$

$$Z_{pu} = 0.012 + 0.028j$$

De la prueba de circuito abierto y para una corriente de vacío del 2% se tiene (6).

$$R_m = L_m = \frac{1}{0.02} = 50[\Omega] \tag{6}$$

El diagrama circuital para la prueba con un transformador real operando en su región lineal se muestra en la figura 6.

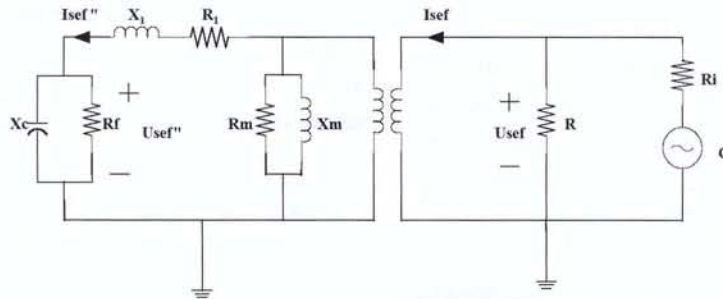


Figura 6. Equivalente circuital del esquema de inyección considerando transformador real-lineal

En el esquema de la figura 6 a partir de las medidas de tensión y corriente en magnitud y ángulo se usa (7) y se halla la resistencia de fallo.

$$Y = \frac{I_{sef}''}{V_{sef}''} = \frac{1}{R_f} + j\omega c \quad R_f = N^2 \operatorname{Re}\left(\frac{1}{Y}\right) \quad (7)$$

A partir de las anteriores consideraciones se obtuvieron los resultados de las tablas 7 y 8, para distintos valores de fallo.

Resistencia de fallo [Ω]	Corriente de fallo [A]	Magnitud de la admitancia [mhos]	Ángulo de la admitancia
1.000	1,6561	0,0011	23,0969
2.000	1,2259	0,0007	40,4623
5.000	0,9818	0,0005	64,8751
8.000	0,9527	0,0004	73,664
10.000	0,9488	0,0004	76,8036
15.000	0,9492	0,0004	81,1153
20.000	0,952	0,0004	83,3131

Tabla 7. Medidas de la distintas variables bajo distintas condiciones de fallo a tierra admitancia en condición normal de operación=4,647e-4∠90° Frecuencia = 12,5 Hz. Corriente normal de operación= 0,9723 A

Resistencia de fallo [Ω]	Corriente de fallo [A]	Magnitud de la admitancia [mhos]	Ángulo de la admitancia
1.000	1,8053	0,0012	34,3078
2.000	1,5456	0,0008	53,7676
5.000	1,4916	0,0007	73,664
8.000	1,512	0,0007	79,6191
10.000	1,5232	0,0007	81,6626
15.000	1,542	0,0007	84,4199
20.000	1,5531	0,0007	85,8091

Tabla 8. Medidas de la distintas variables bajo distintas condiciones de fallo a tierra. Admitancia en condición normal de operación=6,8235e-4∠90°. Frecuencia = 20Hz. Corriente normal de operación= 1,5939 A

4.6. Pruebas considerando la máquina síncrona y transformador real-lineal

Para el generador síncrono en falla a tierra es válido modelar la máquina síncrona como se muestra en la figura 1, si se tiene en cuenta que la reactancia de los devanados se puede despreciar, dado que es

muy pequeña en comparación con la reactancia capacitiva de la máquina [11]. El transformador se puede considerar lineal durante una falla, ya que no sufrirá efectos de saturación y porque el máximo voltaje de fallo será el voltaje nominal (falla en los terminales), cuando ocurre un fallo sólido a tierra [13].

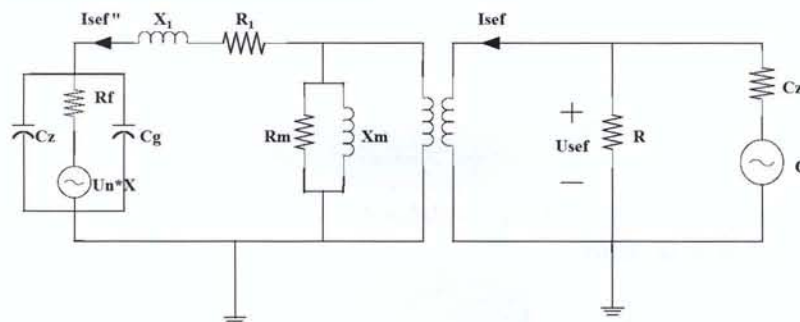


Figura 7. Modelo circuital del esquema de inyección considerando máquina y transformador real-lineal

Con el esquema mostrado en la figura 7 y para fallas a tierra a diferentes porciones del devanado del estator (X) entre $[0,1-1]$, en donde 0,1 es el 10% del devanado medido desde el punto neutro y 1 el

punto terminal, las variaciones de voltaje de secuencia cero y de corriente subarmónica registradas se presentan en la tabla 9.

Voltajes de secuencia cero y subarmónico en el lado de baja				
Lugar de falla en porcentaje del estator	10	40	70	100
Rf(Ω)	1.000	1.000	1.000	1.000
Voltaje de secuencia cero	7,4701	36,3587	65,2675	94,778
Isef (A)	1,5052	1,5052	1,5052	1,5052
Rf(Ω)	5.000	5.000	5.000	5.000
Voltaje de secuencia cero	0,795	8,1891	16,625	25,0722
Isef (A)	1,1882	1,1882	1,1882	1,1882
Rf(Ω)	10.000	10.000	10.000	10.000
Voltaje de secuencia cero	1,944	2,7817	7,1972	11,6604
Isef (A)	1,2034	1,2034	1,2034	1,2034
Rf(Ω)	15.000	15.000	15.000	15.000
Voltaje de secuencia cero	2,4524	1,0259	3,826	6,839
Isef (A)	1,2142	1,2142	1,2142	1,2142

Tabla 9. Magnitudes de voltaje de secuencia cero y corriente subarmónica para distintos lugares de falla (f=20 Hz)

4.7. Pruebas de estimación de las resistencias de fallo considerando incertidumbre en las mediciones de tensión y corriente

Si se consideran los errores que pueden provocar los transformadores de tensión y de corriente (cla-

se de precisión) se tendrán incertidumbres en las mediciones de la resistencia de fallo. Para este caso se plantean las siguientes mediciones: medida de tensión ($Usef$) = $V \pm 5\%$, medida de corriente ($Isef$) = $I \pm 3\%$, intervalo de tensión = $[0,95 \ 0,975 \ 1 \ 1,025$

$1,05] \times V$ y el intervalo de corriente = $[0,97 \ 0,985 \ 1 \ 1,015 \ 1,03] \times I$.

A partir de las pruebas y del esquema de la figura 7 y considerando todas las combinaciones de los dos intervalos se obtuvieron los errores máximos relativos, como se presenta en la tabla 10.

Resistencia de fallo	Resistencia medida más lejana del valor real	Error máximo relativo (%)
1.000	920	8
5.000	5.438	8,76
7.000	7.627	8,96
10.000	10.926	9,26
15.000	16.467	9,78
20.000	22.056	10,28
25.000	27.700	10,8

Tabla 10. Error máximo en la medición de la resistencia de fallo al considerar incertidumbres en los medidores

5. Análisis de resultados

A partir de los datos de las tablas 3 y 4 se puede observar que el esquema de inyección pierde sensibilidad para fallos mayores a 5 [kΩ]; la corriente normal de operación es mayor a la corriente de fallo, para un fallo de igual o mayor magnitud, lo que provoca una zona muerta de protección. Además, como se presenta en las figuras 2 y 3, el esquema convencional de inyección es muy sensible a la resistencia interna de la fuente y a la frecuencia de inyección. En gran medida, estos valores influyen en el intervalo muerto de protección, es decir, en los valores negativos de ΔI.

En aplicaciones prácticas sería complicado distinguir fallos de alta impedancia debido a que la variación de la admitancia es mínima; de allí que el ángulo de la admitancia es una buena alternativa para la detección de fallos, como se observa en los resultados de las tablas 7 y 8.

En los resultados mostrados en la tabla 9 se aprecia que la magnitud de la corriente de inyección subarmónica es independiente del lugar en donde ocurra el fallo a tierra en la máquina; esto posibilita la protección del 100% del estator de la máquina síncrona mediante este método. Finalmente, en la tabla 8 se observa que cuando se aumenta la magnitud de la resistencia de fallo aumenta el error

en la medición y, en consecuencia, es más difícil medir fallos con alta impedancia; no obstante, para el ejemplo de aplicación, el error es inferior al 11% para todos los casos.

6. Conclusiones

- Los generadores son una parte fundamental del sistema eléctrico de potencia y, por tanto, la protección del 100% de los devanados del estator es fundamental para garantizar su confiabilidad. El método de aterrizaje en los generadores determina el tipo de protección por utilizar en la máquina y su coordinación con los demás elementos protegidos.
- Los métodos de protección del 100% del devanado del estator son un complemento necesario de las protecciones convencionales y ayudan a evitar daños catastróficos de las unidades generadoras. Este tipo de protección reduce el número de interrupciones prolongadas del servicio, lo que mantiene la continuidad del suministro.
- Como parte central, en este artículo se presentó el método de inyección subarmónico que detecta fallas a tierra independientemente de la porción del devanado del estator en que ella ocurre, debido a que las fallas sólo responden a

incrementos de corriente o tensión a la frecuencia inyectada. Para aumentar su sensibilidad este método requiere de la medición de otras

variables presentes en el modelo, pues la corriente de inyección limitaría este atributo ante fallos de baja impedancia (menores a 5 k Ω).

Referencias bibliográficas

- [1] IEEE Standard C37.102. (1995). *IEEE Guide for AC Generator Protection*. Power System Relaying Committee of the IEEE Power Engineering Society, USA.
- [2] Elmore, W. (1994). *Protective Relaying. Theory and Applications*. ABB Relaying Division. Marcel Dekker.
- [3] IEEE C62.92 (1989). *IEEE Guide for the application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems. Part II Grounding of Synchronous Generator Systems*. Surge Protective Devices Committee of the IEEE Power Engineering Society, USA.
- [4] Pillai, P., Bailey, B. G., Bowen, J., Dalke, G., Douglas, B. G., Fischer, J., Jones, J. R., Love, D. J., Mozina, C. J., Nichols, N., Normand, C., Padden, L., Pierce, A., Powell, L. J., Shipp, D. D., Stringer, N. T., Young, R. H. (Jan.-Feb. 2004). "Grounding and Ground Fault Protection of Multiple Generator Installations on Medium-Voltage Industrial and Commercial Power Systems - Part 3: Protection Methods" Working Group Report; *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 40 (1), pp. 24-28.
- [5] Fulczyk, M. (9-12 April 2001) *Zero-Sequence Voltages in Unit-Connected Generator for Different Methods of Grounding Generator Neutral*. Developments in Power System Protection Seventh International Conference on (IEE), pp. 499-502
- [6] Griffin, C. H., Pope, W. (December 1982). "Generator Ground Fault Protection Using Overcurrent, Overvoltage and Undervoltage Relays". *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-101 (12), pp. 4490-4501.
- [7] Daqiang, B., Xiangheng, W., Xu Z. (Aug. 2001). "Analysis and Improvement on Stator Earth-Fault Protection by Injecting 20 Hz Signal". *ICEMS 2001. Proceedings of the Fifth International Electrical Machines and Systems*, Vol. 1 (18-20), pp. 301-304
- [8] Weijian, D. (1997). *Principle of large Generator-Units Protection*. China Electrical Power Publish House.
- [9] Jian, W., Hui, W., Yuping, L. (2002). "Study of a Fresh Subharmonic Injection Scheme Based on Equilibrium Principle for Hydro-Generator Stator Ground Protection". *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, Vol. 2, pp. 924-929.
- [10] Alcántara, J., García, F. (2005). *100% Stator Ground Fault Protection a Comparison of Two Protection Methods*. Department of Industrial Electrical Engineering and Automation Lund Institute of Technology, pp. 20-46.
- [11] Zielichowski, M., Fulczyk, M. (May 1999). "Influence of Load on Operating Conditions of Third Harmonic Ground-Fault Protection System of Unit Connected Generators". *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings*, Vol. 146 (3), pp. 241-248.