

Efectos de las Perturbaciones Geomagnéticas en los Sistemas de Potencia y de Comunicaciones y Estrategias adecuadas de Mitigación

Gabriel J. VASCO

*Escuela de Ingenierías Universidad Pontificia Bolivariana; Cir. 1#70-01, B11, Medellín, Colombia .
gabrieljaimewasco@gmail.com*

Resumen: El presente trabajo pretende explicar los efectos de las corrientes inducidas geomagnéticamente en los elementos principales en el sistema de potencia y de comunicaciones, y estrategias adecuadas de mitigación. Tales elementos son: generador, transformador, relés de protección y SVC's. *Copyright © 2014 UPB*

Palabras clave: Corrientes Inducidas Geomagnéticamente, Perturbaciones geomagnéticas.

Abstract: The aim of this work is to explain geomagnetically induced currents (GIC) effects on the main elements of power system and on communications systems, and appropriate mitigation strategies. Such elements are: generator, transformer, protective relaying and SVC's.

Keywords: Geomagnetically Induced Currents, Geomagnetic disturbances.

UPB_autoArt 2013-07-19, s 2014-07-27

1. INTRODUCCIÓN

En este siglo las tormentas magnéticas han causado innumerables y prolongados cortes en el servicio de energía y de comunicaciones. Dentro de los sistemas afectados se encuentran aquellos que usan conductores eléctricos para transmitir potencia o señales[1]. Adicionalmente, se incluyen aquellos elementos en los que sus propiedades conductoras son incidentales a su uso tales como tuberías y vías ferroviarias.

Dado que al presentarse perturbaciones de este tipo en las redes eléctricas, sus consecuencias más evidentes son los prolongados cortes en el servicio de energía y comunicaciones. En este sentido, la calidad de la energía eléctrica toma importancia y es una preocupación creciente en la industria conforme aumentan los procesos automatizados. En algunos de ellos por ejemplo, los problemas de calidad en la energía pueden suponer un coste importante por paradas y/o daños en la producción y demanda inevitable de horas-hombre y equipos necesarios por parte de las empresas involucradas para restablecer el suministro de manera normal.

Las perturbaciones geomagnéticas han afectado los sistemas eléctricos aterrizados por más de 150 años y es un tópico del que poco o nada se menciona en la actualidad. No se cuenta con suficiente información de su origen, de sus consecuencias técnicas, económicas y mucho menos de las estrategias de mitigación que ayuden a tener sistemas de potencia y de

comunicaciones confiables, principalmente aquellos que son susceptibles a experimentar este tipo de fenómenos.

La principal causa de los problemas en el sistema de potencia es la saturación de medio ciclo de la señal de la corriente de excitación en los transformadores[2]. Esta saturación tiene las siguientes consecuencias:

- Incremento de las pérdidas por corrientes de Foucault.
- Múltiples disparos de los bancos de capacitores en derivación, SVC's y máquinas sincrónicas.
- Oscilaciones de potencia en sistemas eléctricos interconectados.
- Cambios anormales en los niveles de tensión del sistema de potencia.
- Fallas de conmutación en sistemas de HVDC.
- Fuente de armónicos pares e impares.
- Calentamiento localizado excesivo.
- Caídas de tensión.
- Efectos en el rendimiento de los convertidores HVDC.
- Mala operación de los relés de protección.

En la sección 2 se presenta la teoría del generador, en la 3 la del transformador, en la 4 la de los relés de protección, en la 5 la del SVC, en la 6 se explican los efectos generados por las GIC's en los generadores, en la 7 en los transformadores de potencia, en la 8 en los relés de protección, en la 9 en los SVC's, en la 10 en los sistemas de comunicaciones, en la 11 se describen algunas estrategias de mitigación, en la 12 se realiza el análisis de las

perturbaciones geomagnéticas en el sistema de potencia interconectado Centro-Suramérica y en la 13 se presentan las conclusiones y recomendaciones.

2. TEORIA DEL GENERADOR

Usar La máquina sincrónica que opera como un generador de ca impulsada por una turbina para convertir la energía mecánica en eléctrica es la principal fuente de generación de potencia eléctrica en el mundo. Las dos partes principales de una máquina sincrónica son estructuras ferromagnéticas[3]. La parte estacionaria, que es esencialmente un cilindro hueco, se llama estator o armadura y tiene ranuras longitudinales en las que hay bobinas del devanado de armadura. Estos devanados llevan la corriente suministrada a la carga eléctrica por el generador, o la corriente recibida por un motor desde una fuente de ca. El rotor es la parte de la máquina que se monta sobre una flecha y rota dentro del estator hueco. El devanado sobre el rotor, llamado devanado de campo, se alimenta con corriente de cd. La fmm de muy alta intensidad producida por esta corriente en el devanado de campo se combina con la fmm producida por las corrientes en los devanados de la armadura. El flujo resultante en el entrehierro, o espacio de aire que hay entre estator y rotor, genera voltajes en las bobinas de los devanados de la armadura y da el par electromagnético entre estator y rotor.

3. TEORIA DEL TRANSFORMADOR

Un transformador al ser excitado por una fuente de CD no es capaz de magnetizar su núcleo de acuerdo con la ley de inducción de Faraday[4]; sin embargo al ser alimentado por una fuente de voltaje de CA el transformador se magnetiza y como resultado se induce un voltaje en el lado secundario del transformador, este voltaje inducido de acuerdo con el modelo mostrado en la Figura 1 se puede expresar de la siguiente manera:

$$e_{ind_ca} = v_{ca} - R_p i_{exc} - L_p \frac{di_{exc}}{dt} \quad (1)$$

Donde i_{exc} representa la corriente de excitación, la cual es la suma de la corriente de magnetización (corriente que pasa por la inductancia no lineal, L_m) y la corriente que fluye por la resistencia del núcleo (R_m), v_{ca} es el voltaje de excitación de corriente CA, R_p y L_p son la resistencia e inductancia del transformador referida al lado primario.

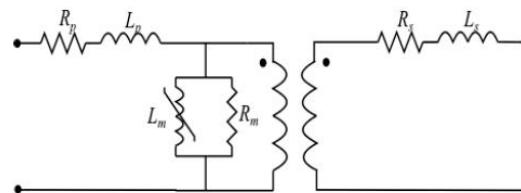


Figura 1. Modelo simplificado del transformador

Si ahora se considera que el transformador es alimentado por una fuente de CD y una de CA, el transformador se magnetizara y por lo tanto existe un voltaje inducido que provoca un flujo de campo magnético a través de su núcleo diferente al producido por la fuente de CA. Esto es muy similar a lo que ocurre con un transformador de potencia bajo condiciones de GIC, entonces (1) se puede reescribir como:

$$e_{ind_tot} = v_{cd} + v_{ca} - R_p i_{exc} - L_p \frac{di_{exc}}{dt} \quad (2)$$

Lo anterior evidencia el incremento del flujo magnético a través del núcleo del transformador y por lo tanto su tendencia a trabajar en la región de saturación.

4. TEORIA DE LOS RELES DE PROTECCION

Los relés son dispositivos compactos y pueden ser análogos, digitales y numéricos.

Éstos están conectados en todo el sistema de potencia para detectar condiciones anómalas y no tolerables dentro de un área asignada[5]. Ellos son, en efecto, una forma de seguridad activa diseñada para mantener un alto grado de confiabilidad en el servicio y limitar el daño en los equipos de la red. Son “centinelas silenciosos”. Cuando operan de manera errónea ocasionan graves problemas al sistema de potencia debido a que quedan fuera de servicio elementos que deberían estar operando de manera normal y que son indispensables para la atención del suministro eléctrico.

Los relés pueden ser divididos en 6 categorías funcionales: de protección, de monitoreo, de recierre, de regulación, auxiliares y de chequeo de sincronismo.

5. TEORIA DEL SVC

Un compensador estático de potencia reactiva (SVC, Static Var Compensator) se basa en reactancias controladas por tiristores (TCR), condensadores conmutados por tiristores (TSC) y/o condensadores fijos (FC) sintonizados con filtros[6].

Un TCR consiste en una reactancia fija en serie con una válvula de tiristores bidireccionales. Las reactancias TCR son, por regla general, de núcleo de aire y están aisladas con fibra de vidrio e impregnadas con resina epoxídica. Un TSC consiste en una batería de condensadores en serie con una válvula de tiristores bidireccionales y una reactancia de amortiguación, que actúa también como un circuito desintonizador para evitar la resonancia en paralelo con la red. El tiristor conmutador conecta y desconecta la batería de condensadores durante un número entero de semiciclos de tensión. El TSC no está controlado en fase, es decir, no genera ninguna distorsión armónica. Las capacidades de control rápido de potencia reactiva del SVC lo hacen idóneo para las siguientes funciones:

5.1. Estabilización estática y dinámica de tensión

Esto significa que aumenta la capacidad de transferencia de potencia y se reducen las variaciones de tensión.

5.2. Mejoras de estabilidad síncrona

Lo que a su vez lleva a una mayor estabilidad transitoria y a una mejor amortiguación del sistema eléctrico.

5.3. Equilibrio dinámico de cargas asimétricas

6. EFECTOS GENERADOS POR LAS GIC'S EN GENERADORES

La conexión D-Y del transformador elevador (configuración generador-Transformador) bloquea el flujo de GIC's desde los generadores hasta los demás elementos del sistema de potencia [7]. Aunque los generadores no están expuestos de manera directa a las GIC's, los efectos indirectos debido al desbalance anormal de la tensión y a la distorsión armónica, plantean una amenaza que debe ser considerada. Las corrientes armónicas de secuencia positiva y negativa aparecerán de manera inevitable en el generador, posiblemente generando calentamiento excesivo y provocando vibraciones mecánicas. A pesar de que no se han documentado daños serios al generador debido GMD's, este análisis presenta la posibilidad de presentarse daños considerables.

Todas las corrientes del estator, diferentes a la de secuencia positiva a frecuencia fundamental, crean componentes de flujo oscilante en el rotor. Debido a la rotación del generador, el orden del armónico visto por el rotor para armónicos de secuencia negativa es (NESTATOR+1) y (NESTATOR-1) para los de secuencia positiva.

Cuando los transformadores saturados son bancos de unidades monofásicas, la saturación debido a GIC's genera corrientes armónicas en el estator con un patrón de componentes de secuencia convencionales (es decir, en secuencia positiva 1,4,7,...; en secuencia negativa 2,5,8,...). Los transformadores trifásicos presentan un desequilibrio magnético cuando las GIC lo saturan y los armónicos de corriente de excitación generados no siguen este mismo patrón. Adicionalmente, estos transformadores causan desbalance a frecuencia fundamental.

Los flujos oscilantes aplicados al rotor, inducen corrientes que lo calientan. La profundidad de la penetración del flujo disminuye con la frecuencia, por lo tanto, la energía producida por los armónicos de orden más alto se concentran cerca de la superficie del rotor. El calentamiento excesivo del rotor puede resultar en arcos y fundición en la interfaz cuña/cuerpo, creando un punto de inicio de grietas. Aunque este daño en el generador afecta de manera significativa su vida útil, éste no es evidente inmediatamente.

Este calentamiento por corrientes armónicas y desbalanceadas en el estator es aproximadamente proporcional a la raíz de la

frecuencia en la estructura referente del rotor y a la magnitud de la corriente al cuadrado. No existen normas industriales para corrientes armónicas permisibles en los generadores pero [8] especifica las corrientes a frecuencia fundamental de secuencia negativa máximas permisibles. El valor calorífico de las corrientes armónicas puede estar relacionado con una corriente a frecuencia fundamental de secuencia negativa equivalente (I_2). Esta I_2 equiv puede ser comparada en [8] para evaluar calentamiento excesivo del rotor.

La referencia [9] muestra inyecciones de armónicos en transformadores para un rango de GIC's. Si todos los armónicos de corriente de excitación de un transformador elevador, excepto las componentes de secuencia cero, son inyectados a un generador de igual valor nominal en MVA, la (I_2 equiv) excede las capacidades del generador cuando la GIC de neutro esta en el orden del 15% de la corriente de fase primaria pico nominal.

Los relés de secuencia negativa para la protección del generador son diseñados para responder al desbalance a frecuencia a fundamental. Ellos pueden responder de manera incorrecta ante la presencia de corrientes armónicas. Por lo tanto, los relés de protección convencionales pueden no proveer la protección adecuada contra las corrientes armónicas de secuencia positiva y negativa durante una GMD.

Las corrientes armónicas fluyendo dentro del generador durante una GMD también crean torques armónicos de magnitudes y frecuencias no encontradas durante la operación normal. Los

generadores de turbina son dispositivos mecánicos complejos que poseen un gran número de modos de torsión. La coincidencia de un modo de vibración torsional supersincrona con un torque armónico podría muy probablemente resultar en un sobreesfuerzo e inicio de grietas.

7. EFECTOS GENERADOS POR LAS GIC'S EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

El flujo de GIC a través de los transformadores de potencia es la causa principal de casi todos los problemas en los equipos y operación del sistema eléctrico relacionados con GMD's [7]. La GIC afecta las características de excitación de un transformador causando saturación de medio ciclo. Esto resulta en una corriente de excitación altamente distorsionada, con un gran número de armónicos pares e impares y en aumentos dramáticos en el consumo de potencia reactiva del transformador. Las grandes pérdidas de potencia reactiva que pueden ocurrir simultáneamente son suficientes para causar peligrosas e incluso intolerables caídas de tensión en el sistema y los armónicos inyectados son los causantes de los problemas potenciales en los relés de protección. Además de los efectos en el sistema de potencia debidos a la presencia de armónicos y demanda excesiva de potencia reactiva, el propio transformador puede estar severamente afectado por este modo de operación.

Debido a que la mayor parte del flujo excedido en el estado de saturación es externo al núcleo y éste no le ofrece un camino de

baja reluctancia, se forman patrones espaciales, los cuales pueden ser sustancialmente diferentes a los patrones debidos al flujo de dispersión durante la operación en zona de no saturación.

El flujo de dispersión resultante puede afectar el material conductor del transformador provocando calentamiento debido a las corrientes de Foucault.

El material en el cual el flujo puede incidir, puede ser el del tanque del transformador, el de los escudos de flujo, abrazaderas y el de otros miembros estructurales, y los devanados. El incremento de la temperatura experimentado en cualquiera de estos elementos está afectado por los siguientes factores:

- Magnitud del flujo de dispersión
- Contenido espectral del flujo
- Orientación del flujo con respecto a las mayores dimensiones del objeto
- Dimensiones del objeto
- Características del material (permeabilidad, conductividad)
- Transferencia de calor al objeto (conducción, flujo de aceite)

Los transformadores de potencia son estructuras altamente complejas y la evaluación de puntos calientes creados por la saturación de GIC's requiere un análisis magnético y térmico muy detallado. Tal análisis es inherente al diseño del transformador y es difícil sacar conclusiones generales. El punto más crítico de saturación en los transformadores, causado por GIC's es un

régimen de operación altamente anormal, el cual puede persistir por periodos extendidos en el orden de minutos u horas. Tal punto de saturación y los patrones de flujo inusuales que aparecen, no son típicamente considerados en el proceso de diseño del transformador y en consecuencia introduce un riesgo de daño o pérdida de su vida útil.

Observaciones y estudios recientes están comenzando a construir casos de análisis para grandes transformadores en plantas de generación de gran importancia en el sistema de potencia. Estos transformadores están normalmente cargados a su valor nominal y tienen márgenes de reserva limitados para soportar el calentamiento adicional causado por la sobreexcitación de la GIC.

El tiempo de duración de la GIC (no de la magnitud pico) puede ser la medida más importante que debe tenerse en cuenta para un transformador elevador. Exposiciones reiteradas pueden llevar a daño acumulativo que finalmente causa la falla del transformador. Esto incluso puede conducir a una conclusión errónea sobre el origen de la falla ya que es posible que no se considere los efectos de la GIC.

8. EFECTOS GENERADOS POR LAS GIC'S EN LOS RELES DE PROTECCION

Durante la tormenta geomagnética del 13 de marzo de 1989, se presentó un gran número inusual de disparos indeseados y daños a algunos de los equipos del sistema de potencia. Esto hizo evidente que la creencia de que sólo la transmisión del extremo norte es

afectada por las GIC's es falsa. Ninguna de las anteriores tormentas magnéticas había causado tantas operaciones erróneas de los relés de protección. El Consejo de la Confiabilidad Eléctrica de América del Norte reportó 30 operaciones automáticas en un periodo de dos días [7].

El cambio más obvio en el campo de los relés de protección es el incremento en el uso de relés electrónicos. Algunos de estos relés miden el valor pico de las corrientes y son sensibles a los armónicos. En el pasado, la mayoría de los esquemas de protección estaban basados en relés electromecánicos que medían el valor efectivo de las corrientes. Durante las tormentas magnéticas, cuando el contenido armónico en el sistema aumenta considerablemente debido a la saturación de medio ciclo en los transformadores de potencia, los relés que miden valores pico operan en valores de corriente efectiva menores (del 70 al 80% de la corriente efectiva) que los relés electromecánicos. Un relé de sobrecorriente electrónico con medida de valores pico provocó un disturbio importante durante la tormenta geomagnética ocurrida en Marzo de 1989. Dado el incremento de los ajustes en los relés de medida de valores pico para acomodar los armónicos más altos durante condiciones de GIC's, el riesgo de falsos disparos puede ser reducido pero las preocupaciones se mantienen con respecto a que esta condición de operación degradará la protección.

Otro factor es la dependencia incrementada de los sistemas de potencia en la compensación de potencia reactiva y en los bancos de capacitores shunt para el control de voltaje. Muchos de estos capacitores shunt son aterrizados y protegidos contra

desequilibrios con relés de sobrecorriente de neutro. Estos bancos son vulnerables a disparos falsos durante tormentas geomagnéticas porque el capacitor presenta una impedancia baja a los armónicos. Los voltajes a frecuencia industrial y armónicos resultan en una corriente de neutro que pueden provocar el disparo del banco. Los armónicos de secuencia cero no están limitados a los de orden triple cuando los bancos de transformadores trifásicos están saturados por la GIC. Con relés de sobrecorriente de neutro con filtro, el riesgo de falsos disparos puede ser reducido pero no eliminado. Existen otros esquemas de protección contra desequilibrios que no usan relés de sobrecorriente de neutro. Estos son inmunes a disparos falsos por armónicos de órdenes altos en el sistema. Varias empresas han modificado o reemplazado su protección de sobrecorriente de neutro para reducir el riesgo de disparos indeseados.

El riesgo de falsos disparos debidos a los efectos de la GIC puede, en la mayoría de los casos, ser reducido. La cuestión más difícil es evaluar el riesgo de daño para los elementos del sistema instalados en los últimos años. Se requieren más investigaciones para definir el comportamiento esperado y determinar las capacidades de soportabilidad de diferentes dispositivos del sistema de potencia, esto antes de desarrollar los relés adecuados para su protección.

9. EFECTOS GENERADOS POR LAS GIC'S EN LOS SVC'S

En un gran número de aplicaciones, los Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC's) son importantes para la seguridad de la operación del sistema de potencia. La respuesta del SVC es muy sensible a la distorsión por segundo armónico la cual acompaña la GIC en la red de transmisión AC [7]. Esta respuesta se caracteriza por una considerable corriente dc de secuencia cero en la corriente de magnetización del transformador y en la de la bobina controlada por tiristores (TCR). La saturación del transformador causa altos niveles de distorsión de la tensión por segundo armónico, con carácter de secuencia negativa. Una respuesta similar del SVC se espera ante la distorsión de la tensión por segundo armónico, consecuencia de otros transformadores saturados en la red.

Sorprendentemente, la acción de control mediante un TCR, el cual está diseñado para reducir la componente dc de la corriente del TCR, no reduce la distorsión de tensión por segundo armónico. En situaciones donde la impedancia vista desde el TCR es resonante al segundo armónico, la reducción de la componente dc de la corriente del TCR incrementa la distorsión de tensión en una cantidad significativa. Los niveles de distorsión de tensión vistos en un gran número de estudios de simulación indican que el disparo del SVC se garantiza durante una intensa GMD a menos que se realicen algunas modificaciones a los circuitos de potencia para mitigar los efectos.

Un posible medio de mitigación que vale la pena considerar es el uso de un condensador de bloqueo de neutro en el transformador del SVC. Sin embargo, el efecto de otros transformadores saturados en la red también necesita ser evaluado. Una solución potencialmente más segura es la instalación de un filtro de potencia de segundo armónico. Éste evitará las altas tensiones que pueden causar el disparo del SVC, pero se deben realizar estudios exhaustivos para asegurar que los componentes del filtro de segundo armónico no se sobrecarguen debido a la generación de corrientes de segundo armónico de todo el sistema de potencia.

10. EFECTOS GENERADOS POR LAS GIC'S EN LOS SISTEMAS DE COMUNICACIONES

Además de los problemas ocasionados en la transmisión de potencia, los fenómenos solares pueden interferir en los sistemas de comunicaciones de servicio público. Las empresas de servicios públicos utilizan diferentes tipos de medios de comunicación, incluyendo la telefonía fija, sistemas de radio, comunicaciones mediante satélite y sistemas de fibra óptica. Algunos de estos pueden ser afectados por varios fenómenos solares [7].

Las emisiones solares (radiación y viento solar) causan ionización de la atmosfera alta de la tierra (la ionosfera) y las partículas de viento solar causan perturbaciones al campo magnético de la tierra. Los efectos de la ionosfera implican cambios en las características de propagación de las ondas de radio mientras los efectos magnéticos causan disturbios en las instalaciones de

telefonía fija.

La ionosfera es la responsable de la reflexión de las ondas de radio en la cual se basa la comunicación a alta frecuencia (AF) para largas distancias. Sus características también son responsables de la ausencia de reflexiones para las comunicaciones por microondas y de muy y ultra alta frecuencia (MAF y UAF). Los disturbios solares pueden resultar en aumento de la absorción y desvanecimiento de las señales de AF y en reflexiones indeseadas de MAF, UAF y de las señales de microondas.

Los sistemas de transmisión por onda portadora son afectados por la GIC por las corrientes armónicas generadas por la saturación de los transformadores. Estas mismas corrientes armónicas pueden causar también interferencia secundaria en las instalaciones de comunicaciones en cables debido a la inducción magnética.

Los sistemas de comunicación de fibra óptica son los menos afectados por la actividad solar. El único mecanismo de interferencia conocido es la interrupción de la tensión de las fuentes de potencia del sistema de fibra óptica causada por las corrientes inducidas GIC en conductores metálicos usados para suministrar potencia.

11. ESTRATEGIAS ADECUADAS DE MITIGACIÓN

Las corrientes inducidas geomagnéticamente GIC's entran a los sistemas de potencia a través de los conductores de neutro aterrizado en los transformadores conectados en estrella. Las

estrategias para mitigar los efectos de los disturbios geomagnéticos han sido investigadas por muchos años. Investigaciones al respecto han considerado la aplicación de dispositivos pasivos con el objetivo de bloquear el flujo de GIC, y dispositivos activos que son capaces de inyectar corrientes de contraposición en determinado transformador para anular el efecto de la GIC en ese transformador [7].

11.1. Dispositivos activos

Los dispositivos activos considerados en la referencia [10] consistían en un circuito controlado de corriente continua instalado en un devanado clave en el núcleo del transformador, o una corriente dc controlada en el devanado terciario. La corriente dc controlada produciría una contra fuerza magnetomotriz que cancelaría la fuerza magnetomotriz producida por la GIC en los devanados principales. Una investigación concluyó que los dispositivos activos de este tipo no son una solución práctica para la saturación de medio ciclo producida por la GIC.

11.2. Dispositivos pasivos

Los dispositivos pasivos enfocan el problema de mitigación en intentar bloquear o impedir el flujo de la GIC en todo el sistema de transmisión o a través de un transformador específico. Los capacitores serie en líneas de transmisión son una tecnología fácilmente disponible que puede ser usada para bloquear el flujo de GIC en líneas de transmisión específicas o en porciones de una

red de transmisión. Capacitores serie comunes no son rentables para el simple propósito de mitigación de la GIC, pero pueden brindar la ventaja adicional de compensar la impedancia de la línea lo cual puede incrementar los límites de transferencia de potencia.

Los bancos de capacitores serie de muy baja impedancia han sido diseñados y están siendo instalados en la actualidad en varias líneas a 735 kV con el único propósito del bloqueo dc. Debido a que estos dispositivos no proporcionan compensación y por lo tanto, tienen una pequeña tensión en ellos, éstos pueden mitigar la GIC a un costo competitivo, con otros enfoques y para ciertas aplicaciones.

En la actualidad, las actividades de investigación están siendo dirigidas hacia el desarrollo de un dispositivo de bloqueo pasivo que puede ser instalado en el neutro para la conexión a tierra de los transformadores. El requisito básico para bloquear la GIC cuasi-dc mientras se proporciona un camino de baja impedancia AC en el neutro, se puede lograr con la aplicación de capacitores y una circuitería en derivación diseñada apropiadamente. Muchos de los principios de diseño y dispositivos usados para los capacitores serie pueden ser usados para el capacitor de bloqueo de neutro. Si bien el uso de capacitores es la mejor opción desde el punto de vista del bloqueo de la GIC, los capacitores instalados en la conexión del neutro del transformador deben ser cuidadosamente aplicados para asegurar la operación segura del sistema AC. Todos los conceptos que están siendo analizados e investigados actualmente, se basan en una derivación rápida de

los capacitores para limitar las tensiones en el capacitor y en el neutro del transformador, o en el uso de grandes bancos de varistores de óxido metálico para lograr el mismo resultado.

Algunas consideraciones importantes de diseño pueden resumirse de la siguiente manera:

- Dimensionamiento de los capacitores para permitir una corriente de desbalance AC continua de bajo nivel y evitar resonancias de neutro.
- Proporcionar suficiente soporte de tensión DC para a través de los capacitores de bloqueo para prevenir el flujo de GIC.
- Soportar condiciones de falla sin daño de los dispositivos de bloqueo y sin imponer tensiones inaceptables en otros equipos.

Los objetivos estratégicos para la aplicación de dispositivos pasivos de bloqueo de la GIC deben ser considerados y tratados de manera cuidadosa. Los objetivos de aplicación generalmente se dividen en dos categorías:

- Instalar dispositivos pasivos de bloqueo que desacoplarían la mayor parte del sistema de potencia.
- Instalar estos dispositivos para proteger transformadores vulnerables y que clave para la operación normal del sistema de potencia.

Intentar desacoplar una gran porción del sistema de potencia es complicado por la aplicación frecuente de autotransformadores en muchos puntos de un típico sistema de potencia grande. La configuración de los devanados de este tipo de transformadores permite que la GIC tenga diferentes flujos a través de los devanados serie y común. Por lo tanto, los esfuerzos para bloquear la GIC en un nivel de tensión, todavía permiten que la GIC fluya fácilmente a través de otros devanados.

En sistemas grandes con la combinación desfavorable de numerosos y diversos puntos de aterrizamiento del sistema de potencia, y la gran cantidad de autotransformadores, solo una aplicación rigurosa y extensiva de capacitores de bloqueo de neutro y/o capacitores serie de líneas de transmisión aíslan el sistema de potencia ante una exposición a tormentas geomagnéticas. Por otra parte, los transformadores de dos devanados vulnerables, como los elevadores en generación, son ideales para la aplicación de capacitores de bloqueo de neutro. El solo capacitor de bloqueo de neutro (si bien no previene el flujo de GIC en todo el sistema) prevendrá el flujo a través del transformador.

12. ANALISIS DE LAS PERTURBACIONES GEOMAGNETICAS EN EL SISTEMA DE POTENCIA INTERCONECTADO CENTRO-SURAMERICA

Los impactos de la GIC en los sistemas de potencia fueron observados por primera vez en los Estados Unidos en 1940. Desde entonces, han ocurrido muchos eventos de GIC registrados en la red eléctrica de Norte América y en varios países que también hacen parte del hemisferio norte. Lo anterior debido al gran desarrollo del sistema eléctrico adelantado en esta zona en el siglo XX. Entre estos eventos está la fuerte tormenta magnética del 13 de marzo de 1989, que causó el apagón eléctrico de HydroQuebec en Canadá.

En áreas de altas latitudes, por ejemplo, el polo norte está circunscrito aproximadamente entre los paralelos 660 y 900 de latitud Norte y el polo sur entre paralelos 660 y 900 de latitud Sur, las tormentas magnéticas son más fuertes (la intensidad del campo es, aproximadamente, de 0,6 gauss en los polos magnéticos y 0,3 gauss en el ecuador magnético) y ocurren con mayor frecuencia. Las GIC's ya han sido monitoreadas por largo tiempo en las redes eléctricas de los Estados Unidos, Canadá, Finlandia, Reino Unido, etc., dada la importancia que tienen las graves consecuencias del fenómeno en estos países que indudablemente cuentan con latitudes considerables y que finalmente, para corroborar lo mencionado anteriormente, están cerca al polo norte. La siguiente tabla muestra sus correspondientes latitudes:

Tabla 1. Países del hemisferio norte con altas latitudes

País	Latitud	Hemisferio
Estados Unidos	38,00°	Norte
Canadá	60,00°	Norte
Finlandia	61° 15′	Norte
Escocia	56,44°	Norte
Gales	52° 19′	Norte
Inglaterra	53,00°	Norte
Irlanda del Norte	55,00°	Norte

Los campos magnéticos se representan por líneas de fuerza, éstas son líneas que indican en todas partes la dirección del campo. La intensidad del campo se representa por la distancia que separa las líneas de fuerza contiguas. En el lugar en que están muy juntas el campo es fuerte; donde están muy separadas, débil. La Figura 2 muestra que las líneas de fuerza se unen cerca a los polos geográficos y por lo tanto representan un campo magnético importante experimentado por los países descritos en la Tabla 1.

Teniendo en cuenta la importancia de las perturbaciones geomagnéticas por sus efectos en los sistemas de potencia, es importante realizar un análisis a nivel Centro-Suramérica dadas las potenciales interconexiones Colombia-Panamá, Colombia-Ecuador, Perú-Bolivia, Perú-Chile, Argentina-Bolivia, Argentina-Paraguay-Brasil, previstas para el año 2015[11], de manera que se

constituiría una macrored que podría ser vulnerable a perturbaciones de este tipo.

En primer lugar, la siguiente tabla muestra las correspondientes latitudes de los países involucrados en esta macrored a fin de tener un parámetro que permita realizar una seria comparación con los países que han experimentado el fenómeno geomagnético, en términos de una posible ocurrencia a nivel Centro- Suramérica:

Tabla 2. Países involucrados interconexiones Centro-Suramérica

País	Latitud	Hemisferio
Colombia	04,00°	Norte
Panamá	09,00°	Norte
Ecuador	02,00°	Sur
Perú	10,00°	Sur
Bolivia	17,00°	Sur
Chile	30,00°	Sur
Argentina	34° 36′	Sur
Brasil	10,00°	Sur
Paraguay	23,00°	Sur

Como lo sugieren las referencias [7] y [12], y como se mencionó anteriormente, el fenómeno ha sido experimentado y monitoreado en países con las latitudes más altas pertenecientes al hemisferio norte. Por lo tanto, para el análisis, son comparables a nivel

Centro-Suramérica, Colombia y Panamá en términos de las latitudes encontradas.

Colombia presenta una latitud de $04,00^{\circ}$ N y Panamá de $09,00^{\circ}$ N, lo que representa una gran cercanía con el eje ecuatorial y observando la Figura 2, en esta zona las líneas de fuerza presentan una notable distancia de separación entre ellas lo que implica un campo magnético débil a experimentar por estos dos países y en consecuencia con una probable baja incidencia sobre su sistema eléctrico.

Por otra parte, para los países ubicados en el hemisferio sur, observando la Figura 2, y aunque Argentina y Chile presentan las mayores latitudes, las líneas de fuerza muestran también una gran separación entre ellas, representando campos magnéticos débiles en esta zona de Suramérica que probablemente no perturbarían el sistema de potencia.

No obstante, se deben considerar la conductividad de la tierra y los parámetros de la red eléctrica, los cuales también son factores importantes que intervienen en los efectos del fenómeno sobre los sistemas de potencia.

Es claro también que los riesgos de GIC en redes de potencia interconectadas con tensiones de operación más altas están continuamente incrementándose y dado que estas conexiones Centro-Suramérica se suponen a alta tensión por la ventaja que presentan en cuanto al transporte de grandes potencias, es necesario analizar el tema de las perturbaciones en las zonas ecuatoriales como consecuencia de los continuos cambios en la tierra.

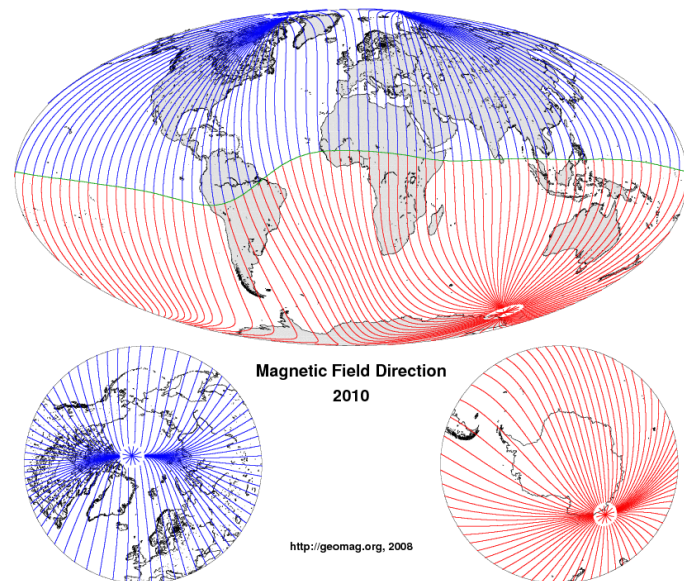


Figura 2. Dirección del campo magnético de la tierra.
Tomada de <http://geomag.org>.2008

13. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las perturbaciones geomagnéticas se producen cuando partículas provenientes del sol migran a la tierra. Este fenómeno es llamado ciclo solar. Cuando esto sucede, ocurren variaciones a corto plazo en el campo magnético de la tierra las cuales crean un campo eléctrico sobre la superficie de la región afectada que a su vez induce tensiones en las líneas de transmisión de alta tensión.

Las tensiones inducidas en las líneas de transmisión causan GIC's que circulan si encuentran caminos cerrados en la red eléctrica. Estos caminos típicamente se presentan en las conexiones a tierra de los transformadores. Las GIC's son corrientes de baja frecuencia (inferiores a 1 Hz) y que al circular a través de los transformadores ocasiona la saturación de medio ciclo.

En consecuencia, el equipo más afectado de un sistema eléctrico bajo condiciones de GIC es el transformador de potencia, por lo que ha surgido un gran interés en los últimos años por determinar los efectos que ocasionan las GIC en estos elementos del sistema de potencia, con el objetivo de garantizar su funcionamiento adecuado bajo estas condiciones. Aunque la rama de magnetización es la parte más afectada, también se presentan problemas como aumento en el consumo de potencia reactiva, problemas en los sistemas de protección y aumento en la temperatura del transformador.

Las siguientes pautas brindan una idea de cómo el sistema de potencia puede soportar de mejor manera los efectos observados durante tormentas geomagnéticas:

- Suspender los trabajos de mantenimiento y restablecer las líneas de transmisión que están fuera de servicio.
- Mantener la tensión del sistema dentro de un rango aceptable de operación para protegerlo de eventuales oscilaciones.
- Ajustar la carga en los circuitos HVDC para que operen entre el 40% y 90% del valor nominal.
- Reducir la carga en áreas interconectadas y en otras líneas de transmisión críticas al 90% o menos, de su capacidad nominal.
- Reducir las transferencias de potencia que dependen de la disponibilidad de bancos de capacitores tipo shunt y de compensadores estáticos de potencia reactiva.
- Despacho de generación de tal manera que se controle la tensión del sistema de potencia, las cargas en las líneas y se distribuya de mejor forma las reservas operativas.
- Contar con equipos capaces de operar como condensadores síncronos en líneas para suministrar reservas controlables de potencia reactiva.
- Comunicar y coordinar acciones con aéreas de control adyacentes.

REFERENCIAS

- [1] Boteler, D. H., Pirjola, R. J. & Nevanlinna, H. (1998). *THE EFFECTS OF GEOMAGNETIC DISTURBANCES ON ELECTRICAL SYSTEMS AT THE EARTH'S SURFACE*, 22: No. 1. Published by Elsevier Science Ltd.
- [2] Kolawole, J. & Mulukulta, S. (1990). *THE EFFECT OF GEOMAGNETIC INDUCED CURRENT ON POWER GRIDS AND COMMUNICATION SYSTEMS: A REVIEW*. IEEE Publication TH0343-4
- [3] Grainger, J. J. & Stevenson, W.D. (1996). *Análisis de sistemas de potencia*, McGRAW-HILL
- [4] Guillén, D. & Idárraga, G. (2013). *Comportamiento de transformadores eléctricos bajo condiciones de GIC mediante el uso de ATP*, 16: No. 60. FIME – UANL, Ingeniarías
- [5] Elmore, W. A. (Sin año) *Protective Relaying Theory and Applications*. Published by Marcel Dekker, Inc. All rights reserved.
- [6] Sin autor. (2005). *Flexibilidad de redes eléctricas*, Revista ABB.
- [7] IEEE Transmission and Distribution Committee Working Group on Geomagnetic Disturbances and Power System Effects. (1993). *GEOMAGNETIC DISTURBANCE EFFECTS ON POWER SYSTEMS*, 8: No. 3. IEEE Transactions on Power Delivery.
- [8] (1977). *ANSI Standard C50.13*
- [9] Walling, R. A. & Khan, A. H. (1991). *Characteristics of Transformer Exciting Current During Geomagnetic Disturbances*, 6: 1707-1714. IEEE Transactions on Power Delivery
- [10] Sin autor. (1981). EPRI Report EL-1949 on Project 1205-1. *Int. Investigation of Geomagnetically Induced Currents in the Proposed Winnipeg-Duluth-Twin Cities 500 kV Transmission Line*
- [11] Pérez, R. & Kipreos, N. (Sin año). *Análisis de Factibilidad de Interconexión de SING con Argentina, Perú, Bolivia y el SIC*. Pontificia Universidad Católica de Chile
- [12] Kapennman, J. G., Albertson, V. D. & Mohan, N. (1981). *CURRENT TRANSFORMER AND RELAY PERFORMANCE IN THE PRESENCE OF GEOMAGNETICALLY-INDUCED CURRENTS*, PAS-100: No. 3. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems

AUTOR



Gabriel Jaime VASCO CASTAÑO, nacido en Medellín, Colombia. Ing. Electricista de la *Universidad de Antioquia*. Egresado próximo a graduarse de la Especialización en Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica de la *Universidad Pontificia Bolivariana*. Ingeniero de Diseño Electromecánico en *Ingeniería Especializada IEB* (2013). Ingeniero de Diseño en *INGEDISA* (2014).