

	<p>XX SNPTEE SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA</p>	<p>Versão 1.0 22 a 25 Novembro de 2009 Recife - PE</p>
---	--	--

GRUPO - XIII

**GRUPO DE ESTUDO DE TRANSFORMADORES, REATORES, MATERIAIS
E TECNOLOGIAS EMERGENTES - GTM**

**EVALUACIÓN DE INTERACCIÓN SIMPÁTICA ENTRE TRANSFORMADORES A 400 kV
DEL SISTEMA DE POTENCIA DE EDELCA**

**Alessandro Villa R.
Electrificación del Caroní, C.A. (EDELCA, Filial de CORPOELEC)
(Venezuela)**

RESUMEN

En este trabajo se evalúa el fenómeno de interacción simpática entre los transformadores a 400 kV del Sistema de Potencia de EDELCA; En la energización de un transformador aparece una corriente transitoria de energización que se produce por la saturación del núcleo del equipo y la cual se caracteriza por ser unidireccional, poseer elevadas magnitudes y decaer después de cierto periodo de tiempo hasta el valor de corriente de magnetización debida a las condiciones normales de operación. El primer caso de estudio corresponde a los transformadores elevadores de 13,2/400 kV de la Casa de Máquinas 2 del Complejo Hidroeléctrico Macagua, cuando se procede a energizar dichos equipos desde el patio a 400 kV, lo cual produjo en Abril de 1997 la salida de servicio de estos transformadores por la actuación de su protección diferencial al estar conectados otros transformadores de Casa de Máquinas 2 al sistema. El reporte de eventos de la protección diferencial asociada al transformador indicó activación por corriente de energización "Inrush current". El otro caso de evaluación corresponde a la salida de servicio de uno de los autotransformadores a 400 kV de la subestación Las Claritas del Sistema de Transmisión al Sur del Estado Bolívar, al despejar una falla monofásica en la línea Macagua – Las Claritas a 400 kV y 299 kilómetros de longitud. El análisis consistió en determinar a través de simulaciones con el Programa Alternativo de Transitorios (ATP) las magnitudes de las corrientes de energización, el contenido armónico y el efecto de utilizar resistencias de preinserción en los interruptores a 400 kV para disminuir las magnitudes y su tiempo de decaimiento. Los resultados obtenidos indicaron que la interacción simpática entre los transformadores elevadores de 13,2/400 kV de la Casa de Máquinas 2 del Complejo Hidroeléctrico Macagua influye en la magnitud, duración y contenido armónico de las corrientes de energización, además que la utilización de resistencias de preinserción afecta la magnitud inicial y duración de dichas corrientes pero posee un menor impacto en su contenido armónico. Finalmente, para evitar la actuación de la protección diferencial de los transformadores elevadores fue necesario ajustar la banda de detección de la magnitud del segundo armónico e incrementar el tiempo de bloqueo de la protección mientras se atenúa la corriente de energización. En el caso de los autotransformadores a 400 kV del Sistema de Transmisión al Sur del Estado Bolívar se determinó que estos equipos no son propensos al fenómeno de interacción simpática.

PALABRAS CLAVE

Transformador, Protección-Diferencial, Corriente-Energización, ATP, TACS.

1.0 - INTRODUCCION

En este trabajo se evalúa el fenómeno de interacción simpática entre los transformadores a 400 kV del Sistema de Potencia de EDELCA para dos (2) casos de estudio; el primero caso corresponde a los transformadores elevadores de 13,2/400 kV de la Casa de Máquinas 2 del Complejo Hidroeléctrico Macagua y el segundo a los autotransformadores a 400 kV de la subestación Las Claritas del Sistema de Transmisión al Sur del Estado Bolívar, al despejar una falla monofásica en la línea Macagua – Las Claritas a 400 kV de 299 kilómetros de longitud, sistema que alimenta a La subestación Boa Vista a 230 kV en Brasil.

2.0 - LA CORRIENTE DE ENERGIZACION E INTERACCION SIMPATICA ENTRE TRANSFORMADORES

Al energizar un transformador aparece una corriente transitoria de energización "Inrush current" producida por la saturación del núcleo del equipo y que se caracteriza por ser unidireccional, poseer elevadas magnitudes y decaer después de cierto periodo de tiempo hasta el valor de corriente de magnetización debida a las condiciones normales de operación.

Usualmente las corrientes de energización en transformadores se calculan considerando que el mismo se conecta a un sistema sin otros transformadores en servicio, pero en la práctica estos equipos son energizados en serie o paralelo con otros transformadores que se encuentran en operación y ésta condición puede ocasionar una interacción transitoria o interacción simpática entre el transformador energizado y los restantes transformadores en servicio, la cual cambia la magnitud y la duración de la corriente de energización. Una situación parecida puede ocurrir en los sistemas con apreciables resistencias en serie, como aquellos con largas líneas de transmisión [1]. Entre los diferentes factores que pueden afectar la corriente de energización se destacan los siguientes:

- El punto de la onda de tensión en el cual es energizado el transformador.
- La impedancia total del circuito a través de la cual fluye la corriente de energización.
- La saturación o máxima densidad de flujo del material ferromagnético del núcleo del transformador.
- El flujo residual en el núcleo del transformador y su signo respecto al primer medio ciclo del flujo alterno en estado estacionario.
- El nivel de saturación alcanzado por los transformadores conectados al sistema.

Con base a lo anterior, cualquier condición que determine un cambio instantáneo en los flujos de inducción de un transformador de potencia originará el flujo de grandes corrientes magnetizantes en forma anormal y éstas producirán una tendencia de funcionamiento de la protección diferencial, la cual puede ser evitada desensibilizando la misma durante el periodo de duración de la corriente de energización pero manteniendo la protección su capacidad de distinguir entre la forma de onda de la corriente de cortocircuito y la corriente de energización.

Las corrientes de energización se caracterizan por poseer grandes componentes armónicas que no están presentes en las corrientes de cortocircuito y cuya amplitud en porcentaje de la fundamental se indican en la Tabla I [2].

TABLA I

Amplitud de los armónicos en porcentaje de la fundamental de la corriente de energización

Componente Armónico	Amplitud (% de la Fundamental)
2	63.0
3	26.8
4	5.1
5	4.1
6	3.7
7	2.4

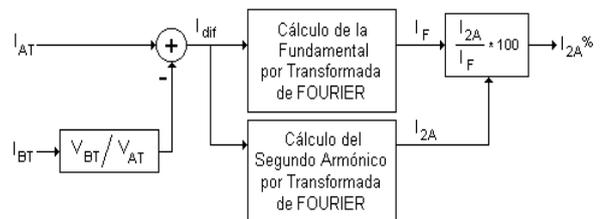


Figura 1. Diagrama de bloques equivalente de los elementos empleados por la protección diferencial para calcular el contenido del segundo armónico.

3.0 - LA PROTECCION DIFERENCIAL

Este equipo de protección posee diferentes circuitos lógicos de control que evalúan las corrientes que entran y salen de la zona protegida y su actuación se produce cuando existe una diferencia entre estas corrientes o por el alto contenido de armónicos en las mismas [3]. Su principio de funcionamiento consiste en calcular la diferencia de corrientes (I_d) entre los circuitos primario y secundario de medición además del promedio de dichas corrientes (I_p), para luego determinar que porcentaje representa la corriente diferencia de la corriente promedio ($\%I_d/I_p$) y en caso que supere el valor de ajuste ($\%K$), se genera la orden de apertura para los interruptores. Adicionalmente, se calcula el contenido del segundo armónico en la corriente diferencia (I_d) para evitar que durante la energización de transformadores se produzca su actuación errática por los desbalances debidos a las corrientes de energización [4]. Entre los ajustes que emplea la protección diferencial para evitar lo anterior se encuentran:

- 1) La magnitud del segundo armónico debe ser menor a un valor ajustable entre el 8 y 20% de la magnitud de la fundamental de la corriente de energización.

2) El tiempo durante el cual está presente el segundo armónico debe ser menor a un tiempo ajustable entre 1 a 99s para permitir el amortiguamiento de la corriente de energización.

La forma de operación de esta protección para calcular el contenido del segundo armónico se simuló por medio del programa para el análisis de transitorios en los sistemas de control (TACS) [5] y su diagrama de bloques equivalente se muestra en la Figura 1.

4.0 - OBJETIVO

Determinar a través de simulaciones con el Programa Alternativo de Transitorios (ATP) las magnitudes de las corrientes de energización, el contenido armónico y el efecto de utilizar resistencias de preinserción en los interruptores a 400 kV para disminuir las magnitudes y su tiempo de decaimiento.

El análisis se realizará para dos (2) casos; el primero corresponde a los transformadores elevadores de 13,2/400 kV de la Casa de Máquinas 2 del Complejo Hidroeléctrico Macagua, cuando se procede a energizar dichos equipos desde el patio a 400 kV y el segundo a los autotransformadores a 400 kV de la subestación Las Claritas del Sistema de Transmisión al Sur del Estado Bolívar, al despejar una falla monofásica en la línea Macagua – Las Claritas a 400 kV de 299 kilómetros de longitud, sistema que alimenta a La subestación Boa Vista a 230 kV en Brasil.

5.0 - CASO 1, TRANSFORMADORES ELEVADORES DE 13,2/400 KV DE Casa de Máquinas 2 del Complejo Hidroeléctrico Macagua

El sistema Guri - Macagua II - Guayana "B" a 400 kV de EDELCA, tiene asociada la mayor parte de la carga de la región (Industrias del Acero, Aluminio, etc). A la subestación Guayana "B" llegan cinco (5) líneas de transmisión desde las subestaciones Guri y Macagua II según se muestra en la Figura 2 (a), para mantener la continuidad del servicio eléctrico ante contingencias que involucren la salida de servicio de algunas de estas líneas.

El Complejo Hidroeléctrico Macagua posee tres (3) casas de máquinas cuya generación de potencia por casa se agrupan en 6 unidades de 60 MW, 12 unidades de 198 MW y 2 unidades de 86 MW respectivamente para un total de potencia instalada de 2.908MW. Las Casas de Máquinas 1 y 3 elevan la tensión a 115 kV y la Casa de Máquinas 2 eleva la tensión de 13,2 a 400 kV y se interconecta al patio o subestación Macagua II a través de 6 líneas de transmisión de 2 km de longitud como se muestra en la Figura 2 (b).

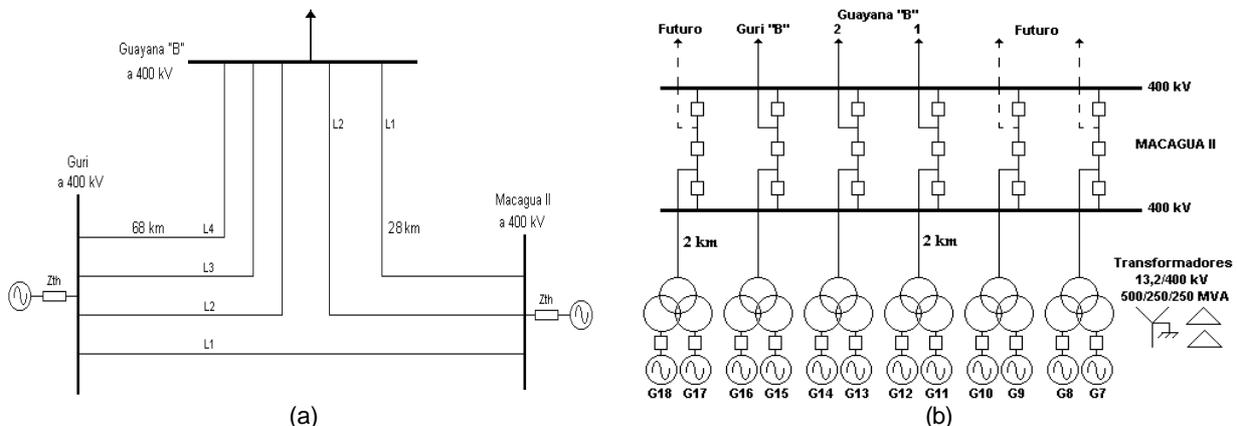


Figura 2. (a) Diagrama unifilar del sistema de transmisión Guri - Macagua II – Guayana "B" a 400 kV y de Casa de Máquinas 2 a la subestación Macagua II.

5.1 Antecedente

El 15 y 24 de Abril de 1997, se produjo la salida de servicio de los transformadores elevadores de 13,2/400 kV de Casa de Máquinas 2 del Complejo Hidroeléctrico Macagua debido a la actuación de la protección diferencial, cuando se energizó dichos equipos desde la subestación Macagua II a 400 kV estando conectados otros transformadores de Casa de Máquinas 2 al sistema. El reporte de eventos de la protección diferencial asociada al transformador indicó activación por corriente de energización "Inrush current".

5.2 Modelo empleado en las simulaciones

Para simular lo indicado en el antecedente anterior, se procedió a utilizar diferentes modelos [6] para representar los distintos equipos asociados a la subestación Macagua II a 400 kV, los interruptores de línea de los generadores y los transformadores elevadores de Casa de Máquinas 2. En la Figura 3 (a) se muestran el diagrama trifilar de este modelo cuando se energiza un transformador elevador.

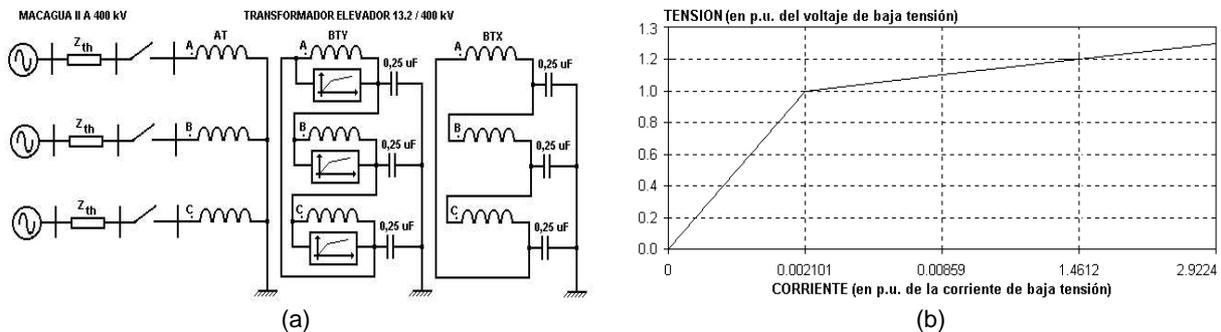


Figura 3. (a) Diagrama trifilar del modelo empleado en las simulaciones y (b) característica de voltaje versus corriente del núcleo del transformador elevador de 13,2/400 kV.

5.2.1 El equivalente Thevenin de Macagua II a 400 kV

El sistema asociado a la subestación Macagua II se consideró a través de un equivalente Thevenin visto desde la barra a 400 kV. Este consiste de una fuente ideal de tensión a frecuencia constante (60 Hz) conectada detrás de un circuito resistivo e inductivo mutuamente acoplado.

5.2.2 Los interruptores a 400 kV

Estos equipos se representaron como interruptores ideales monofásicos y en el caso de poseer resistencia de preinserción, se utilizó un tiempo de inserción de medio ciclo (8,33 milisegundos).

5.2.3 Los transformadores elevadores de 13,2/400 kV

Estos equipos son unidades trifásicas del tipo acorazado "Shell" conectados en alta tensión (AT) en estrella y en baja tensión (BT) en triángulo. Estas unidades tienen un arrollado de alta tensión a 400 kV y dos arrollados de baja tensión a 13,2 kV con potencia nominal de 500/250/250 MVA y enfriamiento tipo FOA e impedancias de cortocircuito de 13,8% entre AT/BT1 y AT/BT2 y 23,36% entre BT1/BT2 para una frecuencia de operación de 60 Hz. El cambiador de tomas (Tap) se encuentra localizado en el arrollado de alta tensión y en serie con el mismo, poseen cinco (5) posiciones diferentes que permiten regular en vacío en un rango de $\pm 5\%$ con respecto a $400/\sqrt{3}$ kV.

Los transformadores elevadores se representaron como un circuito resistivo - inductivo (RL) mutuamente acoplado, cuyas impedancias propias (Z_p) y mutuas (Z_m) se calcularon a partir de las impedancias medidas en las pruebas de cortocircuito del equipo y su característica de voltaje versus corriente del núcleo se obtuvo de las pruebas de circuito abierto, la cual se muestra en la Figura 3 (b). La conexión en cable a los generadores se consideró a través de una capacitancia por fase de 0,25 μ F.

5.3 Simulación de la energización de los transformadores elevadores a 13,2/400 kV

Esto consiste en simular la energización de un transformador elevador por su terminal de alta tensión (400 kV) en las siguientes condiciones o casos:

- 1) Sin otros transformadores conectados a la barra a 400 kV.
- 2) Con uno a cinco transformadores conectados a la barra a 400 kV y en vacío.
- 3) Con un transformador conectado a la barra a 400 kV y dos generadores en servicio, entregando una potencia de 100 MW cada uno con factor de potencia de 95% en retraso.
- 4) Sin otros transformadores conectados a la barra a 400 kV y con interruptores de línea cuyas resistencias de preinserción tengan valores comprendidos entre 0,1 a 3 $k\Omega$.
- 5) Con dos transformadores conectados a la barra a 400 kV en vacío y con interruptores de línea cuyas resistencias de preinserción tengan valores comprendidos entre 0,1 a 3 $k\Omega$.

En los casos anteriores se empleó el cierre simultáneo de los interruptores de las tres fases y para maximizar la corriente de energización en la fase "A" del transformador se realizó el cierre cuando la tensión de fase "A" pasa por cero.

5.3.1 Análisis de Resultados

Al energizar un transformador elevador sin conexión de otros bancos en la barra a 400 kV (caso 1) se obtuvo una corriente de energización en alta tensión de 1,97 p.u. o 2.011 Amperios pico, según se muestra en la Figura 4 (a) y cuyo tiempo de decaimiento ($t = L/R$) dependerá de la relación entre la inductancia de magnetización y la resistencia total (sistema más propia del transformador) indicadas en las zonas 1 y 2 respectivamente. En la zona 1 se puede observar que al energizar el equipo se satura el núcleo disminuyendo su inductancia y produciendo una rápida reducción de la componente continua contenida en la corriente de energización y su tiempo de decaimiento. Al disminuir la saturación del núcleo, aumenta su inductancia y produce el incremento del tiempo de decaimiento de la corriente de energización, según lo indica la zona 2. En la Figura 4 (b) se puede observar las distorsiones "D" en las formas de onda de las corrientes de energización por fase debidas a las corrientes que circulan por el núcleo del transformador.

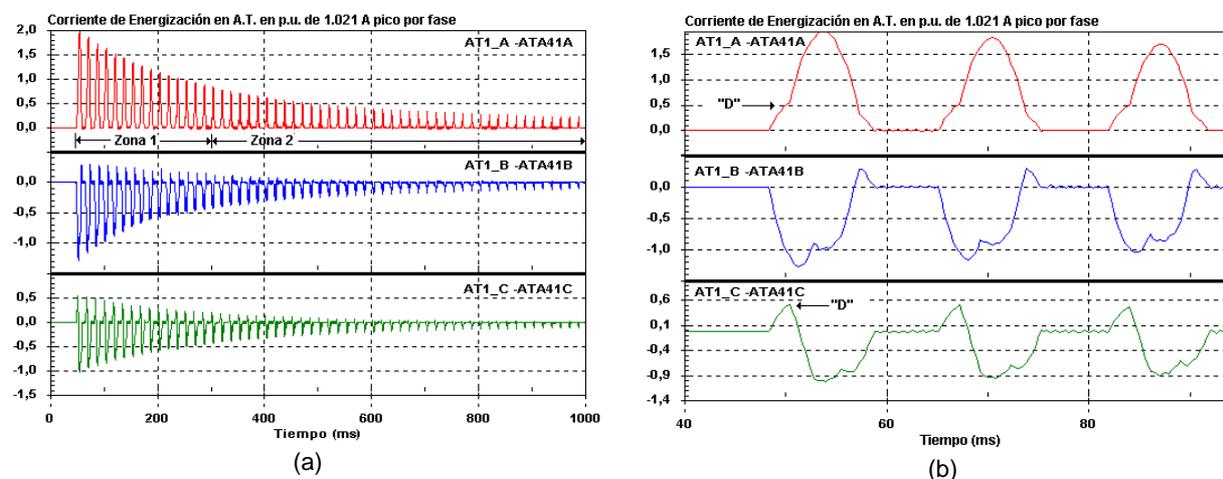


Figura 4. (a) Corriente de energización por fase del transformador elevador y (b) ampliación.

En la Figura 5 (a) se muestra la magnitud del segundo armónico por fase contenido en la corriente de energización del transformador y su promedio (para facilitar los análisis posteriores), expresados en porcentaje de la fundamental. En ésta Figura se puede apreciar que la segunda armónica (fase C y promedio) decaen más lentamente y disminuyen al 20% de su magnitud en un tiempo de 4s aproximadamente.

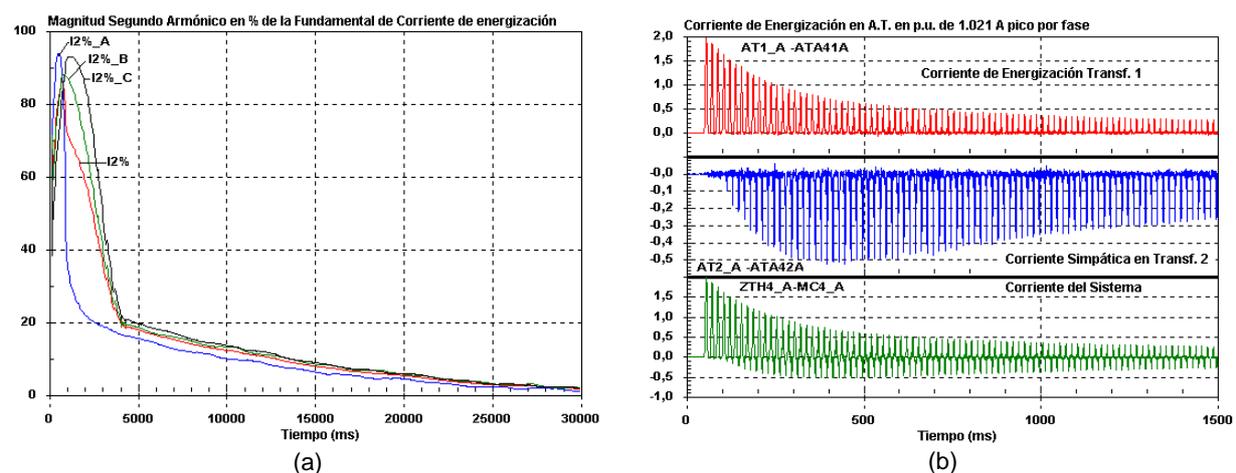


Figura 5. (a) Segundo armónico contenido en la corriente de energización de un transformador elevador y (b) corrientes de energización vistas por el sistema y transformadores elevadores.

En las Figuras 5 (b) y 6 (a) se muestran las corrientes de energización de los transformadores elevadores y del sistema, donde se puede observar que el transformador 2 se satura por consecuencia de la energización del

transformador 1, produciendo una corriente simpática con polaridad opuesta a la corriente del transformador 1. Las magnitudes de estas corrientes serán iguales después de un tiempo y la componente continua resultante circulará en el anillo formado por los transformadores, causando que sus núcleos permanezcan saturados e incrementando el tiempo de decaimiento de la corriente de energización, que dependerá de las inductancias y resistencias encerradas en el mismo y cuya constante de tiempo es mayor que la producida por el sistema más los transformadores.

En la Figura 6 (b) se muestra el incremento del tiempo de decaimiento de la segunda armónica para los casos con 1 a 5 transformadores en vacío conectados a la barra a 400 kV y cuyos tiempos se encuentran entre 9 a 22s para decaer a un 20% de su magnitud. En el caso que los transformadores conectados a la barra tengan alimentación desde los generadores, el tiempo de decaimiento se reduce de 9 a 7s según se aprecia en la energización de un transformador con otro conectado a la barra y 2 generadores en servicio (caso 3).

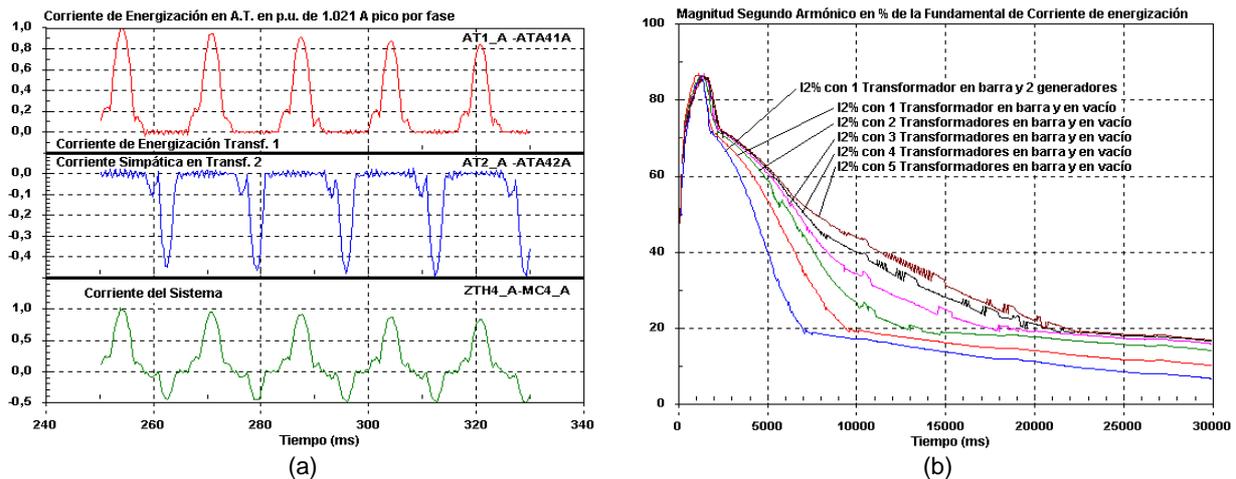


Figura 6. (a) Ampliación de corrientes de energización vistas por el sistema y transformadores elevadores y (b) segundo armónico contenido en la corriente de energización del transformador elevador con otros transformadores en barra (casos en vacío y con generadores en servicio).

En las Figuras 7 (a) y 7 (b) se muestra la disminución del primer pico de la corriente de energización para diferentes valores de resistencias de preinserción (0,1 a 3 k Ω) y donde se observa que la mayor reducción se obtiene con una resistencia de 1 k Ω para los casos sin y con transformadores conectados a la barra a 400 kV (casos 4 y 5). Esta reducción fue mayor al 50% de la magnitud de la corriente de energización obtenida para los casos con interruptores sin resistencias de preinserción.

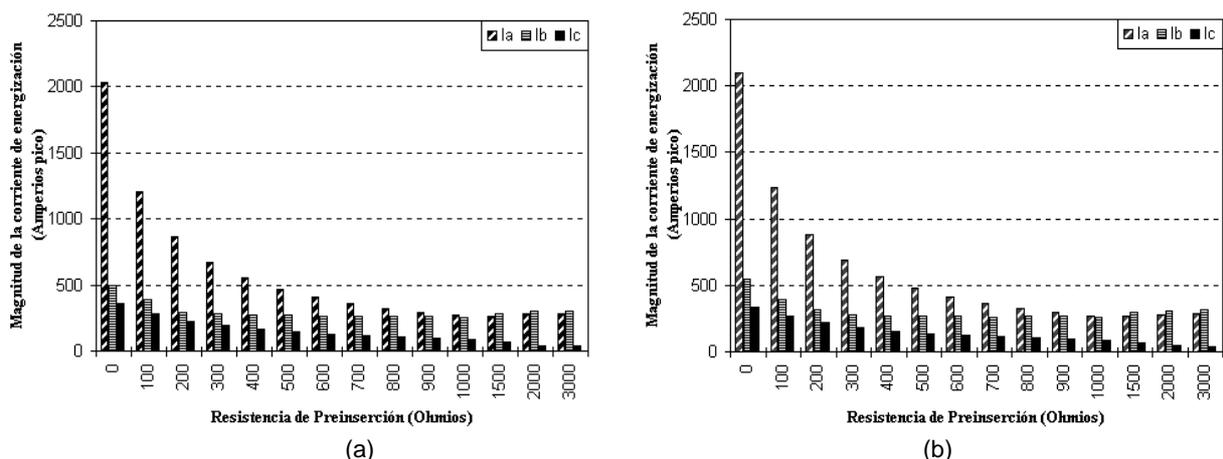


Figura 7. Magnitud del primer pico de la corriente de energización en función del valor de resistencia de preinserción del interruptor para casos (a) sin transformadores en barra a 400 kV y (b) con 2 transformadores en barra.

En la Figura 8 se muestra el tiempo de decaimiento de la segunda armónica para los casos sin y con transformadores conectados a la barra a 400 kV y con interruptores sin y con resistencias de preinserción (1 k Ω), en donde se puede observar que los tiempos de decaimiento se mantienen constantes (casos 4 y 5). Lo anterior

indicó que la acción retardada en la activación de la protección diferencial impedirá su actuación errática por corrientes de energización.

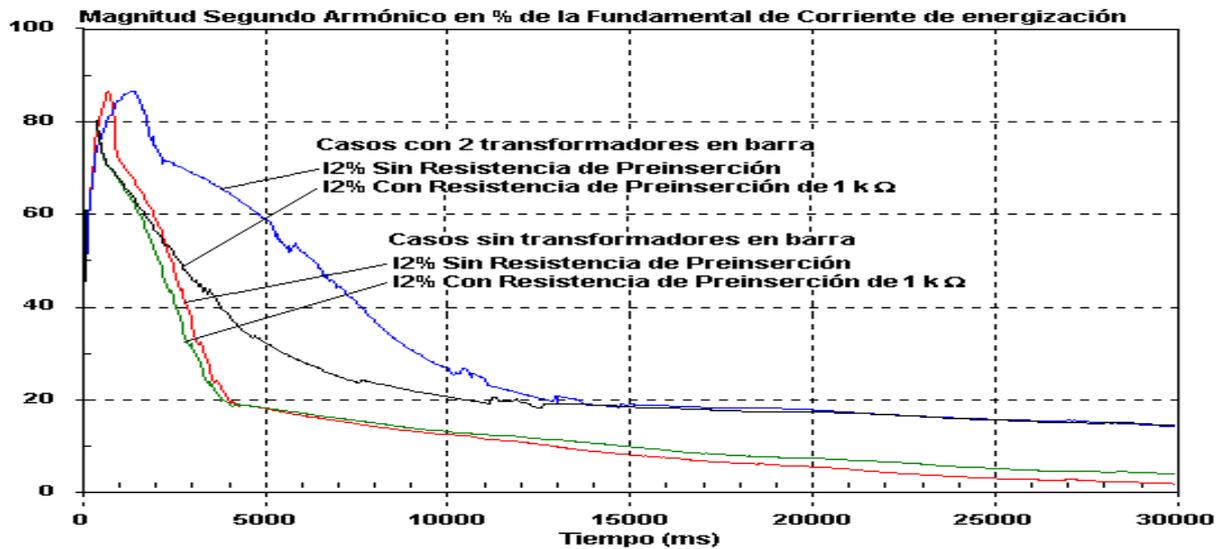


Figura 8. Segundo armónico contenido en la corriente de energización del transformador elevador, casos sin y con resistencia de preinserción de 1 k Ω y sin y con otros transformadores en barra a 400 kV.

5.3.2 Conclusiones

- La interacción simpática entre los transformadores elevadores influye en la magnitud, duración y contenido armónico de las corrientes de energización.
- La utilización de resistencias de preinserción afecta la magnitud inicial y duración de las corrientes de energización pero posee un menor impacto en su contenido armónico.
- Finalmente, para evitar la actuación de la protección diferencial fue necesario ajustar la banda de detección de la magnitud del segundo armónico e incrementar el tiempo de bloqueo de la protección mientras se atenúa la corriente de energización.

6.0 – CASO 2, autotransformadores a 400 kV de la subestación Las Claritas del Sistema de Transmisión al Sur del Estado Bolívar

El Sistema de Transmisión al Sur del Estado Bolívar, es radial con una longitud de líneas de aproximadamente 700 km y tensiones a 400 y 230 kV, según se ilustra en la Figura 9, el cual alimenta cargas en el territorio venezolano a través de las subestaciones El Callao II a 400/115 kV, Las Claritas 400/230 kV y Santa Elena a 230 kV y en el territorio Brasileño con la subestación Boa Vista a 230/69 kV. al despejar una falla monofásica en la línea Macagua – Las Claritas a 400 kV y 290 kilómetros de longitud.

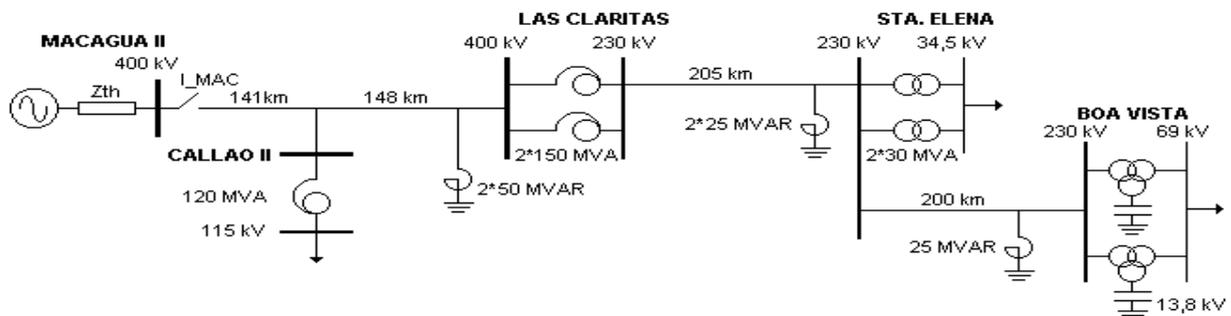


Figura 9. Diagrama unifilar del Sistema de Transmisión al Sur del Estado Bolívar.

6.1 Antecedente

El 28 de Marzo de 2002, a 265 km de Macagua II, ocurrió una falla de alta impedancia en la línea Macagua II – Las Claritas a 400 kV que causó la salida de autotransformadores y reactores a 400 kV en la subestación Las

Claritas, en donde existen dos (2) bancos de distintos fabricantes de autotransformadores a 400/230/20 kV y 150 MVA por banco. El núcleo de estos equipos poseen diferentes características de saturación como se muestra en la Figura 10 (a).

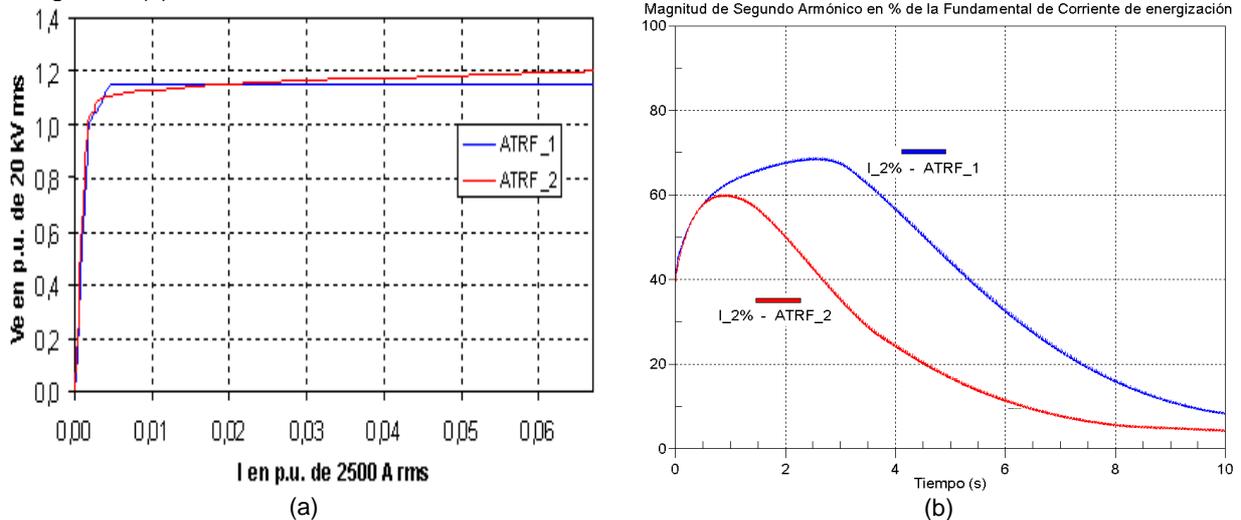


Figura 10. (a) Característica de voltaje versus corriente de núcleos de autotransformadores a 400/230 kV de del subestación Las Claritas y (b) segundo armónico contenido en la corriente de energización de los autotransformadores.

6.2 Simulación de la energización del autotransformador a 400 kV

Esto consiste en simular la energización de un autotransformador a 400 kV con el otro autotransformador en servicio. En esta simulación se emplearon las mismas consideraciones indicadas previamente en 5.2.

6.2.1 Análisis de Resultados

En la Figura 10 (b) se muestra la magnitud del segundo armónico por fase contenido en la corriente de energización promedio de los autotransformadores (1 y 2) de la subestación Las Claritas, expresadas en porcentaje de la fundamental. En ésta Figura se puede apreciar que las segundas armónica decaen lentamente y disminuyen al 20% de su magnitud en tiempos de 5 a 7s aproximadamente. El mayor tiempo de decaimiento le correspondió al autotransformador 1 por poseer una característica de saturación más baja que el autotransformador 2 como se puede observar en la Figura 10 (a).

6.2.2 Conclusión

- Los autotransformadores a 400 kV de la subestación Las Claritas del Sistema de Transmisión al Sur del Estado Bolívar no son propensos al fenómeno de interacción simpática.

7.0 - REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] H.S. Bronzeado, P.B. Brogan, R. Yacamini, "Harmonic Analysis of Transient Currents during Sympathetic Interaction", IEEE Trans. On Power Systems, Vol.11, No.4, November 1996.
- [2] C. Russell Mason, "El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores", Compañía Editorial Continental, S.A. México, 1978.
- [3] J. Raull, "Diseño de Subestaciones Eléctricas", McGraw-Hill de México S.A., 1987.
- [4] "Three Phase Differential Protection for Transformers" GEC Alsthom, T&D, 1993.
- [5] "Alternative Transients Program", Rule Book, LEUVEN EMTP Center, 1.992.
- [6] "Guidelines For Representation Of Network Elements When Calculating Transients", Working Group 33.02 (Internal Overvoltages) CIGRE, 1.990.