EFECTOS DE LAS PERTURBACIONES GEOMAGNÉTICAS EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA Y DE COMUNICACIONES Y ESTRATEGIAS ADECUADAS DE MITIGACIÓN

GABRIEL JAIME VASCO CASTAÑO

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERÍAS
ESPECIALIZACIÓN EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
MEDELLÍN
2014

EFECTOS DE LAS PERTURBACIONES GEOMAGNÉTICAS EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA Y DE COMUNICACIONES Y ESTRATEGIAS ADECUADAS DE MITIGACIÓN

GABRIEL JAIME VASCO CASTAÑO

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR

ING. ANDRÉS EMIRO DÍEZ RESTREPO

PhD EN INGENIERÍA

UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERÍAS
ESPECIALIZACIÓN EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
MEDELLÍN
2014

Nota de aceptación

_____

_____

_____

_____

_____

Firma
Nombre
Presidente del Jurado

_____

Firma
Nombre
Jurado

_____

Firma
Nombre
Jurado

Medellín, 2014

A mis padres y abuela. Me han enseñado que con esfuerzo y dedicación se logra lo que se quiere.

AGRADECIMIENTOS

Al Director de este trabajo por su enseñanza, su colaboración y su paciencia.

A la Universidad Pontificia Bolivariana y los profesores que brindaron su conocimiento y experiencia durante todo el desarrollo de la Especialización.

TABLA DE CONTENIDO

1. GLOSARIO Y SIGLAS 8
2. OBJETIVOS 9
2.1. OBJETIVO GENERAL 9
2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS 9
3. ANTECEDENTES 10
3.1. ORIGEN DE LA IDEA 10
3.1.1. Raíz Técnica 10
3.1.2. Raíz económica 10
3.1.3. Raíz académica 10
4. ALCANCE 11
5. JUSTIFICACIÓN Y BENEFICIOS 11
6. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE 12
6.1. CONCEPTOS TEÓRICOS BÁSICOS 12
6.1.1. Generadores 12
6.1.2. Transformadores de potencia 12
6.1.3. Relés de protección 13
6.1.4. SVC 14
6.2. ESTADO DEL ARTE 14
7. EFECTOS DE LAS PERTURBACIONES GEOMAGNÉTICAS EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA Y DE COMUNICACIONES 16
7.1. EFECTOS EN LOS GENERADORES 16
7.2. EFECTOS EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA 17
7.3. EFECTOS EN LOS RELES DE PROTECCION 18
7.4. EFECTOS EN LOS SVC´S 20
7.5. EFECTOS EN LAS COMUNICACIONES 20
7.6. ANÁLISIS DE LAS PERTURBACIONES GEOMAGNÉTICAS EN EL SISTEMA DE POTENCIA INTERCONECTADO CENTRO-SURAMERICA (COLOMBIA-PANAMÁ, COLOMBIA-ECUADOR, PERÚ-BOLIVIA, PERÚ-CHILE, ARGENTINA-BOLIVIA, ARGENTINA-PARAGUAY-BRASIL) 21
7.7. CORRIENTES INDUCIDAS GEOMAGNETICAMENTE EN EL SISTEMA DE POTENCIA DE ALTA TENSION EN CHINA 23
7.8. EVALUACION DEL RIESGO DE LAS TORMENTAS GEOMAGNETICAS: ESTADO DEL ARTE 37
7.8.1. Valoración de las consecuencias 38
7.8.2. Valoración de la vulnerabilidad 38
7.8.3. Valoración de la amenaza 39
7.8.4. Valoración del riesgo 40
8. ESTRATEGIAS ADECUADAS DE MITIGACIÓN 41
8.1. DISPOSITIVOS ACTIVOS 41
8.2. DISPOSITIVOS PASIVOS 41
9. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 44
10. REFERENCIAS 46

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Países del hemisferio norte con altas latitudes.....21
Tabla 2. Países involucrados interconexiones Centro-Suramérica.....22
Tabla 3. Valores absolutos de GIC durante las fuertes tormentas magnéticas en 2004-2005.....30

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Modelo simplificado del transformador.....13
Figura 2. Dirección del campo magnético de la tierra.....23
Figura 3. Ubicación de la subestación Shanghe y su conexión con la red eléctrica a 500 kV[12]...25
Figura 4. Ubicación de la planta nuclear de Ling´ao y del observatorio geomagnético de Zhaoqing.26
Figura 5. Comparación entre la GIC (panel superior) en el neutro del transformador en la planta nuclear de Ling´ao y la componente horizontal geomagnética en el observatorio geomagnético de Zhaoqing (panel inferior) el 9-10 de noviembre del 2004. La derivada de la componente horizontal geomagnética se muestra en el panel de la mitad. 29
Figura 6. Espectro de la GIC mostrada en la Figura 4 (panel a) y la correlación entre la GIC y dH/dt también mostrada en la Figura 4 (panel b). 30
Figura 7. Resultados estadísticos de GIC en la planta de potencia nuclear de Ling´ao en el 2004 y 2005: (a) muestra la dependencia del valor absoluto de GIC con el índice magnético Kp y (b) muestra el tiempo total en minutos cuando el valor absoluto de GIC excedió la magnitud expresada en el eje horizontal. Los años 2004 y 2005 son mostrados de manera separada en (b).....32
Figura 8. Datos de GIC en 7 subestaciones de la red eléctrica de Guangdong durante la tormenta geomagnética del 14-15 diciembre del 2006 35
Figura 9. Comparacion entre la GIC en el neutro del transformador de la planta de potencia nuclear de Ling´ao y las componentes geomagnéticas horizontal (H) y vertical (Z) en el observatorio geomagnético de Zhaoqing el 14-15 de diciembre del 2006. Tambien se muestra la derivada de la componente horizontal (dH/dt).....35
Figura 10. GIC medida en la subestación de Shanghe y en la planta de potencia nuclear de Ling´ao durante la tormenta geomagnética del 14-15 de diciembre, 2006. También se muestra la derivada de la componente horizontal (dH/dt) del campo magnético en el observatorio geomagnético de Zhaoqing 36
Figura 11. Planificación de la red eléctrica de ultra alta tensión en China 37
Figura 12. Probabilidad de un evento en América del Norte superior a 300 nT/min.....40

1. GLOSARIO Y SIGLAS

Aurora boreal: es un fenómeno en forma de brillo o luminiscencia que aparece en el cielo nocturno, actualmente en zonas polares, aunque puede aparecer en otras partes del mundo por cortos períodos de tiempo. En el hemisferio norte se conoce como aurora boreal, y en el hemisferio sur como aurora austral.
Se produce cuando una eyección de masa solar choca con los polos norte y sur de la magnetósfera terrestre, produciendo una luz difusa pero predominante proyectada en la ionosfera terrestre.

Corona solar: es la capa más externa del Sol, está compuesta de plasma y se extiende más de un millón de kilómetros desde su origen sobre la cromosfera.

Cromosfera: es una capa delgada de la atmósfera del sol por encima de la fotosfera y por debajo de la corona. Diferentes modelos teóricos la sitúan entre 2200 y 5000 km de espesor.

ESP: Earth Surface Potential – Potencial en la superficie de la tierra

Fotosfera: En el caso del Sol la temperatura fotosférica es de unos 5.800 kelvin. Es una capa de plasma de aproximadamente 300 km de espesor, que emite la luz y el calor que recibimos.

GIC`s: Geomagnetically Induced Currents - Corrientes inducidas geomagnéticamente

GMD`s: Geomagnetic Disturbances – Perturbaciones geomagnéticas o tormentas geomagnéticas.

Ionosfera: Es una envoltura de electrones y átomos cargados eléctricamente se extiende desde una altura de unos 50 km a más de 1000 km. Su existencia se debe principalmente a la radiación ultravioleta del sol. Es básicamente plasma. En el plasma, los electrones negativos libres y los iones positivos son atraídos el uno al otro por la fuerza electromagnética, pero son demasiado enérgicos para estar juntos fijamente en una molécula eléctricamente neutra. La radiación ultravioleta (UV), los rayos X y longitudes de onda de la radiación solar son ionizantes, ya que los fotones contienen suficiente energía para desalojar un electrón de un átomo o una molécula de gas.

Magnetosfera: es una región alrededor de un planeta en la que el campo magnético de éste desvía la mayor parte del viento solar formando un escudo protector contra las partículas cargadas de alta energía procedentes del Sol.

Plasma: Como el gas, el plasma no tiene una forma definida o un volumen definido, a no ser que esté encerrado en un contenedor; pero a diferencia del gas en el que no existen efectos colectivos importantes, el plasma bajo la influencia de un campo magnético puede formar estructuras como filamentos, rayos y capas dobles. Los átomos de este estado se mueven libremente; cuanto más alta es la temperatura más rápido se mueven los átomos en el gas, y en el momento de colisionar la velocidad es tan alta que se produce un desprendimiento de electrones.

Viento solar: es una corriente de partículas cargadas (electrones y protones) expulsadas de la atmósfera superior del Sol. El flujo de partículas varía en la temperatura y la velocidad con el tiempo. Estas partículas pueden escapar de la gravedad del Sol debido a su alta energía cinética y la alta temperatura de la corona solar

2. OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GENERAL

- Evidenciar los efectos de las perturbaciones geomagnéticas en los sistemas de potencia y de comunicaciones y estrategias adecuadas de mitigación.

2.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Describir el efecto de las GIC`s sobre los generadores.
- Ilustrar las consecuencias de la actividad solar en los transformadores de potencia.
- Analizar el comportamiento de los relés de protección ante las perturbaciones geomagnéticas.
- Explicar cómo los SVC´s son afectados por las tormentas magnéticas.

- Evaluar los impactos de las GMD´s sobre los sistemas de comunicaciones.
- Mostrar una visión sobre las posibles soluciones para mitigar el efecto del fenómeno geomagnético.
- Presentar un caso real donde las GIC´s impactaron gravemente el sistema de potencia.
- Esbozar una metodología para determinar el riesgo de presentarse las GIC´s en los sistemas de potencia.
- Explicar algunas estrategias de mitigación del fenómeno geomagnético

3. ANTECEDENTES

3.1. ORIGEN DE LA IDEA

3.1.1. Raíz Técnica

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.

3.1.2. Raíz económica

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.

3.1.3. Raíz académica

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 conversores HVDC
- Mala operación de los relés de protección

4. ALCANCE

Este trabajo de grado se enfocará en explicar algunos de los efectos que tienen las GIC´s en los sistemas de potencia, específicamente en generadores, transformadores de potencia, relés de protección, SVC´s y comunicaciones. Adicionalmente, se explicarán algunas de las estrategias o métodos que existen para la mitigación de los efectos del fenómeno geomagnético en el sistema eléctrico.

Este proyecto se considerará concluido una vez se cumpla lo siguiente:

- Entrega de informe de trabajo de grado recibido a satisfacción por el director y jurados del proyecto, conforme a los lineamientos y requerimientos determinados por la facultad.
- Entrega de borrador de artículo científico publicable.

5. JUSTIFICACIÓN Y BENEFICIOS

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. Es importante aclarar que éste no es un tema nuevo y que sus efectos se empezaron a notar en los primeros telégrafos en el año de 1840 y en este siglo, las tormentas magnéticas han causado innumerables y prolongados cortes en el servicio de energía y de comunicaciones con pérdidas económicas astronómicas tanto para las empresas de suministro como para los usuarios finales[1]. En los sistemas afectados se incluye todos aquellos que usan conductores eléctricos tanto para transmitir potencia o señales como para los que las propiedades conductivas de éstos son incidentales a su uso, tales como tuberías y vías ferroviarias. En los sistemas de potencia, las GIC's causan por ejemplo, la saturación parcial en los

transformadores, provocando su calentamiento y distorsión en la forma de onda AC lo cual tiene como resultado una operación indeseada de los relés de protección y otros equipos asociados. En las tuberías, las GIC's no solo causan corrosión, éstas también afectan los sistemas de monitoreo para su prevención. La severidad de estos efectos depende del tamaño de la perturbación, proximidad a la zona auroral y de la estructura conductiva de la Tierra.

Esta investigación busca primordialmente obtener conocimiento y brindar información concreta y útil sobre cómo en la actualidad en ciertas regiones del mundo, la actividad solar está afectando de manera negativa las redes eléctricas y de comunicaciones. Consecuentemente, se presentan algunas de las estrategias o métodos que a nivel mundial se están aplicando para su mitigación y con ellos lograr de manera efectiva, mantener la integridad de las redes susceptibles a ser perturbadas.

6. MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

6.1. CONCEPTOS TEÓRICOS BÁSICOS

6.1.1. Generadores

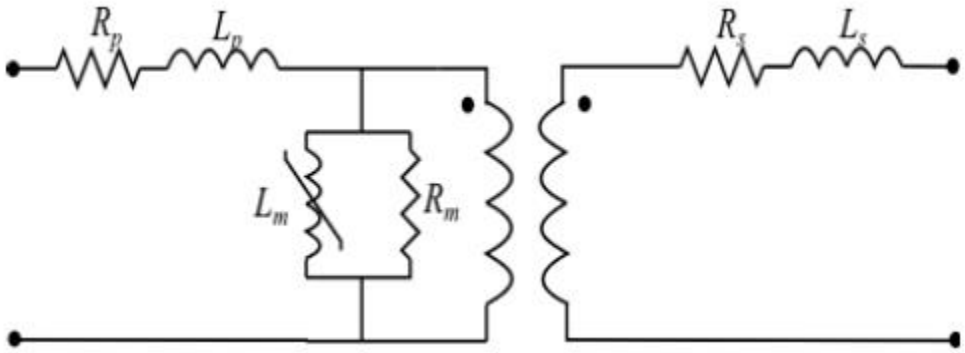
La máquina sincrónica que opera como un generador de ca impulsada por una turbina para convertir la energía mecánica en eléctrica es la principal fuente de generación de potencia eléctrica en el mundo. Las dos partes principales de una maquina sincrónica son estructuras ferromagnéticas[3]. La parte estacionaria, 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.

6.1.2. Transformadores de potencia

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, Lm) y la corriente que fluye por la resistencia del núcleo (Rm), v_{ca} es el voltaje de excitación de corriente CA, Rp y Lp son la resistencia e inductancia del transformador referida al lado primario.



Tomado de [4]

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 magnetizará 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.

6.1.3. Relés de protección

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.

6.1.4. 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:

- Estabilización estática y dinámica de tensión

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

- Mejoras de estabilidad síncrona

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

- Equilibrio dinámico de cargas asimétricas.

6.2. ESTADO DEL ARTE

El primer artículo sobre el fenómeno geomagnético fue publicado en el año 1940. Desde 1960, los estudios se han enfocado en los aspectos de ingeniería aplicables a las tormentas magnéticas[2]. Los grandes estudios correspondientes a la investigación de este tema, tanto experimentales como analíticos, han sido liderados por EPRI, General Electric Co., Universidad de Alaska, Universidad de Minnesota y otras. General Electric fue incluso, patrocinador de un pequeño curso sobre esta área en el verano de 1990.

Desde 1770, la literatura publicada sobre las GIC´s, basada en medidas experimentales y de campo, han dado una visión bastante importante sobre los problemas y posibles soluciones para mitigar el efecto de este fenómeno. Todos los artículos publicados concluyeron que la saturación de los transformadores en los sistemas de potencia es la causa de la mayoría de los problemas operativos en los dispositivos eléctricos. Los registros de GIC´s en diferentes lugares cerca al hemisferio norte, indicaron que durante la severa tormenta magnética del 13 y 14 de

julio de 1982, el valor más alto de GIC medido fue de 165 A. Éstos también mostraron que las distribuciones de GIC varían de acuerdo al lugar. Sin embargo, de acuerdo a las fuentes de información actuales sobre este fenómeno, se indica que, los acontecimientos del 13 de marzo de 1989 y del 19 de septiembre de 1989 superaron el de 1982. Un caricaturista de un periódico describió el evento como una amenaza cósmica para las comunicaciones del hemisferio.

En el hemisferio norte, la aurora boreal es una clara evidencia de las simultáneas fluctuaciones en el campo magnético de la tierra (campo geomagnético). Estas perturbaciones geomagnéticas (GMD`s), o tormentas geomagnéticas pueden afectar un gran número de sistemas hechos por y para el hombre, incluyendo los sistemas eléctricos. Los GMD´s son causados por la interacción electromagnética del plasma del viento solar conformado básicamente por protones y electrones con el campo geomagnético. Estos impulsos dinámicos en el viento solar se deben a llamaradas solares, agujeros de la corona solar y a filamentos que desaparecen, y alcanzan la tierra de 1 a 6 días después de ser emitidos por un evento solar[7].

Los casos en los cuales las tormentas geomagnéticas afectaron los primeros sistemas de telégrafos pueden ser evidenciados en Inglaterra en 1846 y las perturbaciones en los sistemas de potencia debido a GMD´s fueron reportadas inicialmente en los Estados unidos en el año de 1940.

Las tendencias en los sistemas de potencia interconectados, en los equipos para transmitir y controlar flujos de potencia y en los perfiles de tensión del sistema, han provocado que los sistemas de potencia sean cada vez más susceptibles a los GMD´s en cada máximo pico solar que tiene un ciclo de 11 años. Los factores que indudablemente incrementan la susceptibilidad en esas regiones que son afectadas por GMD´s, incluyen las líneas de transmisión de sistemas interconectados que abarcan grandes distancias, transmiten niveles más altos de potencia y que por lo tanto necesitan tener un soporte de tensión usando equipos como bancos de capacitores o SVC´s, y el uso de unidades monofásicas como bancos de transformadores en sistemas de alta tensión trifásicos, los cuales son más susceptibles a las GIC´s que las unidades trifásicas.

Aunque los efectos en los sistemas de potencia se han notado desde 1940, y las investigaciones han sido realizadas desde el año 1960, las perturbaciones geomagnéticas ganaron una atención especial el 13 de marzo de1989, cuando una severa GMD provocó el apagón de la provincia entera de Quebec y dañó un transformador elevador de generación de gran capacidad en una planta nuclear ubicada en la costa oriental de los Estados Unidos. Hubo cientos de perturbaciones menos serias en el sistema a lo largo de Norteamérica durante la misma tormenta. El impacto de esta tormenta geomagnética ha creado un nuevo interés y estudio en los efectos de las GMD´s en los sistemas de potencia eléctricos, y métodos para mitigar y enfrentarse a ellos.

Todo lo anterior, se conoce hoy gracias a la gran cooperación y esfuerzo de la comunidad científica involucrada en esta investigación. No hay duda que es necesario que dicha cooperación continúe para el correcto y completo entendimiento de este fenómeno inmensamente complejo. Varias instituciones (la Asociación Eléctrica Canadiense (CEA por sus siglas en inglés) y el Instituto de Investigación de Potencia Eléctrica (EPRI) en Estados Unidos, entre muchas otras) participan activamente en esta investigación[1].

7. EFECTOS DE LAS PERTURBACIONES GEOMAGNÉTICAS EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA Y DE COMUNICACIONES

7.1. EFECTOS EN LOS 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 ($N_{ESTATOR}$+1) y ($N_{ESTATOR}$-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 [9] 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_{2equiv} puede ser comparada en [9] para evaluar calentamiento excesivo del rotor.

La referencia [10] 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_{2equiv}) 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.

7.2. EFECTOS 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 es típicamente considerado 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 sobrexcitación 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.

7.3. EFECTOS 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.

7.4. EFECTOS 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.

7.5. EFECTOS EN LAS 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.

7.6. ANÁLISIS DE LAS PERTURBACIONES GEOMAGNÉTICAS EN EL SISTEMA DE POTENCIA INTERCONECTADO CENTRO-SURAMERICA (COLOMBIA-PANAMÁ, COLOMBIA-ECUADOR, PERÚ-BOLIVIA, PERÚ-CHILE, ARGENTINA-BOLIVIA, ARGENTINA-PARAGUAY-BRASIL)

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 HidroQuebec en Canadá.

En áreas de altas latitudes, por ejemplo, el polo norte está circunscrito aproximadamente entre los paralelos 66º y 90º de latitud Norte y el polo sur entre paralelos 66^0 y 90^0 de latitud Sur, las tormentas magnéticas son más fuertes (la intensidad del campo es, aproximadamente, de 0,6 gauss en los polos magneticos 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	38,00º	Norte
Canadá	60,00º	Norte
Finlandia	61º 15´	Norte
Escocia	56,44º	Norte
Gales	52 º 19´	Norte
Inglaterra	53,00º	Norte
Irlanda del Norte	55,00º	Norte

Los campos magneticos 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.

De otra parte, 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 [16], 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	04,00º	Norte
Panamá	09,00º	Norte
Ecuador	02,00º	Sur
Perú	10,00º	Sur
Bolivia	17,00º	Sur
Chile	30,00º	Sur
Argentina	34º 36´	Sur
Brasil	10,00º	Sur
Paraguay	23,00º	Sur

Como lo sugieren las referencias [7] y [17], 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 04,00^0 N y Panamá de 09,00^0 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 magneticos 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.

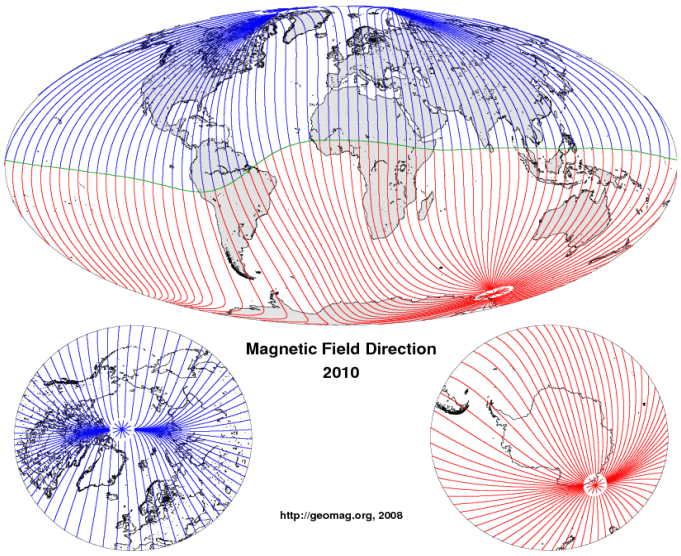


Figura 2. Dirección del campo magnético de la tierra

7.7. CORRIENTES INDUCIDAS GEOMAGNETICAMENTE EN EL SISTEMA DE POTENCIA DE ALTA TENSION EN CHINA

Las fuertes variaciones del campo geomagnético causadas por la actividad solar son llamadas tormentas magnéticas. El campo eléctrico inducido por las tormentas geomagnéticas en la superficie de la tierra genera corrientes inducidas geomagnéticamente (GIC´s) en líneas de transmisión, aterrizamientos de neutro en los transformadores y la tierra. Las GIC´s con una frecuencia de 0,0001-0,01 Hz son corrientes cuasi-directas que pueden causar la saturación de medio ciclo en los transformadores, incremento de armónicos, fluctuaciones de potencia reactiva y otros problemas y daños en los componentes del sistema de potencia[12].

La susceptibilidad de un transformador a los impactos de la GIC depende en gran parte del tipo de transformador. La sensibilidad puede ser estudiada y estimada mediante procedimientos de prueba de campo controlado en los cuales se inyectan corrientes dc en los transformadores.

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 en la red eléctrica de Norte América, entre éstos está la fuerte tormenta magnética del 13 de marzo de 1989, que causo el apagón eléctrico de HidroQuebec en Canadá.

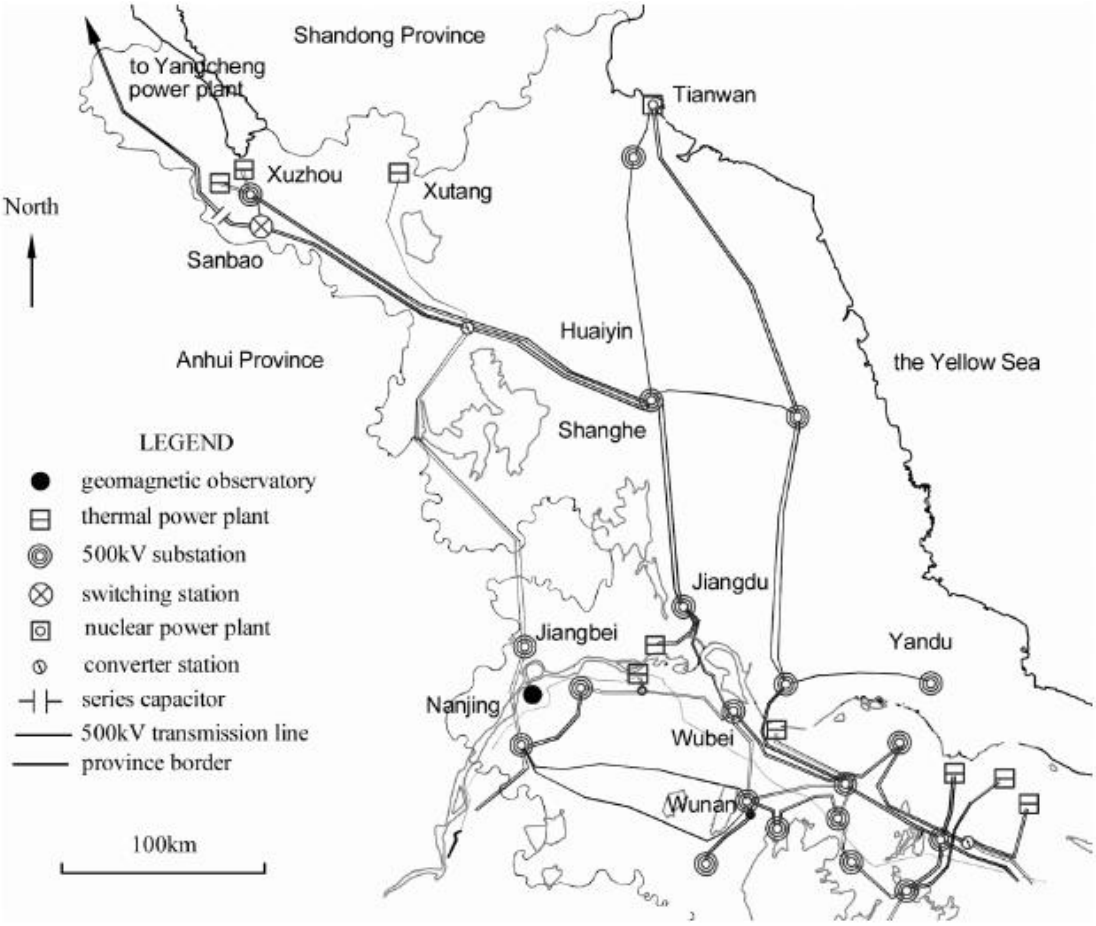
En áreas de altas latitudes, las tormentas magnéticas son más fuertes y ocurren con mayor frecuencia. Las GIC´s ya han sido monitoreadas por largo tiempo en las redes eléctricas de los Estados Unidos, Canadá, Finlandia, Reino Unido, etc., y se han construido algunos modelos de evaluación. Mientras tanto se están estudiando los sistemas de previsión y las medidas de prevención y tratamiento para mitigar el daño.

Es claro que los riesgos de GIC en redes de potencia interconectadas con tensiones de operación más altas están continuamente incrementándose y, al mismo tiempo la sociedad se vuelve más dependiente de la disponibilidad confiable de la electricidad.

Las GIC´s que solían ser consideradas como un fenómeno en regiones de altas latitudes, son también encontradas en Sudáfrica, Brasil y en algunas otras áreas de media y baja latitud en los últimos años. Incluso en Sudáfrica, se han reportado casos en los que varios transformadores sufrían daños de manera permanente debido al calentamiento interno durante la famosa “Tormenta de Halloween” al final de octubre del año 2003.

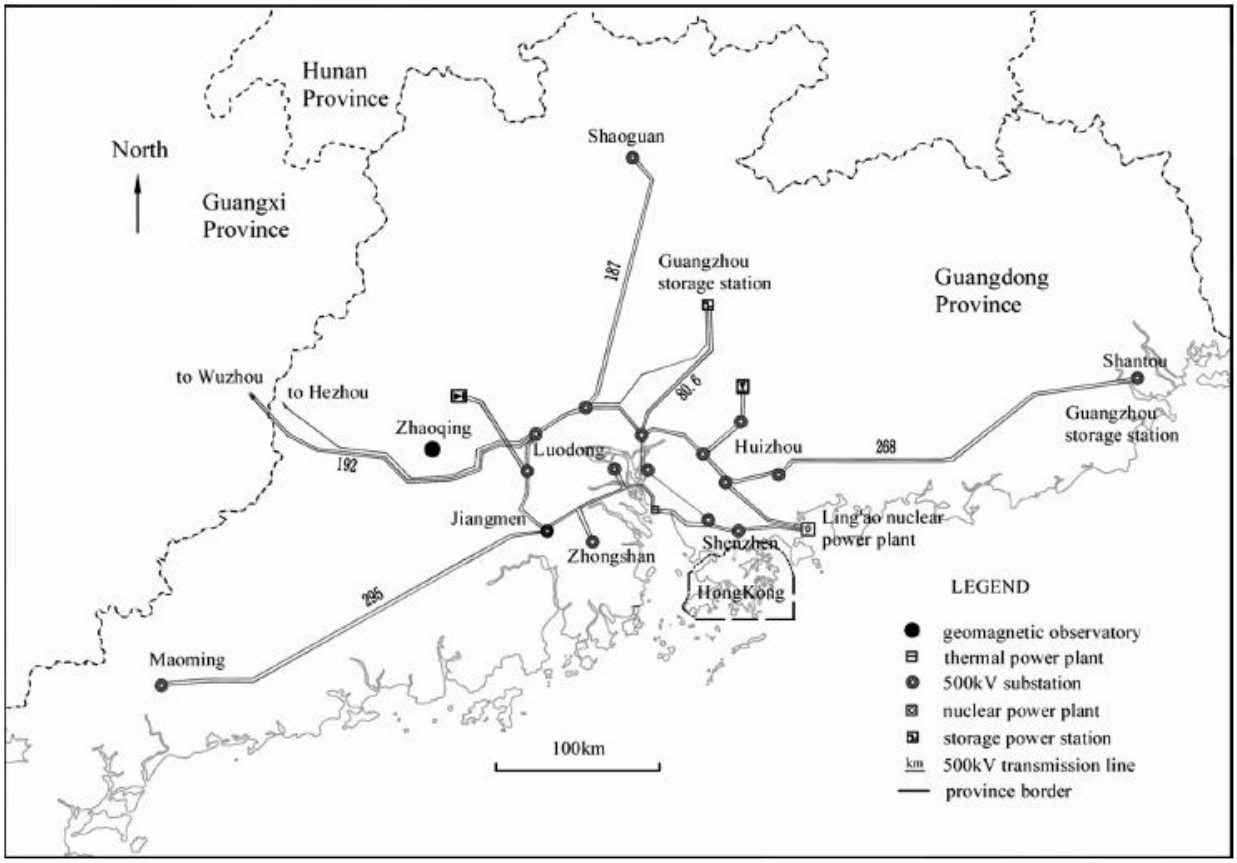
China está localizada en una región de latitud media-baja pero la conductividad de la tierra y los parámetros de la red eléctrica son también factores importantes que afectan los valores de GIC, por lo tanto es probable que la red eléctrica china sufra en algunas ocasiones de los problemas asociados con las GIC´s. Aunque no hay ningún impacto severo o problemas causados por GIC´s en China hasta el momento, con el fin de prevenir accidentes futuros, es necesario estimar los niveles de GIC´s esperados y determinar sus efectos en los sistemas de transmisión a largas distancias.

Con el desarrollo de sistemas de transmisión de potencia a largas distancias, ocurrieron algunos eventos de GIC causados por tormentas magnéticas en la red eléctrica de China que no se vieron en el pasado. Por ejemplo, desde marzo del año 2001 al mes de octubre del año 2002, después de la entrada en operación del sistema de transmisión de potencia Yang-Huai, un transformador en la subestación Shanghe (posición 33.4 ^{0}N, 119.2^{0}E) en la provincia de Jiangsu (ver Figura 3), presentaba ruido y una severa vibración. Después de análisis conjuntos por especialistas, se concluyó que la perturbación en el transformador de 750 MVA el cual está formado por 3 transformadores monofásicos, fue causada por la polarización dc resultante de la GIC. Posteriormente se confirmo que, estos eventos de ruido anormales en el transformador ubicado en el oriente de China tenían relacion con las perturbaciones originadas por las tormentas magnéticas[14].



Tomado de [12]

Figura 3. Ubicación de la subestación Shanghe y su conexión con la red eléctrica a 500 kV.



Tomado de [12]

Figura 4. Ubicación de la planta nuclear de Ling´ao y del observatorio geomagnético de Zhaoqing.

Adicionalmente, Wan Da, el ingeniero exjefe del Instituto de Investigación de Potencia Eléctrica de Jiangsu, también considera que el ruido anormal y la fuerte vibración de uno de los transformadores en la planta de potencia de Chief (posición 42.3 ^{0}N, 119.0^{0}E) fueron causados por la fuerte tormenta magnética del 13 de marzo de 1984.

La referencia [13] describe varios fenómenos de ruido anormales en un transformador en Beihai (posición 21.5 ^{0}N, 109.6^{0}E) en la provincia de Guangxi. El transformador experimentó 3 fuertes zumbidos consecutivos por 1.5 minutos el 31 de octubre del 2003. El primero ocurrió a las 4:20 (hora universal), el segundo a las 9:20 y el tercero a las 10:20. Posteriormente, se realizó un chequeo a los interruptores, CT´s, descargadores y a los relés de protección del transformador principal y no se encontraron condiciones anormales.

A las 18:00 del 5 de noviembre del 2003, el transformador tenía un ruido anormal que era un poco más fuerte que el usual con una duración de 2 minutos. A las 20:38 del 20 de noviembre del 2003, el transformador presentó nuevamente un fuerte zumbido.

En diciembre del 2004, el transformador fue reparado de forma general y se pensaba que el ruido anormal era causado por el aflojamiento de la capa inferior de uno de los devanados y de los soportes aislantes. Pero en realidad, desde el final de octubre hasta la mitad de noviembre del 2003, se presentaron tormentas magnéticas.

Se reportó que las tormentas magnéticas del 30 y 31 de octubre y la del 20 de noviembre del 2003 fueron fuertes (Kp=9) y las del 5 y 15 de noviembre fueron medias (Kp=7).

La tormenta magnética del 31 de octubre del 2003 tuvo influencias fuertes a nivel mundial incluyendo el apagón de Malmö en Suecia, interrupción de las comunicaciones de onda corta en Manzhouli, China, y algunos otros accidentes. Las ocurrencias de ruido anormal del transformador coinciden con la ocurrencia de las tormentas magnéticas. Por lo tanto, se piensa que no fue el aflojamiento de la capa inferior de uno de los devanados ni de los soportes aislantes sino la GIC la que provocó el ruido anormal en el transformador.

- **Observaciones de GIC en la planta nuclear de potencia de Ling'ao**

Durante la operación monopolar HV dc, la sola línea de transmisión y tierra forman el lazo cerrado de corriente, y las grandes corrientes inyectadas en la tierra a través del electrodo de aterrizamiento causan potenciales que producen corrientes de neutro en los transformadores cercanos.

Para obtener información de la influencia de las corrientes de tierra del sistema HVdc, se instalo un dispositivo de monitoreo de corriente de neutro de transformador en un transformador de la planta nuclear de Ling'ao (posición 22.6 ^{0}N, 114.6^{0}E) en la provincia de Guangdong en el 2004. La posición de la planta de potencia nuclear de Ling´ao y la red eléctrica a 500 kV se muestran en la Figura 4.

Por consiguiente, se obtuvieron datos de corrientes de neutro de transformador durante 7 tormentas magnéticas que ocurrieron desde noviembre del 2004 hasta agosto del 2005. El intervalo de muestreo de los datos es de 1 segundo. Las corrientes alcanzaron -47.2 A y – 55.8 A durante las súbitas tormentas magnéticas ocurridas a las 18:28 (hora universal) el 7 de noviembre y a las 18:50 del 9 de noviembre del 2004, respectivamente. Los signos negativos indican que las corrientes fluyen desde tierra.

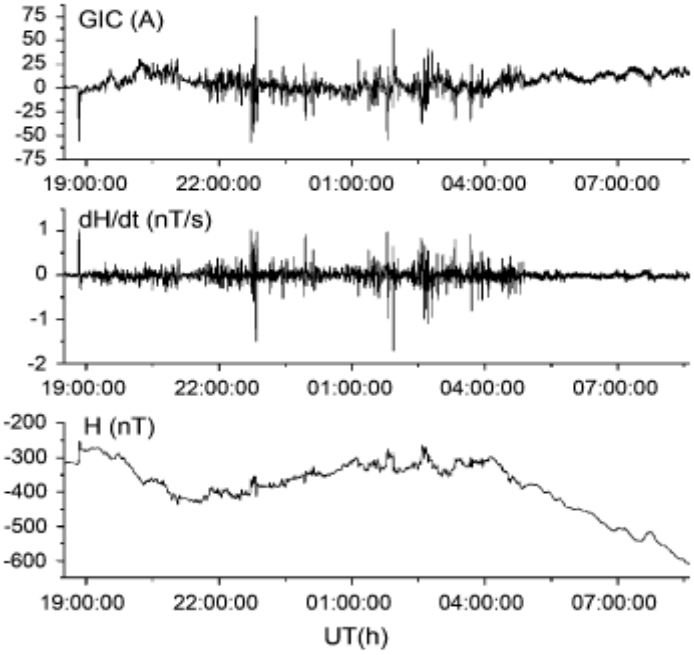
En la Figura 5 se muestra la componente horizontal del campo geomagnético (denotado por H) y su tasa de variación (dH/dt) en el observatorio geomagnético de Zhaoqing (posición 23.1 ^{0}N, 112.3^{0}E) (ver Figura 4) y las corrientes de neutro (GIC) en el transformador # 1, el cual es uno de los dos transformadores trifásicos de 450 MVA en paralelo en Ling'ao, el 9 y 10 de noviembre del 2004.

Se alcanzaron corrientes pico de hasta 75.5 A a las 22:50:35 (hora universal) el 9 de noviembre cuando se presentaron grandes valores de dH/dt. Se puede observar también que la corriente de neutro medida cambia siguiendo las variaciones del

campo geomagnético, por lo tanto se puede afirmar que la corriente de neutro es producto de las tormentas magnéticas (es decir, la GIC).

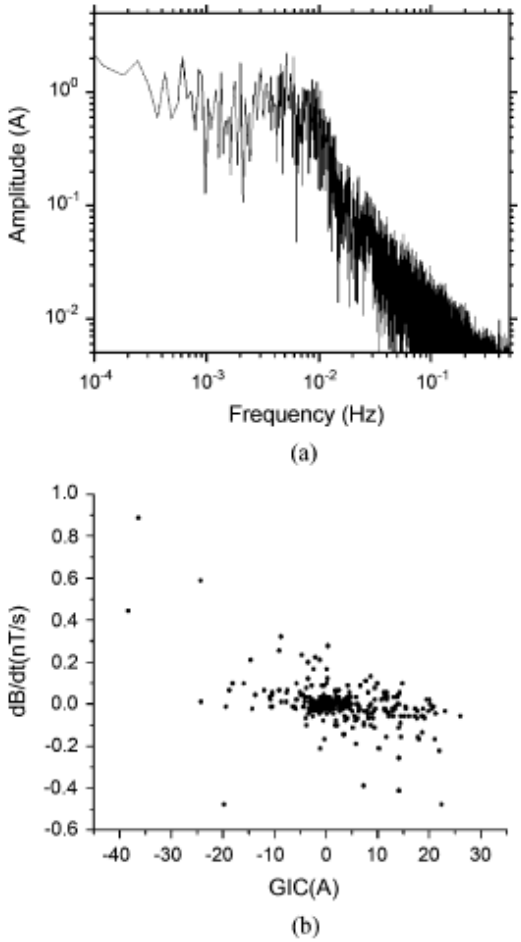
El espectro de la GIC representado en la Figura 5 (panel superior) y la correlación entre la GIC y la derivada de la componente horizontal geomagnética con respecto al tiempo, también mostrada en la Figura 5, se muestran en la Figura 6 (panel inferior). El espectro se calculó mediante un algoritmo basado en la transformada rápida de Fourier. Se puede apreciar que las componentes de frecuencia principales están en el rango de 0,01-0,0001 Hz lo cual puede considerarse como quasi-dc comparadas con la frecuencia del sistema que para este caso corresponde a 50 Hz. El panel b en la Figura 6 muestra el diagrama de dispersión entre la GIC y dH/dt, y el coeficiente de correlación de -0,51 indica una clara correspondencia entre las 2 cantidades. Un cálculo similar muestra que el coeficiente de correlación entre la GIC y la componente geomagnética es de -0,26, también corroborando que hay una relación aparente aunque no tan fuerte. Dado lo anterior, se puede concluir que los valores de GIC dependen principalmente de la tasa de variación del campo geomagnético.

En 5 fuertes tormentas magnéticas (Kp=8 o 9; el 7 de noviembre del 2004, el 9-10 de noviembre del 2004, la del 21 de enero del 2005, la del 15 de mayo del 2005 y la de agosto 24 del 2005) y 2 medias (Kp=7; el 30 de mayo y 31 de agosto del 2005), los valores promedio en un minuto máximos de GIC´s medidos en Ling´ao son resumidos en la Tabla 3. Los valores pico de la GIC de un segundo y los valores promedio máximos en un minuto de dH/dt también se muestran en la Tabla 3. Los 3 picos de GIC y de dH/dt durante la tormenta magnética del 9-10 de noviembre del 2004 presentados en la Tabla 3, se pueden ver en la Figura 5. Los datos de GIC durante las 7 tormentas magnéticas también confirman que el nivel de GIC tiene una relación más cercana con la tasa de variación del campo geomagnético que con la amplitud de la variación descrita por el índice Kp.



Tomado de [12]

Figura 5. Comparación entre la GIC (panel superior) en el neutro del transformador en la planta nuclear de Ling´ao y la componente horizontal geomagnética en el observatorio geomagnético de Zhaoqing (panel inferior) el 9-10 de noviembre del 2004. La derivada de la componente horizontal geomagnética se muestra en el panel de la mitad.



Tomado de [12]

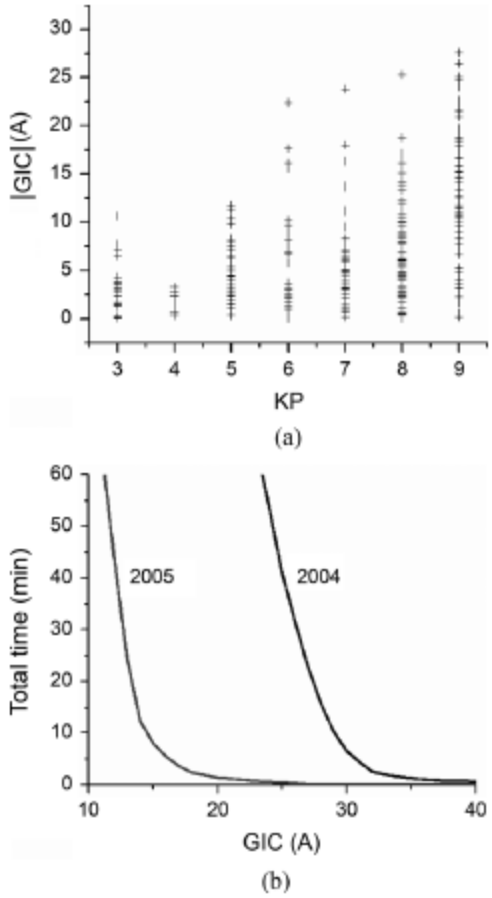
Figura 6. Espectro de la GIC mostrada en la Figura 5 (panel a) y la correlación entre la GIC y dH/dt también mostrada en la Figura 5 (panel b).

Tabla 3. Valores absolutos de GIC durante las fuertes tormentas magnéticas en 2004-2005

Kp	Hora/Fecha(Horario Universal)	Promedio de GIC en 1 minuto	Valor pico de GIC	dH/dt
8	18:24 Noviembre 7, 2004	41,4 A	47,2 A	1,0 nT/s
8	18:50 Noviembre 9, 2004	50,4 A	55,8 A	1,1 nT/s
8	22:50 Noviembre 9, 2004	49,8 A	75,5 A	1,6 nT/s
8	01:56 Noviembre 10, 2004	44,5 A	61,9 A	1,6 nT/s
8	17:12 Enero 21, 2005	15,5 A	17,9 A	1,1 nT/s
9	06:29 Mayo 15, 2005	23,9 A	27,9 A	1,2 nT/s
7	14:54 Mayo 30, 2005	4,7 A	5,6 A	0,2 nT/s
9	09:00 Agosto 24, 2005	11,3 A	19,1 A	1,2 nT/s
7	14:30 agosto 31, 2005	5,3 A	5,7 A	0,2 nT/s

En la Figura 7(a) se puede ver que la probabilidad de GIC´s considerables incrementan con Kp aunque la dispersión es grande para cada valor de Kp y generalmente aumenta con el incremento de Kp. La Figura 7(b) presenta la duración de diferentes magnitudes de GIC en Ling´ao entre el 2004 y 2005. El eje vertical representa el tiempo total en minutos, cuando el valor absoluto de GIC excedió la magnitud expresada en el eje horizontal. Se puede ver que las corrientes (GIC) mucho mayores ocurrieron más en el 2004 que en el 2005, lo cual refleja el hecho de que el número de tormentas magnéticas fue mayor en el 2004 que en el 2005. La Figura 7(b) muestra, por ejemplo, que un tiempo de duración de 10 minutos corresponde a una GIC superior a 30 A para el año 2004 y mayor de 15 A en el 2005.

La influencia de un electrodo de tierra HV dc en las corrientes de neutro de un transformador depende de la corriente inyectada en la tierra y la distancia entre el electrodo y el transformador. Actualmente, la corriente perturbadora causada por la operación del sistema monopolar HVdc en el transformador de Ling´ao es de 12 a 13 A, por lo tanto la influencia instantánea de una tormenta magnética es más fuerte que la del sistema HVdc. Adicionalmente, estos datos indican que las vibraciones y el aumento inexplicable de los eventos de ruido no solo resultaron de la operación monopolar, algunos de ellos fueron claramente causados por las GIC´s.



Tomado de [12]

Figura 7. Resultados estadísticos de GIC en la planta de potencia nuclear de Ling´ao en el 2004 y 2005: (a) muestra la dependencia del valor absoluto de GIC con el índice magnético Kp y (b) muestra el tiempo total en minutos cuando el valor absoluto de GIC excedió la magnitud expresada en el eje horizontal. Los años 2004 y 2005 son mostrados de manera separada en (b)

- **Influencia de una tormenta magnética en diciembre del 2006**

Dada la ocurrencia de la tormenta magnética del 14 y 15 de diciembre del 2006, se investigó la influencia de la tormenta recolectando los datos relacionados de varias subestaciones en China. Adicionalmente a los datos de la planta nuclear de Ling´ao en la provincia de Guangdong, se midieron las corrientes de neutro de transformador en la subestación de Shanghe en la provincia de Jiangsu y en 7 subestaciones de la red eléctrica de Guangdong (Yangtian (23,5 ^{0}N, 114,4 ^{0}E); Xianxi (23,1 ^{0}N, 113,0 ^{0}E); Tangmei (22,0 ^{0}N, 112,9 ^{0}E); Sanshui (23,2 ^{0}N, 112,9 ^{0}E); Luodong (23,0 ^{0}N, 113,1 ^{0}E); Leigang (23,0 ^{0}N, 113,1 ^{0}E); y Jiutan (23,2 ^{0}N, 114,0 ^{0}E)).
La tensión de operación de la subestación Luodong es de 500 kV y el de las demás es 220 kV. La Figura 8 muestra que los niveles de GIC en las 7 subestaciones fueron inferiores a 10 A. La componente vertical (Z) y horizontal (H) del campo

geomagnético y la derivada de la componente horizontal (dH/dt) basados en los datos del observatorio geomagnético de Zhaoqing el 14 y 15 de diciembre del 2006 se muestran en la Figura 9. La corriente dc en el punto neutro del transformador en Ling´ao también se muestra en la Figura 9. Se puede ver que hay una correspondencia entre las corrientes y la componente horizontal del campo geomagnético (H y dH/dt), pero en la Figura 9 también se puede encontrar que antes del comienzo e la tormenta (es decir, durante la baja intensidad del campo magnético), hay todavía algunas alteraciones en los datos actuales. Esto también es cierto para las 7 subestaciones de la red eléctrica de Guangdong (ver Figura 8), pero no para la subestación de Shanghe. Cuando se comparan los datos actuales para la componente vertical Z del campo geomagnético, se puede ver que hay cambios repentinos en la componente Z correspondientes a los picos agudos de la corriente dc antes del inicio de la repentina tormenta geomagnética. Se piensa que la corriente perturbadora causada por el electrodo de tierra en la estación de conversión HVdc fue la que causó los cambios en la componente de Z en el observatorio geomagnético. Éstos han sido muchas veces encontrados en los datos geomagnéticos grabados en este observatorio. Esto es un problema en términos de los requerimientos de las medidas magnéticas con alta precisión en un observatorio geomagnético, pero esto no impide el uso de los datos geomagnéticos de Zhaoqing para estudios de GIC, en parte porque el efecto del HVdc aparece distinguible en los picos de la componente Z. Por consiguiente, las corrientes dc registradas no son solo GIC causadas por tormentas magnéticas, éstas también corresponden al sistema HVdc que tienen el mismo efecto en los transformadores. Cuando las 2 clases de corriente ocurren al mismo tiempo, la red de potencia enfrentara más riesgos.

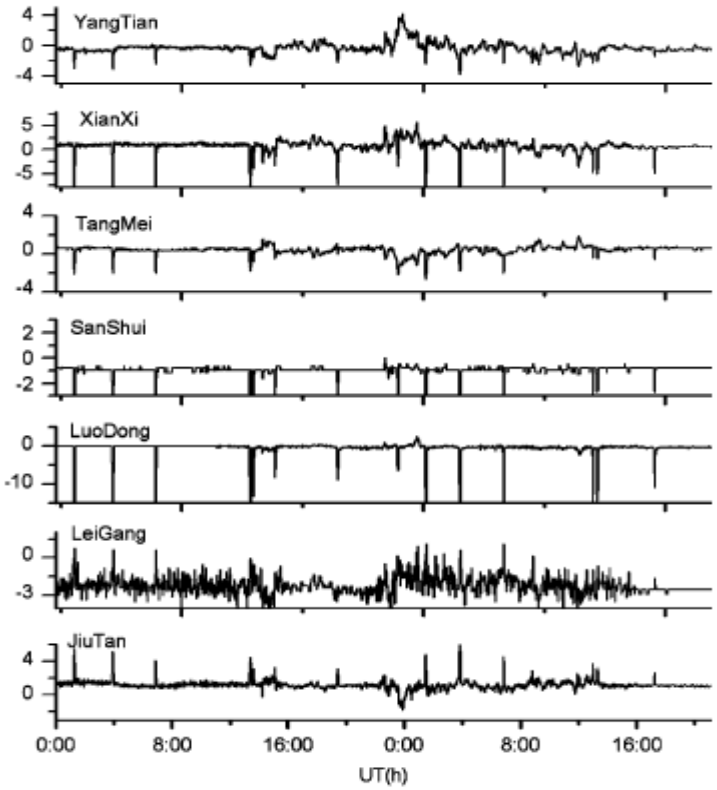
La Figura 10 muestra una comparación de los datos de GIC obtenidos de 2 redes a 500 kV mostradas en la Figura 3 y Figura 4 durante la tormenta geomagnética del 14-15 de diciembre del 2006. Como se indica en la Figura 9, el efecto del HVdc se puede distinguir por la presencia de picos en la componente Z magnética en Zhaoqing, y la comparación entre las 2 subestaciones fue realizada después de que el efecto HVdc había sido eliminado. La gráfica superior de la Figura 10 se refiere a datos de GIC en la subestación de Shanghe con un intervalo de muestreo de 60 segundos. La gráfica de la mitad representa la GIC en la planta nuclear de Ling´ao con un intervalo de 10 s. los datos indican que la GIC máxima es de 13 A en Shangue y 16,6 A en Ling´ao. La subestación de Shanghe es uno de los nodos en el sistema de potencia Yang-Huai, cuya distancia de transmisión supera los 760 km, y Ling´ao tiene una distancia de transmisión más corta y está ubicada en una latitud más baja, pero las GIC´s son mayores en Ling´ao que en Shanghe. Sin embargo, cuando se considera la GIC en un sitio no es suficiente solo mirar las longitudes de las líneas individualmente en las proximidades del sitio, también es importante analizar la red como un todo, donde la topología juega un papel importante. Como se aprecia en la Figura 4, Ling´ao está localizada al final de 2 líneas de transmisión (es decir, en una esquina), lo cual, sin duda, tiende a aumentar los valores de GIC allí. Se piensa que las GIC´s más pequeñas en Shangue que en Ling´ao están también

relacionadas con el capacitor serie que impide el flujo de GIC cerca de la subestación de maniobra de Sanbao. La localización del capacitor se indica en la Figura 3. Además, el efecto costero, que aumenta el campo geoeléctrico cerca de los interfaces océano-tierra, sin duda también tiene influencia en la GIC en el sistema de potencia de Guangdong mostrado en la Figura 4. Estas conclusiones destacan la conductividad de la tierra y la estructura de la red eléctrica como factores importantes que afectan los valores de GIC.

- **Problemas de GIC esperados en la red de potencia futura de ultra alta tensión (UHV) a 1000 kV**

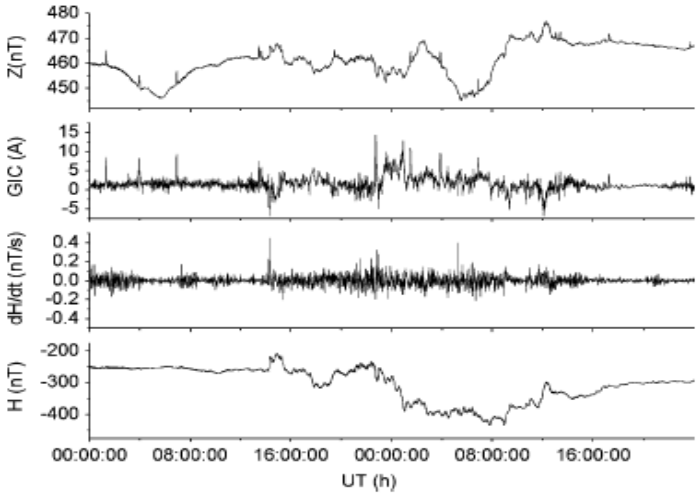
En China, la mayoría de las fuentes hídricas y de carbón están localizadas en la región occidental, mientras que las dos terceras partes de las cargas están concentradas en la región costera oriental.

En China es necesaria la asignación optimizada de los recursos energéticos a causa del desbalance en la distribución de energía y del desarrollo económico. Las redes eléctricas a 500 kV no pueden satisfacer los requerimientos de la transmisión de potencia a largas distancias, y una red de ultra alta tensión a 1000 kV es una buena opción para la transmisión de potencia desde la parte occidental hasta las partes central y oriental de China. En la planificación a futuro de la red de potencia a ultra alta tensión (ver Figura 11), la longitud de la línea Shanbei – Jingdongnan - Beiging es de 1170 km, y la distancia de transmisión Leshan - Shanghai está por encima de los 2000 km después de la finalización de los proyectos Leshan-Jingmen. Todas estas líneas son mayores en longitud y localizadas a mayores latitudes que las del sistema eléctrico Yang - Huai y de la red eléctrica de Guangdong a 500 kV, donde se han encontrado problemas de GIC. Adicionalmente, para reducir la intensidad del campo eléctrico en la superficie de las líneas de transmisión de UHV, se utilizan haces de 8 ó 10 conductores para lo cual la resistencia por unidad de longitud máxima es, a lo sumo, la mitad de las líneas a 500 kV. Se puede predecir de acuerdo al mecanismo de generación de GIC, que las amplitudes de la GIC en las redes de potencia en UHV serán mayores que las que se han encontrado en los sistemas a 500 kV. Por otra parte, a fin de evitar problemas de transporte de transformadores de gran tamaño, se usan generalmente en UHV, bancos de transformadores que consisten en 3 transformadores monofásicos, donde cada transformador tiene su trayectoria magnética independiente. Comparados con los transformadores trifásicos, Las GIC´s más pequeñas pueden causar la saturación de los núcleos de los transformadores lo cual provoca que la capacidad de soporte de los transformadores de UHV disminuya. Las características de la red eléctrica a UHV, incluyendo las líneas de transmisión largas con resistencias pequeñas y la adopción de bancos de transformadores monofásicos, incrementan por lo tanto, el riesgo de disturbios por GIC. Dado lo anterior, es una tarea urgente estudiar los efectos de las tormentas geomagnéticas en la futura red eléctrica a UHV.



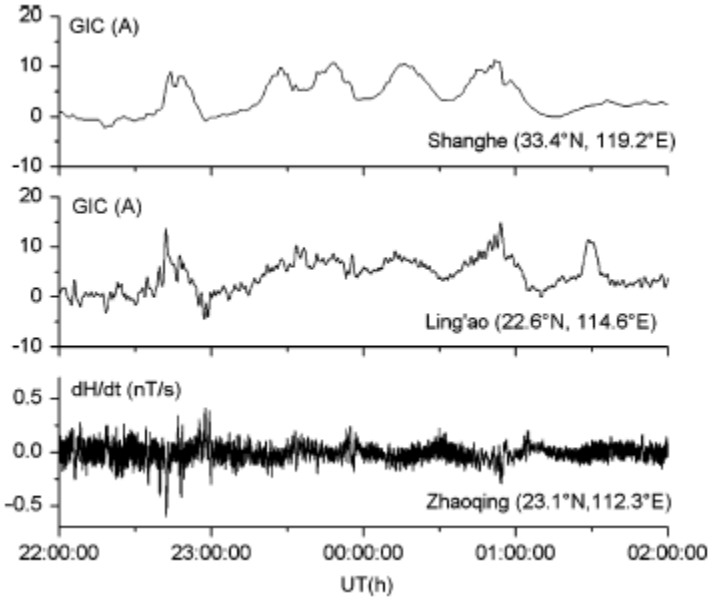
Tomado de [12]

Figura 8. Datos de GIC en 7 subestaciones de la red eléctrica de Guangdong durante la tormenta geomagnética del 14-15 diciembre del 2006



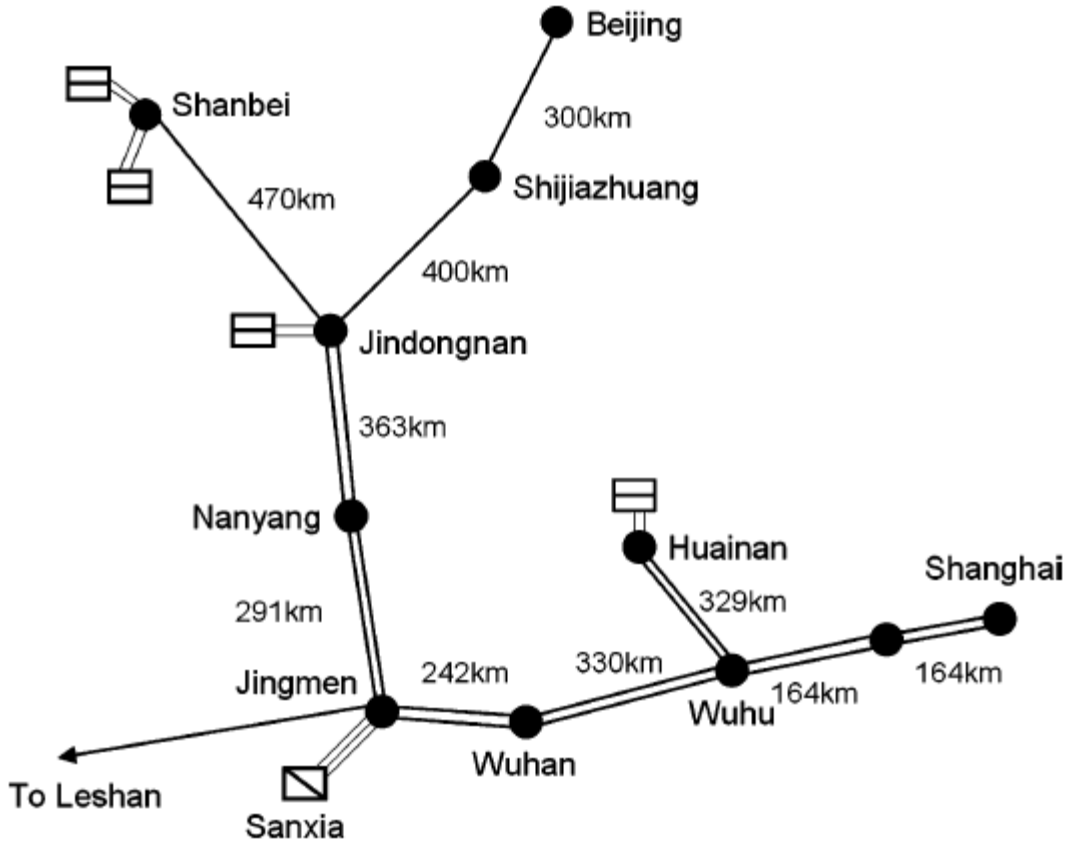
Tomado de [12]

Figura 9. Comparación entre la GIC en el neutro del transformador de la planta de potencia nuclear de Ling´ao y las componentes geomagnéticas horizontal (H) y vertical (Z) en el observatorio geomagnético de Zhaoqing el 14-15 de diciembre del 2006. También se muestra la derivada de la componente horizontal (dH/dt).



Tomado de [12]

Figura 10. GIC medida en la subestación de Shanghe y en la planta de potencia nuclear de Ling´ao durante la tormenta geomagnética del 14-15 de diciembre, 2006. También se muestra la derivada de la componente horizontal (dH/dt) del campo magnético en el observatorio geomagnético de Zhaoqing



Tomado de [12]

Figura 11. Planificación de la red eléctrica de ultra alta tensión en China

7.8. EVALUACION DEL RIESGO DE LAS TORMENTAS GEOMAGNETICAS: ESTADO DEL ARTE

El conocimiento de las tormentas geomagnéticas y sus efectos potenciales ha crecido en las 2 últimas décadas, pero se ha demostrado que alcanzar una comprensión global de los riesgos es difícil. Una revisión de la literatura de las evaluaciones de riesgo de tormentas geomagnéticas indica que el estado del arte para el manejo del riesgo de este tipo de eventos es aún incipiente.

Hay ejemplos de análisis que describen la amenaza, vulnerabilidad y consecuencias pero no de manera integrada [15].

La falta de evaluaciones de riesgo válidas, ha limitado los esfuerzos en mitigación del riesgo en muchos sectores críticos de la infraestructura, ya que es difícil demostrar la utilidad de invertir en esfuerzos de mitigación operacionales que realmente lo que hacen es reducir el tiempo y dinero para aquellos riesgos que son más comunes.

7.8.1. Valoración de las consecuencias

La literatura existente se refiere principalmente a consecuencias económicas cuando se habla de las tormentas geomagnéticas. Una de las maneras más sencillas para evaluar las consecuencias es agregar las pérdidas aseguradas. La industria de seguros tiende a evaluar los riesgos naturales desde esta perspectiva, que incluye estimaciones de los accidentes del pasado que implicaron las pérdidas de un bien asegurado, tales como satélites de comunicaciones. Un enfoque similar tipifica el primer paso de las estimaciones de los costos económicos de los efectos en el sector energético. Éstas comienzan con la asignación de valores monetarios a los bienes que requieren el reemplazo debido a una tormenta geomagnética y al costo de la energía de reemplazo para una región dado que no puede producir energía eléctrica por un corto periodo y debe comprarla a través de otros proveedores.

Un método alterno para evaluar las consecuencias de una tormenta geomagnética es evitar la estimación de costos y centrarse en el efecto dentro de un sector de la infraestructura. Hay tres claros ejemplos de enfoques a tener en cuenta.

El primer enfoque detalla todos los efectos potenciales sobre los componentes de un sistema eléctrico, incluyendo la generación, transmisión y distribución. Un segundo enfoque va mas allá para describir los efectos esperados de una tormenta geomagnética en los componentes de un sistema de potencia. Tal análisis podría dar información de los requerimientos de potencia reactiva de reserva para la red eléctrica, pero no predecir si el sistema puede o no soportar tal efecto y mantener el servicio. El tercer en foque es predecir si una red de potencia puede mantener la continuidad del servicio.

7.8.2. Valoración de la vulnerabilidad

La tormenta geomagnética de marzo de 1989 dio lugar a un nuevo interés en la vulnerabilidad de la infraestructura del sistema eléctrico a las corrientes inducidas geomagnéticamente. Un estudio realizado en 1991 por el Laboratorio Nacional de Oak Ridge señaló que la severidad de la tormenta, por si sola era un indicador pobre de si una tormenta geomagnética tendría un efecto sobre los sistemas de suministro eléctrico.

La conductividad del suelo juega un papel importante al igual que la dirección de las líneas de extra alta tensión porque las fluctuaciones del campo magnético generalmente fluyen en una dirección oriente-occidente.

Del mismo, investigadores concluyeron que las líneas de extra alta tensión largas están expuestas a corrientes inducidas geomagnéticamente mayores, y los equipos instalados en latitudes septentrionales tienen más probabilidad de verse afectados por el fenómeno. Los factores de vulnerabilidad son diferentes para otras industrias, pero la latitud es una consideración común. La industria de la aviación se ocupa principalmente de los riesgos durante latitudes altas (por encima de 50 grados) y las operaciones polares (por encima de 78 grados). Para los sistemas de satélites, la

región ecuatorial tiene el mayor potencial de irregularidades ionosféricas. Para las comunicaciones por satélite, la latitud es un factor importante en la densidad total de electrones (junto con la altitud y la hora del día), que a su vez es un factor determinante ante la vulnerabilidad a la interferencia y retrasos de señales.

7.8.3. Valoración de la amenaza

El estudio del Laboratorio Nacional Oak Ridge reconoce la falta de comprensión de la información sobre las amenazas de las tormentas geomagnéticas. Sin un enfoque cuantitativo o cualitativo para comparar la amenaza potencial de las tormentas geomagnéticas con otros fenómenos, es extremadamente difícil, para cualquier organización o nación evaluar los riesgos e informar las políticas estratégicas y decisiones de planificación.

El estudio del laboratorio Nacional de Oak Ridge advierte que no existe un método preciso actualmente para predecir, ya sea el comienzo o la magnitud de una perturbación geomagnética.

Tom Molinski y colegas (ver Figura 12) trataron de establecer una frecuencia en eventos geomagnéticos severos basados en la latitud. Pero la definición de Molinski de “severo”, está por debajo del nivel de la tormenta geomagnética de Quebec en marzo de 1989, por lo que su paper puede proporcionar poca información sobre la probabilidad de tormentas más extremas.

Otro estudio modeló datos desde 1958 a 2007 para desarrollar las frecuencias estimadas para las tormentas geomagnéticas de diferentes magnitudes (Vease el cuadro 1). Este estudio señala, sin embargo, que sin la compilación de los estadísticos de tiempo de la tormenta en un periodo más largo, es difícil decir si estas estimaciones son razonables.

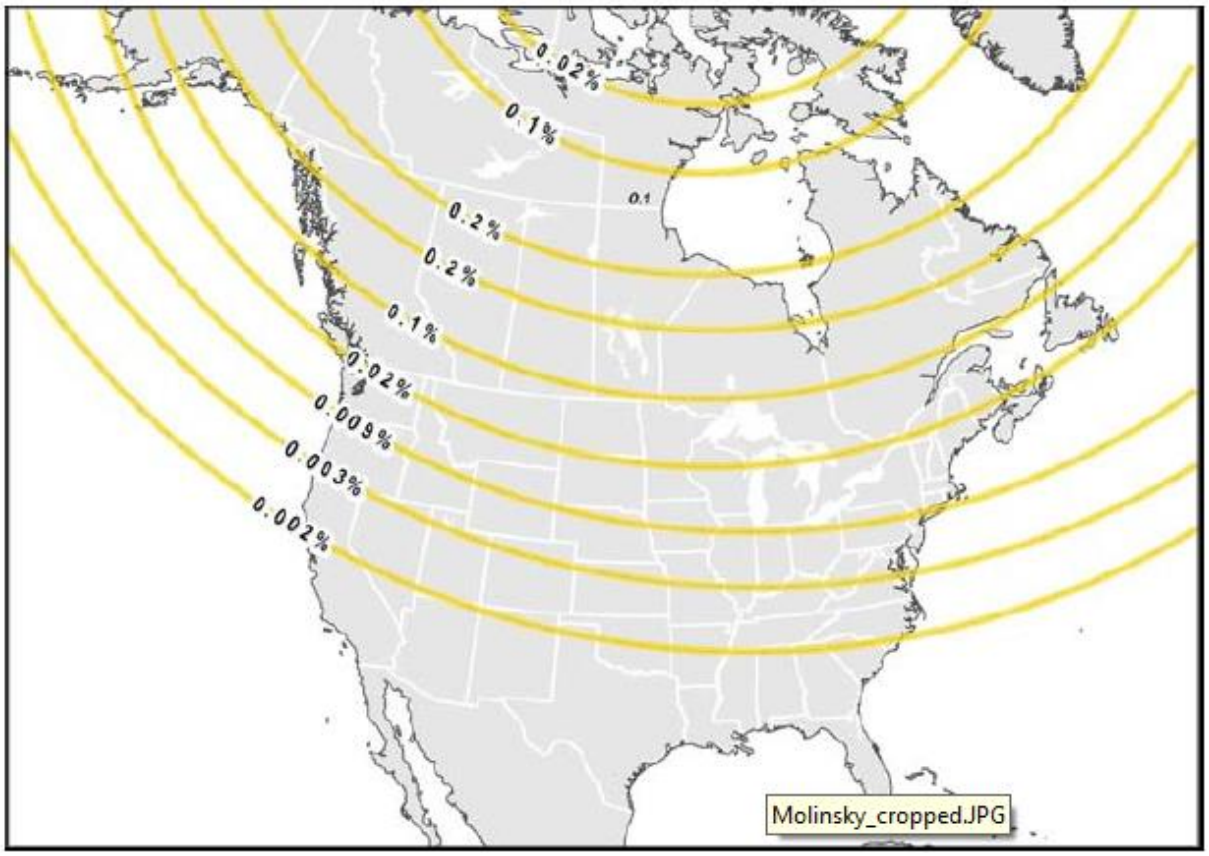


Figura 12. Probabilidad de un evento en América del Norte superior a 300 nT/min

7.8.4. Valoración del riesgo

Dada la revisión de a literatura sobre este fenómeno, se concluye que la falta de una evaluación valida de la amenaza no permite una evaluación completa de los riesgos. Hoy, sin embargo, algunos informes analíticos importantes permiten a los que toman decisiones examinar lo referente al riesgo de tormentas geomagnéticas. Uno de los primeros fue el ya mencionado estudio del Laboratorio Nacional Oak Ridge que documentó problemas del pasado encontrados en diversos tipos de equipos.

Como conclusión general, la vulnerabilidad de la red eléctrica de los Estados Unidos probablemente aumentará debido a las tendencias en la industria y al creciente uso de equipos de extra alta tensión que es esencial en la transmisión moderna de la energía eléctrica.

Molinski y sus colegas examinaron el riesgo de la red eléctrica de los Estados Unidos y Canadá y proporcionaron valiosos aportes al campo. Al mostrar la probabilidad y la vulnerabilidad geográfica, el análisis proporciona una manera para que las áreas urbanas consideren la posibilidad de un evento. El estudio también compara esta probabilidad con otros peligros naturales como tormentas de nieve y de viento, que son mucho más comunes. Al igual que el informe de Oak Ridge, éste no trata de

combinar los factores de riesgo, pero si los discute de manera secuencial, proporcionando un marco general para discutir el tema.

Finalmente, la evaluación del 2002 de la red eléctrica del Reino Unido realizada por Arslan Erinmez siguió un patrón similar pero dio mayor información sobre los riesgos operacionales.

8. 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].

8.1. DISPOSITIVOS ACTIVOS

Los dispositivos activos considerados en la referencia [11] 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 cancelería 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.

8.2. 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 especifico. 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 especificas o en porciones de una red de transmisión. Los Capacitores en 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 limites 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 oxido 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 los transformadores que son 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.

9. 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 [7]:

- 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.

10. REFERENCIAS

[1]. Boteler, D. H.; Pirjola, R. J.; Nevanlinna, H. *THE EFFECTS OF GEOMAGNETIC DISTURBANCES ON ELECTRICAL SYSTEMS AT THE EARTH'S SURFACE*. Published by Elsevier Science Ltd, Vol. 22, No. 1, 1998.

[2]. Kolawole, J. y Mulukulta, S. *THE EFFECT OF GEOMAGNETIC INDUCED CURRENT ON POWER GRIDS AND COMMUNICATION SYSTEMS: A REVIEW*. IEEE Publication TH0343-4, 1990.

[3]. Grainger, J. J. y Stevenson, W.D. *Análisis de sistemas de potencia*. McGRAW-HILL, 1996.

[4]. Guillén, D. e Idárraga, G. *Comportamiento de Transformadores Eléctricos Bajo Condiciones de GIC Mediante el Uso de ATP*. FIME – UANL, Ingeniarías, Vol. XVI, No. 60, Julio – Septiembre 2013.

[5]. Elmore, W. A. *Protective Relaying Theory and Applications*. Published by Marcel Dekker, Inc. All rights reserved.

[6]. Revista ABB. *Flexibilidad de redes eléctricas.* 4/2005.

[7]. IEEE. *GEOMAGNETIC DISTURBANCE EFFECTS ON POWER SYSTEMS.* IEEE Transmission and Distribution Committee Working Group on Geomagnetic Disturbances and Power System Effects. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 8, No. 3, Jul 1993.

[8]. IEEE Canadian Review. Geomagnetically *induced currents: - Causes, Effect, and Mitigation -Tom Molinski - Manitoba Hydro*. No. 25, 1996.

[9]. ANSI Standard C50.13

[10]. Walling, R. A. y Khan, A. H. *Characteristics of Transformer Exciting Current During Geomagnetic Disturbances*. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 6, No. 4, October, 1191, pp. 1707-1714.

[11]. EPRI Report EL-1949 on Project 1205-1.*Investigation of Geomagnetically Induced Currents in the Proposed Winnipeg-Duluth-Twin Cities 500 kV Transmission Line.* July 1981.

[12]. Liu, Chun-Ming; Liu, Lian-Guang y Pirjola, Risto. *Geomagnetically Induced Currents in the High-Voltage Power Grid in China.* IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 24, NO. 4, OCTOBER 2009

[13]. Pan, X. N. y Yu, X. L. *Discussion on abnormal noise of transformer*. Transformer, vol. 43, pp. 43–44, 2006.

[14]. Zhang, J. P. y Pan, X. *Analysis for abnormal noise and mechanical vibration of 500 kV transformer*. Zhejiang Electric Power, vol. 3, pp.6–10, 2006.

[15]. DHS (Department of Homeland security) Office of Risk Management and Analysis. *Geomagnetic Storms: An Evaluation of Risks and Risk Assessments.* Risk management Issue Brief, May 2011.

[16]. Pérez, R. y Kipreos, N. *Análisis de Factibilidad de Interconexion de SING con Argentina, Perú, Bolivia y el SIC.* Pontificia Universidad Católica de Chile.

[17]. Kapennman, J. G.; Albertson, V. D. y Mohan, N. *CURRENT TRANSFORMER AND RELAY PERFORMANCE IN THE PRESENCE OF GEOMAGNETICALLY-INDUCED CURRENTS.* IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 3, March 1981.