

TECNOLOGÍA MODULAR MULTILEVEL CONVERTER (MMC) EN SISTEMAS HVdc

Sebastián Hoyos*, Jorge W. González*†, Hugo A. Cardona*, Idi A. Isaac*, Gabriel J. López*

*Universidad Pontificia Bolivariana, Cq. 1 #70-01, of. 11-259, Medellín, Colombia.

Recibido 07 Junio 2013; aceptado 04 Julio 2013
Disponible en línea: 15 Julio 2013

Resumen: En este artículo se presentan estudios sobre la tecnología de punta que se está proponiendo actualmente en los sistemas de transmisión en corriente directa (HVdc del inglés *High Voltage direct current transmission*). Esta tecnología conocida como *Modular Multilevel Converter* (MMC), proporciona grandes beneficios y alternativas para las estaciones convertidoras utilizadas convencionalmente en los sistemas HVdc. Se analizan los tipos de conexiones que se utilizan en los sistemas HVdc, seguido de las configuraciones utilizadas en las estaciones convertidoras. Finalmente se procede con la caracterización de la tecnología MMC y cómo serían los requisitos y comportamiento en una red eléctrica, especialmente durante condiciones de falla.

Palabras Clave: Convertidor Modular Multinivel (MMC), Alto Voltaje en corriente directa (HVDC), Convertidores de potencia, PSCAD/EMTDC.

Abstract: In this paper, studies on the technology that is currently being proposed for direct current transmission systems, HVdc, are presented. The technology is known as *Modular Multilevel Converter* (MMC) and provides great benefits and alternatives to the conventional converter stations of HVdc systems. The types of connections that are used in HVdc systems are discussed, followed by the settings applied in the converter stations. Finally, it is discussed the characterization of MMC technology and how would be its requirements and behavior in a power grid, especially during fault conditions.

Keywords: Modular Multilevel Converter (MMC), High Voltage direct current (HVDC), Power Converters, PSCAD/EMTDC.

1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de transmisión en corriente directa (HVdc del inglés *High Voltage direct current transmission*) y los controladores flexibles (FACTS del inglés *Flexible AC Transmission Systems*) basados en la tecnología de convertidores conmutados de línea (LCC del inglés *Line-Commutated Converters*) han tenido una larga y exitosa historia. Los tiristores son los

componentes claves de esta topología de convertidores y han alcanzado un alto grado de madurez debido a su diseño robusto y alta fiabilidad. Sin embargo, cabe resaltar que los convertidores conmutados de línea tienen algunas restricciones técnicas. Particularmente el hecho de que la conmutación dentro del convertidor es manejada por voltajes de *ca* (corriente alterna),

† Autor al que se le dirige la correspondencia:
Tel. (+57 4) 4488388 ext 14130, fax 4118779.
E-mail: jorgew.gonzalez@upb.edu.co (Jorge W. Gonzalez).

requiere condiciones apropiadas del sistema de *ca* conectado.

La electrónica de potencia con convertidores auto-conmutados, como los convertidores de fuente de voltaje (VSC del inglés *Voltage-Sourced Converters* VSC), pueden superar estas limitaciones y proporcionar más características técnicas (Ke y Chengyong, 2010; Jianping y Hongjian, 2012). En muchas aplicaciones, los VSC se han convertido en los conversores auto-conmutados estandarizados y se utilizan cada vez más a menudo en los sistemas de transmisión y distribución del futuro. Los VSC no requieren ningún sistema de voltaje de “manejo”- ellos pueden crear un voltaje trifásico de *ca* a través de un voltaje de *cd* (corriente directa).

Hasta el momento, los VSC para aplicaciones HVdc y FACTS se basan principalmente en dos o tres niveles convertidores. Es, sin embargo, un hecho que los VSCs multinivel proporcionan ventajas con respecto a la actuación dinámica y el impacto armónico. Por estas razones, un nuevo convertidor modular multinivel (MMC del inglés *Modular Multi-level Converter*), ha sido desarrollado, el cual proporciona importantes beneficios para aplicaciones de alta tensión (Saad et al., 2013). Incluso, los MMC son promisorios para la integración de fuentes de generación renovable a través de largas distancias (Xiaoqian et al., 2013).

Por la alta cantidad de conmutaciones de semiconductores, el modelamiento de un MMC es un reto para programas de simulación en detalle (Gnanarathna et al., 2011; Jianzhong et al., 2013; Saad et al., 2013). Algunos trabajos incluso se han dedicado al análisis de redundancia en sistemas MMC mediante simulaciones (Gum, 2012), mostrando bondades de confiabilidad y seguridad de estos sistemas. La problemática de fallas en todo sistema de *cd* es un tema especial, especialmente por la carencia de interruptores de *cd* y por los efectos del arco de *cd*. Se han propuesto en la literatura análisis, simulaciones y soluciones interesantes a esta problemática (Xiaoqian, 2013). En este trabajo se estudia un modelo digital en PSCAD/EMTDC, los resultados reflejarán la eficiencia de la herramienta para este tipo de simulaciones.

En la sección 2 se hace referencia a los tipos de conexión utilizados en los sistemas HVDC, en la sección 3 se presentan las configuraciones

utilizadas en estos sistemas, en la sección 4 se muestran las tecnologías de las estaciones convertidoras. En la sección 5 se caracteriza la tecnología MMC y en la última sección se simula la operación de un MMC.

2. TIPOS DE CONEXIÓN UTILIZADOS EN LOS SISTEMAS HVDC

2.1. Monopolar

Las conexiones monopolares utilizan un solo conductor para transmitir la energía eléctrica entre las estaciones conversoras. Dicha conexión puede tener retorno por tierra o por cable (ver Fig. 1).

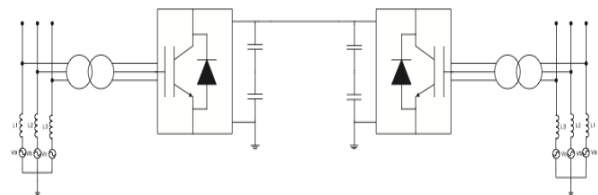


Fig 1. Conexión monopolar con retorno por tierra.

2.2. Bipolar

La conexión bipolar tiene una capacidad de potencia mayor que una conexión monopolar; es el tipo de conexión más implementado actualmente en los sistemas de HVdc basados en líneas aéreas. Esta conexión está conformada por dos sistemas monopolares independientes que hacen las veces de polos positivo y negativo, con la capacidad o ventaja de poder funcionar independientemente en caso que alguno de ellos falle (ver Fig. 2).

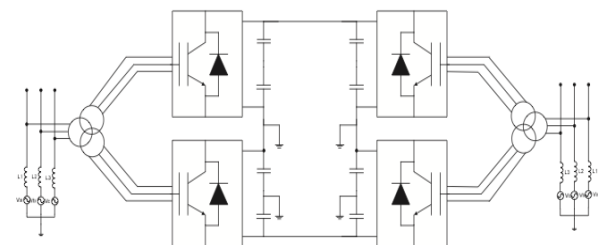


Fig 2. Conexión Bipolar.

3. CONFIGURACIONES UTILIZADAS EN LOS SISTEMAS HVDC.

3.1. Punto a punto

Es la topología más utilizada para interconectar dos puntos a grandes distancias por medio de una línea en cd. Este tipo de arreglo consiste en dos estaciones convertidoras conectadas por medio de una línea de transmisión, usualmente líneas submarinas. Permite la transmisión a cargas aisladas. Es la configuración más extendida hasta el momento.

3.2. Back to back

Es usada para conectar dos sistemas asíncronos (a distinta frecuencia) o también como acoplamiento de dos redes de la misma frecuencia nominal pero ninguna relación de fase fija. Esta configuración consiste en la interconexión de dos convertidores ubicados en la misma estación convertidora, uno para cada sistema eléctrico. La interconexión se efectúa por medio de una conexión en cd, sin la necesidad de una línea de transmisión (ver [Fig. 3](#)).

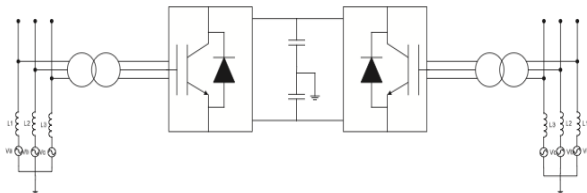


Fig 3. Configuración Back to Back.

3.3. Multiterminal

Cuando es necesaria la conexión de tres o más subestaciones conversoras separadas geográficamente se utiliza la configuración multiterminal. Este tipo de configuración muestra las bases para crear el concepto de red de transmisión en corriente continua (ver [Fig. 4](#)). Esta conexión puede ser:

- Paralela: Todas las subestaciones están conectadas a la misma tensión. Se utiliza cuando todas las subestaciones superan el 10% de la potencia total de las estaciones rectificadoras.

- Serie: Las subestaciones se conectan en serie, y a cada una llega una tensión diferente. Una subestación conectada en serie no puede consumir más del 10% de la potencia total de las estaciones rectificadoras para no afectar el nivel de tensión de las otras.
- Mixta: es una combinación de los sistemas anteriores ([Kundur, 1994](#)).

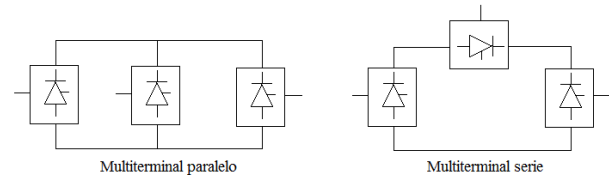


Fig 4. Configuraciones del sistema Multiterminal en HVDC.

3.4. Unitaria

En esta configuración el rectificador se conecta directamente al generador. A efectos prácticos, la energía es generada directamente en cd. Este sistema se utiliza con generadores hidráulicos y eólicos asíncronos. Tras esta transformación, el sistema convierte de nuevo la energía a ca a la frecuencia del sistema, lo que permite conectar el generador.

Esta configuración permite aprovechar la velocidad de las turbinas para generar la energía necesaria en cada momento independientemente de la frecuencia del sistema. Realiza, por lo tanto, una función similar al Back-to-Back, con un lado de frecuencia fija (sistema) y otro de frecuencia variable (generador).

4. TECNOLOGÍAS DE LAS ESTACIONES CONVERTIDORAS

4.1. Line Commutated Converter (LCC)

A continuación se presenta un diagrama simplificado de un sistema monopolar LCC HVdc, que tiene un convertidor en cada extremo y proporciona un solo bloque de transmisión (ver [Fig. 5](#)) ([Anderson, 2006](#)).

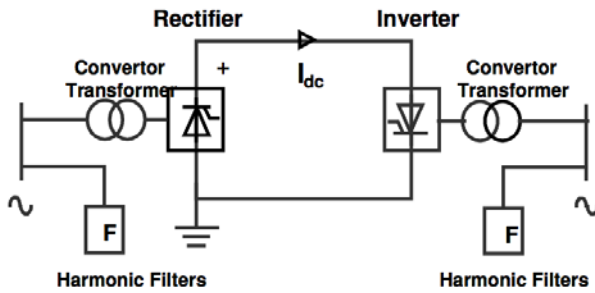


Fig 5. Esquema monopolar HVdc simplificado. Tomado de Anderson Power Electronic Solutions Ltd *et al.* (2006).

En esta configuración, un terminal controla la tensión de cd, y el otro la corriente directa. La potencia activa entre los convertidores está totalmente controlada y no depende de la magnitud, del ángulo de fase, o la frecuencia de la tensión alterna en cada extremo del sistema HVdc.

El convertidor conmutado de línea depende de la tensión del sistema de corriente alterna para su operación satisfactoria.

El proceso de conmutación se realiza con tiristores y produce la generación de cantidades sustanciales de corriente armónica, principalmente armónicos del orden $12n \pm 1$ en el lado de ca. Los filtros armónicos de ca se utilizan para reducir la distorsión armónica en los terminales de ca.

Un sistema LCC HVDC alcanza una disponibilidad de 98 a 99%, y tiene una eficiencia a plena carga $> 98,3\%$, incluyendo las pérdidas de los dos terminales, pero excluyendo las pérdidas en la línea de transmisión (Andersen, 2006).

4.2. Voltage Sourced Converter (VSC)

A continuación se muestra un diagrama simplificado de un sistema de transmisión VSC. El sistema tiene un convertidor en cada extremo y es un solo bloque de transmisión (ver Fig. 6).

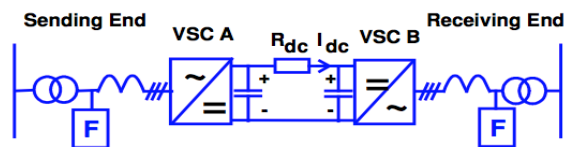


Fig 6. Sistema de transmission VSC simplificado. Tomado de Andersen Power Electronic Solutions Ltd. *et al.* (2006).

Los conmutadores utilizan transistores bipolares de compuerta aislada (IGBT del inglés *Insulated Gate Bipolar Transistors*) y típicamente son operados a una frecuencia media de aproximadamente 1 kHz, y se conmutan de tal manera que ciertos armónicos de orden inferior son eliminados. Como resultado, los filtros se requieren únicamente para los armónicos de alta frecuencia, y pueden ser de especificaciones mucho menores que los utilizados para los sistemas LCC HVdc.

El balance de potencia activa en el lado de cd debe ser preservado, y por lo tanto un terminal está asignado para controlar el voltaje de directa, mientras que el otro controla la potencia activa intercambiada a la red de ca.

El intercambio de potencia reactiva con la red de ca es controlado principalmente por la magnitud de la tensión creada por el VSC. El intercambio de potencia reactiva puede ser controlado independientemente en los dos convertidores, e independientemente de la transmisión de potencia activa. La capacidad de controlar la potencia reactiva en los terminales de ca es una de las diferencias más significativas entre un sistema de transmisión VSC y uno de LCC HVDC. Típicamente, debido a la controlabilidad de la potencia reactiva, los filtros de ca de armónicos necesitan subdividirse o ser conmutables, y el espacio ocupado por una subestación de transmisión VSC es menor que 35% de la de una LCC HVdc.

Hasta ahora, los convertidores VSC implementados para aplicaciones HVdc se han basado en una tecnología de dos o tres niveles que permiten la conmutación de dos o tres niveles de tensión diferentes al terminal de ca del convertidor (Dorn, 2011).

Los beneficios de la tecnología VSC se muestran a continuación:

- Acceso a la red para redes de ca.
- Control independiente para potencia activa y reactiva.
- Abastecimiento de redes pasivas y capacidad.
- Alto rendimiento dinámico.
- Menores requerimientos de espacio.

Algunas desventajas de los convertidores VSC de dos niveles son:

- Los semiconductores deben resistir altos niveles de tensión.
- Baja calidad de la tensión *ca* modulada (alto número de armónicos).
- Altas pérdidas por conmutación ([Kundur, 1994](#)).

5. TECNOLOGÍA MODULAR MULTILEVEL CONVERTER (MMC)

Tanto el tamaño de los pasos de tensión y los gradientes de tensión relacionados se pueden reducir o minimizar si la tensión de *ca* generada por el convertidor puede ser seleccionada en incrementos más pequeños que en dos o tres niveles solamente.

Entre más pasos se utilicen, menor es la proporción de armónicos y menor es el ruido de alta frecuencia. Los convertidores con un gran número de pasos se denominan convertidores multinivel.

Con un alto número de niveles la frecuencia de conmutación de cada semiconductor se puede reducir. Puesto que cada evento de conmutación genera pérdidas en los semiconductores, las pérdidas del convertidor pueden reducirse eficazmente.

Un MMC consta de seis brazos de conversión. Cada uno de ellos comprende un gran número de módulos de potencia (PM del inglés *Power Modules*) y un reactor convertidor conectado en serie. Los módulos de potencia contienen:

- Un IGBT en medio puente como un elemento de conmutación.
- Una unidad de condensadores de *cd* para el almacenamiento de energía.

Se tienen PM redundantes integrados en el convertidor, y a diferencia de los conceptos de redundancia anteriores, la unidad se diseña de modo que si un PM falla en un brazo convertidor, los PM restantes no se sometan a una tensión más alta. En el caso de que falle un PM durante la operación, se detecta esta falla y se cortocircuita el PM defectuoso a través de un interruptor *By-pass* de alta velocidad y confiabilidad. Esto

proporciona una funcionalidad completa, ya que la corriente del módulo que ha fallado puede continuar fluyendo, y el convertidor opera sin ninguna interrupción.

A continuación se resumen las diferencias esenciales y ventajas relacionadas con la topología MMC:

- Se ha elegido una construcción altamente modular para la sección de potencia, el control y la protección. Como resultado, el sistema tiene una excelente escalabilidad y el diseño general puede ser flexible. Por lo tanto, la estación de convertidor se puede adaptar perfectamente a las necesidades locales, y en función de las necesidades, el diseño puede favorecer ya sea una sala de convertidor con un tamaño reducido o de un edificio con un perfil bajo.
- En funcionamiento normal, no más de un nivel por brazo convertidor es conmutado en un tiempo dado. Como resultado, las tensiones de *ca* pueden ser ajustadas en incrementos muy finos y el voltaje de *cd* se puede lograr con muy poco rizado, lo que minimiza el nivel de armónicos generados y en la mayoría de los casos elimina completamente la necesidad de filtros de corriente alterna. Es más, los pequeños pasos de tensión que se producen, causan muy poca radiación o interferencias de alta frecuencia.
- La baja frecuencia de conmutación de los semiconductores individuales produce muy pocas pérdidas de conmutación. Las pérdidas totales del sistema son, por tanto, relativamente bajas para la tecnología VSC y la eficiencia es por consiguiente mayor en comparación con las actuales soluciones de dos y tres niveles.
- Los VSC HVdc utilizan industrialmente componentes estándar probados, tales como módulos IGBT, los cuales son robustos y altamente confiables. Estos componentes han demostrado su confiabilidad y el rendimiento bajo severas condiciones ambientales y operativas en otras aplicaciones, como las unidades de tracción.
- El voltaje manejado y las cargas de corriente permiten el uso de transformadores de corriente alterna estándar.

- El rango de potencia alcanzable, así como la tensión de cd alcanzable del convertidor se determina esencialmente sólo por el desempeño de los controles, es decir, el número de módulos de potencia que pueden ser operados. Con el diseño común, se pueden alcanzar tasas de transmisión de 1000 MW y superiores.
- Debido a la eliminación de componentes adicionales tales como filtros de *ca* e interruptores, se puede lograr alta confiabilidad y disponibilidad. Es más, la eliminación de componentes y el diseño modular puede acortar los tiempos de ejecución de los proyectos desde todo punto de vista, desde el desarrollo del proyecto hasta la puesta en marcha.
- Las fallas internas y externas, tales como un cortocircuito entre los dos polos de

corriente directa de la línea de transmisión, son gestionadas de forma confiable por el sistema, debido al diseño robusto y la respuesta rápida de las funciones de protección (Dorn, 2011).

6. SIMULACIÓN

Utilizando el software PSCAD/EMTDC VX4, se realizarán varias simulaciones de fallas que ocurren cotidianamente en los sistemas HVDC. Para esta simulación se tiene un sistema monopolar simétrico con un control básico para VSC (ver Fig. 7), tomado de Manitoba HVDC Reserch Centre (2011).

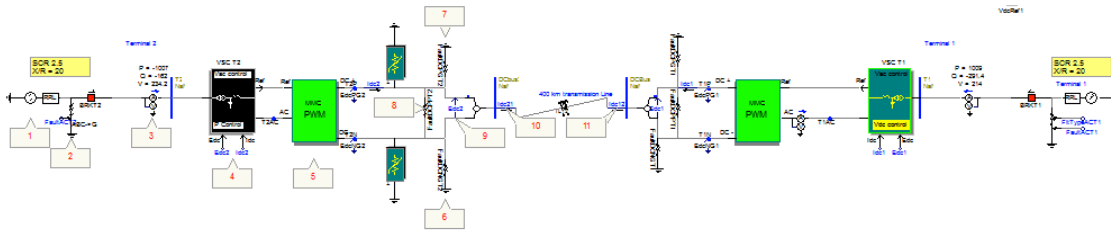


Fig 7. Sistema MMC-HVDC monopolar simétrico. Tomado de Manitoba HVDC Reserch Centre (2011).

En este sistema, el terminal 1 (lado derecho) controla el voltaje de directa y el terminal 2 (lado izquierdo) controla la potencia de transmisión.

A continuación se presenta una breve explicación de los componentes de un sistema MMC para simulación digita.

1. Generador. Para la simulación de este trabajo se empleó un voltaje base de 230 kV y una potencia base de 100 MVA.
2. Falla monofásica, bifásica o trifásica. Se activa en un tiempo deseado y se puede elegir entre varios tipos de fallas.
3. Medidor general. Para obtener el voltaje instantáneo de *ca*, la corriente instantánea de *ca*, el flujo de potencia activa, el flujo de potencia reactiva y el voltaje rms.
4. Control básico para un sistema VSC.
5. Módulos convertidores MMC.

6. Falla *cd-* a tierra. Esta falla permite conectar el polo negativo a tierra.

7. Falla *DC+* a tierra. Esta falla permite conectar el polo positivo a tierra.

8. Falla polo-polo. Esta falla permite conectar los 2 polos de *cd*.

9. Medidor del voltaje de *cd*.

10. Medidor de la corriente de directa que circula desde un terminal hacia el otro.

11. Medidor de la corriente de directa que circula desde un terminal hacia el otro.

6.1. Falla *ca* monofásica a tierra en el lado inversor, utilizando MMC.

En este escenario, el sistema HVdc opera con una potencia de transmisión de 1200 MW circulando desde el terminal 1 hacia el terminal 2, con un

voltaje de directa referencia de 625 kV. En 4.5 segundos se aplica una falla monofásica a tierra (Fase A) con una duración de 200 ms en el lado inversor (T2). A continuación se presentan los resultados de la simulación para el lado inversor y para el rectificador (ver Fig. 8 y Fig. 9).

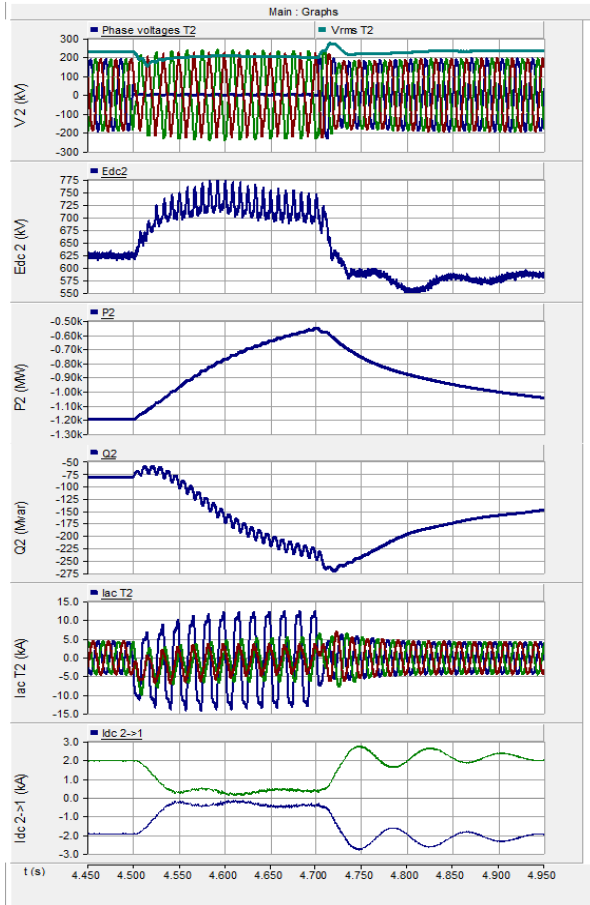


Fig 8. Falla monofásica a tierra vista desde el lado inversor. Tomado de Manitoba HVDC Research Centre (2011).

En primera instancia se observa que en T2 el voltaje de alterna de la fase A se hace cero debido a que ésta es la fase fallada, por lo tanto, las tensiones en las otras 2 fases aumentan su nivel ya que el sistema queda desbalanceado.

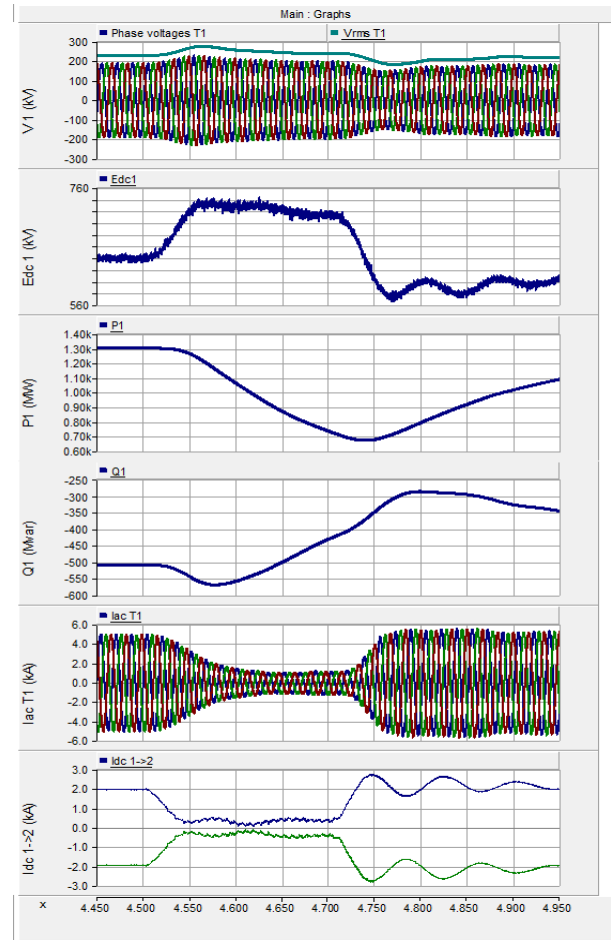


Fig 9. Falla monofásica vista desde el lado rectificador. Tomado de Manitoba HVDC Research Centre (2011).

El módulo MMC integra un control de supresión de corriente circulante, es por esto que se evidencia que en el momento en que ocurre la falla, la Idc (corriente de cd) cae a valores aproximados a cero. Lo anterior se hace para mitigar el efecto de la falla en el sistema. En el lado de *ca* también se ve reflejado este comportamiento, ya que en T1 se ve que la Iac (corriente del lado de *ca*) disminuye su valor en un 80%, logrando así que en T2 no sean tan severos los picos de corriente que se generan en la fase fallada.

Como era de esperarse, al disminuir la Idc, Edc (tensión de cd) debe aumentar su nivel de tensión ya que se tiene una consigna de potencia constante; tal como se muestra en las gráficas para el Edc de ambos terminales.

6.2. Falla ca trifásica en el lado inversor, utilizando MMC

En este escenario, el sistema HVdc opera con una potencia de transmisión de 1200 MW circulando desde el terminal 1 hacia el terminal 2, con un voltaje de directa referencia de 625 kV. En 4.5 segundos se aplica una falla trifásica con una duración de 200 ms en el lado inversor (T2). Los resultados de la simulación tanto para el lado inversor como para el rectificador se muestran a continuación (ver Fig 10 y Fig. 11).

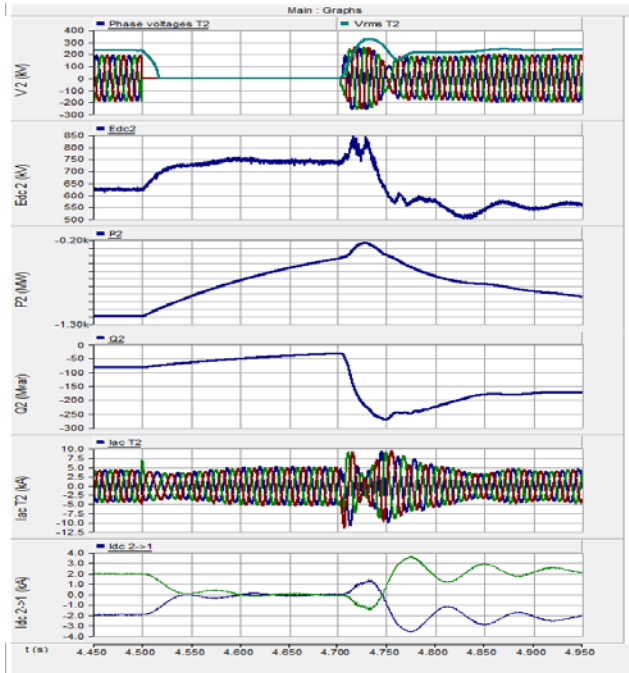


Fig 10. Falla trifásica en el lado inversor. Tomado de Manitoba HVDC Research Centre (2011).

Se observa cómo el control de supresión de corriente circulante hace que la Idc llegue rápidamente a valores cercanos a cero, lo cual conlleva al incremento de tensión en cd.

En la gráfica de Edc de T2 se observa un rizado menor al obtenido en la falla monofásica. Esto se presenta porque en este caso la falla trifásica es balanceada, a diferencia del caso anterior en el que el sistema queda desbalanceado y comienza a oscilar. Por ello presenta una Edc pico menor a la de la falla monofásica.

Al igual que en la falla monofásica, el control hace que T2 se bloquee y la potencia transferida toma una tendencia hacia el valor cero.

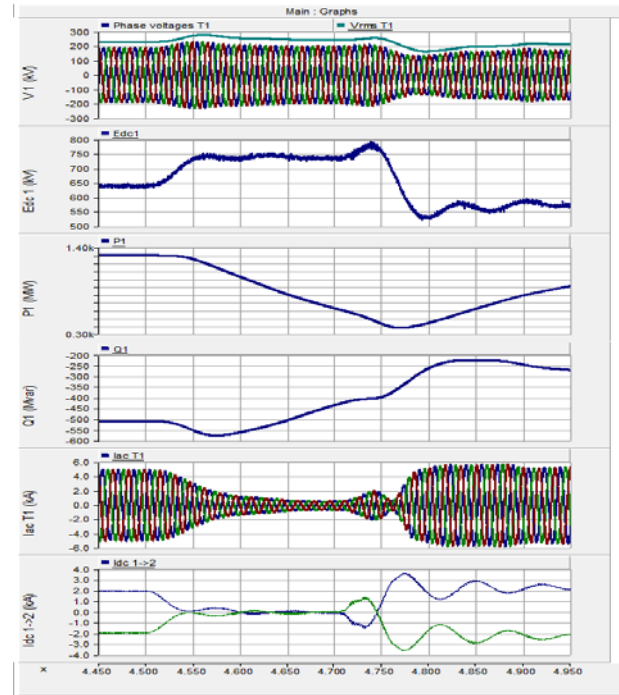


Fig 11. Falla trifásica en el lado rectificador. Tomado de Manitoba HVDC Research Centre (2011).

En la Iac se observa como en T1 se disminuye muy considerablemente la corriente para mitigar el efecto de la falla y en T2 se logra un control bastante bueno de la corriente, ya que se presenta un pico en un período de tiempo muy corto y luego se mantiene casi en los valores nominales la corriente durante toda la falla.

El momento crítico de esta falla se presenta cuando se libera la falla y se desbloquea T2. En este momento se evidencian los picos más grandes de todas las variables analizadas, lo cual es muy perjudicial para el sistema debido a que en este instante todos los equipos que hacen parte de él deben soportar las peores condiciones de operación.

6.3. Falla ca monofásica a tierra en el lado inversor utilizando HVdc convencional

Con propósitos comparativos, se realizará la falla monofásica estudiada en el sistema MMC, en un sistema convencional HVDC clásico. Para ello se utiliza el *Cigre Benchmark* en el programa PSCAD/EMTDC.

En este escenario, el sistema HVdc convencional opera con una potencia de transmisión de 1000 MW circulando desde el terminal 1 hacia el

terminal 2, con un voltaje de directa referencia de 500 kV. En 4.5 segundos se aplica una falla monofásica a tierra (Fase A) con una duración de 200 ms en el lado inversor (T2). Los resultados de la simulación tanto para el lado inversor como para el rectificador se muestran a continuación (ver Fig 12 y Fig. 13).

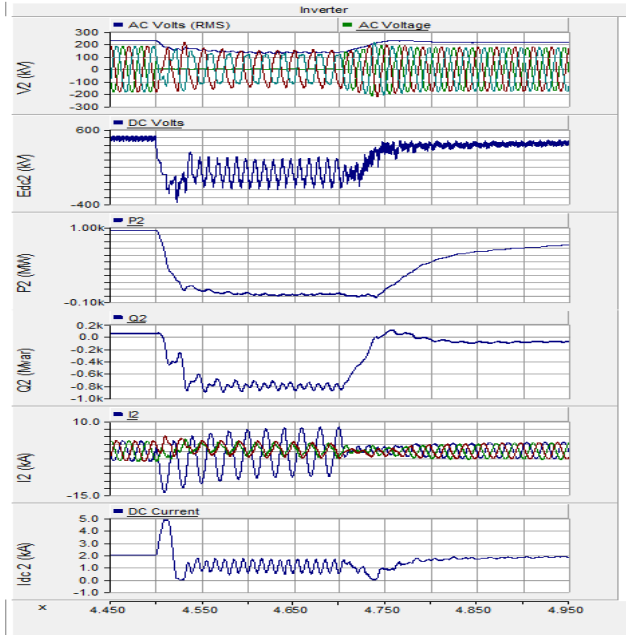


Fig 12. Falla trifásica en el lado inversor. Tomado de Manitoba HVDC Research Centre (2011).

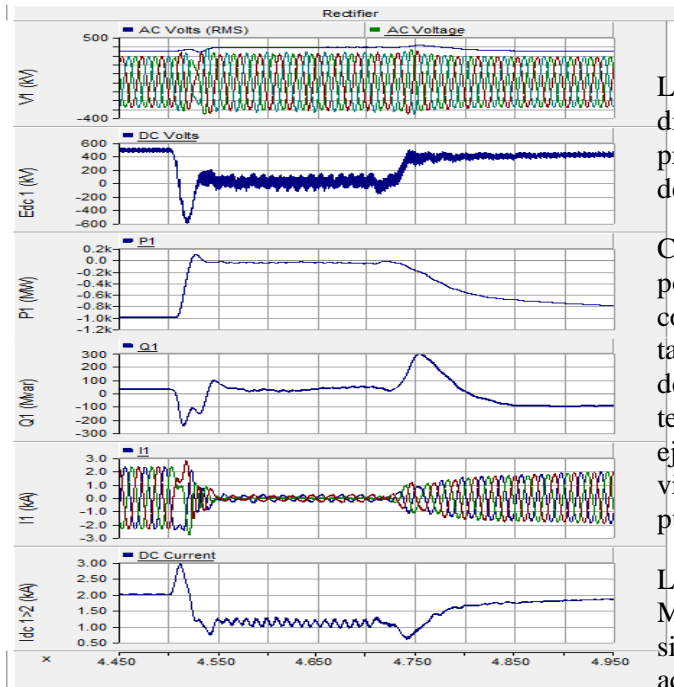


Figura 13. Falla trifásica en el lado rectificador. Tomado de Manitoba HVDC Research Centre (2011).

Analizando los resultados obtenidos con las 2 configuraciones, se nota una gran ventaja con la configuración MMC con respecto a la Idc, ya que como este sistema integra un control de supresión de corriente circulante, hace que la Idc tome valores muy cercanos a cero, lo cual hace que la falla sea menos severa.

En el lado inversor, se puede observar que en el HVdc convencional se produce un pico de Idc demasiado grande en el momento de ocurrencia de la falla, lo cual se traduce en altos esfuerzos para los componentes del sistema. Un pico de corriente de estas magnitudes puede generar daños severos en los componentes del sistema. Por el contrario, el MMC controla mejor la corriente de falla y la lleva a valores cercanos a cero.

El tiempo en el que se estabiliza el MMC es menor al HVdc convencional. Esto se nota claramente cuando a partir de 4.7 segundos se elimina la falla y la Iac del MMC se estabiliza en aproximadamente 50 ms, mientras que la del HVdc convencional lo hace en aproximadamente 100 ms. El tiempo de estabilización que proporciona el MMC supera al HVdc convencional en aproximadamente un 50%, lo cual es una gran ventaja para la operación del sistema.

7. CONCLUSIONES

La tecnología MMC para VSC es una solución dinámica, flexible, escalable, eficiente, modular y proporciona muchos beneficios para la operación de los sistemas HVdc.

Con la tecnología MMC se reduce en un gran porcentaje el tamaño de las estaciones convertidoras para HVdc, lo cual es benéfico tanto a nivel económico como ecológico. Además de suprimir algunos elementos que utilizaban las tecnologías anteriores, acorta los tiempos de ejecución de los proyectos desde todo punto de vista, desde el desarrollo del proyecto hasta la puesta en marcha.

La disminución de armónicos que proporciona el MMC es de gran importancia para el manejo del sistema, ya que se eliminan los filtros de ca y además se obtiene una tensión de cd con menos rizado.

La tecnología MMC otorga menores pérdidas en los convertidores. Como consecuencia, se obtiene la eficiencia más alta que hasta el momento se ha logrado en HVdc.

La tecnología MMC garantiza tiempos de estabilización de falla mejores a los que proporciona un sistema convencional HVdc, lo cual proporciona grandes ventajas para los componentes del sistema y la operación del mismo.

El control de la Idc que proporciona el MMC hace que las fallas sean mucho menos severas, protegiendo así al sistema de posibles daños en equipos.

AGRADECIMIENTO

A f. Hoyos Gallón, Carlos Eduardo Restrepo y Andrés Felipe Eusse por el apoyo prestado durante el desarrollo del trabajo investigativo.

REFERENCIAS

- Andersen, Dr B.R., Andersen Power Electronic Solutions Ltd. (2006). HVDC Transmission – Opportunities and Challenges. *AC and DC Power Transmission, 2006. AcdC 2006. The 8th IEE International Conference on*, **8**:24-29.
- Dorn, J., M. Davies, M. Dommaschk, J. Lang, D. Retzmann, D. Soerangr (2011). HVDC PLUS - Basics and Principle of operation. Germany.
- Gnanarathna, U.N., A.M. Gole, R.P. Jayasinghe (2011). Efficient Modeling of Modular Multilevel HVDC Converters (MMC) on Electromagnetic Transient Simulation Programs. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, **26**:316-324.
- Gum Tae Son, Hee-Jin Lee, Tae Sik Nam, Yong-Ho Chung, Uk-Hwa Lee, Seung-Taek Baek, Kyeon Hur and Jung-Wook Park (2012). Design and Control of a Modular Multilevel HVDC Converter With Redundant Power Modules for Noninterruptible Energy Transfer. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, **27**:1611-1619.
- Jianping Ying and Hongjian Gan (2012). High power conversion technologies & trend. *Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC), 7th International*, **3**:1766-1770.
- Jianzhong Xu, Chengyong Zhao, Wenjing Liu and Chunyi Guo (2013). Accelerated Model of Modular Multilevel Converters in

PSCAD/EMTDC. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, **28**:129-136.

- Ke Li and Chengyong Zhao (2010). New Technologies of Modular Multilevel Converter for VSC-HVDC Application. *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2010 Asia-Pacific*, **1**:28-31.
- Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. McGraw Hill, New York.
- Manitoba HVDC Research Centre, PSCAD/EMTDC X4, (2011).
- Saad, H., J.; Peralta, S. Denetiere, J. Mahseredjian, J. Jatskevich, J.A. Martinez, A. Davoudi, M. Saedifard, V. Sood, X. Wang, J. Cano, A. Mehrizi-Sani (2013). Dynamic Averaged and Simplified Models for MMC-Based HVDC Transmission Systems. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, **28**:1723-1730.
- Xiaoqian Li, Qiang Song, Wenhua Liu, Hong Rao, Shukai Xu and Licheng Li (2013). Protection of Nonpermanent Faults on dc Overhead Lines in MMC-Based HVdc Systems. *Power Delivery, IEEE Transactions on*, **28**:483-490.

SOBRE LOS AUTORES

Sebastián Hoyos Gallón

Nace en Medellín el 22 de Abril de 1990. Comenzó sus estudios en ingeniería eléctrica en la Universidad Pontificia Bolivariana en el año 2008 y actualmente es egresado próximo a graduarse del programa Ingeniería Eléctrica. Forma parte del semillero de investigación en automática y diseño (A+D).

Jorge Wilson González

Ingeniero Electricista, MSc - PhD. Es Profesor Titular de tiempo completo e Investigador de la Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia. Laboró en HVM Ingenieros y en Siemens, Erlangen en PTD (FACTS y HVDC). Investigador invitado en la Univ. Kempten, Alemania y en el Power Systems Institute en Erlangen Univ. Alemania en el 2005.

Hugo A. Cardona

Ingeniero Electricista, MSc.y estudiante PhD. Es Profesor Titular de tiempo completo e Investigador de la Universidad Pontificia

Bolivariana, Colombia. Ha sido pasante investigador en XM S.A. E.S.P.

Idi A. Isaac

Ingeniero Electricista, MSc - PhD. Es Profesor Titular de tiempo completo e Investigador de la Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia. Investigador invitado en la Univ. Kempten, Alemania y Univ. Comillas, España.

Gabriel J. López

Ingeniero Electricista, MSc.y PhD. Es Profesor Asociado de tiempo completo e Investigador de la Universidad Pontificia Bolivariana, Colombia. Investigador invitado en la Univ. Kempten, Alemania.