

# Una Revisión Acerca de Tecnologías y Modelación de Enlaces HVDC para Estudios Eléctricos



**José Enriquez<sup>1</sup>, Ricardo Rosero<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> Universidad Politécnica Salesiana, Maestría en electricidad Mención Sistemas Eléctrico en Potencia. Quito, (Ecuador)

<sup>2</sup>SUCRE Instituto Tecnológico Superior, Carrera de Electricidad Av. 10 de Agosto N26-27 y Luis Mosquera Narváez, Quito, Ecuador.

*1 jenriquezq@est.ups.edu.ec, 2rrosero@tecnologicosucre.edu.ec*

## RESUMEN

Los sistemas Corriente Continua de Alta Tensión (HVDC), actualmente son muy utilizados a nivel mundial debido a sus ventajas frente a sistemas de transmisión tradicionales. En el presente artículo se realiza una investigación sobre la modelación y simulación estático-dinámica de los sistemas HVDC. Los modelos encontrados se basan en convertidores tipo fuente de corriente (LCC), convertidores tipo fuente de voltaje (VSC), convertidores modulares multinivel (MMC), sistemas multiterminal DC (MTDC) y de alimentación múltiple (multi-feed HVDC). Las principales simulaciones, son transitorios electromagnéticos (EMT), estado cuasi estacionario (QSS), simulaciones híbridas de fasores dinámicos y transitorios electromecánicos, simulaciones híbridas de transitorios electromagnéticos (EMT) y estabilidad transitoria (TS), fasores dinámicos basado en interfaz (DPIM) para simulaciones híbridas EMT y TS, flujos de potencia HVDC y simulación digital de tiempo real (RTDS), determinando la complejidad de los sistemas HVDC en el modelado, simulación y controles con el objetivo de que enlaces mixtos AC/DC sean factibles técnicamente.

**Palabras Clave:** Estabilidad Transitoria, HVDC, Control HVDC, Modelos HVDC, Simulación HVDC.

## Introducción

Los sistemas de transmisión HVDC han tenido un gran desarrollo a lo largo de los años gracias a sus ventajas frente a los sistemas tradicionales y que han permitido solventar los principales problemas de los sistemas de transmisión AC [1].

- Con el aumento de la longitud de la línea se incrementa las pérdidas de transmisión.
- La capacidad de transmisión es inversamente proporcional a la distancia de líneas AC.
- Para mantener el voltaje en las terminales de la línea, se requiere un control de voltaje relacionado a requerimientos de potencia reactiva.
- Se requiere de compensación para resolver el problema de capacidad de carga y limitaciones de estabilidad en líneas AC.
- Se requiere de controles complejos para la interconexión entre dos sistemas de potencia, como es el control automático de generación para el control de frecuencia e intercambio en ambas áreas.
- Problemas en la capacidad de transmisión, debido a la impedancia de la tierra en líneas AC

Por medio de sistemas HVDC se pueden resolver los problemas en sistemas de transmisión AC [1].

- Las pérdidas en sistemas DC se reducen en 2/3 comparado con los sistemas AC.
- El costo de líneas DC es menor que las líneas AC, para líneas aéreas de longitudes variables desde 500 km a 800 km y 50 km para cables.
- En líneas DC la capacidad de transmisión no se afecta con el incremento de la longitud de la línea.
- En líneas DC no requieren de potencias reactivas, para las estaciones convertidoras para la capacidad de transmisión

- Las líneas DC no necesitan compensación.
- Debido a la rápida capacidad de control, estos sistemas tienen la capacidad de mejorar la estabilidad transitoria y dinámica en redes AC asociadas. Así como también es posible la interconexión entre sistemas asíncronos.
- En sistemas DC la impedancia de tierra puede ser despreciada.
- La confiabilidad de líneas DC es comparable a las líneas AC y es superior al 90%.
- Gran integración con varios tipos de energías renovables.

Como resultado de estas ventajas, se han desarrollado gran cantidad de proyectos HVDC en el mundo. En Latinoamérica varios proyectos son evaluados como una oportunidad para la integración energética regional [2]. Por ejemplo, la interconexión Colombia-Panamá a través de una línea HVDC de aproximadamente 614 km de longitud y con una capacidad de transferencia de 300 MW y 200 MW en sentido contrario. Otro ejemplo es la interconexión Argentina-Brasil compuesto de dos líneas y un enlace HVDC back to back debido a la diferencia de frecuencias de los sistemas, con capacidad de 2000 MW en la dirección Argentina-Brasil y 800 MW en la dirección opuesta; interconexión Brasil-Uruguay mediante una estación convertidora back to back HVDC, con capacidad de 500 MW.

Se puede concluir que la integración energética regional a futuro dependerá cada vez más de enlaces HVDC, debido a las ventajas de estos sistemas, sin embargo, existen algunos problemas relacionados a la interacción de los componentes electrónicos de los sistemas DC con los sistemas AC asociados. Es por este que el presente trabajo realiza una revisión de modelos, métodos de simulación y controles referentes a sistemas HVDC, que permitan evaluar el estado estable y transitoria entre sistemas mixtos AC/DC interconectados.

### Modelos empleados en sistemas HVDC

En [3], se utiliza un sistema de transmisión HVDC Light basado en tecnología de fuente de voltaje (VSC) y modulador de ancho de pulso. Se plantean dos modelos, un sistema mono polar de dos terminales AC y un sistema AC/DC en paralelo que consiste en convertidores de fuente de voltaje que se representan en la Figura 1 y Figura 2, respectivamente. Se propone un controlador óptimo basado en los modelos propuestos. Su comparación de amortiguamiento entre los modelos HVDC Light con el controlador propuesto y un sistema HVDC convencional, con simulaciones de fallas AC se verifica un mejoramiento de estabilidad transitoria con HVDC Light y el control propuesto.

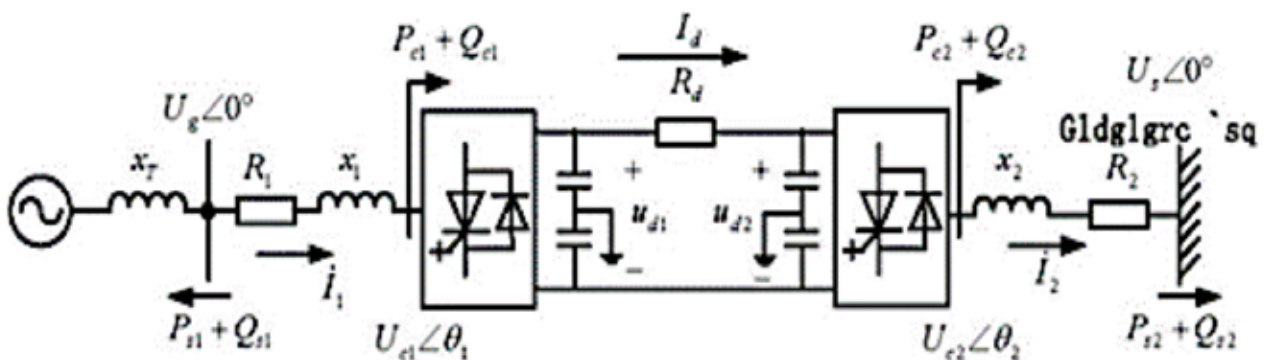


Fig. 1. Representación de una red DC mono polar de dos terminales [3]

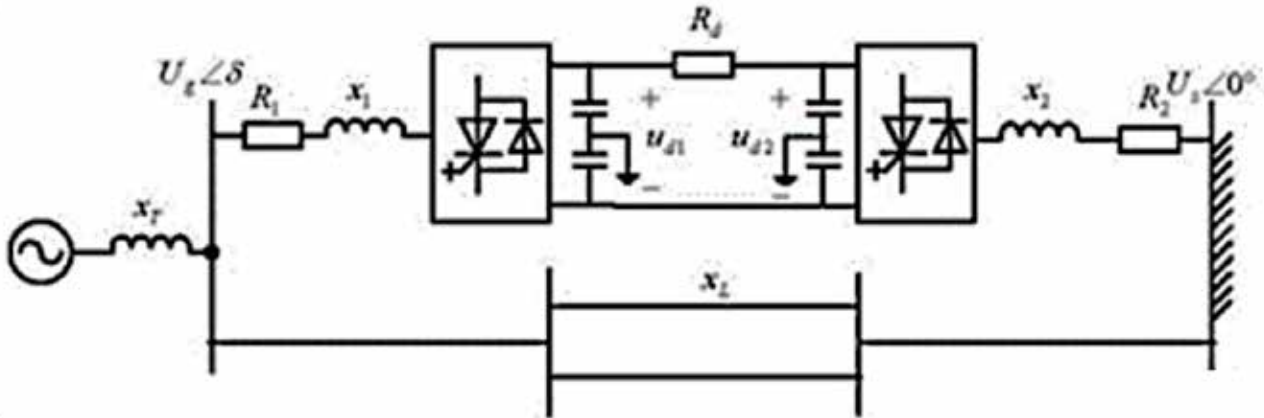


Fig. 2. Sistema de potencia AC/DC paralelo [3]

El control propuesto en [3], emplea teoría de control óptimo lineal para encontrar un punto de operación óptimo de una función dependiente de las variables de estado típicas de un generador como son ángulo de potencia, velocidad angular, voltaje a los terminales del generador y voltaje de excitación; así como variables típicas de control HVDC como ángulo de retardo de disparo de la válvula y ángulo de disparo de avance de la válvula.

En [4] se estudia un sistema real HVDC de alimentación múltiple, es decir un sistema en el cual varios enlaces HVDC terminan cerca de un sistema AC común y la impedancia AC entre dos sistemas HVDC es baja. Se estudia estabilidad transitoria bajo varias condiciones de falla, efectos de carga y reserva rodante en el sistema de potencia de Shanghai, que está compuesto por tres enlaces HVDC que terminan en un centro de carga, las estaciones convertidoras de los enlaces HVDC están cerca y la interacción entre los sistemas AC y DC es fuerte, lo cual pone en riesgo la operación segura y estable del sistema.

El Sistema de Potencia de Shanghai forma parte del Sistema de Potencia del Este de China. Los sistemas AC en el lado del rectificador y del inversor son sistemas asíncronos, en el caso de estudio la potencia activa transmitida por las líneas AC es aproximadamente 1600 MW y 10600 MW es transmitida por tres líneas DC. En la Figura 3 se presenta un diagrama general del sistema simulado.

Se simulan contingencias N-1 en líneas AC y DC y el sistema se mantiene estable. Se simulan contingencias AC en barras sin protección diferencial, el sistema se estabiliza únicamente con el disparo de varias centrales de generación, por lo que se concluye que la protección diferencial de barra siempre debe estar activada. Se reduce la reserva rodante hasta cero, el sistema se mantiene estable bajo la salida simple o bipolar de un enlace DC, sin embargo, la desviación de frecuencia es grande y para evitar la caída abrupta de frecuencia se utiliza un esquema de alivio de carga. Se evalúa la estabilidad transitoria con contingencias N-1 en una línea AC, con un modelo estático ZIP para la carga que incluye dependencia de la frecuencia, el modelo de carga se divide en 6 clases, como se observa en la Figura 4. Un incremento en el peso del término de potencia constante reduce el margen de estabilidad del sistema, el sistema se mantiene estable cuando se produce un disparo a 0.1 segundos en líneas de 500 kV AC. De igual forma se evalúa la estabilidad transitoria con motores de inducción en el modelo de carga, un incremento en el peso de este término reduce el margen de estabilidad, el sistema se mantiene estable cuando se produce un disparo a 0.1 segundos en líneas de 500 kV AC.

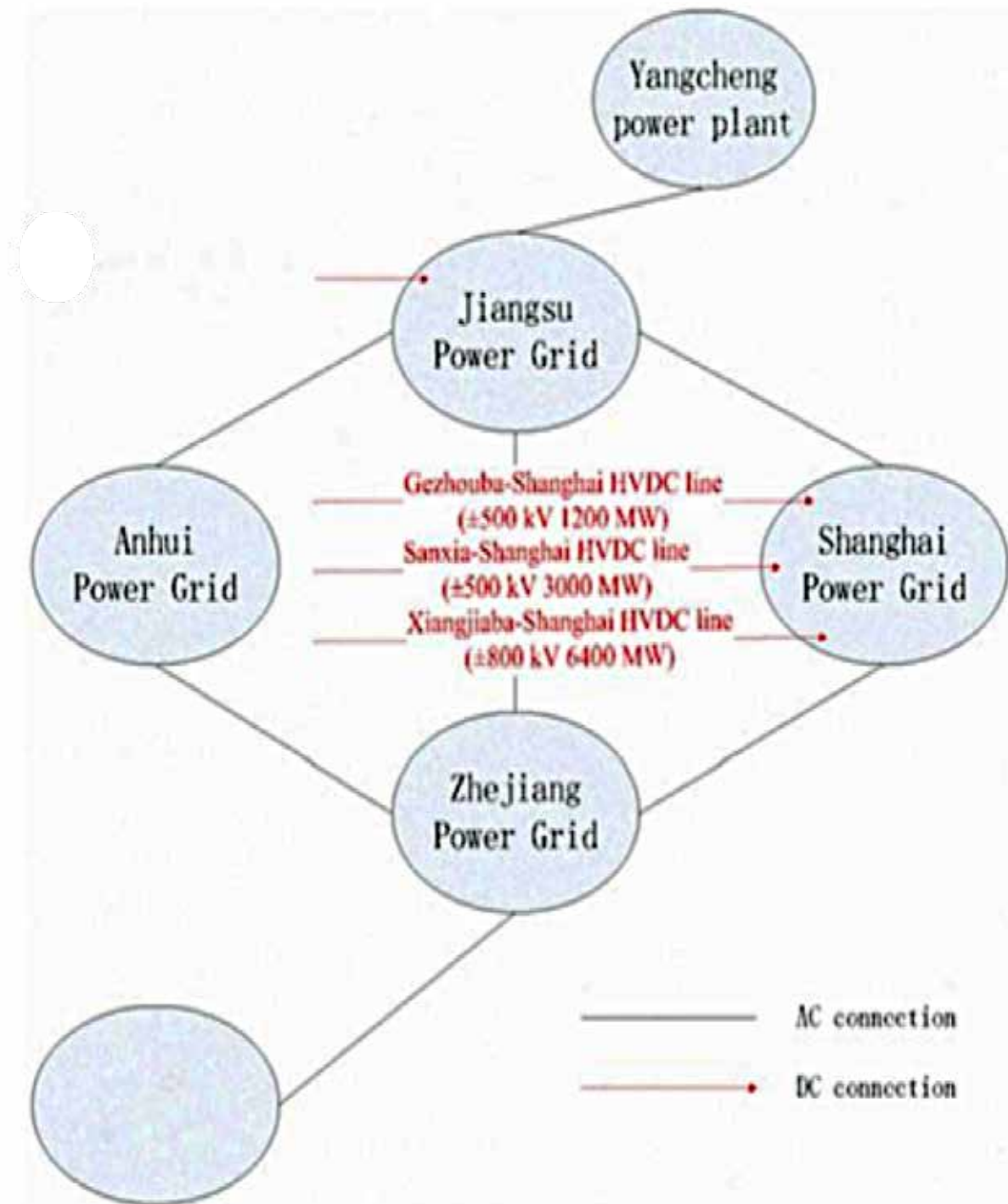


Fig. 3. Estructura del Sistema de Potencia del Este de China [4]

En [5], se evalúa la estabilidad transitoria de voltaje en un sistema HVDC de alimentación múltiple, con enlaces tipo fuente de corriente LCC HVDC y tipo fuente de voltaje VSC HVDC, que se representa en la Figura 5. La capacidad de soporte de voltaje del enlace VSC HVDC está influenciado por la distancia de la línea de interconexión entre dos enlaces y el tamaño de la carga.



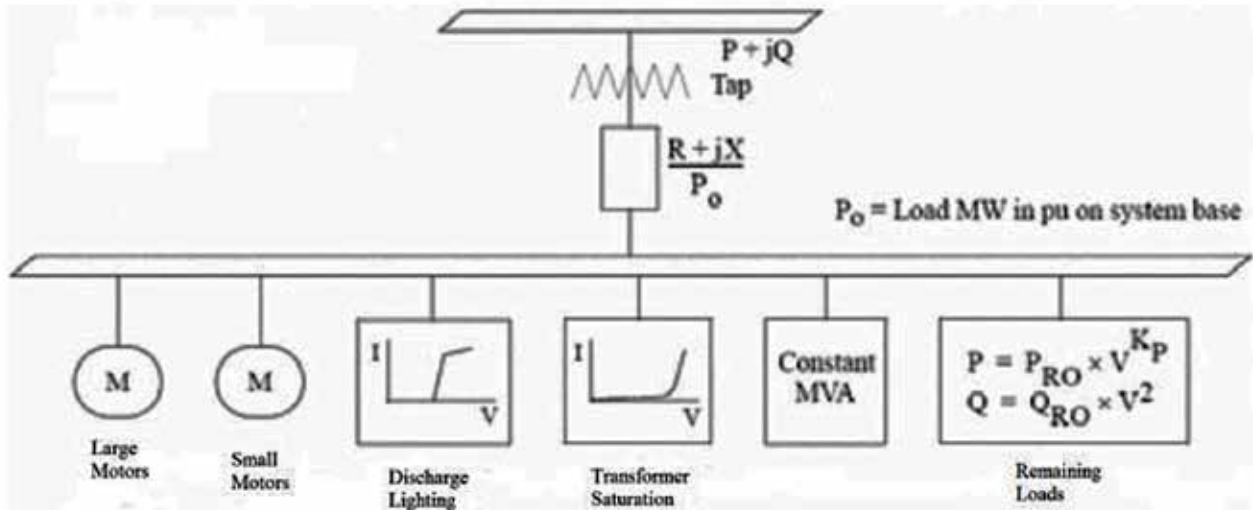


Fig. 4. Modelo de carga complejo en una barra representativa [4]

Los enlaces LCC-HVDC no pueden suministrar potencia reactiva, pero necesitan de esta potencia para funcionar normalmente, por lo que generalmente funcionan con un banco de capacitores en la barra AC. La aplicación de un banco de capacitores, reduce el radio de cortocircuito efectivo (ESCR por sus siglas en inglés), durante una falla un valor bajo de SCR puede producir una caída de voltaje que puede provocar falla de conmutación del enlace LCC-HVDC y por lo tanto inestabilidad de voltaje.

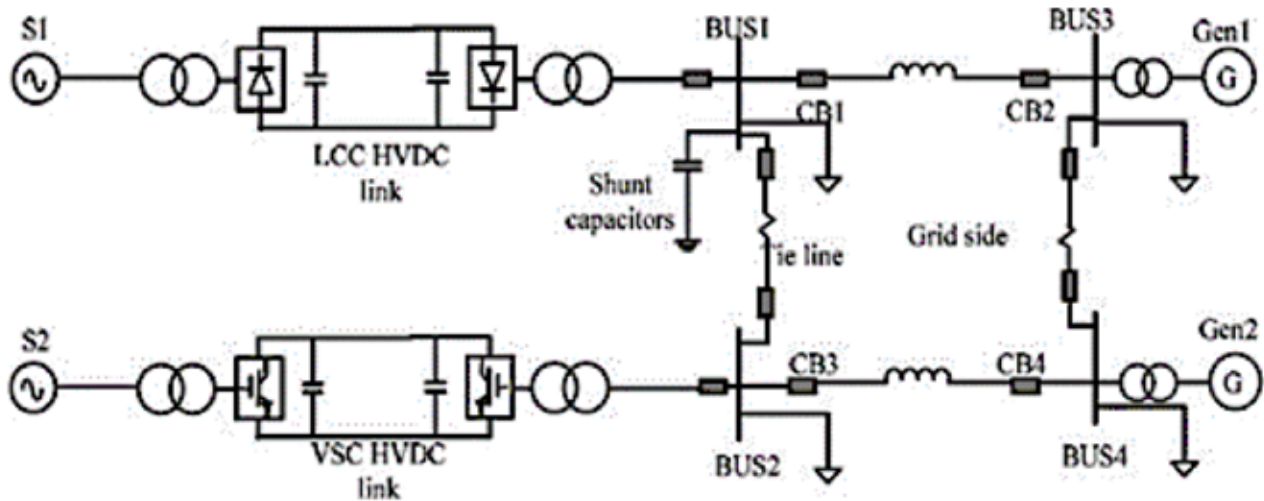


Fig. 5. Sistema HVDC híbrido de doble entrada [5]

El enlace VSC-HVDC actúa como un equipo de compensación de potencia reactiva, por lo tanto, la potencia reactiva necesaria para mantener el voltaje en la barra donde se conecta el enlace LCC HVDC en condiciones de falla se introduce en el lazo de control del enlace VSC-HVDC, que se muestra en la Figura 6. En los resultados de la simulación el método de ajuste de voltaje mejora la estabilidad transitoria de voltaje y se concluye que existe una relación entre los requerimientos de potencia reactiva y los parámetros del sistema como por ejemplo la longitud de la línea de interconexión entre los sistemas LCC y VSC, debido a que mientras mayor sea la longitud de la línea mayor será la dificultad de transmitir la potencia de compensación desde el enlace tipo VSC al enlace tipo LCC.

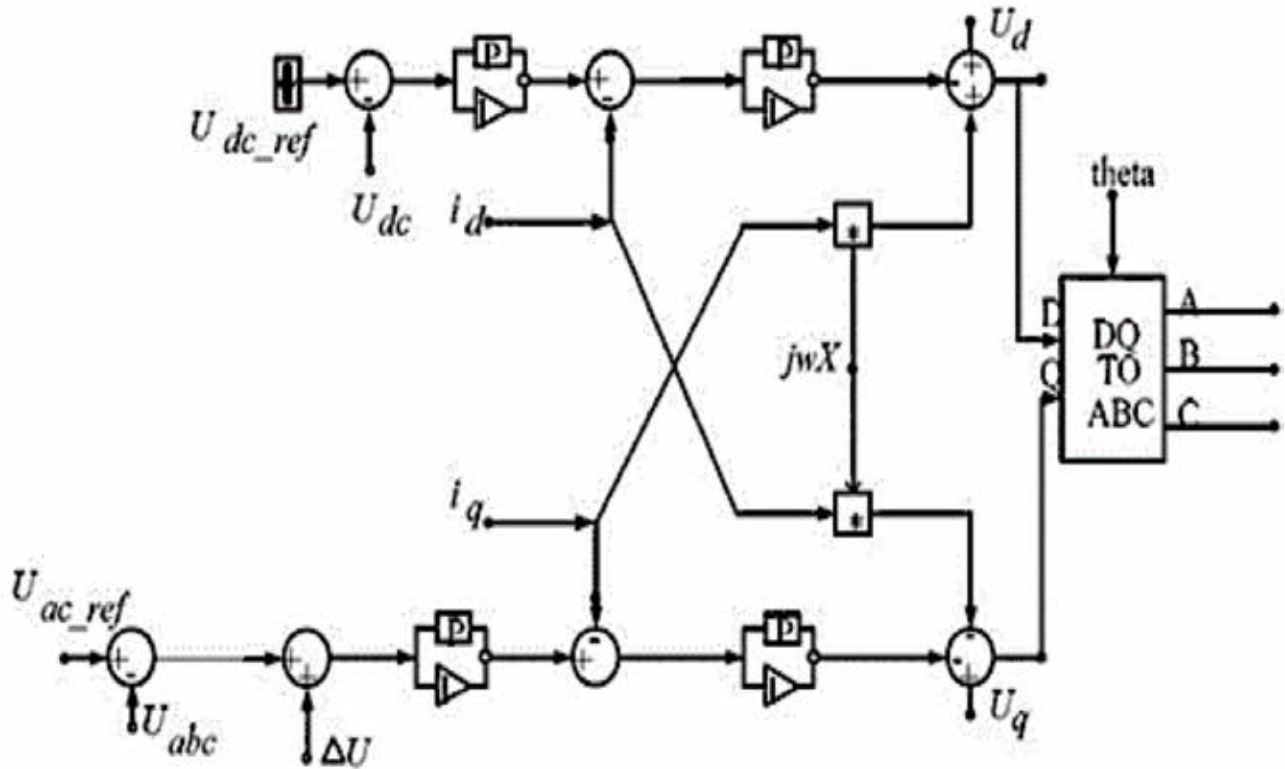


Fig. 6. Método de ajuste de voltaje del lado de la red VSC [5]

En [6], se evalúa las respuestas transitorias en fallas AC y DC en una red con una línea de transmisión HVDC fija y varias líneas de transmisión HVAC. La estabilidad de ángulo del rotor y el manejo de potencia reactiva son investigados para definir la respuesta transitoria de la red. La respuesta transitoria no se puede evaluar en conjunto, por lo que se simula una falla en la línea HVDC y una falla trifásica a tierra en la línea HVAC del sistema de la Figura 7 y Figura 8, por separado. En fallas DC, la estabilidad de ángulo de rotor se mejora con el incremento de la longitud de la línea de transmisión AC. La oscilación de potencia activa se reduce a medida que aumenta la longitud de la línea de transmisión HVAC. En términos de caída de voltaje, mientras más corta la línea de transmisión HVAC, más baja es la amplitud de voltaje del terminal, que también se estabiliza más rápido. En fallas AC, la estabilidad de ángulo de rotor decrece con el incremento de la longitud de una línea de transmisión HVAC.

La fluctuación de potencia activa se reduce con el aumento de la longitud de la línea HVAC. Para generadores que no están en el área donde ocurre la falla, mientras más corta sea la línea de transmisión HVAC, mayor es la caída de voltaje, más baja la amplitud de la oscilación de voltaje en el terminal que se reduce más rápido. Sin embargo, para generadores en el área de la falla AC, la caída de voltaje terminal es muy alta independiente de la longitud de la línea de transmisión HVAC.

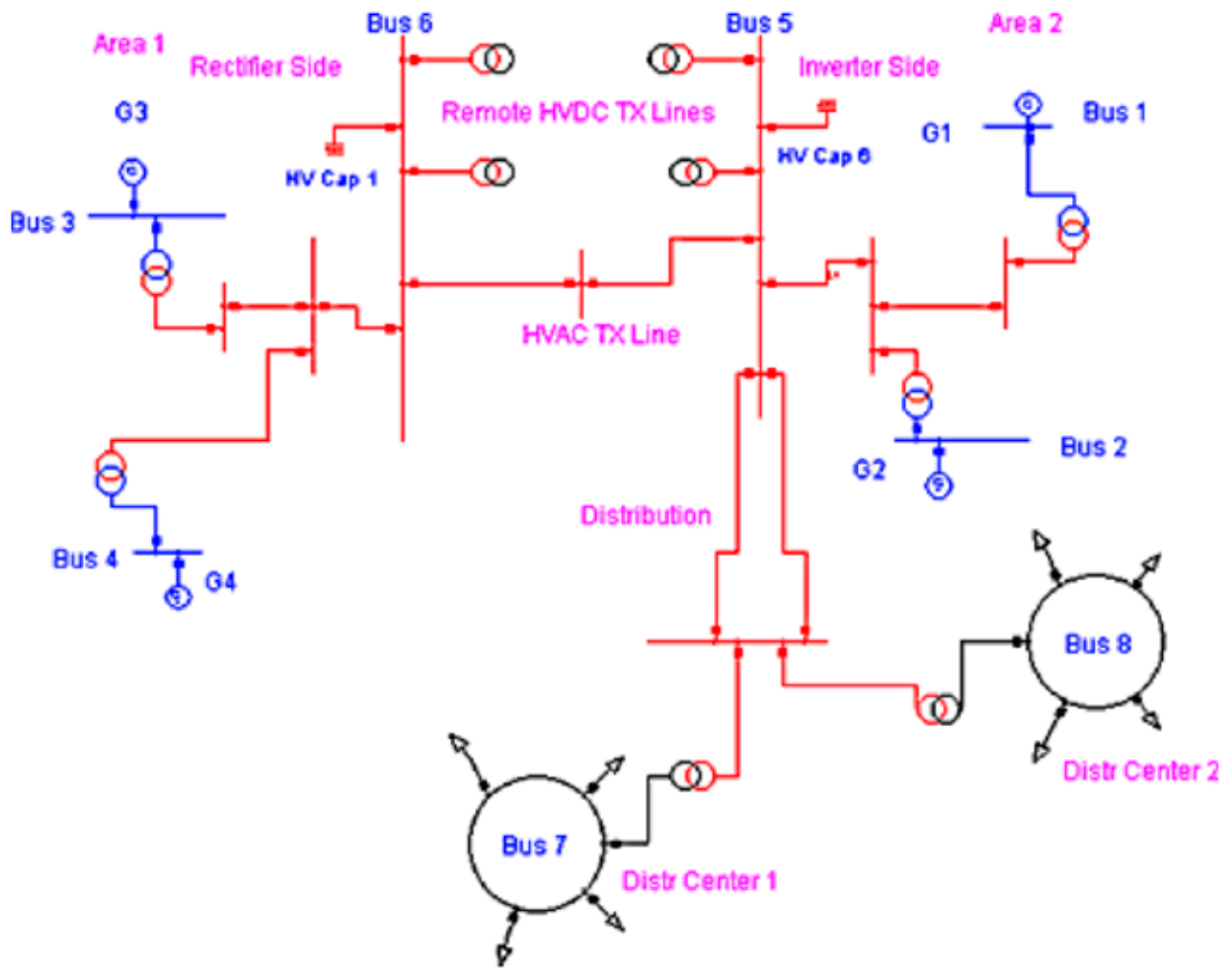


Fig. 7. Sección AC del sistema de potencia [6]

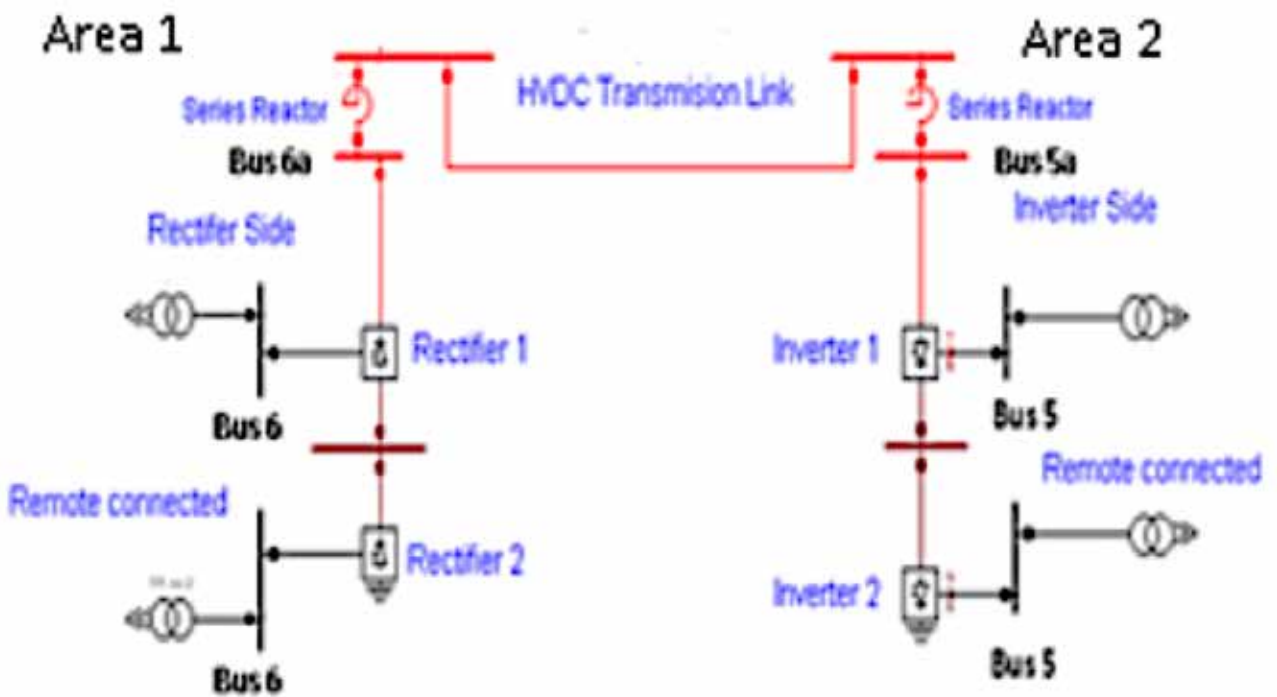


Fig. 8. Esquema HVDC entre las barras 5 y 6 [6]



En [7], se analiza el mejoramiento de estabilidad transitoria por control de potencia de emergencia y amortiguamiento de pequeñas oscilaciones con modulación de potencia activa de enlaces HVDC, el modelo de control usado se muestra en la Figura 9.

Cuando líneas AC y DC están en paralelo, es posible ajustar la potencia de transmisión DC de acuerdo a los parámetros operativos de la línea AC, mejorando la estabilidad de la línea AC en paralelo y la capacidad de transmisión. En sistemas interconectados con gran cantidad de potencia transmitida a largas distancias, se presentan problemas de estabilidad transitoria y oscilaciones inter-área. El control de potencia de emergencia y la modulación de potencia activa de los enlaces HVDC ayuda a mejorar la estabilidad transitoria y amortiguar las oscilaciones inter-área.

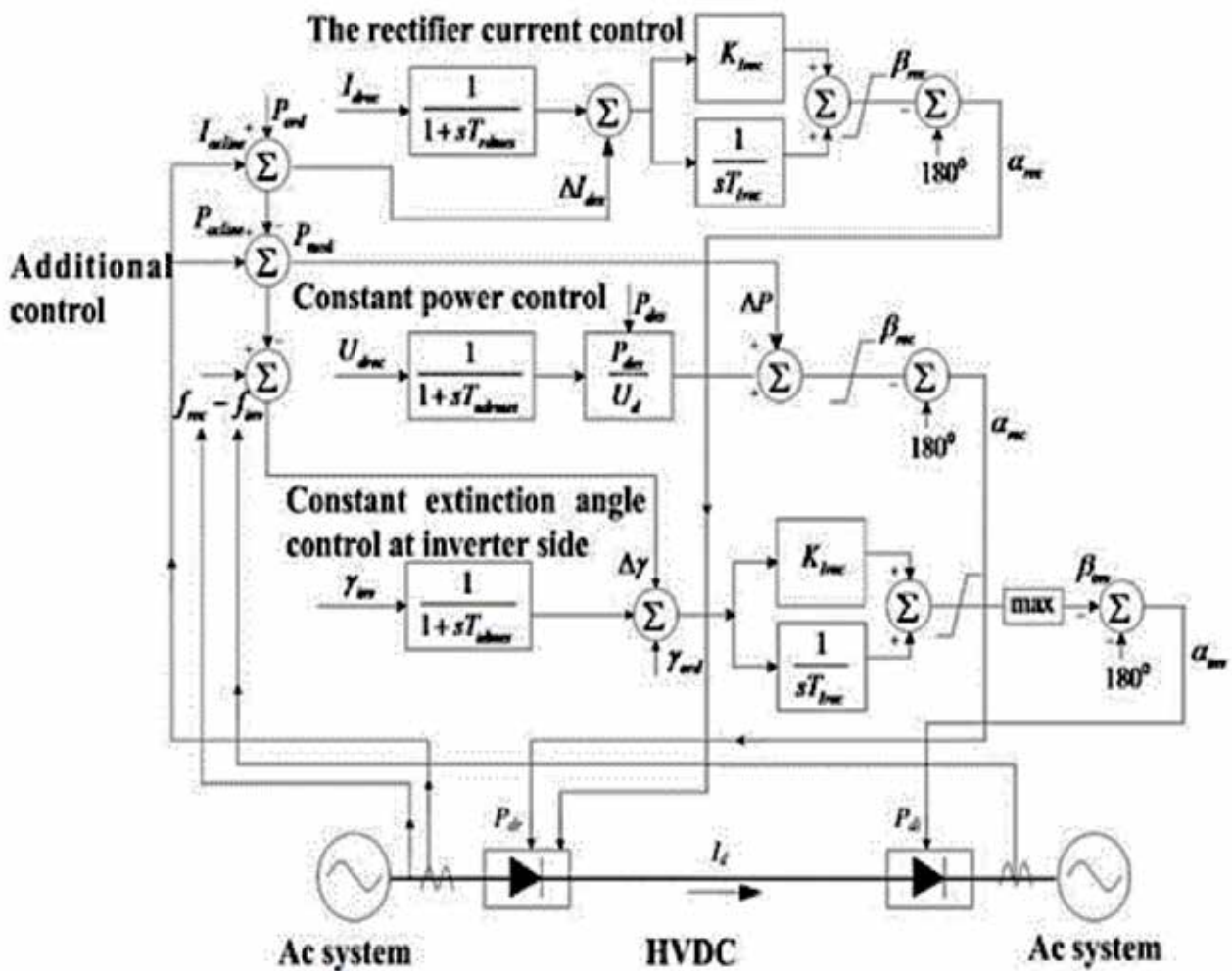


Fig. 9. Circuito principal y estructura de control usado para HVDC [7]

En la actualidad los sistemas de transmisión HVDC juegan un papel importante en los sistemas interconectados modernos a gran escala. Para estudiar el impacto de sistemas HVDC en sistemas AC/DC se debe desarrollar modelos HVDC sofisticados. Dos tipos de modelos de sistemas HVDC son comúnmente utilizados. Uno es el modelo de transitorios electromagnéticos (EMT por sus siglas en inglés) con pasos de tiempo muy pequeños (no más de 0.1 ms). El otro es el modelo de estado cuasi estacionario (QSS por sus siglas en inglés) usado ampliamente en simulación de estabilidad transitoria con pasos más grandes (5 ms). En general el primero no es adecuado para análisis de estabilidad transitoria en sistemas de gran escala AC/DC por sus pasos de tiempo muy pequeños y costo de tiempo

de CPU; en el segundo es difícil considerar fallas AC asimétricas y fallas de conmutación del convertidor DC afectan la estabilidad

transitoria para la simplificación del modelo. La teoría de fasores dinámicos ha sido aplicada en la modelación de dispositivos electrónicos, el modelo de fasores dinámicos es capaz de retener las características dinámicas dominantes de dispositivos electrónicos y es adecuado para el estudio de estabilidad transitoria en sistemas de potencia. En [8], un modelo de simulación híbrido se sugiere, donde el sistema DC está en modelo de fasores dinámicos y el sistema AC en modelo tradicional electromecánico. Los resultados de la simulación muestran que el modelo de fasores dinámicos HVDC tiene buena precisión comparada con el modelo de transitorios electromagnéticos, pero usa mucho menos tiempo de CPU en la simulación; las simulaciones en un sistema de potencia de dos áreas AC/DC y un sistema de múltiple alimentación HVDC muestra la efectividad del algoritmo en el análisis de estabilidad transitoria.

Simulaciones híbridas de transitorios electromagnéticos (EMT) y estabilidad transitoria son principalmente usadas para analizar las interacciones entre sistemas HVDC y redes AC. La dinámica de los convertidores puede ser afectada por formas de onda de sistemas AC adyacentes. La distorsión de la forma de onda, así como el retardo de tiempo causado por la interconexión (entre subsistema de estabilidad transitoria y transitorios electromagnéticos) puede incrementar significativamente los errores, dando como resultado la disminución de la precisión de las simulaciones. Para resolver esos problemas, en [9], se propone un modelo de fasores dinámicos basado en interfaz (DPIM por sus siglas en inglés) para mejorar la precisión de las interfaces, especialmente cuando ocurre una falla cerca de los convertidores.

Para hacer esto el sistema completo se divide en tres partes: subsistema de estabilidad transitoria (TS por sus siglas en inglés), subsistema de transitorios electromagnéticos (EMT por sus siglas en inglés) y el DPIM. Durante cada iteración, las interconexiones entre el subsistema TS y DPIM son representados por sus equivalentes de Norton a frecuencia fundamental y equivalentes de Thevenin en la forma de fasores dinámicos. En forma similar, las interfaces entre subsistemas DPIM y EMT son representadas por sus equivalentes trifásicos de Norton y equivalentes de Thevenin en fasores dinámicos respectivamente. El modelo DPIM mejora la precisión de la simulación de simulaciones híbridas, especialmente con las aplicaciones para la transmisión a gran escala de energías renovables con LCC-HVDC.

En [10], se usan modelos para flujos de potencia y modelos dinámicos aceptados por la industria para modelar interconexiones del Este y Oeste de Estados Unidos a través de varios enlaces HVDC. Se estudia al sistema HVDC como una macro red dentro de una red AC interconectada, el estudio de este tipo de interconexiones podrían traer beneficios económicos como aumentar la capacidad de intercambio interregional y disminuir el costo de las transferencias a centros de carga distantes. El modelo proporciona información de factibilidad y pruebas iniciales de estado estable y estabilidad de una macro red HVDC y su interacción con la red AC existente, abriendo la puerta al análisis técnico de estas macro redes.

El proceso de modelación se describe en la Figura 10, la macro red HVDC se representa como una red de 14 sistemas HVDC punto a punto, como se representa en la Figura 11. Debido a la complejidad de modelar una macro red HVDC a lo largo de grandes sistemas AC, se usan modelos de flujos de potencia HVDC y modelos dinámicos de estado cuasi

estable (QSS) ampliamente utilizados para estudios de planificación. Se asume que la macro red HVDC es un conjunto de modelos de línea de convertidores de línea conmutada o fuente de corriente (LCC).

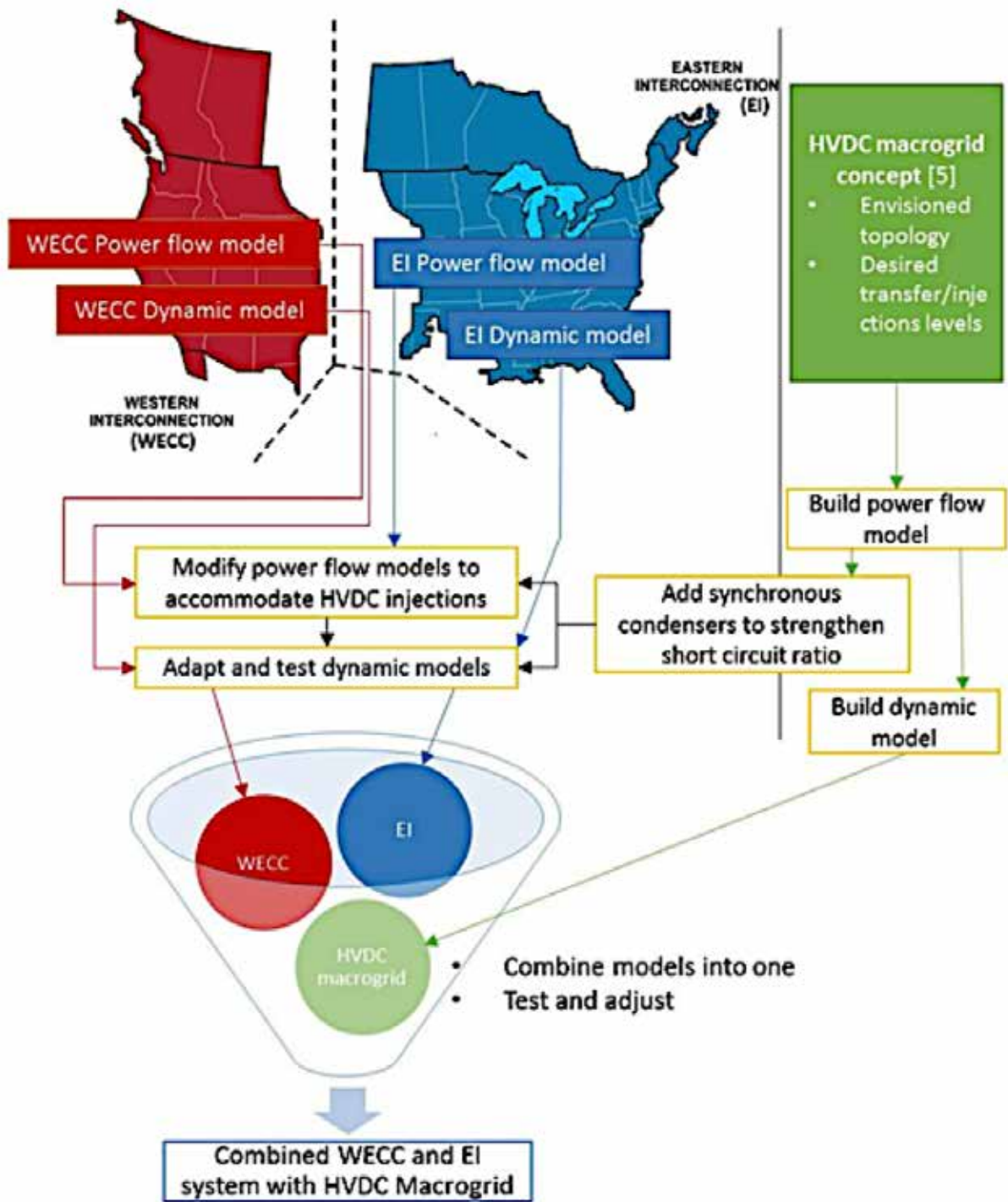


Fig. 10.

Proceso de modelación para construir el flujo de potencia a nivel continental y modelos dinámicos combinando la Interconexión del Este, Interconexión del Oeste y una macro red HVDC dentro de un solo modelo [10]

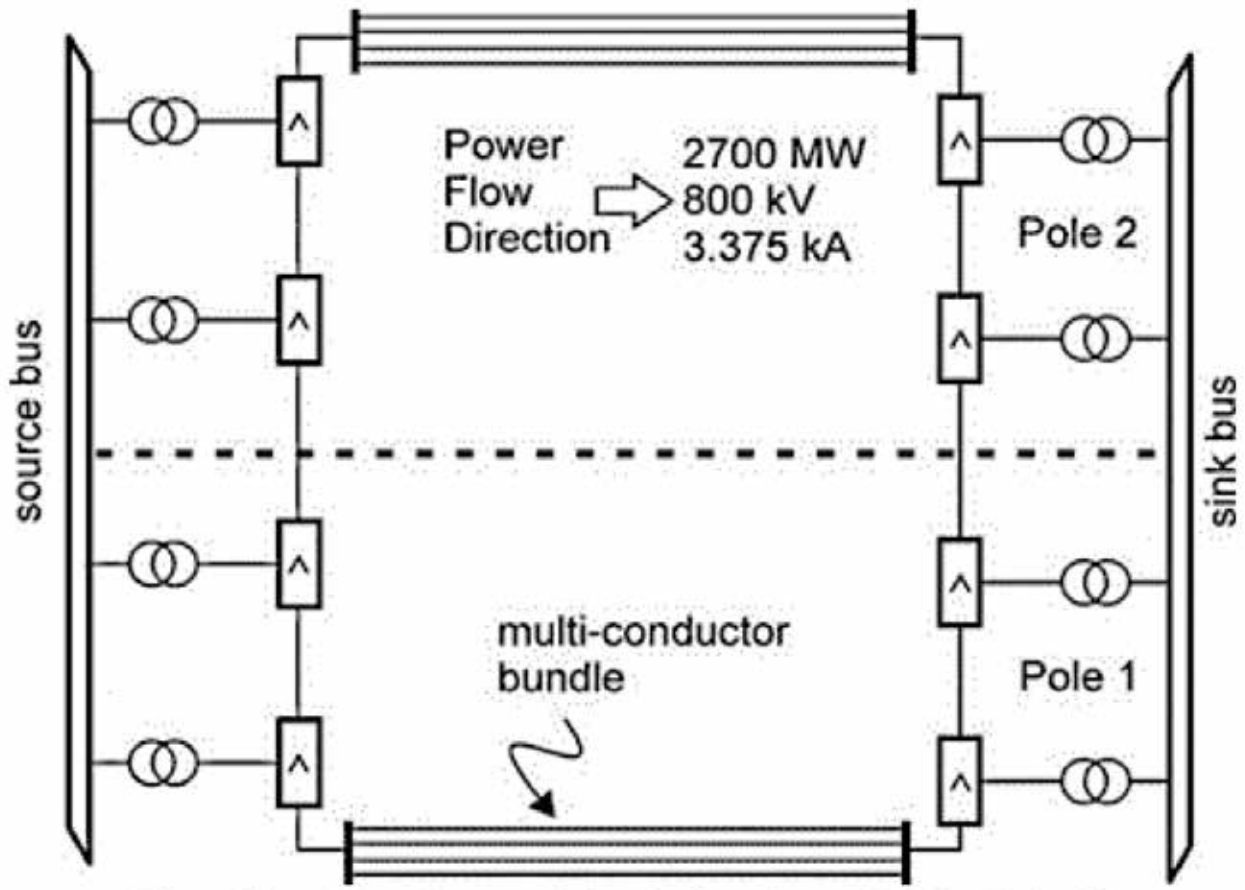


Fig. 11. Configuración del enlace HVDC [10]

## Características de las simulaciones y estudios

En [11], se propone una plataforma general para el análisis de la dinámica de sistema de potencia con enlaces de transmisión HVDC. Estabilidad de pequeña señal, estabilidad de voltaje y fenómenos de interacción de sistemas de potencia con modelos de convertidor de línea conmutada (LCC-HVDC) y convertidor de fuente de voltaje (VSC-HVDC) son usados en la plataforma propuesta. En esta plataforma el sistema de potencia se modela como un sistema de control de retroalimentación multivariable (FCS por sus siglas en inglés) que consiste de tres bloques interconectados como se observa en la Figura 12.

Las entradas y salidas de los bloques son seleccionadas de manera que las herramientas de análisis convencional para estabilidad de sistemas de potencia sean aplicables, en el dominio del tiempo y de la frecuencia.

En este modelo la relación entre diferentes inestabilidades es claro y los agentes participantes de cada inestabilidad puede ser identificado. Este modelo se desarrolló en forma modular e híbrida, para que pueda ser aplicado a grandes sistemas de potencia.

En el primer bloque K se ubican los modelos de espacio de estado de todos los controladores HVDC y partes mecánicas de las máquinas eléctricas. Los modelos de los convertidores HVDC, enlaces DC, cargas y partes eléctricas de las máquinas están incluidas en el bloque I; y el modelo de la red AC se considera en el bloque N. Se realizan simulaciones en el dominio del tiempo en el sistema de prueba IEEE-9 barras incluyendo enlaces HVDC que se muestra en la Figura 13, para validar el modelo FCS.

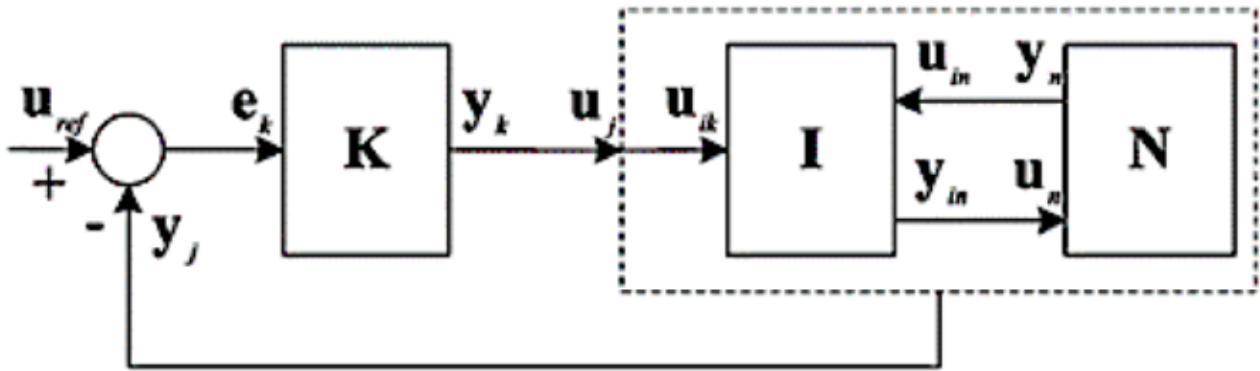


Fig. 12. Diagrama de bloques del sistema de control de retroalimentación multivariable [11]

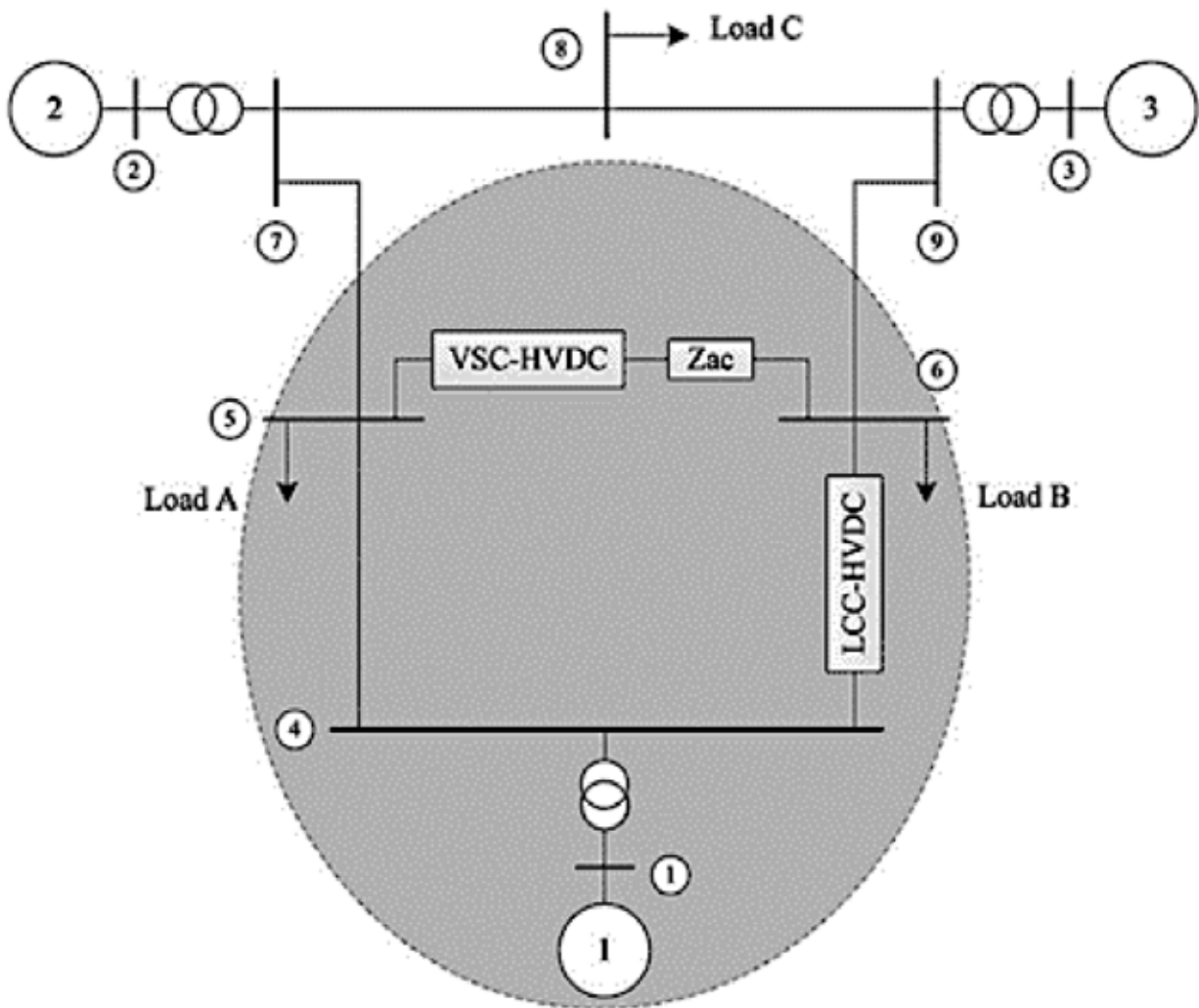


Fig. 13. Sistema de prueba IEEE-9 barras con enlaces HVDC [11]

En [12], se introducen técnicas en simulación digital de tiempo real para pruebas de lazo cerrado de sistemas HVDC. Se incluyen cuatro modelos: un modelo de grupo de válvulas LCC HVDC, un modelo de convertidor multinivel modular (MMC HVDC), un modelo de líneas de transmisión dependiente de la frecuencia y un modelo de filtro conmutable.



En la Figura 14 se ilustra el modelo de grupo de válvulas de 12 pulsos para ser usado en un simulador digital de tiempo real (RTDS por sus siglas en inglés); este modelo está diseñado para mejorar la eficiencia y calidad de la simulación en RTDS. El modelo MMC se ilustra en Figura 15 y Figura 16, la Figura 15 muestra una válvula MMC conteniendo unos pocos submódulos de medio puente, en la Figura 16 se ilustra una red sustituta para una válvula que contienen submódulos de medio puente. La red sustituta facilita la eficiencia de la simulación en tiempo real de válvulas MMC con gran cantidad de submódulos, cada submódulo contiene dos o cuatro pares de diodos IGBT/black.

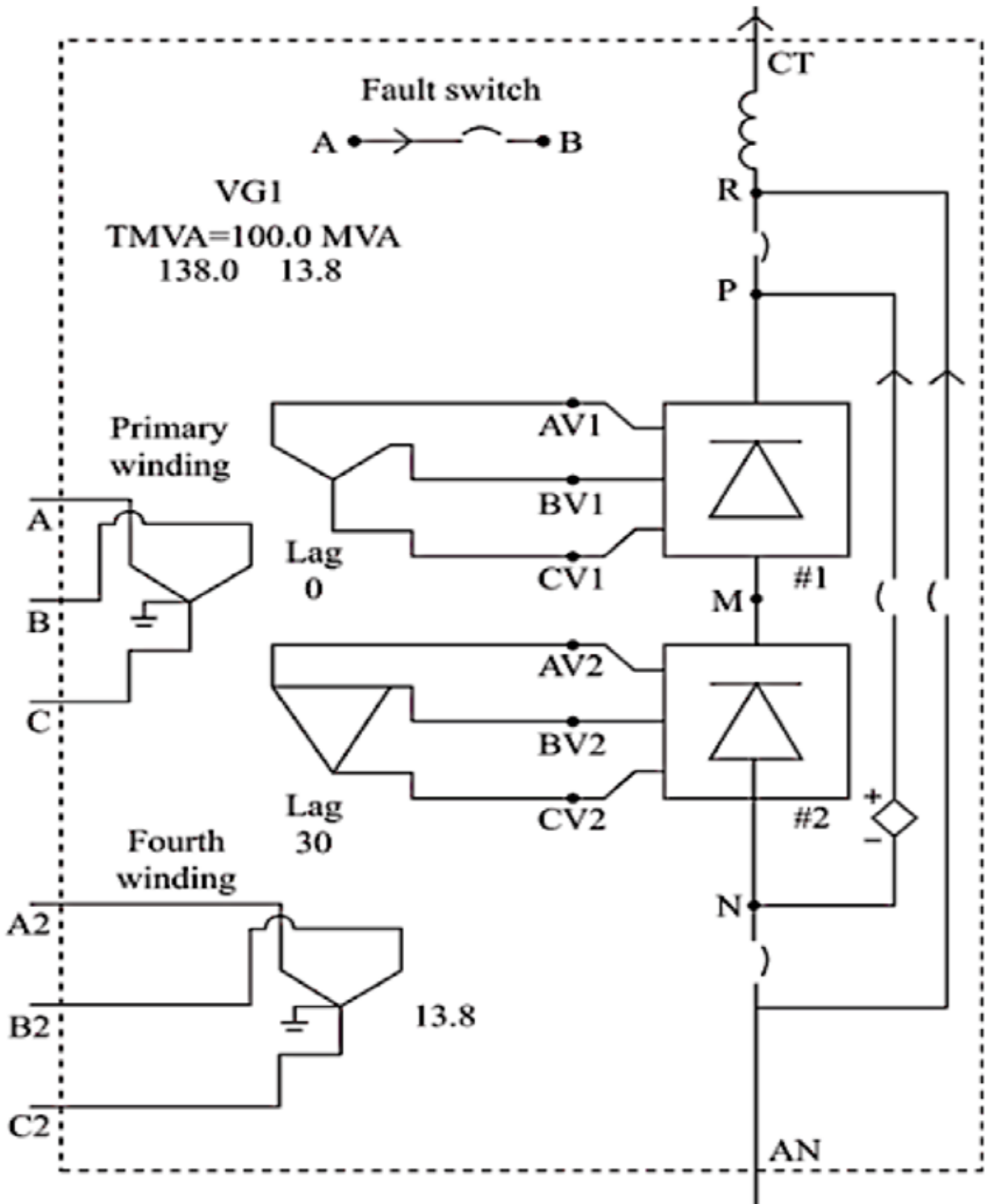


Fig. 14. Grupo de válvulas de 12 pulsos [12]

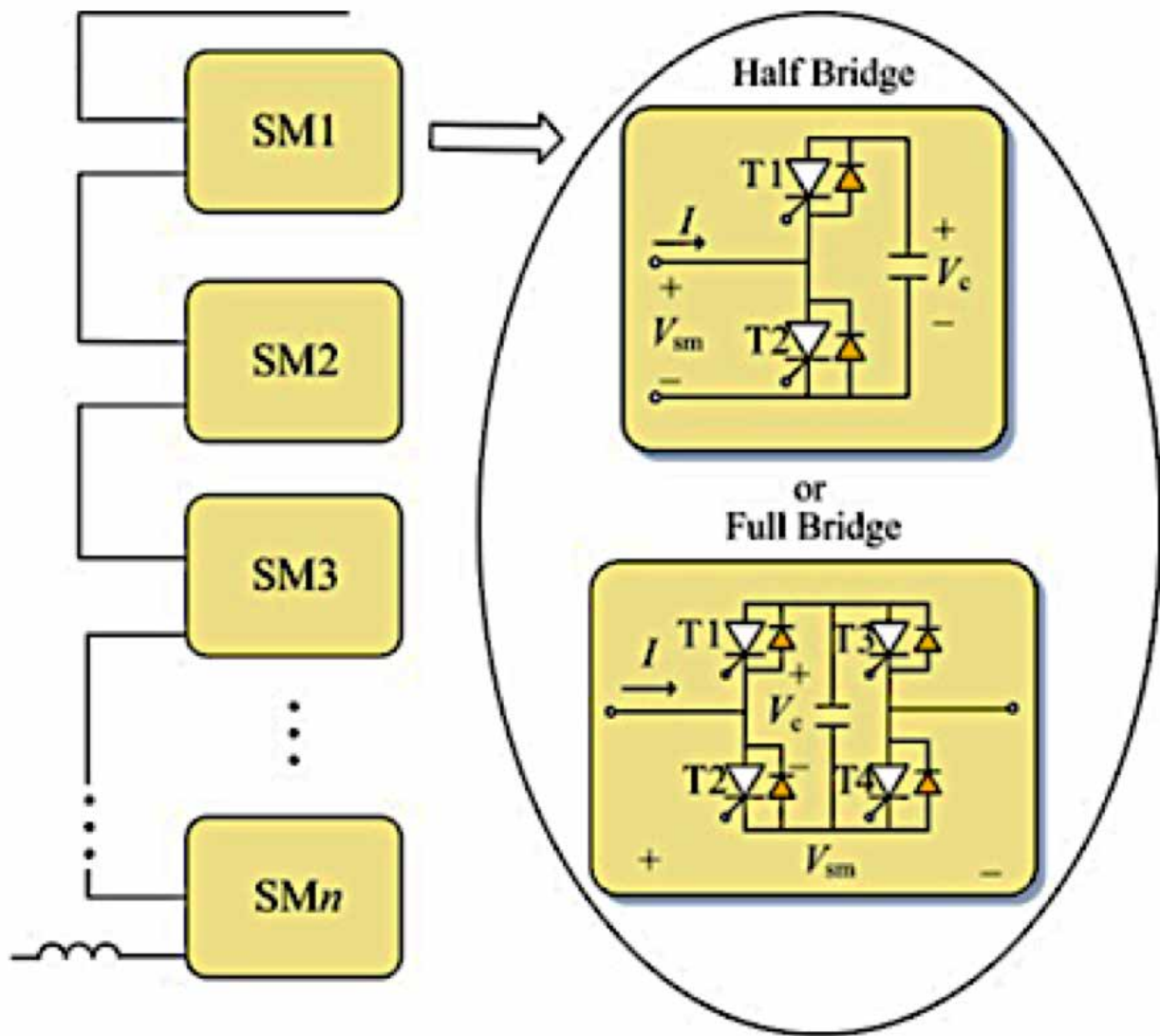


Fig. 15. Válvula MMC de medio puente [12]

En [13], un modelo de referencia de una red DC se propone como una plataforma de estudio para investigadores para comparar el rendimiento y características de diferentes funciones de control DC y estrategias de protección. Este modelo sirve para realizar estudios de flujos de potencia de dos sistemas AC interconectados mediante un enlace DC. Estos sistemas AC pueden ser entre regiones, países o continentes con o sin energía renovable. Los enlaces HVDC del modelo propuesto son: modelos DC mallados, convertidor de línea conmutada (LCC- HVDC) y sistemas multiterminal DC (MTDC).

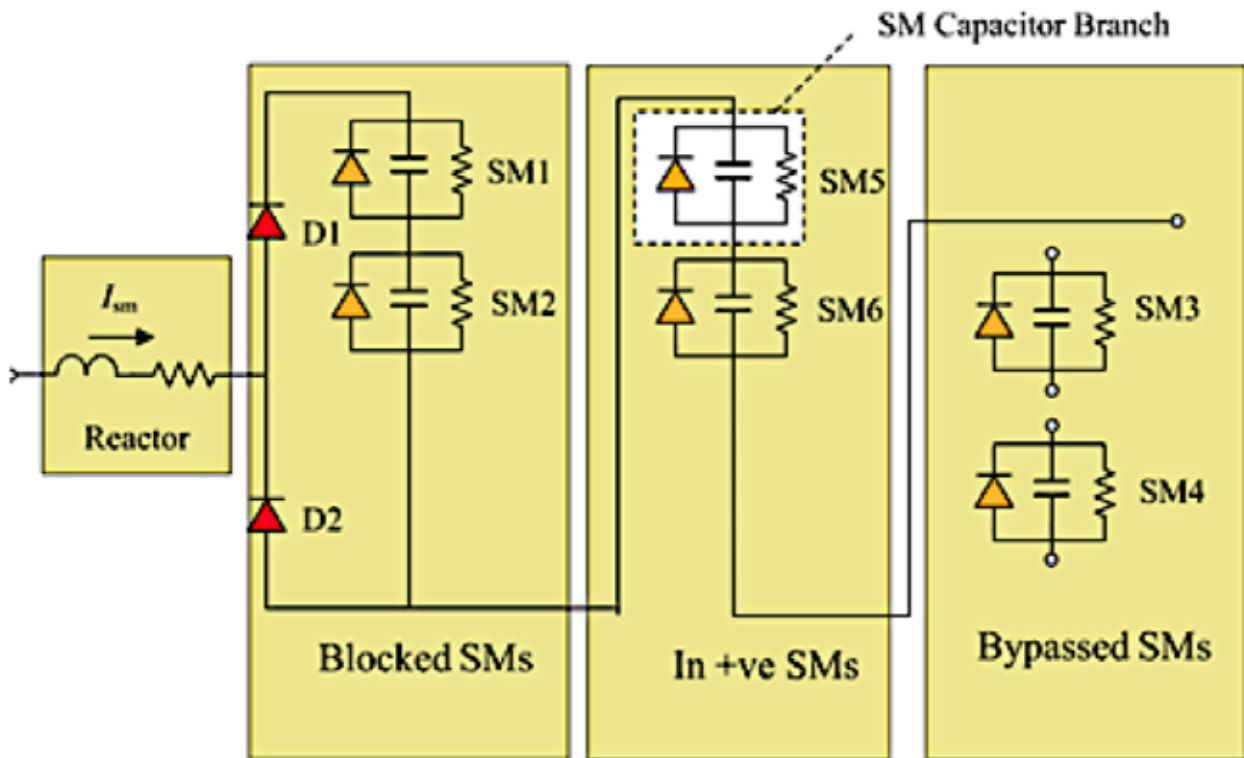


Fig. 16. Topología de la red sustituta de medio puente [12]

En [14,] se presenta un nuevo modelo RMS de un enlace de conversor de fuente de voltaje (VSC-HVDC) para simulaciones dinámicas de grandes sistemas de potencia. Se evalúa la efectividad del modelo propuesto para regular la magnitud de voltaje en ambos terminales del sistema AC, seguido de un cambio de potencia de la red, así como un cambio en la carga del sistema o el disparo de una línea de transmisión o transformador.

En [15], un modelo de estabilidad transitoria restringido con flujo óptimo de potencia (TSC-OPC por sus siglas en inglés) se propone y aplica a un caso real offshore. El modelo propuesto retiene la dinámica de los generadores e incluye una representación de los enlaces HVDC en el lado del inversor. Este modelo de optimización no lineal es usado para evaluar el impacto económico del HVDC en los costos de generación del sistema analizado usando TSC-OPF y OPF tradicional en el despacho.

Diferentes patrones de recuperación del enlace HVDC después de una falla severa en la red de transmisión son evaluados desde el punto de vista del costo y estabilidad de la generación. Para el modelo propuesto se usa un modelo de conversor de línea conmutada (LCC-HVDC) para los enlaces DC. El modelo propuesto TSC-OPF hace posible incluir restricciones de estabilidad transitoria en el despacho económico.

El modelo permite identificar patrones de recuperación del enlace HVDC después de fallas severas en el costo de generación. Este enfoque simplifica el estudio que involucra costos de generación, restricciones estáticas y dinámicas y control de potencia.

En [16], se propone un modelo genérico RMS de conversor de fuente de voltaje (VSC) en un conversor modular multinivel (MMC por sus siglas en inglés) para aplicaciones HVDC. El modelo que se propone representa el comportamiento de MMC-VSC en estabilidad transitoria interconectado a sistemas AC. Mientras que en [17], se investigan la dinámica

de varios modelos mixtos AC/DC enfocándose en diferentes órdenes de generadores y tipos de modelos de convertidores modulares de múltiples niveles (MMC) VSC-HVDC. En [18], se plantea la colocación óptima de limitadores de corriente de falla (FCL) para obstruir la propagación de fallas segmentando dinámicamente a la red mejorando la estabilidad de los sistemas AC/DC.

Un problema importante es la falta de inercia debido al uso de electrónica de potencia para energía renovable. En [19], se propone habilitar el soporte VSC-HVDC que emula la inercia de generadores sincrónicos para mejorar la estabilidad de frecuencia. También esto puede ser mejorado a través de un control de amortiguamiento para sistemas VSC-HVDC que puede suprimir la inestabilidad de la red DC [20]. La falta de inercia también se puede solucionar a través del desarrollo de inercia virtual en sistemas multi-área. En [21], se propone un método basado en la estrategia de control de la potencia síncrona virtual (VSP) de los sistemas HVDC.

En estos sistemas también es necesario el entendimiento del efecto de los sistemas HVDC sobre el sistema eléctrico de potencia. Para ello es necesario el desarrollo de modelos adecuados de acuerdo al tipo de análisis, ya sea estado transitorio, estable, dinámico o casi dinámico. Considerando esto, en [22], se evalúan casos de estudio para análisis de estabilidad de pequeña señal en un sistema de prueba de múltiples terminales HVDC. Se evalúa la estabilidad de pequeña señal para identificar modos críticos en diferentes partes de sistemas AC/DC interconectados.

## Conclusiones

- La complejidad de los sistemas HVDC se evidencia en la gran cantidad de modelos, simulaciones y controles propuestos para resolver distintos problemas de sistemas AC/DC interconectados relacionados con el control de los dispositivos electrónicos asociados y nuevas tecnologías desarrolladas a lo largo de los años, con el objetivo de que estos enlaces sean factibles técnicamente. Por esa razón se necesita un modelo para análisis de sistemas de transmisión AC interconectados con enlaces HVDC que permita evaluar flujos de potencia y estabilidad, así como incorporar las nuevas tecnologías de sistemas HVDC.
- Los modelos de convertidores HVDC más utilizados son tipo fuente de corriente (LCC) y tipo fuente de voltaje (VSC), estos modelos son integrados dentro de redes mixtas AC/DC para analizar flujos de potencia y estabilidad. Los enlaces con convertidores tipo VSC son los de mayor desarrollo en la actualidad, debido a que estos convertidores no necesitan de un banco de capacitores para suministrar la potencia reactiva necesaria para el funcionamiento del enlace en condiciones normales; y en condiciones de falla para recuperar el voltaje en el lado del inversor sin que se produzcan problemas de estabilidad de voltaje y por consiguiente fallas de conmutación.
- Los modelos HVDC, los controles y los métodos de simulación en sistemas mixtos AC/DC son numerosos y complejos, este trabajo tiene como objetivo ser una guía que permita reducir el tiempo en la revisión del estado del arte de esta tecnología.
- La tecnología HVDC es cada vez más utilizada por las ventajas que presenta como la transmisión de grandes cantidades de potencia a largas distancias, conectar sistemas asíncronos, introducir gran cantidad de energía renovable a redes AC y aislar la dinámica de la red AC, sin embargo los componentes electrónicos asociados

a estos enlaces y su interacción con la red AC presenta problemas asociados a la estabilidad de la red AC/DC mixta, el presente trabajo sirve como una herramienta eficaz para abordar esta temática y conocer las soluciones planteadas actualmente en diferentes investigaciones.

## Referencias

- Sood, V. K., (2011). HVDC transmission, 4th ed. Elsevier Inc.
- Banco de Desarrollo de América Latina - CAF y Comisión de Integración Energética Regional - CIER, Nuevas oportunidades de Interconexión eléctrica en América Latina. 2012.
- Zhaoqing, H., Chengxiong, M., and Jiming, L., (2005) "Improvement of transient stability in AC system by HVDC Light," 2005 IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo. Asia Pacific, vol. 41, no. 3, pp. 5–9.
- Huang, H., Xu, Z., Wang, W. and Wang, C. (2010) "Transient stability analysis of Shanghai power grid with multiple HVDC links," in 2010 International Conference on Power System Technology: Technological Innovations Making Power Grid Smarter, POWERCON2010, pp. 1–6.
- Liu, Y. and Chen, Z., (2011) "Transient voltage stability analysis and improvement of a network with different HVDC systems," in IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1–8.
- Oyedokun, D. T. and Folly, K. A., (2011) "Network transient responses to varying HVAC line length along a HVDC transmission corridor," in IEEE AFRICON Conference, no. September, pp. 13–15.
- Jun, Z., Liu, C. and Zhao, J., (2016) "Transient and dynamic stability enhancement by coordination control of HVDC links of northwest ac\dc grid," in China International Conference on Electricity Distribution, CIGRE, vol. 2016–Septe, no. Ciced, pp. 10–13.
- Zhu, H., Cai, Z., Liu, H., Qi, Q. and Ni, Y., (2006), "Hybrid-model transient stability simulation using dynamic phasors based HVDC system model," Electr. Power Syst. Res., vol. 76, no. 6–7, pp. 582–591.
- Shu, D., Member, S., Xie, X., Member, S., Dinavahi, V., and Member, S., (2017), "Dynamic Phasor Based Interface Model for EMT and Transient Stability Hybrid Simulations," vol. 8950, no. c, pp. 1–10.
- Elizondo, M. A. et al., (2017), "HVDC macrogrid modeling for power-flow and transient stability studies in north american continental-level interconnections," CSEE J. Power Energy Syst., vol. 3, no. 4, pp. 390–398.
- Bidadfar, A. et al., (2016), "Power system stability analysis using feedback control system modeling including HVDC transmission links," IEEE Trans. Power Syst., vol. 31, no. 1, pp. 116–124.
- Zhang, Y., Member, S. Ding, H. and Kuffel, R., (2017), "Key Techniques in Real Time Digital Simulation for Closed- loop Testing of HVDC Systems," vol. 3, no. 2, pp. 125– 130.



- An, T., Zhou, X., Han, C. and Wu, Y., (2015), "A DC Grid Benchmark Model for Studies of Interconnection of Power Systems," *CSEE J. Power Energy Syst.*, vol. 1, no. 4, pp. 101–109.
- Castro, L. M., Acha, E., and Fuerte-Esquivel, C. R., (2015), "A novel VSC-HVDC link model for dynamic power system simulations," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 126, pp. 111– 120.
- Castronuovo, E. D., Ledesma, P., and Calle, I. A., (2015), "Advanced application of transient stability constrained-optimal power flow to a transmission system including an HVDC-LCC link," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 9, no. 13, pp. 1765–1772.
- Trinh, N., Member, S., Zeller, M., Wuer, K., Erlich, I., and Member, S., (2016), "Generic Model of MMC-VSC-HVDC for Interaction Study With AC Power System," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 1, pp. 27–34.
- Mochamad, R. F. and Preece, R., (2017), "Impact of Model Complexity on Mixed AC/DC Transient Stability Analysis," *13th IET Int. Conf. AC DC Power Transm. (ACDC 2017)*, p. 24 (6.)-24 (6.).
- Huang, H., Xu, Z., and Lin, X., (2012), "Improving performance of multi-infeed HVDC systems using grid dynamic segmentation technique based on fault current limiters," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 3, pp. 1664–1672.
- Rodrigue, J. R. et al., (2013), "Inertia Emulation Control Strategy for VSC-HVDC Transmission Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 1277–1287.
- Li, Y. et al., (2018), "Modeling and Damping Control of Modular Multilevel Converter Based DC Grid," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, no. 1, pp. 723–735.
- Rakhshani, E., Remon, D. Cantarellas, A. M., Garcia, J. M., and Rodriguez, P., (2016), "Modeling and sensitivity analyses of VSP based virtual inertia controller in HVDC links of interconnected power systems," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 141, pp. 246–263.
- Li, Y. et al., (2017), "Power compensation control for interconnection of weak power systems by VSC-HVDC," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 32, no. 4, pp. 1964–1974.

