

Metodología para el análisis de transitorios electromagnéticos de maniobra en sistemas de alta tensión (230 kV/500 kV) con ayuda del EMTP/ATP Draw

Cristian C. ARIAS*, Johan A. SÁNCHEZ[†]

*Facultad IEE; Universidad Pontificia Bolivariana; Cir. 1#70-01, B11, Medellín, Colombia

[†]HMV Ingenieros ltda.; Cr. 43A#11A - 80, Medellín, Colombia

cristiancamilo.arias@alfa.upb.edu.co

Resumen: En este artículo se explica la metodología para la modelación y simulación de transitorios de maniobra en sistemas de alta tensión (230 kV/500 kV) utilizando el software *ATP* y su interfaz gráfica *ATPDraw*. Se definen tiempos, parámetros y factores que pueden tener influencia sobre maniobras como energización de líneas, energización de transformadores, recierres monofásicos y *TRV* en interruptores. De igual forma, se presentan algunas de las medidas implementadas para mitigar estos transitorios. *Copyright © UPB 2015*

Palabras clave: Alta Tensión, Transitorios de maniobra, modelación, simulación.

Abstract: This paper explains the methodology of how to model and simulate switching transients in high voltage systems (230 kV/500 kV); using the *ATP* software and its graphic interface *ATPDraw*. This methodology aims to define time, parameters and factors that could have an influence in the line energization, transformers energization, single-phase reswitching and *TRV* interrupters. At the same time, it has been shown some measures that have been implemented to mitigate these transients.

Keywords: High voltage, switching transients, modeling, simulation.

s 2015-04-07, r 2015-04-12, s 2015-12-05

1. INTRODUCCIÓN

Un fenómeno transitorio en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) puede ser resultado de un cambio inesperado o planeado con anticipación en la operación o configuración del mismo [1]. Estos fenómenos someten los sistemas a esfuerzos que en muchas ocasiones pueden afectar la vida útil de los equipos e inclusive dañar el aislamiento eléctrico, debido a la gran disipación energética que se produce en estos eventos.

Los transitorios en los SEP se pueden clasificar en dos categorías [2]:

Transitorios con una interacción entre la energía magnética almacenada en los inductores y la energía eléctrica almacenada en capacitores.

Transitorios con una interacción entre la energía mecánica almacenada en las máquinas rotatorias y la energía eléctrica almacenada en el sistema eléctrico.

Los primeros corresponden a transitorios de naturaleza completamente eléctrica y son denominados transitorios electromagnéticos. Los pertenecientes a la segunda categoría son denominados transitorios electromecánicos.

Según su origen, los transitorios también se clasifican en [3]:

Atmosféricos, generados por descargas.

De maniobra, generados por apertura y cierre de interruptores en maniobras de conexión, reconexión, despeje de fallas, etc.

Estos eventos (descargas atmosféricas y maniobras de interruptores) generan un desplazamiento de las ondas electromagnéticas a través de las líneas de transmisión aéreas a una velocidad aproximada de $300 \text{ m}/\mu\text{s}$, que aunque se van atenuando a medida que aumenta su recorrido, la superposición de ondas incidentes y ondas reflejadas provoca que en ciertos puntos se generen elevaciones temporales de tensión [2].

En este orden de ideas, todo sistema eléctrico debe de ser diseñado considerando los esfuerzos más severos que pueden presentarse durante su operación, de forma que se garantice una protección adecuada de los equipos y el sistema pueda continuar suministrando energía eléctrica a las cargas de forma constante y sin que se vea comprometida la calidad de la misma. Por lo anterior, la simulación de fenómenos transitorios con ayuda de herramientas especializadas es una necesidad que se convierte en obligación para poder elaborar un diseño y dimensionamiento apropiado de los componentes de un sistema eléctrico, la coordinación de aislamiento, coordinación de protecciones, entre otras, además que estas simulaciones permiten obtener los tiempos en los cuáles se deben ejecutar las maniobras de modo que sean lo menos dañinas posibles.

El numeral 2 del presente artículo contiene la breve descripción de una red implementada en el ATP sobre la cual se realizan las

maniobras más ejecutadas en los Sistemas de Potencia, además se mencionan los elementos utilizados para llevar a cabo su modelación y se explica de manera general la metodología para la simulación en el *ATP* de cada una de las maniobras. Finalmente, en el capítulo 3, se presentan los resultados más relevantes obtenidos luego del proceso de simulación.

2. METODOLOGÍA PARA LA SIMULACIÓN DE TRANSITORIOS DE MANIOBRA CON AYUDA DEL *ATP/EMTP* Y SU INTERFAZ GRÁFICA *ATPDraw*

Para la representación y simulación de las maniobras objeto de estudio, se utiliza el programa digital *ATP* y su interfaz gráfica *ATPDraw* en su versión 5.9p3 [4], [5]. La red modelada para realizar los estudios se ilustra en la Figura 1.

El sistema modelado corresponde a una red 500 kV/220 kV que contiene dos generadores y equivalentes de red en las subestaciones frontera. Las líneas a 500 kV tienen compensación reactiva del 80%. Los descargadores de sobretensión son seleccionados de un catálogo y la característica de saturación del transformador es extraída de los reportes de prueba de un transformador con condiciones similares al de la red.

La metodología para la simulación corresponde a las maniobras de:

Energización de líneas

Energización de línea a 500 kV con resistencias de preinserción

Energización de transformador 220 kV/500 kV

Energización de transformador con mando sincronizado

Recierre monofásico de líneas

Análisis del arco secundario en línea a 500 kV.

Verificación de *TRV* en interruptores de línea:

Falla terminal

Falla kilométrica

Los modelos y tipos utilizados en el *ATP* para representar cada uno de los elementos del sistema están contenidos en la Tabla 1 [5], [6], [7], [8].

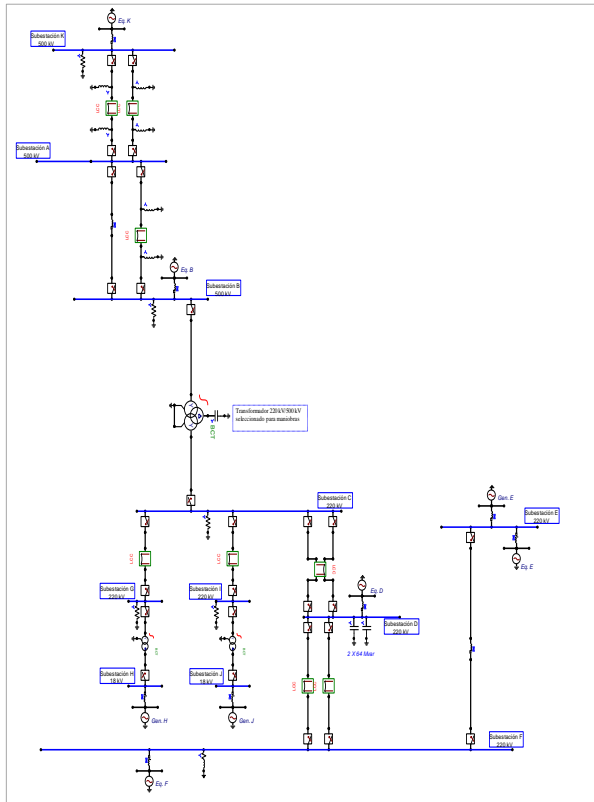


Figura 1. Red implementada en el ATP

Tabla 1. Modelos del ATP utilizados para representar los elementos de la red

Elemento	Modelo en ATP
Línea de Transmisión	LCC Template, Bergeron
Equivalentes de red	Source Type 14 + RL Coupled Line sequence
Descargador de sobretensiones (DPS)	Resistencia no lineal Type 92
Transformador	BCTRAN
Saturación	Inductor no lineal Type 98
Interruptor	Time 3-ph/statistic
Compensación	Branch 3ph RLC-Y
Resistencia de Arco Secundario	Resistor Type 91. TACS controlado por tiempo

Según el rango de frecuencias definido para este tipo de transitorios [3], [2], debe configurarse el ATP de modo que el paso de cálculo no sea superior a los 100 μ s, ya que estos fenómenos pueden alcanzar frecuencias de hasta 10 kHz. Sin embargo, debido a que el sistema presenta algunas líneas con longitudes inferiores a los 2 km, es necesario ejecutar las simulaciones con un paso mucho más pequeño para que no se presenten problemas numéricos

Los interruptores estadísticos se programan para efectuar 100 energizaciones con un mínimo de 100 ms. Para la implementación del interruptor estadístico se define una de las fases como “*Master*” y las otras dos como “*Slave*”. Los tiempos de cada una de las fases del interruptor son determinados de acuerdo a la norma IEC 60071-4 [8].

Los elementos de la red seleccionados para la realización de las maniobras están en la Tabla 2.

Tabla 2. Elementos seleccionados para la ejecución de las maniobras

Maniobra	Elemento
Energización	-Línea D – F 220 kV (izquierda)
	-Línea A – B 500 kV
	-Transformador 220 kV/500 kV
Recierre monofásico	-Línea D – F 220 kV (izquierda)
	-Línea A – B 500 kV
Análisis de arco secundario	-Línea A – B 500 kV
TRV	-Línea D – F 220 kV (izquierda)
	-Línea A – B 500 kV

2.1. Energización de líneas

Las maniobras se realizan en un solo tramo. Los tramos son los definidos en la Tabla 2. Se efectúan 100 energizaciones

estadísticas con un mínimo de 100 ms y se miden las tensiones en el extremo en vacío. No se tiene en cuenta la carga atrapada y se asume una dispersión máxima entre polos de 2 ms.

2.2. Energización de línea a 500 kV con resistencias de preinserción

Después de tener los resultados de energización de la línea a 500 kV sin resistencias de preinserción, se procesan los datos para obtener los tiempos de cierre de cada fase del interruptor con los cuales se obtuvo la sobretensión más alta. Este se convierte en el caso más crítico, y por ende, con estos tiempos debe evaluarse la energización de la línea incluyendo las resistencias de preinserción para observar si hay o no reducción en el valor de la sobretensión en el extremo de la línea. Esta simulación se hace solo en el tramo a 500 kV, ya que es la que presenta la sobretensión más alta. Se emplea un valor de resistencia de preinserción y tiempo óptimo de permanencia típicos para una línea a 500 kV. Estos valores son **320 Ω** y **8 ms** [9], [10].

2.3. Energización de transformador 220 kV/500 kV

Se realizan energizaciones desde el lado de baja (220 kV) y el lado de alta (500 kV) del transformador con el fin de determinar la magnitud de la corriente Inrush y las sobretensiones en el extremo que se encuentra en vacío.

Los parámetros que influyen en la corriente Inrush son [11]:

Valor instantáneo de la tensión aplicada al transformador en el instante de energización.

Magnitud y sentido del flujo residual en el núcleo magnético.

Resistencia e inductancia equivalente serie del circuito alimentador.

Resistencia e inductancia de dispersión del bobinado primario del transformador.

Características magnéticas y geométricas del núcleo.

Valor de la resistencia de preinserción del disyuntor.

Impedancia de carga conectada al secundario.

Velocidad de cierre de los contactos del disyuntor.

Existencia de bobinado terciario conectado en delta en transformadores trifásicos.

Para obtener las corrientes de Inrush se implementa la característica de saturación del transformador de forma externa. No es necesaria la curva de histéresis, ya que las características fundamentales de la corriente de energización, son obtenidas de modelos sin histéresis [12].

Los reportes de prueba de fabricantes de transformadores han mostrado que no es posible obtener la característica de saturación

en la región saturada, es decir, después del codo de saturación, ya que si las pruebas en vacío sobrepasan tensiones de 1,1 p.u, es posible que se generen daños en el equipo [6]. Cuando no se dispone de la característica de saturación completa, su región saturada puede ser modelada extrapolando los dos últimos puntos de la característica con una pendiente del 30% [8].

2.4. Energización de transformador con mando sincronizado

Se realiza la energización desde el lado de baja (220 kV) y el lado de alta (500 kV) del transformador ajustando los tiempos de cierre para mando sincronizado. En las simulaciones de energización con mando sincronizado, se utilizan los tiempos óptimos recomendados por el COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, Perú) para una conexión Yn:

Cierra primero la fase A en el valor máximo de la onda de tensión, luego cierran simultáneamente las fases B y C $\frac{1}{4}$ de ciclo más tarde, el cual coincide con el cruce por cero de la Fase A, en este instante las fases B y C tienen igual valor pero signo opuesto.

2.5. Recierre monofásico de líneas

Se determinan las sobretensiones durante el recierre monofásico. Se abren los polos de una fase en ambos extremos. El segundo interruptor en abrir lo hace aproximadamente dos ciclos (30 ms) después del primero para dejar acumular carga atrapada en esta fase. Luego del tiempo muerto, considerado de 500 ms (tiempo típico en líneas a 500 kV) [13], se efectúa el recierre monofásico

estadístico en el segundo interruptor. No se consideran fallas monofásicas ya que estas drenan la carga atrapada y serían menos severas las sobretensiones en esta condición. Se selecciona la Fase A para el estudio de la maniobra.

2.6. Análisis del arco secundario en línea a 500 kV

El fenómeno de la corriente de arco secundario es una consecuencia directa del recierre monofásico. Cuando se presenta un cortocircuito en una línea de transmisión, se origina la corriente de arco primario, luego de realizar el despeje de la falla, esta sigue siendo alimentada por las corrientes producidas debido al acople electromagnético entre la fase en falla y las fases sanas. Esta corriente es denominada corriente de arco secundario [3], [14].

Algunos de los parámetros que influyen en la duración de la corriente de arco secundario son la corriente de arco primario, acople entre las fases, tensión del sistema, condiciones atmosféricas, componente de cd y la geometría de las torres, especialmente en líneas a 500 kV y tensiones superiores [15], [16].

2.7. Modelo para el estudio del arco secundario

Existen varios modelos desarrollados para el estudio de este fenómeno. Cada modelo emplea parámetros y supuestos diferentes. Uno de los modelos existentes es el de Habedank, que es una combinación de los modelos de Cassie y May'r, por lo que

puede representar mejor el fenómeno en zonas de corrientes altas como en las zonas de corrientes cercanas a cero [16]. Por esta razón se implementa este modelo para el estudio de arco secundario.

Para la simulación, la falla se aplica en ambos extremos y en la mitad de la línea en la que se evalúa el recierre (Fase A). El instante en el que se aplica la falla en la línea corresponde al momento en el que la onda de tensión cruza por cero, de este modo se obtiene la peor condición, ya que para este instante la corriente de falla presenta la máxima componente de cd [17]. El tiempo de falla en las terminales del interruptor asociado a la subestación A es $t_f = (0,005216)$ s y en las terminales del interruptor asociado a la subestación B es $t_f = (0,005202)$ s. El polo del interruptor correspondiente a la fase en falla abre en $t_{CB1} = (0,1 + t_f)$ s, luego el polo del interruptor en el extremo remoto abre en $t_{CB2} = (0,033 + t_{CB1})$ s. Finalmente se da su extinción en $t_a = (0,5 + t_{CB2})$ s.

Los criterios para evaluar la extinción del arco secundario son los definidos por el CESI (Centro Electrotécnico Experimental Italiano): 40 A pico ó 28 A rms para la corriente de arco secundario y 80 kV para el primer pico de la tensión de restablecimiento, con una pendiente para esta última de 8 kV/ms.

Para este análisis es necesario modificar el paso de cálculo del ATP, ya que con el paso definido para las demás simulaciones, el modelo de arco secundario presenta problemas numéricos.

2.8. Verificación de TRV en interruptores de línea

La comprobación del TRV se hace en base a la norma IEC 62271-100. No se verifica el TRV en oposición de fases ya que es una condición con muy baja probabilidad de ocurrencia [18].

Para simular la falla kilométrica, se aplica una falla monofásica sólida a tierra a una distancia de 1 km del interruptor analizado. La fase en falla abre en un tiempo de 8 ms (medio ciclo).

Para la falla terminal, se aplica una falla trifásica en los bornes del interruptor. Las tres fases de este abren en un tiempo de 8 ms (medio ciclo).

2.9. Mitigación del TRV

Para corregir el TRV en las ocasiones en las que no se cumplen los criterios definidos por la norma en cuanto a magnitud y rata de crecimiento (RRRV), pueden aplicarse varios métodos [19]:

- 1- Cambiar el interruptor por uno de mayor capacidad
- 2- Uso de resistencias de apertura
- 3- Uso de capacitancias en paralelo con el interruptor
- 4- Descargadores de sobretensión en paralelo con los interruptores [20].

La medida 3 es implementada para reducir el RRRV y las tres restantes para disminuir la magnitud de la tensión.

En muchas situaciones el RRRV puede ser mejorado al incluir en las simulaciones las capacitancias parásitas de los equipos. Esto ayuda a reducir e inclusive a eliminar la necesidad de colocar capacitores en paralelo con el interruptor [20].

En la norma IEEE C37.011-2011, pueden encontrarse algunos valores de capacitancias parásitas típicas de equipos dependiendo de las características eléctricas del sistema.

Las resistencias de apertura se implementan principalmente en interruptores antiguos de aire comprimido, por lo que no son muy utilizadas en la actualidad [21].

Para efecto de las simulaciones se implementan las medidas 3 y 4 en las situaciones en las que se presenten problemas con el TRV. Es importante resaltar que si existe alguna metodología para el dimensionamiento de los dispositivos seleccionados para mitigar el efecto del TRV, no se aplica, ya que esto no hace parte de los objetivos del documento. Se emplean descargadores de sobretensión y capacitancias con características que permiten ilustrar el efecto de estos dispositivos sobre el fenómeno.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Las maniobras estadísticas simuladas permiten obtener los valores medios y la desviación estándar (σ) con las cuales se calcula el valor estadístico, definido de forma que corresponda a las sobretensiones con el 95% de probabilidad de ocurrencia [22]. El valor estadístico corresponde al tratamiento de los datos de la fase en la cual se registra el valor más alto de tensión o corriente.

Para evaluar que tan críticos o no son los resultados obtenidos en las simulaciones, se aplican los criterios descritos en [9], [23] y [24], resumidos en la Tabla 3.

Tabla 3. Criterios para definir la severidad de las sobretensiones

Maniobra	Lo esperado
Energización de líneas	Sobretensiones de 2 p.u a 3 p.u en el extremo en vacío.
Energización de Transformadores	Sobretensiones de 2 p.u a 3 p.u en el extremo en vacío y corrientes Inrush entre 2 p.u y 4 p.u para trafos de 500 MVA y mayores.
Recierre monofásico	De 1,80 p.u a 2,50 p.u

En la Figura 2, Figura 3, Figura 4, Figura 5 y Figura 6 se ilustran los resultados más relevantes obtenidos en las simulaciones. Para observar los resultados completos y su respectivo análisis, ver el documento *Metodología para el análisis de transitorios electromagnéticos de maniobra en sistemas de alta tensión (230 kV/500 kV) con ayuda del EMTP/ATP Draw* en su versión completa.

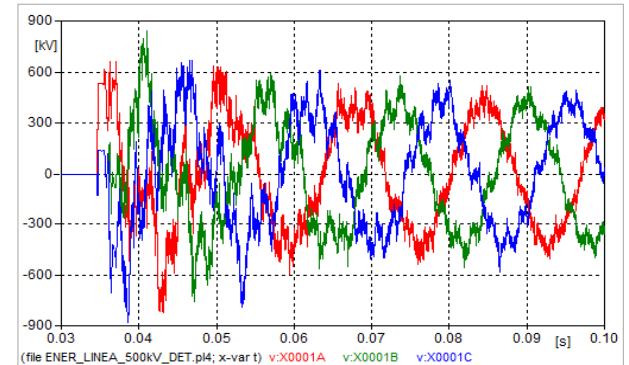


Figura 2. Tensión durante energización de línea a 500 kV

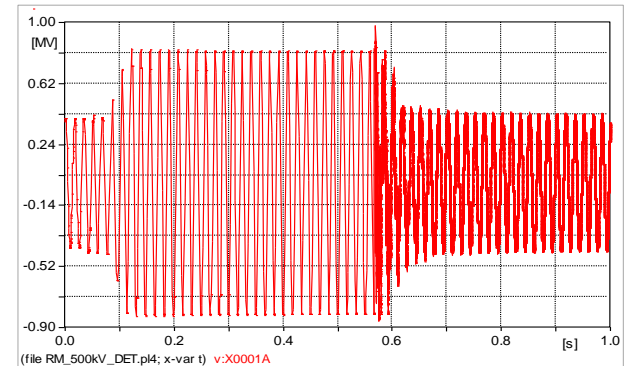


Figura 3. Tensión en la fase encargada del recierre monofásico, línea a 500 kV

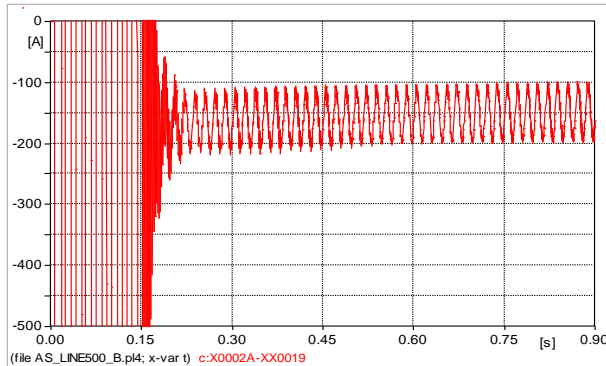


Figura 4. Corriente de arco secundario Fase A, línea a 500 kV.
Falla en extremo B

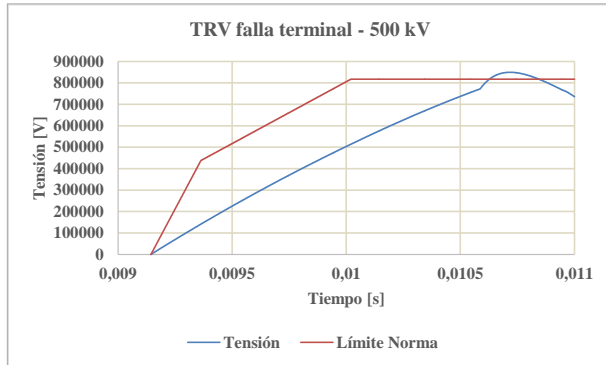


Figura 5. TRV interruptor línea a 500 kV, Fase A

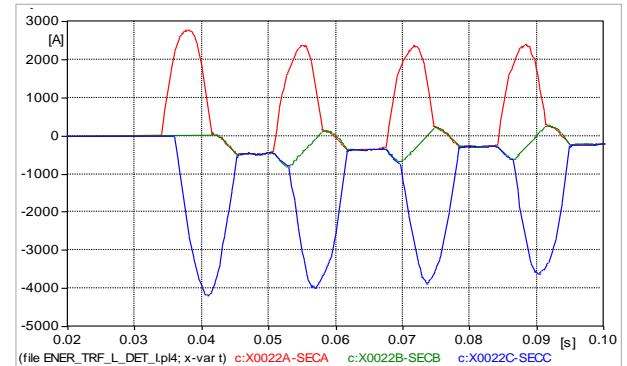


Figura 6. Corriente inrush del transformador al energizar desde
baja

CONCLUSIONES

El uso de herramientas digitales se ha convertido en una necesidad para llevar a cabo un correcto planeamiento, diseño, dimensionamiento y operación de sistemas eléctricos, ya que estos programas contienen elementos que permiten simular de forma muy precisa y acertada cada una de las variables que influyen en el comportamiento de una red determinada.

Antes de ejecutar cualquier tipo de simulación es necesario tener claros y definidos los parámetros eléctricos y geométricos de cada uno de los elementos del sistema, la frecuencia de operación de la red y de los fenómenos a estudiar, ya que a partir de éstos parámetros se establecen datos de entrada como tiempos de

configuración de interruptores y el paso de cálculo del software, datos críticos de los que depende obtener resultados congruentes y cercanos a lo real.

Conforme a los resultados obtenidos en cada una de las simulaciones, se observa que uno de los parámetros que más influye en la severidad del transitorio es el voltaje de la red, ya que los resultados más críticos se obtuvieron para la tensión de 500 kV.

Los métodos de mitigación de fenómenos transitorios como el uso de resistencias de preinserción, mando sincronizado, descargadores de sobretensión y capacitancias en paralelo con los interruptores, muestran ser muy eficaces en la reducción del impacto de las maniobras sobre el sistema, lo que sugiere su implementación para conservar en mayor medida la vida útil de los equipos. Cabe resaltar que algunos de los métodos como por ejemplo el uso de capacitancias y descargadores de sobretensión en paralelo con los interruptores para mitigar el efecto del *TRV*, pueden requerir de cierta metodología para ser calculados y dimensionados correctamente.

Una de las maniobras más importantes en los sistemas de potencia es el recierre monofásico, ya que el 90% o más de las fallas presentadas en los sistemas eléctricos son monofásicas a tierra, por lo que no es suficiente realizar solamente un estudio de sobretensiones transitorias, sino que es necesario ejecutar análisis como el de la corriente de arco secundario para determinar o verificar el tiempo muerto de las protecciones, esto sumado a los

estudios de estabilidad transitoria, que permiten verificar si con los tiempos de operación definidos el sistema no pierde su estabilidad y si definitivamente puede o no habilitarse la maniobra.

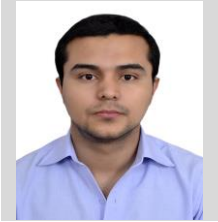
AGRADECIMIENTO

A Dios, a mis padres. A mi director, el MSc. Johan Andrés Sánchez Patiño, por el tiempo, atención e interés prestados para que el proceso se llevara a cabo de la mejor forma. A los MSc. Juan David Palencia Penagos y Andrés Guillermo Zuluaga Marín, por ayudarme a solucionar las dudas encontradas en el camino. Al Ingeniero Jorge Hernán Gutierrez Franco, un excelente maestro a quien le debo gran parte de mi actual aprendizaje profesional. Al Ingeniero Mario Alberto Suárez Cardona, quien me permitió formar parte de la familia de HMV Ingenieros, donde he adquirido y sigo adquiriendo grandes competencias y a todos los docentes que contribuyeron al proceso de convertirme en Ingeniero, especialmente al PhD. Jorge Wilson González Sánchez, uno de los maestros que más influencia tuvo en mi formación profesional. A todos mil gracias.

REFERENCIAS

- [1] L. Martínez Torres, «ESTUDIOS ESTADÍSTICO DE SOBRETENSIONES POR MANIOBRA DE INTERRUPTORES EN LINEAS DE TRANSMISIÓN EMPLEANDO EL PSCAD/EMTP,» Mexico, D.F, 2012.
- [2] C. Fuerte Esquivel y J. Guardado Zavala, «Introducción al Análisis de Transitorios Electromagnéticos en Sistemas Eléctricos de Potencia,» *Ciencia Nicolaita*, n° 6, pp. 141-148, 1994.
- [3] J. Das, *Transients in Electrical Systems. Analysis, Recognition, and Mitigation*, Mc Graw Hill, 2010.
- [4] A. Rifaldi, «Electronic Edition of the ATP Rulebook inPDF Format,» vol. 3, n° 4, 2001.
- [5] *Electromagnetic Transients Program (EMTP) Theory Book*.
- [6] L. Dután, «Modelación de Transformadores para Estudios de Energización usando ATP-EMTP».
- [7] L. Restrepo, G. Caicedo y F. Castro, «Modelos de línea de transmisión para transitorios electromagnéticos en sistemas de potencia,» vol. 16, n° 1, 2008.
- [8] «IEC TR 60071-4. Insulation co-ordination - Part 4: Computational Guide to insulation co-ordination and modelling of electrical networks,» 2004.
- [9] FURNAS/UFF, *Transitórios Elétricos e Coordenação de Isolamento - Aplicação em Sistemas Elétricos de Alta Tensão*, Rio de Janeiro, 1987.
- [10] K. F. Sailema Morales y X. A. Proaño Maldonado, «ANÁLISIS DE SOBREVOLTAJES A FRECUENCIA INDUSTRIAL Y POR MANIOBRA EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A NIVEL DE 500 kV,» Quito, 2010.
- [11] M. Oliveira, A. Bretas, O. Perrone, J. Reversat, H. Muñoz y R. Orellana Paucar, «Principales características de la corriente Inrush en Transformadores».
- [12] V. Marines Castillo y G. Idarraga Ospina, «Análisis de los modelos de transformadores para la simulación de la protección diferencial,» vol. XIII, n° 46, 2010.
- [13] J. H. Vivas Nava, «CONSIDERACIONES ACERCA DE LOS ESQUEMAS DE RECONEXIÓN EN SISTEMAS DE TRANSMISIÓN,» 2002.
- [14] S.-H. Sohn, G.-J. Cho, J.-K. Park, Y.-S. Oh, C.-H. Kim, W.-J. Kim, H.-J. Oh, J.-J. Yang, T. Senjyu y T. Funabashi, «Analysis of Secondary Arc Extinction Effects according to the Application of Shunt Reactor and High Speed Grounding Switches in Transmission Systems,» vol. 4, n° 4, 2014.
- [15] J. H. Vivas N, V. Mendoza M. y A. L. Villadar V., «ESTUDIO DE SENSIBILIDAD DE FACTORES QUE INFLUYEN EN EL TIEMPO DE EXTINCIÓN DEL ARCO SECUNDARIO».
- [16] D. Cubillos Rodríguez y L. J. Ibáñez Serrano, «DESCRIPCIÓN TEÓRICA Y ANÁLISIS DE FALLAS DE ARCO MEDIANTE UN MODELO ADECUADO, CON EL PROPÓSITO DE DETERMINAR SU EFECTO EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN,» Bogotá, 2008.
- [17] Schneider Electric, «Cuaderno Técnico No. 158. Cálculo de corrientes de cortocircuito».
- [18] «IEC 62271-100. High-voltage switchgear and controlgear - Part 100: Alternating-current circuit breakers,» 2008.
- [19] W. V. S. Azevêdo, W. L. A. Neves, D. Fernandes Jr., B. A. Souza y R. M. Soares, «Device to Limit Transient Recovery Voltage».
- [20] CIGRÉ Working Group A3.22, «Technical Requirements for Substation Equipment Exceeding 800 kV AC,» 2008.
- [21] ABB, «Interruptores de Tanque Vivo. Guía para el comprador,» 2005.
- [22] R. M. Jimenez Velez, «ESTUDIO DE LA COORDINACIÓN DEL AISLAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN OBRAPIA - EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A. - LOJA,» Cuenca, 2007.
- [23] G. Ziegler, «Transformer Protection,» 2007-2008.
- [24] IEB, «Coordinación de Aislamiento. Norma IEC 60071-2 vs Ingeniería por desempeño,» 2009.

AUTORES



Cristian Camilo ARIAS RODRÍGUEZ, nacido en Medellín, Colombia. Bachiller egresado del Colegio Salesiano Santo Domingo Savio (2008). Diplomado en Gerencia de Proyectos de la *Universidad Pontificia Bolivariana* (2013). Actualmente, egresado no graduado de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la *Universidad Pontificia Bolivariana*,

integrante del área de Estudios Eléctricos de la consultora *HMV Ingenieros Ltda* y docente en la Institución Educativa *Politécnico Interamericano* del municipio de La Ceja.



Johan Andrés SÁNCHEZ PATIÑO, nacido en Medellín, Colombia. Ingeniero Electricista de la *Universidad Nacional de Colombia* (1997), especialista en Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica (2010) y Magister en Ingeniería (2013) de la *Universidad Pontificia Bolivariana*. Actualmente trabaja para la consultora *HMV Ingenieros Ltda*.