

**TECNOLOGÍA MODULAR MULTILEVEL CONVERTER (MMC) EN SISTEMAS
HVDC**

**Por:
Sebastián Hoyos Gallón**

**Director:
Jorge Wilson González**

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PREGRADO
MEDELLÍN
2012**

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a los profesores de la facultad de Ingeniería Eléctrica que se esmeraron por ofrecernos una excelente docencia para que sus alumnos pudiésemos adquirir valiosos y suficientes conocimientos que nos permiten desempeñarnos profesionalmente con altura y competencias.

Agradezco especialmente a mis padres, que con toda la disposición, gusto y esmero estuvieron a mi lado durante toda la carrera y me han acompañado en todos los momentos de mi vida. Gracias a ellos estoy próximo a recibir mi título como profesional y he podido estudiar sin dificultades. Gracias a ellos soy lo que soy.

Agradezco especialmente al director de la tesis Ing. Jorge Wilson Gonzalez por su continua disposición en el avance del trabajo de grado, por ayudar a conseguir material de apoyo, estar pendiente del proceso y brindar asesorías oportunas y eficientes en el desarrollo de este trabajo.

También agradezco al ingeniero Juan José Gómez por sus asesorías con el programa PSCAD; éstas fueron de gran ayuda para lograr obtener los resultados deseados.

Por último agradezco al jurado del trabajo de grado Hernán Valencia Gallón por su pronta revisión y oportunos comentarios realizados para lograr un excelente trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	6
INTRODUCCIÓN	7
OBJETIVOS	8
OBJETIVO GENERAL	8
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	8
GLOSARIO	9
1. SISTEMAS DE TRANSMISIÓN HVDC	10
1.1. HISTORIA	10
1.2. CONCEPTOS GENERALES DE LOS SISTEMAS HVDC	11
1.2.1. Tipos de líneas de transmisión.....	11
1.2.2. Cables utilizados.....	12
1.2.3. Tipos de conexión.....	15
1.2.4. Configuraciones	16
1.2.5. Componentes de un sistema HVDC	18
1.3. ¿HVDC ó HVAC?	20
2. TECNOLOGÍAS DE LAS ESTACIONES CONVERTIDORAS PARA HVDC	25
2.1. LCC (Line Commutated Converter)	26
2.2. VSC (Voltage Sourced Converter)	28
3. MMC (MODULAR MULTILEVEL CONVERTER)	32
3.1. CONCEPTUALIZACIÓN	32
3.2. SIMULACIÓN	44
3.2.1. Falla de CA monofásica a tierra en el lado inversor, utilizando MMC.....	46
3.2.2. Falla de CA trifásica en el lado inversor, utilizando MMC.....	47
3.2.3. Falla de CD polo-polo, utilizando MMC.....	49
3.2.4. Falla de CA monofásica a tierra en el lado inversor, utilizando HVDC convencional	51
3.2.5. Falla de CA trifásica en el lado inversor, utilizando HVDC convencional	54
4. CONCLUSIONES	57
5. RECOMENDACIONES	58
6. BIBLIOGRAFÍA	59
7. ANEXOS	61
ANEXO A	61

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Cable MI [5].....	12
Figura 2. Cable OF [5].....	13
Figura 3. Cable XLPE trifásico y monofásico [5].....	13
Figura 4. Cable PPLP [5].....	14
Figura 5. Cable extruido VSC [5].....	14
Figura 6. Conexión monopolar (retorno por tierra) [6].....	15
Figura 7. Conexión Bipolar [6].....	15
Figura 8. Configuración Back to Back [6].....	16
Figura 9. Configuraciones del sistema eléctrico en HVDC con SCR's [4].....	17
Figura 10. Relación potencia / distancia de las líneas HVAC y HVDC. [5].....	21
Figura 11. Comparación del costo de los sistemas HVAC y HVDC en función de la longitud de la línea de transporte [5].....	22
Figura 12. Esquema monopolar HVDC simplificado [11].....	26
Figura 13. Sistema de transmisión VSC simplificado [11].....	28
Figura 14. Capacidad de operación de un sistema de transmisión VSC [11].....	29
Figura 15. Tecnología VSC para un convertidor de 2 niveles. [10].....	31
Figura 16. Avances en tecnología VSC. [10].....	33
Figura 17. El enfoque multinivel. [10].....	34
Figura 18. Esquema básico HVDC PLUS. [10].....	34
Figura 19. Estados y caminos de las corrientes de un módulo de potencia en la tecnología MMC. [10].....	35
Figura 20. Submódulo con interruptor By-pass. [10].....	36
Figura 21. Tecnología MMC. [10].....	37
Figura 22. Tareas principales del PLUSCONTROL. [10].....	38
Figura 23. Características y beneficios de la topología MMC. [10].....	40
Figura 24. Ahorro de espacio con tecnología MMC. [12].....	41
Figura 25. Centrales pequeñas. [12].....	41
Figura 26. Fácil ampliación con 3 estaciones de conversión [12].....	41
Figura 27. Plataformas de petróleo y parques eólicos marinos [12].	41
Figura 28. Apoyo de estabilidad a los sistemas de CA. [12].....	42
Figura 29. Sistema MMC-HVDC monopolar simétrico [13].....	44
Figura 30. Módulo MMC. [13].....	45
Figura 31. Línea de transmisión para HVDC. [13].....	45
Figura 32. Falla monofásica a tierra en el lado inversor. [13].....	46
Figura 33. Falla trifásica en el lado inversor. [13].....	48
Figura 34. Falla de CD polo-polo. [13].....	50
Figura 35. Rectificador del HVDC convencional. Falla de CA monofásica a tierra en el lado inversor. [13].....	52
Figura 36. Rectificador del HVDC- MMC. Falla de CA monofásica a tierra en el lado inversor. [13].....	52
Figura 37. Inversor del HVDC convencional. Falla de CA monofásica a tierra en el lado inversor. [13].....	53
Figura 38. Inversor del HVDC-MMC. Falla de CA monofásica a tierra en el lado inversor. [13].....	53
Figura 39. Rectificador del HVDC convencional. Falla de CA trifásica en el lado inversor. [13].....	54
Figura 40. Rectificador del HVDC- MMC. Falla de CA trifásica en el lado inversor. [13].....	54
Figura 41. Inversor del HVDC convencional. Falla de CA trifásica en el lado inversor. [13].....	55
Figura 42. Inversor del HVDC-MMC. Falla de CA trifásica en el lado inversor. [13].....	55

LISTA DE ANEXOS

Anexo A.

ANTEPROYECTO DE TRABAJO DE GRADO 61

RESUMEN

En este trabajo de grado se presenta una caracterización de la tecnología de punta que se está utilizando actualmente en los sistemas de transmisión HVDC. Ésta se conoce como tecnología MMC (Modular Multilevel Converter) y proporciona grandes beneficios y alternativas para las estaciones convertidoras utilizadas en los sistemas HVDC.

La presentación comienza con los antecedentes de la transmisión en HVDC, seguido de algunas técnicas de conmutación utilizadas en estos sistemas y tipos de estaciones convertidoras. Una vez se han abordado estos temas, se procede a la caracterización de la tecnología MMC y la presentación de sus ventajas.

Para finalizar, se presentan los resultados y el análisis de la simulación hecha en PSCAD, de un sistema HVDC que utiliza tecnología MMC en su estación convertidora.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas HVDC y los controladores FACTS (Flexible AC Transmission Systems) basados en la tecnología de convertidores conmutados de línea (Line-Commutated Converter (LCC)) 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 de convertidores conmutados de línea tienen algunas restricciones técnicas. Particularmente el hecho de que la conmutación dentro del convertidor es manejada por voltajes de CA, requiere condiciones apropiadas del sistema de CA conectado.

La electrónica de potencia con convertidores auto-conmutados, como los convertidores de fuente de voltaje (Voltage-Sourced Converters (VSC)), pueden superar estas limitaciones y proporcionar más características técnicas. En muchas aplicaciones, los VSCs 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 VSCs no requieren ningún sistema de voltaje de “manejo”- ellos pueden crear un voltaje trifásico de CA a través de un voltaje de CD.

Hasta el momento, los VSCs 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 (Modular Multi-level Converter (MMC)), ha sido desarrollado, el cual proporciona importantes beneficios para aplicaciones de alta tensión.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Caracterizar la tecnología de Convertidores Modulares Multinivel (MMC) y su aplicación en sistemas HVDC.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Mostrar las técnicas de conmutación utilizadas en HVDC.
- Exponer las tecnologías utilizadas en las estaciones convertidoras para HVDC.
- Analizar, explicar y caracterizar la nueva tecnología MMC utilizada en los sistemas de transmisión HVDC.
- Simular en PSCAD un sistema de transmisión HVDC con MMC y observar sus ventajas.

GLOSARIO

MMC: Convertidor Modular Multinivel.

VSC: Convertidor de fuente de voltaje.

LCC: Convertidor Conmutado de línea.

FACTS: Sistema de Transmisión Flexible de CA.

HVDC: Sistema de transmisión de alto voltaje en corriente directa.

CA ó AC: Corriente Alterna.

CD ó DC: Corriente directa ó continua.

Convertidor: Elemento que convierte corriente alterna a corriente directa o viceversa.

Armónicos: Son corrientes o tensiones cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental de la alimentación [1]. Según IEC 60050 los armónicos se definen como un componente de orden superior a 1 de la serie de Fourier de una cantidad periódica [2].

Extrusión: Es un proceso utilizado para crear objetos con sección transversal definida y fija. El material se empuja o se extrae a través de un troquel de una sección transversal deseada [3].

1. SISTEMAS DE TRANSMISIÓN HVDC

1.1. HISTORIA

Históricamente, al principio de la revolución eléctrica el sistema predominante era el sistema de Thomas Edison, que utilizaba la corriente continua. El problema del transporte en las ciudades era aún más difícil, ya que la distribución de grandes cantidades de corriente continua en 110 voltios era muy costosa y además de las enormes pérdidas por disipación en forma de calor.

La comodidad o facilidad de transformación y transmisión de la corriente alterna promovió su uso e instalación a gran escala, limitando el uso de la corriente continua a ambientes minoritarios.

De cierto modo la humanidad no dejó de hacer investigaciones sobre esta tecnología y a medida que iba pasando el tiempo científicos de todo el mundo hacían sus aportes a la transmisión en corriente continua. La primera transmisión a larga distancia de energía eléctrica se demostró que utilizaba corriente directa en 1882, en Miesbach-Munich, aunque sólo se transmitían 2,5 kW. Uno de los primeros métodos de transmisión de alta tensión en corriente directa fue desarrollado por el ingeniero suizo René Thury y su método se puso en práctica en 1889 en Italia por la empresa Acquedotto De Ferrari-Galliera.

Este sistema utiliza conjuntos motor-generator conectados en serie para aumentar la tensión. Cada juego fue aislado del suelo y conducido por pozos aislados de un motor primario. La línea fue operada en modo de corriente constante, con un máximo de 5.000 voltios en cada máquina, y con algunas máquinas de conmutadores dobles para reducir el voltaje en cada colector. Muchos dispositivos electromecánicos fueron probados durante la primera mitad del siglo 20 con poco éxito comercial debido al auge de la transmisión en corriente alterna.

No fue hasta la segunda mitad del siglo XX que la investigación con semiconductores permitió el progreso de la electrónica de potencia y con ello la posibilidad de convertir la corriente alterna en continua y viceversa con dispositivos sin partes móviles y altos rendimientos. La primera transmisión comercial fue construida por ASEA (ABB) en 1954 (100 kV, 20 MW) que Interconectaba la isla de Gotland con Suecia mediante un cable submarino de 98 km. El problema más importante que tenían los primeros dispositivos eran las

bajas potencias que podían procesar, alrededor de 30MW, y el elevado coste que tenían.

En 1967 se comenzó a utilizar válvulas de estado sólido (tiristores) en la transmisión en HVDC, siendo Gotland una vez más el primer enlace en manejar esta tecnología.

Se utilizaron 180 tiristores en serie. Un año después, en la interconexión Cahora Bassa- Apollo se acoplaron 280 tiristores en serie, batiendo 4 récords del mundo: mayor tensión (533 kV), mayor potencia (1920 MW), mayor longitud (1420 km) y el primero que instalaba las válvulas a la intemperie.

En el cincuenta aniversario del primer enlace HVDC (2004), la capacidad instalada en el mundo utilizando esta tecnología ascendía a más de 70.000 MW [4].

1.2. CONCEPTOS GENERALES DE LOS SISTEMAS HVDC

1.2.1. Tipos de líneas de transmisión

La transmisión masiva de energía eléctrica está cubriendo mayores distancias debido a que la generación con fuentes renovables como la producida en centrales hidroeléctricas, la eólica y la solar está limitada por la localización y no deja otra alternativa. Por tal motivo los desarrollos tecnológicos en las líneas de transmisión en HVDC enfocan sus avances en esta problemática. Creando así líneas de transmisión que puedan ser instaladas en ambientes especiales. La transmisión en HVDC se puede hacer por líneas aéreas, subterráneas o submarinas.

Transmisión submarina: La transmisión en corriente alterna por cable submarino está limitada a 60 kilómetros aproximadamente por la reactancia propia del cable. La transmisión HVDC es la más eficiente y es el único medio para largas distancias. Los sistemas HVDC con cables submarinos interconectan sistemas en distancias de cientos de km, con potencias de miles de MW, y con profundidades de cientos de metros.

Transmisión subterránea: Es típica la transferencia de energía por medio de líneas subterráneas HVDC para zonas aglomeradas donde es imposible la instalación de generación (zonas urbanas con gran crecimiento demográfico y energético). Este tipo de líneas permiten la transmisión de energía eléctrica de una manera más fácil y práctica en aquellas regiones en donde el espacio aéreo es limitado.

Transmisión aérea: Las líneas aéreas de un sistema HVDC presenta muchas ventajas importantes con relación a las aéreas HVAC en todos los sentidos. Una ventaja es el tamaño de las torres. Si bien la distancia entre líneas debido a que la tensión es mayor en HVDC (en un factor $\sqrt{3}$), el número de líneas es menor (dos líneas en HVDC frente a tres en HVAC). Esta diferencia en la distancia entre líneas es debida a que en CA depende de la tensión entre fases, mientras que en CD depende de la existencia entre fase y tierra o entre dos polos. El resultado son unas torres de menor tamaño y menor necesidad de corredor de paso [4].

1.2.2. Cables utilizados

Cable de papel impregnado (MI Mass Impregnated)

Está formado por un conductor central de cobre laminado cubierto por capas de papel impregnado en aceite y resinas. El cable es cubierto por unas capas de polietileno extruido y acero galvanizado que lo protege contra la corrosión y contra las deformaciones mecánicas durante su funcionamiento. También suele reforzarse con una capa de acero o plomo.

Es el único cable instalado a una profundidad de 1000 m. Este tipo de cable está disponible para tensiones de hasta 500 kV y potencias de 800 MW. Su capacidad está limitada por la temperatura que puede alcanzar el conductor, pero no tiene limitada su longitud. Ver Figura 1.

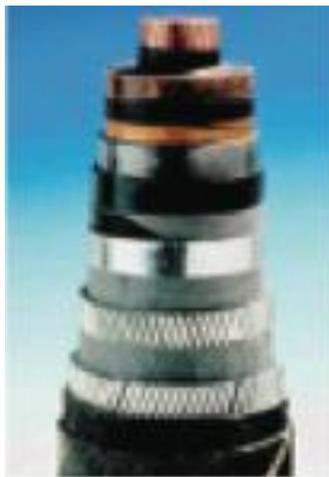


Figura 1. Cable MI [5].

Cable de aceite (OF Oil Filled)

Este tipo de cable es similar al MI, pero utiliza un papel impregnado de menor densidad y un conducto longitudinal en el eje del conductor, para el aceite refrigerante. Este conductor alcanza también grandes profundidades, pero su longitud está limitada a unos 60 a 100 km debido a la necesidad de hacer circular el líquido refrigerante a lo largo del cable (estaciones de bombeo). Además, el riesgo de fugas hace que sea cuestionado medioambientalmente.



Figura 2. Cable OF [5].

Cable XLPE (Cross-Linked Poliethylene)

Este cable utiliza como aislante un polímero extruido, resultando un cable con aislamiento seco. Este material permite una temperatura de trabajo de 90 °C y una de cortocircuito de hasta 250 °C.

Actualmente se utiliza en conexiones HVDC con generación o consumos en alta mar, como aerogeneradores o estaciones petrolíferas, entre otras aplicaciones (además de las habituales de transporte y distribución en AC).



Figura 3. Cable XLPE trifásico y monofásico [5].

Cable PPLP (Polypropylene Laminated Paper)

Utiliza un aislamiento formado por capas de papel y polipropileno laminado con objeto de reducir las pérdidas dieléctricas. Se utiliza en HVDC debido a su comportamiento térmico y su aislamiento, superior a los del papel impregnado. Esto resulta en una mayor capacidad de transporte.

Actualmente se encuentra en fase de pruebas y, como peor calidad, se encuentra su debilidad ante cambios de polaridad en la tensión.



Figura 4. Cable PPLP [5].

Cable extruido para VSC

Esta tecnología aparece con el objetivo de superar las limitaciones de los cables extruidos existentes en HVDC convencional. Estos nuevos cables plásticos combinan gran capacidad para trabajar a altas tensiones en CD (100 kV) con un bajo peso (1kg/m) y potencias elevadas (mayor de 30 MW).

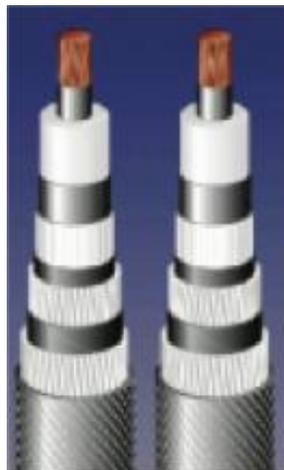


Figura 5. Cable extruido VSC [5].

1.2.3. Tipos de conexión

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, tal y como se puede ver en la Figura 6.

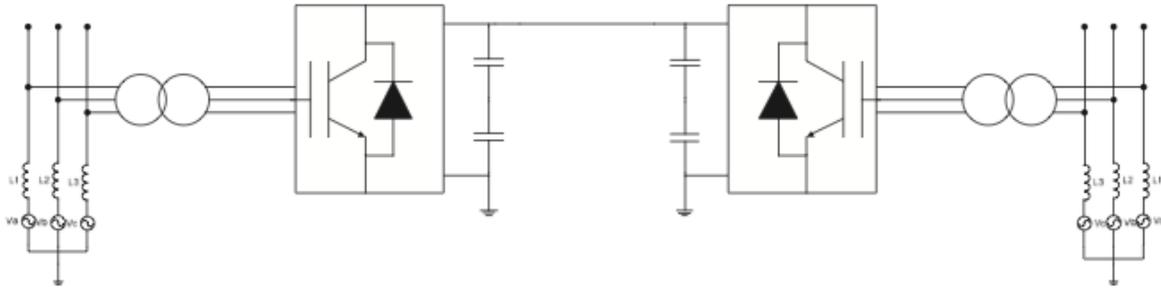


Figura 6. Conexión monopolar (retorno por tierra) [6].

Bipolar

La conexión bipolar tiene una capacidad de potencia mayor que una conexión monopolar; es el tipo de conexión más implementada 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.

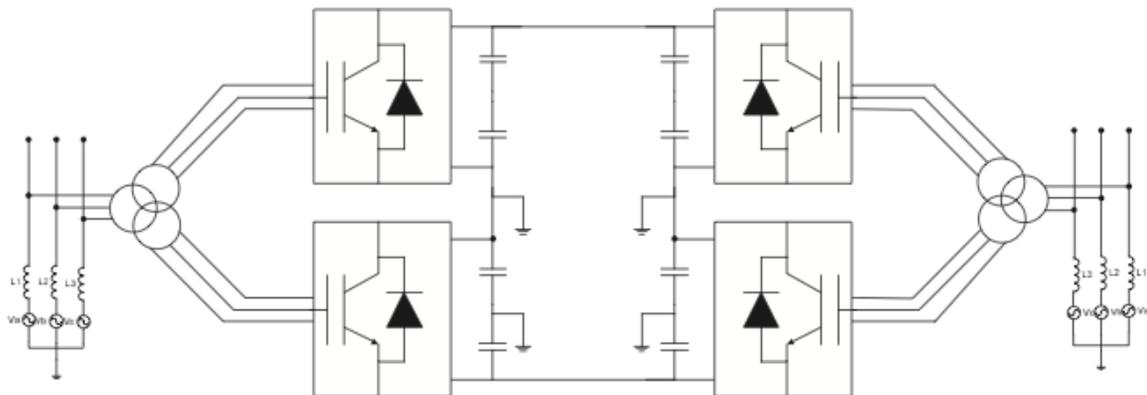


Figura 7. Conexión Bipolar [6].

1.2.4. Configuraciones

Punto a punto

La configuración punto a punto, es la tipología 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, a veces una línea submarina. Este esquema permite la transmisión a cargas aisladas. Es la configuración más extendida hasta el momento.

Back-to-back

La configuración 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.

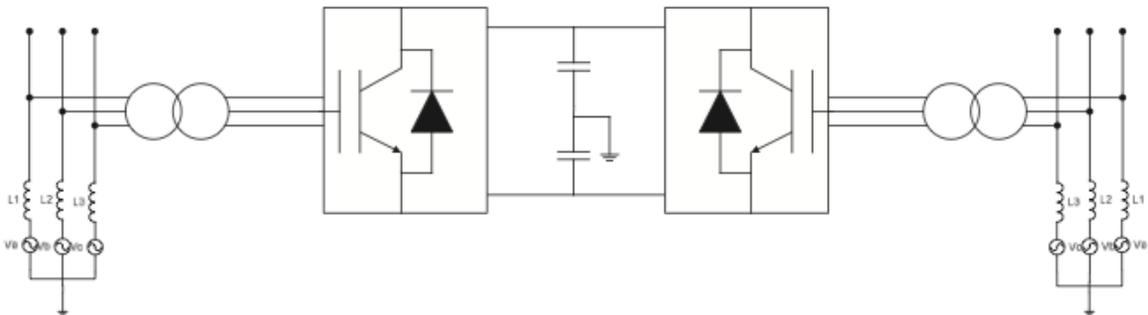


Figura 8. Configuración Back to Back [6].

Multiterminal

Cuando es necesaria la conexión en CD de tres o más subestaciones convertoras separadas geográficamente se utiliza la configuración multiterminal. Este tipo de configuración muestra las bases para crear el concepto de bus de transmisión en corriente continua [4]. Esta conexión puede ser (ver Figura 9):

- **Paralelo:** 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 al nivel de tensión que llega a las otras.
- **Mixta:** es una combinación de los sistemas anteriores [5].

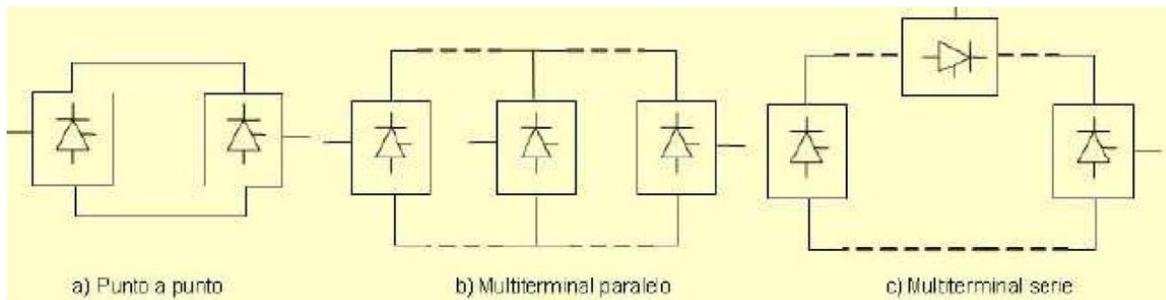


Figura 9. Configuraciones del sistema eléctrico en HVDC con SCR's [4].

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 en CA, a la frecuencia del sistema, lo que facilita 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) [5].

1.2.5. Componentes de un sistema HVDC

Aunque varios de los consumos instalados actualmente trabajan con corriente continua, todos ellos están diseñados para realizar la conversión desde el nivel de corriente alterna al que están conectados al de continua necesario para su funcionamiento. Del mismo modo, la generación de energía eléctrica se realiza en CA.

Esto significa que, para transmitir la energía implementando HVDC, es necesario convertirla de CA a CD para posteriormente realizar la transformación inversa, de CD a CA. Los principales elementos en este doble proceso son:

- Convertidores CA/CD (rectificadores) y CD/CA (inversores).
- Transformadores de conversión.
- Líneas de transporte.
- Filtros CA y CD.

Estaciones de conversión

Como la corriente alterna y la corriente continua son de diferente naturaleza, se necesita del uso de unos dispositivos que permitan transformar de un tipo de corriente al otro; estos dispositivos son conocidos como convertidores. Los circuitos que permiten el paso CA/CD son conocidos como rectificadores; los que permiten el paso CD/CA son conocidos como inversores. Las instalaciones donde se encuentran estos dispositivos se denominan centros de conversión.

Transformador de conversión:

La función primordial de estos transformadores es convertir la tensión alterna de los sistemas CA en la tensión alterna de entrada de los convertidores HVDC. Por otra parte, también se utilizan como una aislación entre la red y el convertidor. En prácticamente todos los casos se instalan dos grupos de transformadores desfasados en 30 ó 150 grados. Estos transformadores se caracterizan por estar diseñados para soportar el alto contenido de armónicos generado por las estaciones conversoras sin sobrecalentarse.

Filtros:

En el convertidor se producen un gran número de componentes armónicas, las cuales son inyectadas al lado de CA y CD, es por este motivo que se hace

necesaria la implementación de filtros a ambos lados del convertidor (para atenuar dichas armónicas). Es por este motivo que se habla de filtros de CA y CD.

- **Filtro CA:** Los filtros CA poseen normalmente una doble función, ya que por una parte se encargan de absorber los armónicos generados por las estaciones convertoras, y por otro proporcionan una parte de la potencia reactiva necesaria en el proceso de conversión. El tipo de diseño del filtro depende de la tecnología que se implementa al convertidor, más concretamente a las características armónicas que genera el convertidor.
- **Filtro CD:** Estos filtros se encargan de reducir la componente de CA de la señal continua que se desea obtener. Básicamente, son filtros pasa bajos diseñados para filtrar componentes armónicas de varios órdenes. Se conectan en paralelo con la línea CD.

Finalmente, hay que mencionar que en todos los componentes de estas estaciones existe lo que se llama “El reactor de alisamiento”. Este reactor protege al sistema de eventuales problemas debidos a fallos. Las principales funciones de este dispositivo son:

- Prevención de corriente intermitente.
- Limitación de la corriente de falla CD.
- Prevención de resonancia en el circuito CD [4].

Condensadores serie

Los condensadores serie en el lado de CA tienen el objetivo de mejorar el comportamiento dinámico, principalmente en sistemas con baja potencia de cortocircuito o líneas HVDC largas. Este sistema, unido a pequeños filtros, mejora la calidad de la señal reduciendo el rizado y la demanda de energía reactiva.

Estos condensadores se sitúan entre el transformador y el puente de válvulas para reducir la corriente causada por la capacidad de los cables en caso de desconexión y el fallo del inversor. Esto se debe a que, en este punto, la corriente está controlada y, por lo tanto, determinada por el convertidor [5].

Bobina de choque

Es una bobina en serie (de choque o suavizado) a la salida del circuito de CD que se encarga de atenuar el rizado a la salida del convertidor, limitar la corriente de

cortocircuito, eliminar resonancia en el lado de CD, reducir interferencias con líneas telefónicas, etc.

Suelen fabricarse secas (aislamiento de aire) o en aceite, y son bobinas de elevada potencia, dado que toda la corriente del convertidor circula a través de las mismas [5].

Interruptores rápidos de CD

Los interruptores permiten que la estación de conversión opere en sus diferentes modos posibles con objeto de mantener el sistema en funcionamiento. Se fabrican en atmósfera SF₆ y se conectan en paralelo con filtros encargados de absorber los transitorios creados en la apertura y cierre de los interruptores [5].

Sistema de control

Se encarga de controlar todas las variables del sistema (potencia activa y reactiva entregada), protecciones (interruptores), fallos (redundancia), simulación dinámica, rendimiento de la instalación (filtros, pérdidas), parámetros de funcionamiento, ruido, compatibilidad electromagnética, comunicaciones, diagnóstico del sistema, etc. Está formado por la electrónica de medida e informática de la estación de conversión.

En cualquier caso, la función principal de este sistema es controlar la tensión e intensidad de la línea, ajustando los ángulos de disparo y extinción de las válvulas rectificadoras / inversoras [5].

1.3. ¿HVDC ó HVAC?

A la hora de elegir entre un sistema HVAC (High Voltage Alternating Current) o HVDC (High Voltage Direct Current) en la transmisión de energía eléctrica, se deben tener en cuenta diversos criterios. Uno de los principales es la viabilidad técnica de realizar el enlace con cada una de las tecnologías. En la Figura 10 se muestra cómo la potencia del sistema HVDC se mantiene prácticamente independiente de la distancia, mientras con HVAC la capacidad de transmisión disminuye con la longitud de las líneas, debido a sus efectos inductivos. Otra dificultad añadida es el desfase producido por esta misma inductancia entre los

dos extremos de la línea, puesto que puede conducir a la inestabilidad del sistema. Estos problemas no aparecen en los sistemas HVDC por no estar afectados por la inductancia de la línea [7].

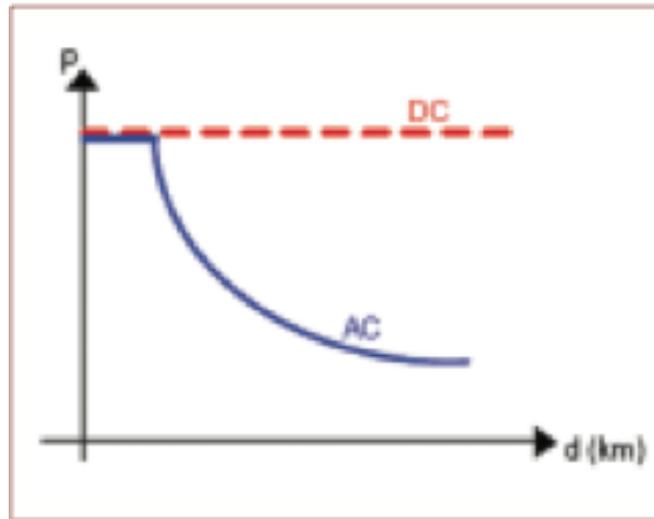
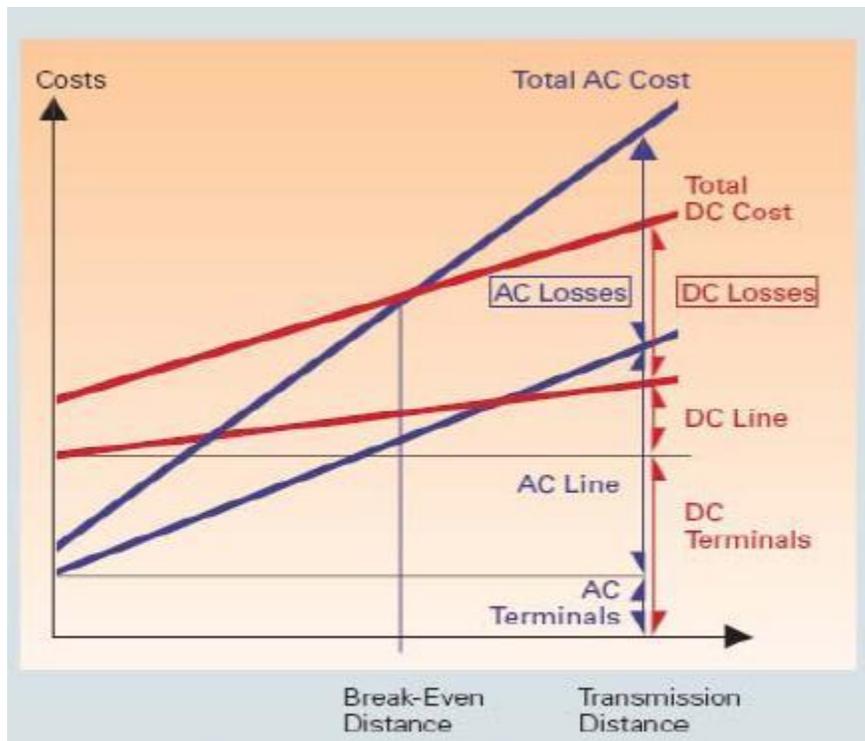


Figura 10. Relación potencia / distancia de las líneas HVAC y HVDC. [5]

Otro factor técnico básico consiste en la imposibilidad de conectar en corriente alterna dos sistemas que funcionan a diferente frecuencia (asíncronos). En estos casos se hace imprescindible el uso de HVDC independientemente de la distancia que separe ambos sistemas. Cuando es posible implementar un sistema tanto en HVAC como en HVDC, es necesario tener en cuenta otros factores adicionales. Habitualmente, el más importante acostumbra a ser el económico.

Cuando es posible implementar un sistema tanto en HVAC como en HVDC, es necesario tener en cuenta otros factores adicionales. Habitualmente, el más importante acostumbra a ser el económico. A la hora de analizar el coste total de un sistema de transporte será necesario contar con los costes directos de la instalación (líneas y convertidores/transformadores) y los indirectos (pérdidas capitalizadas). En la Figura 11 se muestra la distribución de los costes de las instalaciones HVDC y HVAC en función de la distancia.



Costos totales vs distancia

Figura 11. Comparación del costo de los sistemas HVAC y HVDC en función de la longitud de la línea de transporte [5].

Otro criterio a tener en cuenta en la solución finalmente adoptada es el impacto medioambiental de las instalaciones.

En el caso de líneas aéreas, el tamaño de los apoyos es menor en HVDC para el mismo nivel de transmisión de potencia. Esto repercute también en el tamaño del corredor de paso necesario (inferior en HVDC).

Las principales consideraciones medioambientales a tener en cuenta en las proximidades de instalaciones eléctricas de alta tensión, además del impacto visual, están relacionadas con los campos eléctrico y magnético, que pueden ionizar el aire alrededor del cable, apareciendo el efecto corona. Este efecto puede producir interferencias de radiofrecuencia, ruido audible y generación de ozono. Por todo ello, es importante conocer su orden de magnitud.

Desde un punto de vista medioambiental, las líneas HVDC se caracterizan por [8]:

- Necesidad de un pasillo (corredor de paso) menor para líneas aéreas HVDC con la misma transmisión de potencia y con torres más simples, por lo que el impacto visual es también inferior.
- Los campos eléctricos y magnéticos generados por una línea HVDC son estáticos y del mismo orden de magnitud que los generados por la Tierra de forma natural, por lo que *a priori* no afectan negativamente a ningún ser vivo. En el caso de los magnéticos, estos campos se anulan al instalar retornos metálicos.
- La generación de ozono por efecto corona es del mismo orden de magnitud que el generado en procesos naturales.
- En instalaciones monopolares con retorno por tierra, el campo magnético puede modificar la lectura de una brújula en las proximidades del cable. Esto puede solucionarse mediante un retorno metálico que anule dicho campo magnético. Estas instalaciones también pueden inducir corriente en tuberías o conductos metálicos cercanos a las estaciones de conversión. En estos casos, la instalación de un retorno metálico puede ser también necesaria.
- El efecto corona es superior en HVAC, por lo que las medidas para atenuarlo deben ser mayores, con el coste que esto acarrea.
- La altura geográfica de la instalación afecta más a las líneas HVDC que a las HVAC, debido a que las tensiones tipo rayo y la densidad del aire (inferior a mayor altura) están relacionadas.

Existen casos donde los sistemas HVDC son necesarios [9]:

- La transmisión de energía utilizando cables submarinos está limitada a cortas distancias en el caso HVAC (~60 km en la actualidad) debido a la alta capacidad dieléctrica de los cables, por lo que la tecnología HVDC permite la conexión de sistemas aislados (estaciones petrolíferas, parques eólicos en alta mar, sistemas insulares, etc.) a los sistemas continentales, independientemente de la distancia.
- Transporte de energía mediante líneas subterráneas HVDC a zonas congestionadas donde es imposible la instalación de generación (zonas urbanas con gran crecimiento demográfico y energético).

- Incremento de la capacidad de transporte utilizando corredores de paso existentes en HVAC.
- Cuando es necesario tener control total del flujo de potencias activa y reactiva.

Estos factores han hecho que la instalación de sistemas HVDC se haya incrementado sustancialmente en las últimas décadas [5].

2. TECNOLOGÍAS DE LAS ESTACIONES CONVERTIDORAS PARA HVDC

Los convertidores tienen como objeto la transformación entre corriente alterna y continua a ambos lados de la transmisión. En el paso de CA a CD interesa conseguir una entrada con el mayor número de fases posible, puesto que esto permite entregar a la salida una señal continua prácticamente plana (mínimo rizado), antes de conectar un filtro [5].

Los sistemas HVDC y los controladores FACTS basados en la tecnología de convertidores conmutados de línea (Line-Commutated Converter (LCC)) 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 de convertidores conmutados de línea tienen algunas restricciones técnicas. Particularmente el hecho de que la conmutación dentro del convertidor es manejada por voltajes de CA, requiere condiciones apropiadas del sistema de CA conectado.

La electrónica de potencia con convertidores auto-conmutados, como los convertidores de fuente de voltaje (*Voltage-Sourced Converters (VSC)*), pueden superar estas limitaciones y proporcionar más características técnicas. En muchas aplicaciones, los VSCs 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 VSCs no requieren ningún sistema de voltaje de “manejo”- ellos pueden crear un voltaje trifásico de CA a través de un voltaje de CD.

Hasta el momento, los VSCs 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 (Modular Multi-level Converter (MMC)), conocido como HVDC PLUS y SVC PLUS (Por Siemens), ha sido desarrollado. Éste proporciona importantes beneficios para aplicaciones de alta tensión. [10]

A continuación se explica cada tecnología por separado:

2.1. Line Commutated Converter (LCC)

La Figura 12 muestra un diagrama simplificado de un sistema monopolar LCC HVDC, que tiene un convertidor en cada extremo y proporciona un solo bloque de transmisión. Generalmente éste es considerado como equivalente de conexión de un circuito simple de transmisión de CA.

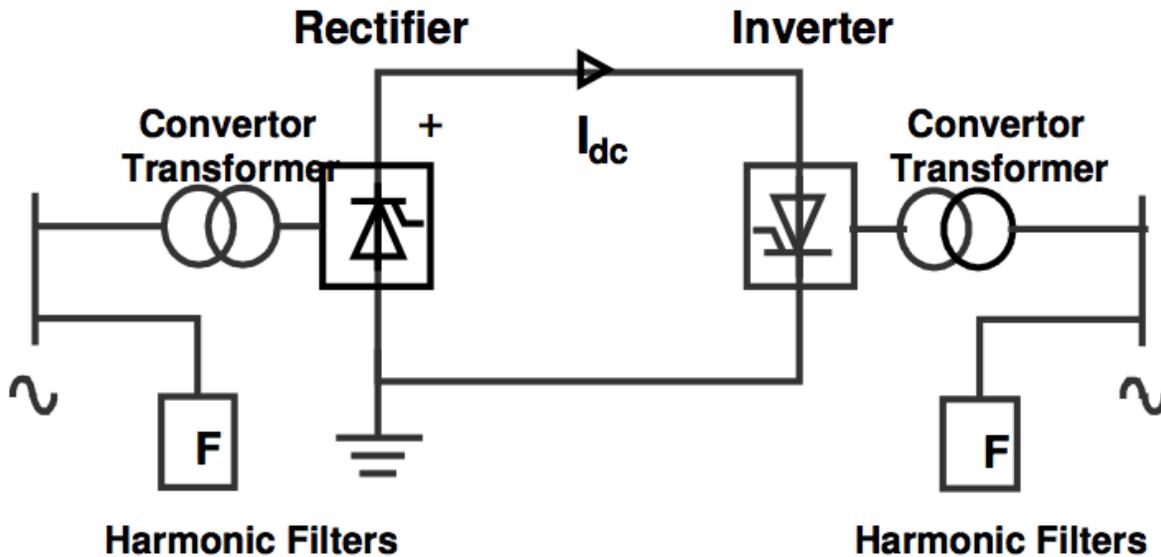


Figura 12. Esquema monopolar HVDC simplificado [11].

El rectificador toma energía de su red de corriente alterna y el inversor inyecta energía en su red de corriente alterna. Los sistemas de control controlan los dos convertidores de tal manera que la potencia activa deseada se transmite entre los dos. 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. La capacidad de controlar rápidamente la potencia activa puede ser muy beneficiosa, por ejemplo para la amortiguación de oscilaciones de potencia en la red.

El convertidor conmutado de línea depende de la tensión del sistema de corriente alterna para su operación satisfactoria. El tiristor conmuta los terminales del convertidor de CA entre las dos terminales de CD. El tiristor se puede activar por una señal de compuerta cuando está polarizado directamente. El tiristor puede conducir la corriente solamente en una dirección, y se apaga cuando la corriente

que circula a través de él se invierte. Dos series que conectan seis puentes de pulsos se utilizan normalmente, dando lugar a 12-pulsos de operación.

El convertidor conmutado de línea opera con un factor de potencia en atraso, en parte debido a la inductancia del transformador convertidor, pero principalmente porque el disparo de los tiristores en el rectificador tiene que ser retrasado con relación a la tensión de cruce para controlar el voltaje de CD. Del mismo modo, la conmutación en el inversor tiene que ser completada por lo menos 10° eléctricos antes del cruce de tensión, para permitirle al tiristor aumentar su tensión soportada antes de que la tensión lo polarice directamente.

El proceso de conmutación también produce la generación de cantidades sustanciales de corriente armónica, principalmente armónicos del orden $12n \pm 1$ en el lado de CA. Se utilizan filtros armónicos de CA para reducir la distorsión armónica en los terminales de CA. Los filtros son capacitivos a la frecuencia fundamental, y se subdividen en bancos, que se conectan y desconectan según sea necesario para limitar la distorsión armónica y para proporcionar compensación de potencia reactiva para el control de tensión de CA.

Los filtros de armónicos de CA y los bancos de potencia reactiva junto con sus demás elementos de CA ocupan un área de terreno muy grande. Por lo tanto, una estación de convertidor de HVDC es muchas veces (> 10 veces) más grande que una subestación de CA equivalente.

Debido a la capacitancia de los filtros de armónicos de CA y bancos de potencia reactiva, pueden resultar grandes sobretensiones durante el rechazo de carga y las condiciones dinámicas, por ejemplo, durante la recuperación de una falla.

Típicamente, un sistema de LCC HVDC necesita ser conectado a un punto de la red de CA donde la potencia de cortocircuito sea de al menos 2,5 veces la del sistema HVDC, con el fin de lograr un funcionamiento estable y satisfactorio.

La contribución total de sistemas LCC HVDC en servicio hasta el año 2006 fue de aproximadamente 60GW y el mayor sistema transporta cerca de 6.300 MW. El voltaje más alto de CD utilizado para un sistema LCC HVDC es de ± 800 kVdc. Por lo general, un sistema LCC HVDC alcanzará una disponibilidad de 98 a 99%, y tendrá una eficiencia a plena carga de $> 98,3\%$, incluyendo las pérdidas de los dos terminales, pero excluyendo las pérdidas en la línea de transmisión [11].

2.2. Voltage Sourced Converter (VSC)

La Figura 13 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, y generalmente éste es considerado como equivalente de conexión de un circuito simple de transmisión de CA.

El convertidor de fuente de voltaje (VSC), crea una tensión alterna al conmutar los terminales de CA entre los terminales de CD. Los conmutadores utilizan transistores bipolares de puerta aislada (Insulated Gate Bipolar Transistors (IGBT)), que se pueden encender y apagar por una señal de compuerta, incluso si hay corriente que fluye a través del conmutador en el momento que se le instruye para conmutar. El IGBT puede resistir la tensión y conducir la corriente en una dirección solamente, y utiliza un diodo conectado en contra-paralelo para permitir que el convertidor conduzca la corriente directa en ambas direcciones. En algunos convertidores se pueden crear uno o más niveles intermedios de voltaje de CD, de tal manera que la onda se asemeje más a una sinusoidal. Los conmutadores del convertidor se pueden encender y apagar varias veces durante cada ciclo de frecuencia de alimentación, si es necesario. Típicamente, los conmutadores del convertidor 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.

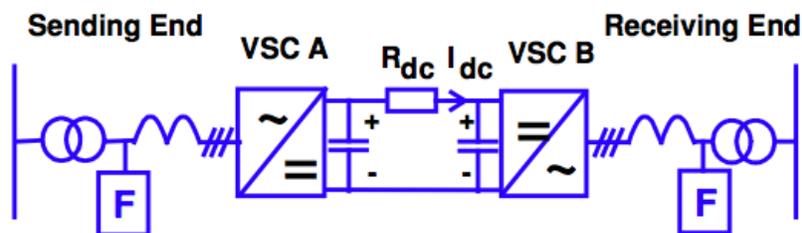


Figura 13. Sistema de transmisión VSC simplificado [11].

Visto desde la red de CA, un terminal de transmisión VSC es equivalente a una fuente de tensión con una amplitud y ángulo de fase determinado por el sistema de control. La Figura 14 muestra la capacidad de operación de un terminal VSC, con los tres círculos indicando la capacidad para diferentes voltajes de CA.

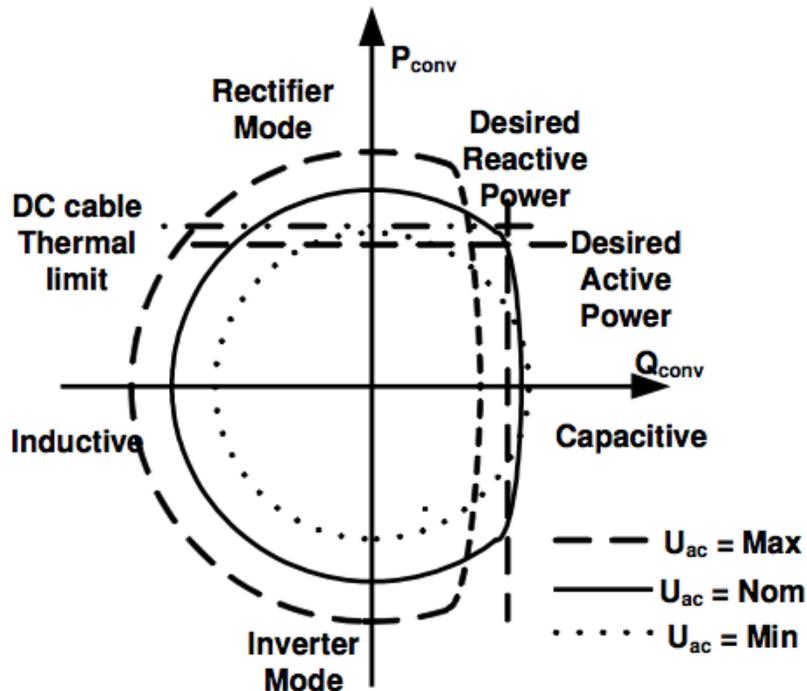


Figura 14. Capacidad de operación de un sistema de transmisión VSC [11].

El intercambio de potencia activa con la red de corriente alterna es controlado principalmente por el ángulo de fase de la tensión creada por el VSC. 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.

Otra diferencia importante es que el sistema de transmisión VSC genera su propia tensión alterna del condensador CD, lo que significa que puede funcionar como una fuente de alimentación a una red pasiva de corriente alterna.

Por lo general, un esquema de transmisión VSC tendrá un rendimiento a plena carga de más de 96,5%, excluyendo la pérdida de potencia en la línea de transmisión [11].

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
- Alto rendimiento dinámico
- Menores requerimientos de espacio.

Hasta ahora, los convertidores VSC implementados para aplicaciones HVDC se han basado en una tecnología de dos o tres niveles que permite la conmutación de dos o tres niveles de tensión diferentes al terminal de CA del convertidor. Para tales topologías de convertidor un gran número de dispositivos semiconductores con capacidad de bloqueo de unos pocos kilovoltios están conectados en serie (hasta varios cientos por brazo convertidor, dependiendo de la tensión de CD). Para asegurar una distribución uniforme de tensión no sólo estáticamente, sino también de forma dinámica, todos los dispositivos conectados en serie en un brazo de un convertidor tienen que conmutarse de forma simultánea. Se aplican altos y escarpados pasos de tensión en los terminales del convertidor de CA, lo cual causa altas componentes de tensión y requiere amplias medidas de filtrado.

En la Figura 15 se muestra el principio de la tecnología del convertidor de dos niveles. De la figura, puede verse que la tensión del convertidor, creada por el PWM (Pulse-Width Modulation), está lejos de la tensión deseada (línea verde). Se necesitan filtros de CA para lograr una forma de onda aceptable [10].

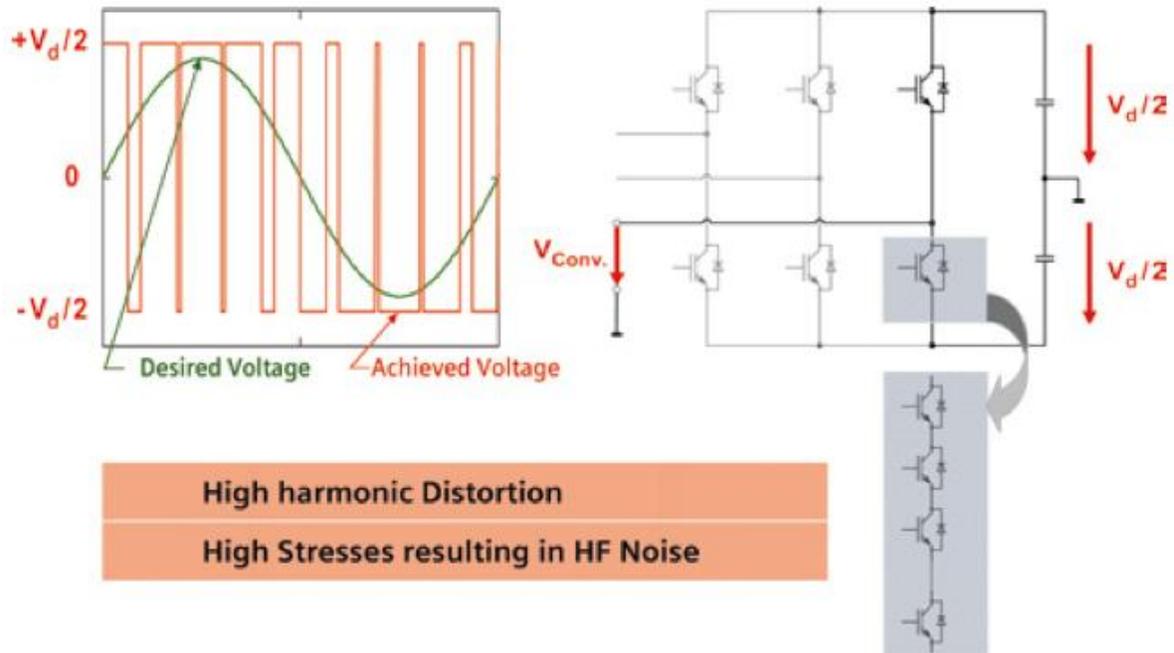


Figura 15. Tecnología VSC para un convertidor de 2 niveles. [10]

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 [6].

3. MODULAR MULTILEVEL CONVERTER (MMC)

3.1. CONCEPTUALIZACIÓN

Esta tecnología es llamada HVDC PLUS por parte de la empresa Siemens y HVDC LIGHT por parte de ABB. A continuación se realizará una caracterización del MMC basados en información obtenida por la empresa Siemens, por lo tanto se hará referencia al nombre HVDC PLUS para referirse al MMC y HVDC CLASSIC para referirse al VSC.

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.

Diferentes topologías multinivel, tales como convertidores de diodo sujetado, o convertidores denominados "condensadores de vuelo" fueron propuestos en el pasado y han sido discutidos en muchas publicaciones.

En la Figura 16 se muestra una comparación de dos, tres niveles y tecnología multinivel.

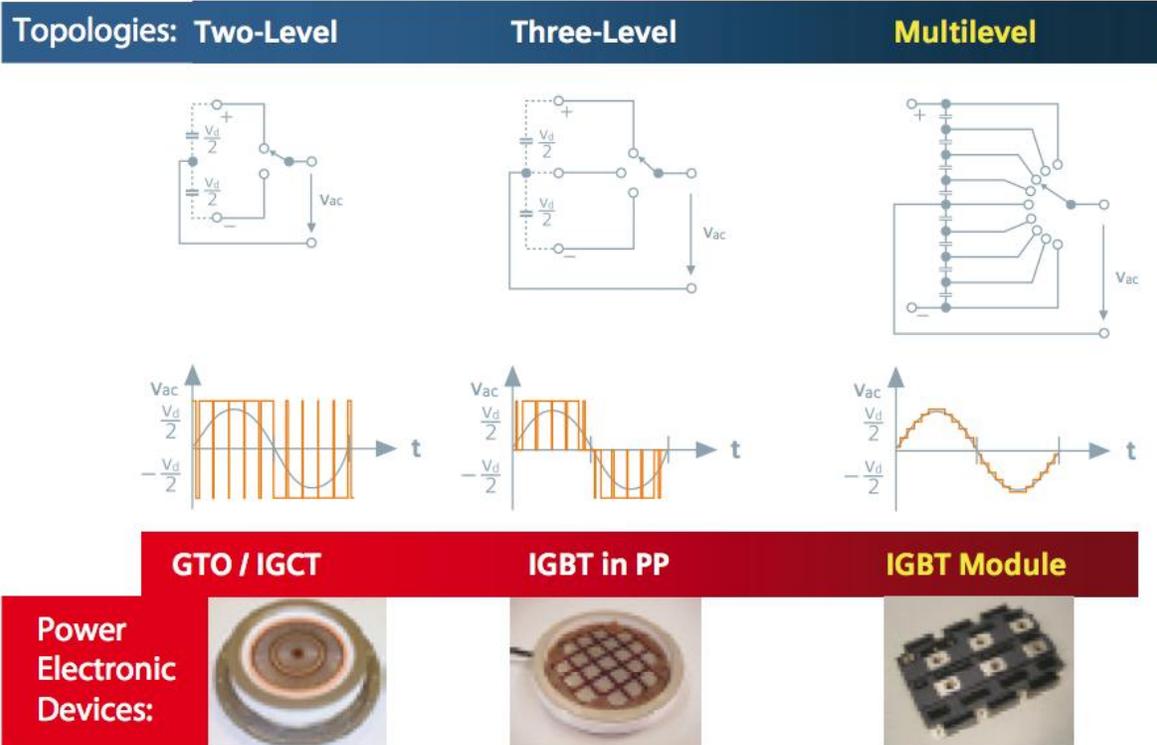


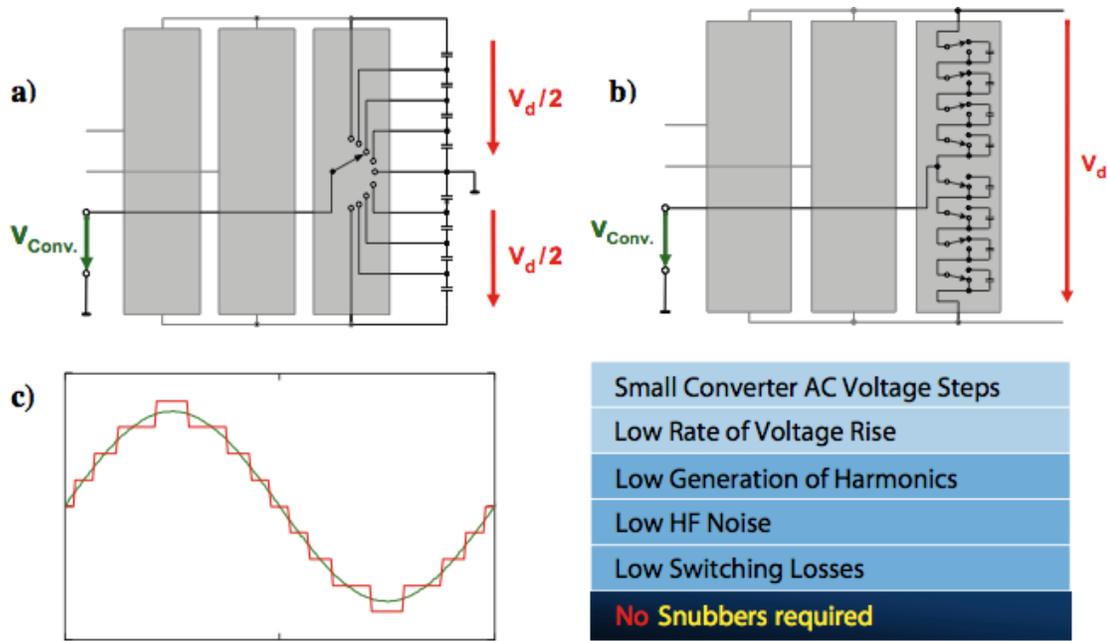
Figura 16. Avances en tecnología VSC. [10]

La idea básica de un convertidor multinivel y el principio de diseño de un MMC se muestra en la Figura 17 y en la Figura 18, las cuales representan la solución HVDC PLUS MMC en detalle.

Un MMC consta de seis brazos de conversión. Cada uno de ellos comprende un gran número de módulos de potencia (PM) 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

En aras de la simplicidad, la electrónica para el control de los semiconductores de potencia, el monitoreo de la tensión del condensador, y la comunicación con los controladores de nivel superior no se muestran en la Figura 18.



The Multilevel Approach

a) "Basic Idea"

b) The MMC Solution

c) Sinus Approximation – and Benefits

Figura 17. El enfoque multinivel. [10]

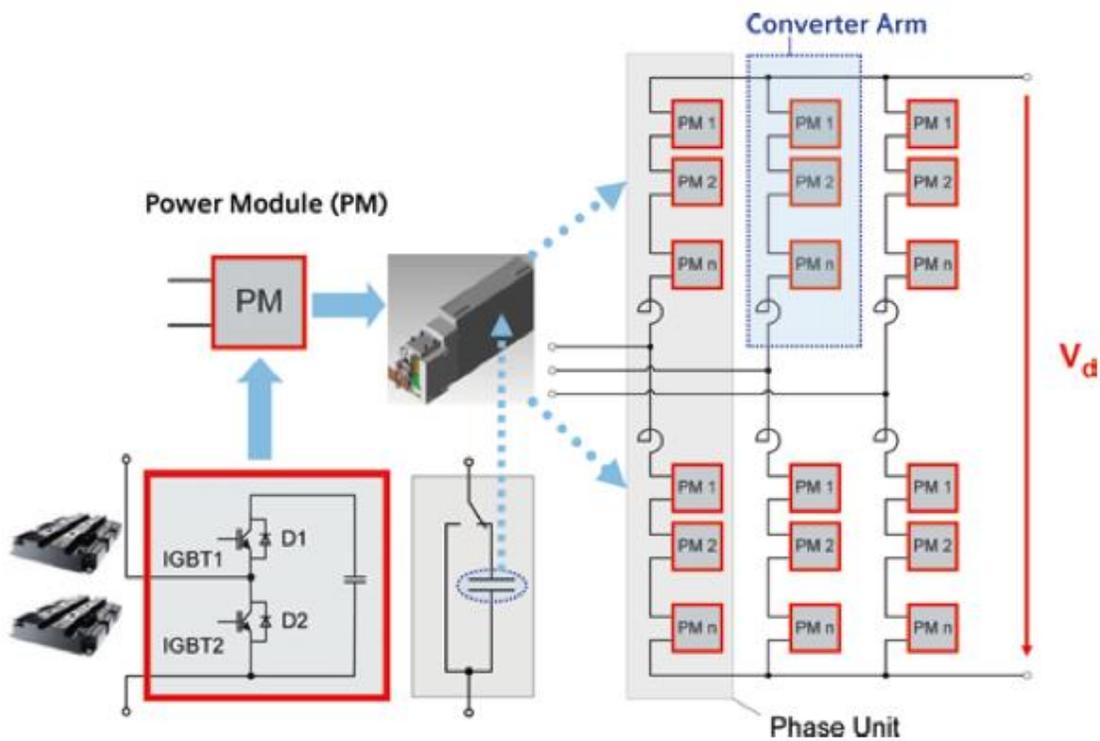


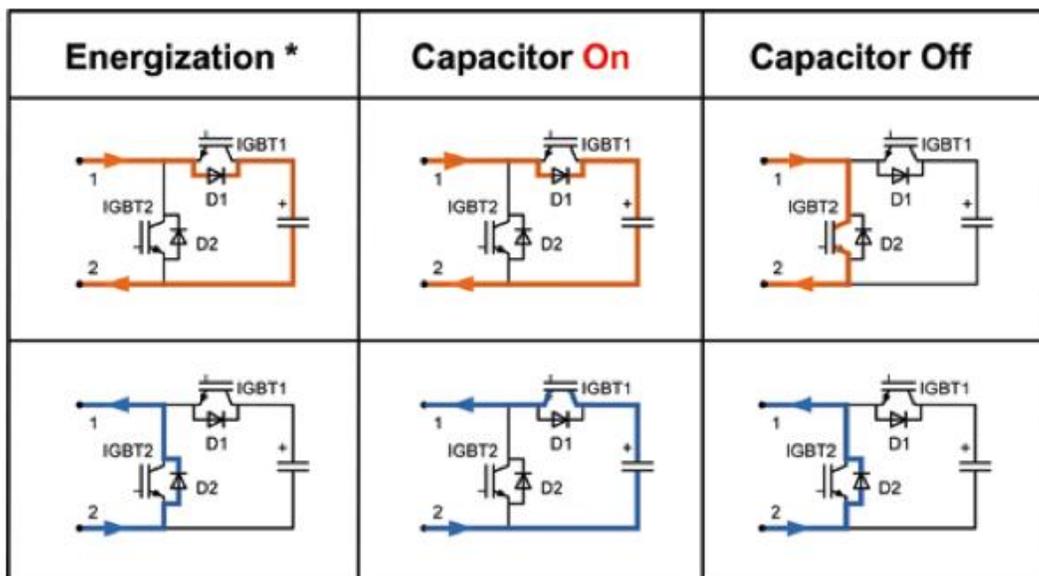
Figura 18. Esquema básico HVDC PLUS. [10]

Tres diferentes estados son relevantes para el funcionamiento correcto de un módulo de potencia, como se ilustra en la Figura 19:

1) **Energización (ambos IGBTs están apagados):** Puede ser comparado con la condición bloqueada de un convertidor de dos niveles. Sobre la carga, es decir, después de cerrar el interruptor de potencia de CA, todos los módulos de potencia del convertidor están en esta condición. Además, en el caso de una falla severa, todos los módulos de potencia del convertidor se ponen en este estado. En operación normal, esta condición no ocurre. Si la corriente fluye desde el polo positivo de CD hacia el terminal de CA durante este estado, se carga el condensador. Cuando fluye en la dirección opuesta, el diodo de marcha libre D2 le hace un "By-pass" al condensador.

2) **"Condensador-Encendido" (IGBT1 se enciende, IGBT2 se apaga):** Independientemente de la dirección del flujo de corriente, el voltaje del condensador de almacenamiento se aplica a los terminales del módulo de potencia. Dependiendo de la dirección del flujo, la corriente fluye a través de cualquiera, de D1 y carga el condensador, o mediante IGBT1 y descarga el condensador.

3) **"Condensador-Apagado" (IGBT1 se apaga, IGBT2 se enciende):** En este caso, la corriente fluye a través de cualquiera IGBT2 o D2 dependiendo de su dirección y asegura que se le aplica una tensión de 0V a los terminales del módulo de potencia (excepto para el estado de conducción de voltaje de los semiconductores). La tensión del condensador se mantiene sin cambios.



* Converter blocked

Figura 19. Estados y caminos de las corrientes de un módulo de potencia en la tecnología MMC. [10]

Es posible controlar separada y selectivamente cada uno de los módulos individuales de potencia en todas las unidades de fase. Los dos brazos del convertidor de cada unidad de fase representan una fuente de tensión controlada. La tensión total de los dos brazos del convertidor en cada unidad de fase equivale a la tensión de CD, y ajustando la relación de la tensión del brazo del convertidor en una unidad de fase, la tensión sinusoidal deseada en el terminal de CA se logra.

Como ocurre en todos los sistemas técnicos, la posibilidad de una falla esporádica de los componentes individuales no se puede descartar, incluso con la ingeniería más meticulosa y las pruebas de 100 por ciento. Sin embargo, si ocurre la falla de un componente, la operación del sistema no debe ser interrumpida. En el caso de un sistema de transmisión HVDC esto significa que no debe haber ninguna interrupción de la transferencia de energía y que el sistema realmente continuará operando hasta el próximo apagado programado por mantenimiento.

Unos módulos de potencia redundantes están integrados en el convertidor, y a diferencia de los conceptos de redundancia anteriores, la unidad ahora se puede diseñar de modo que en caso de que un módulo de potencia falle en un brazo convertidor, los módulos de potencia restantes no se sometan a una tensión más alta. La inclusión de módulos de potencia redundantes hace que se incrementen el número de módulos de potencia en un brazo convertidor que entregan cero voltaje de salida durante la operación. En el caso de que falle un módulo de potencia durante la operación, se detecta esta falla y se cortocircuita el módulo de potencia 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. La Figura 20 muestra el diseño de un submódulo con interruptor *By-pass*.

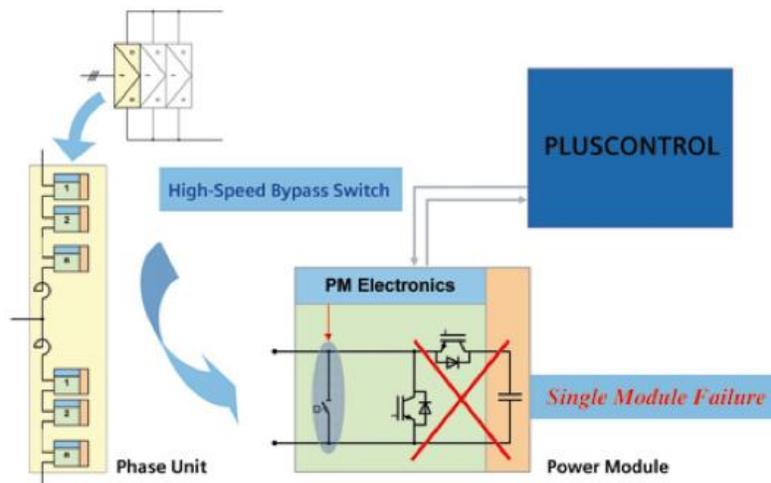


Figura 20. Submódulo con interruptor By-pass. [10]

La Figura 21 muestra el diseño real de un brazo de un convertidor MMC, y un arreglo de convertidores conectados para lograr una potencia de 400MW.

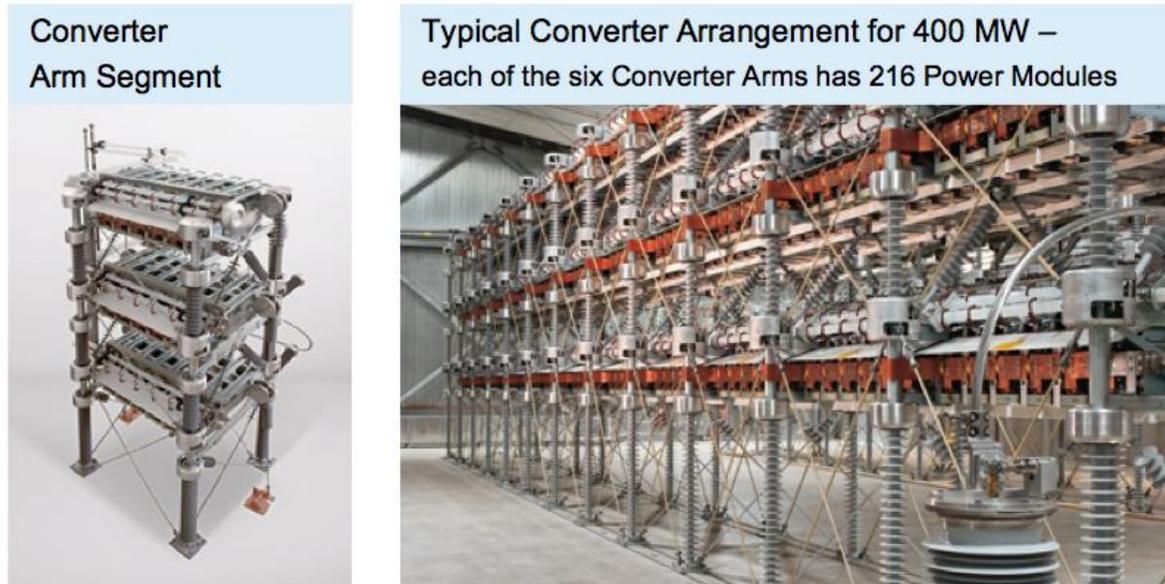


Figura 21. Tecnología MMC. [10]

Cada módulo de alimentación está conectado a través de dos fibras ópticas al PLUSCONTROL (Figura 22), la unidad de control central. El PLUSCONTROL fue desarrollado específicamente para HVDC PLUS y tiene las siguientes funciones:

- Cálculo del voltaje de cada brazo convertidor en intervalos de tiempo de varios microsegundos.
- Control selectivo de los módulos de potencia dependiendo de la dirección de flujo de potencia y el voltaje adecuado en los capacitores de los módulos de potencia para así asegurar el correcto equilibrio de voltaje en los capacitores.

Además del estado actual de cada módulo de potencia, el voltaje momentáneo del condensador se comunica a través de la fibra óptica al PLUSCONTROL. Las señales de control del módulo de potencia, tal como como las señales para la conmutación de los IGBTs, se comunican en dirección opuesta del PLUSCONTROL a los módulos de potencia.

Las principales características del PLUSCONTROL son las siguientes:

- Construcción mecánica en gabinete estándar de 19 pulgadas,

- Alta modularidad y escalabilidad a través de módulos plug-in, y la capacidad de integrar diferentes números de gabinetes en el sistema.
- Concepto de redundancia uniforme con un sistema activo y pasivo y la capacidad de cambiar a lo largo de la marcha.
- Los módulos y los ventiladores pueden ser reemplazados durante la operación.
- Interfaces suficientes para la comunicación y el control de más de 100 módulos de potencia por gabinete.
- Alto rendimiento con respecto a la potencia de cálculo y funciones lógicas.

El PLUSCONTROL está totalmente integrado con el entorno de la industria SIMATIC TDC, la cual proporciona la plataforma para el sistema de medición, el control de nivel superior y la protección.

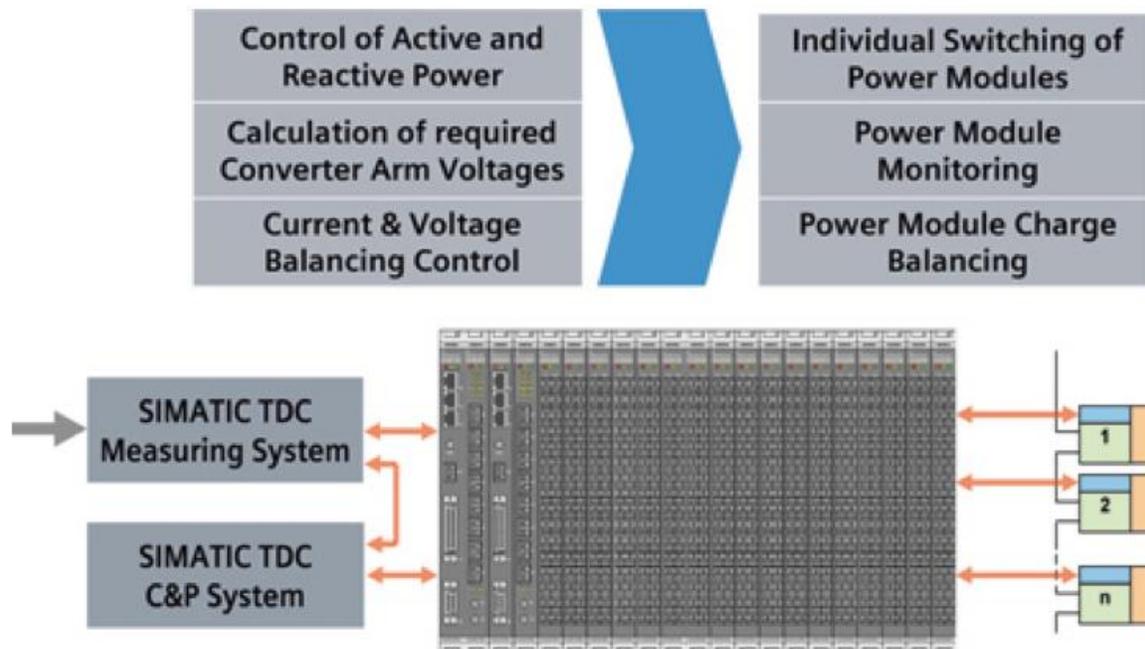


Figura 22. Tareas principales del PLUSCONTROL. [10]

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, se conmuta 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 PLUS y la eficiencia es por consiguiente, mayor en comparación con las actuales soluciones de dos y tres niveles.
- HVDC PLUS utiliza 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, tasas de transmisión de 1000 MW y superiores, se pueden alcanzar.
- 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.

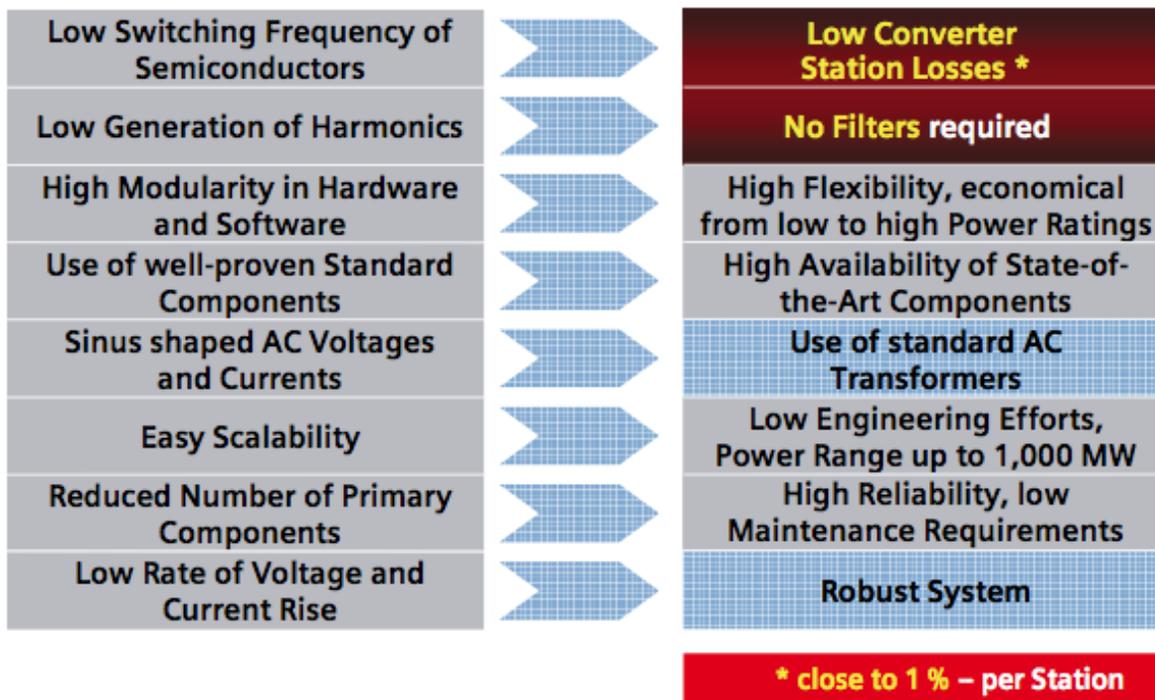


Figura 23. Características y beneficios de la topología MMC. [10]

- **Tecnología HVDC en el menor espacio:** Aun cuando el espacio es limitado, HVDC PLUS permite el uso de la tecnología HVDC altamente eficiente.
 - Un edificio de perfil bajo para el convertidor puede ser seleccionado cuando los recursos visuales son críticos o, alternativamente, el área de la estación se puede reducir aumentando la altura del edificio.
 - Un área pequeña reduce costos.
 - La instalación interior de reactores e interruptores es posible, pero no es obligatoria.

- HVDC PLUS es una solución adecuada cuando el espacio es limitado o costoso. Ejemplos de ello son las plataformas marinas o áreas congestionadas en las grandes ciudades.

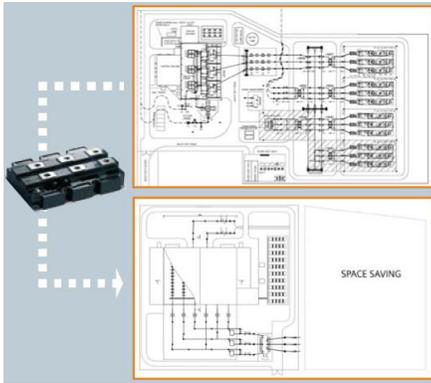


Figura 24. Ahorro de espacio con tecnología MMC. [12]



Figura 25. Centrales pequeñas. [12]

- **Optima conexión de la generación distribuida:** Ofrece un alto grado de flexibilidad y escalabilidad, lo cual permite la solución más adecuada para una estación de transmisión dada.
 - Uso eficiente de la tecnología HVDC en cualquier rango de hasta 1.000 MW.
 - Un sistema de transmisión punto a punto HVDC PLUS se puede ampliar fácilmente en un sistema multi-terminal con tres o más estaciones de conversión.
 - Las plataformas de petróleo se pueden abastecer con energía procedente de fuentes de generación eficientes con base en tierra.
 - Grandes parques eólicos marinos pueden conectarse a la red con HVDC PLUS cuando una solución de CA no es factible.



Figura 26. Fácil ampliación con 3 estaciones de conversión [12].



Figura 27. Plataformas de petróleo y parques eólicos marinos [12].

- **Beneficios operacionales:** Mínimo de tiempo y costos por mantenimiento y alta confiabilidad de funcionamiento hace de HVDC PLUS una solución particularmente económica.
 - Un nivel muy alto de disponibilidad del sistema, redundancia completa para todas las partes claves del convertidor.
 - Monitoreo en línea en tiempo real de todos los componentes principales.
 - Minimizado el mantenimiento y los requisitos del servicio.
 - Control estándar y sistema de protección, Win-TDC (Simatic) hardware y software, probado en la práctica en una amplia gama de aplicaciones en todo el mundo.
 - Una cantidad mínima de componentes de CA debido a los requisitos reducidos de filtrado de armónicos y altas frecuencias.
- **Herramienta potencial para la protección del medio ambiente gracias a la reducción de CO2:** Con HVDC PLUS, redes aisladas, tales como plataformas de petróleo y gas, así como las minas se pueden conectar sin necesidad de generación local, que es menos eficiente. Esto permite la reducción de emisiones de CO2.
- **Apoyo a la estabilidad del sistema de CA:** HVDC PLUS ofrece la estabilización rápida de la tensión de CA en las redes débiles. Además, también es posible alimentar a las redes pasivas sin generación, por métodos de capacidad black-start.
 - Potencia reactiva se puede generar o consumir independientemente de la transmisión de potencia activa.
 - Control desbalanceado para la compensación de grandes cargas monofásicas.

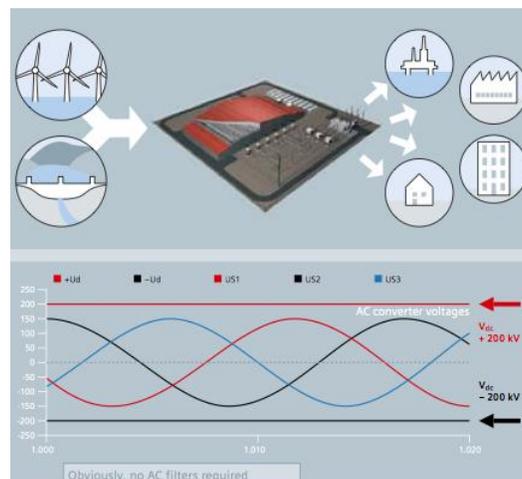


Figura 28. Apoyo de estabilidad a los sistemas de CA. [12]

Las múltiples posibilidades de instalación combinadas con el buen desempeño del HVDC PLUS abren un amplio rango de aplicaciones para esta tecnología:

- Conexiones de CD para un rango de potencia de hasta 1.000 MW, en las cuales se utilizan actualmente solo convertidores conmutados de línea,
- Acceso a la red de redes muy débiles o redes aisladas, y
- Acceso a la red de fuentes de energía renovable, tales como los parques eólicos marinos, a través de HVDC PLUS. Esto puede ayudar sustancialmente a reducir las emisiones de CO₂. Y viceversa, las plataformas de petróleo se pueden alimentar desde la costa a través de HVDC PLUS, de modo que las turbinas de gas u otro generador local en la plataforma pueden ser evitados.

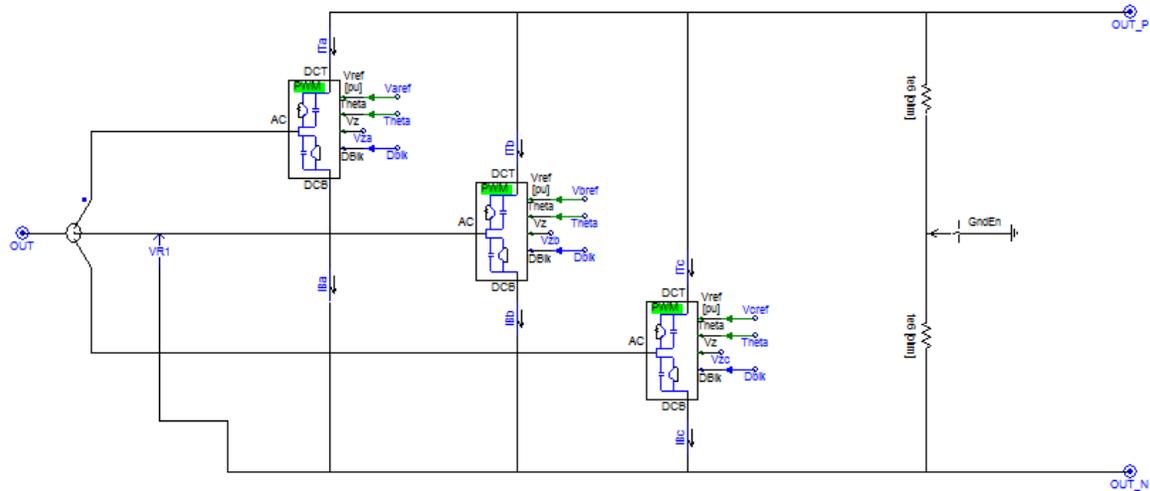


Figura 30. Módulo MMC. [13]

6. Falla CD- a tierra: Esta falla permite conectar el polo negativo a tierra.
7. Falla CD+ 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 el terminal 2 hacia el terminal 1.
11. Medidor de la corriente de directa que circula desde el terminal 1 hacia el terminal 2.

La línea de transmisión utilizada es una línea de 400km con un haz de 3 conductores por polo y un cable de guarda, como se muestra en la Figura 31.

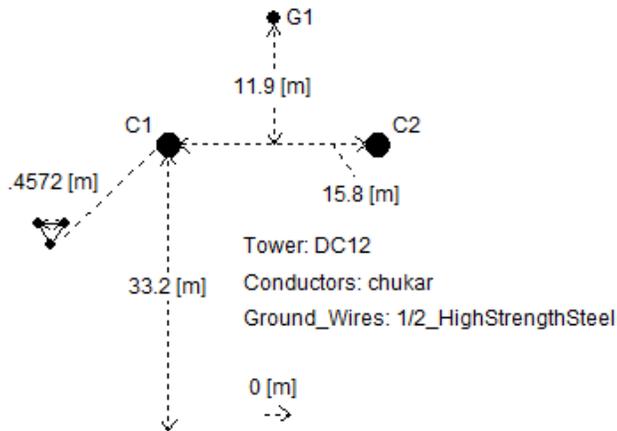


Figura 31. Línea de transmisión para HVDC. [13]

3.2.1. Falla de 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). Los resultados de la simulación tanto para el lado inversor (columna izquierda) como para el rectificador (columna derecha) se muestran en la Figura 32.

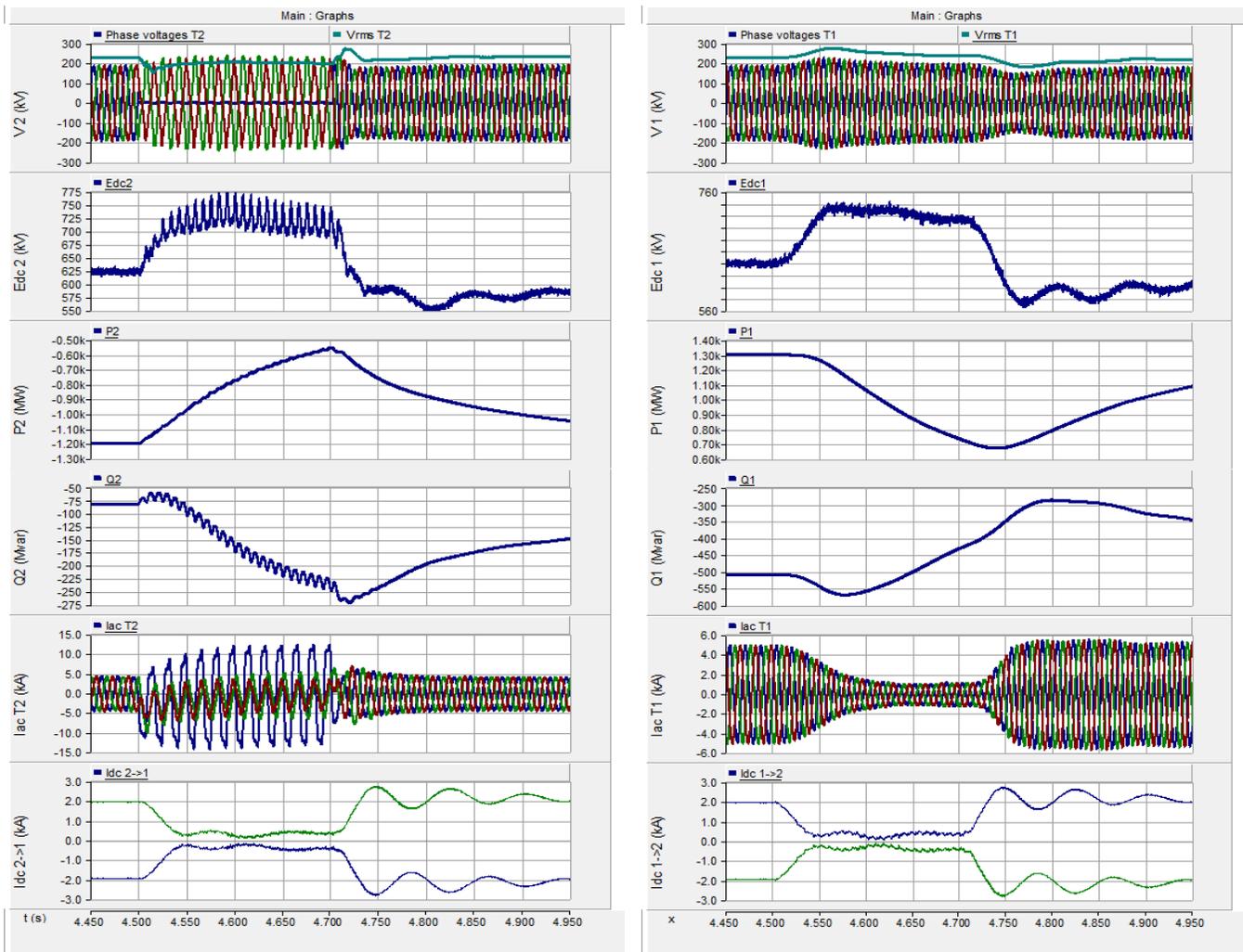


Figura 32. Falla monofásica a tierra en el lado inversor. [13]

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 que está en falla, por lo tanto las tensiones en las otras 2 fases aumentan su nivel ya que el sistema queda desbalanceado.

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 I_{dc} 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 I_{ac} 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 I_{dc} , E_{dc} debe aumentar su nivel de tensión ya que se tiene una consigna de potencia constante, como se muestra en las gráficas E_{dc} de ambos terminales.

En el momento en que se presenta la falla, el terminal 2 se bloquea para lograr llevar la potencia transmitida a cero, es por esto que se observa la tendencia de la potencia hacia el eje del tiempo; pero cuando la falla se libera, el control hace que el terminal 2 se desbloquee y por ende la potencia busca su valor de referencia (1200MW).

3.2.2. Falla de 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 (columna izquierda) como para el rectificador (columna derecha) se muestran en la Figura 33.

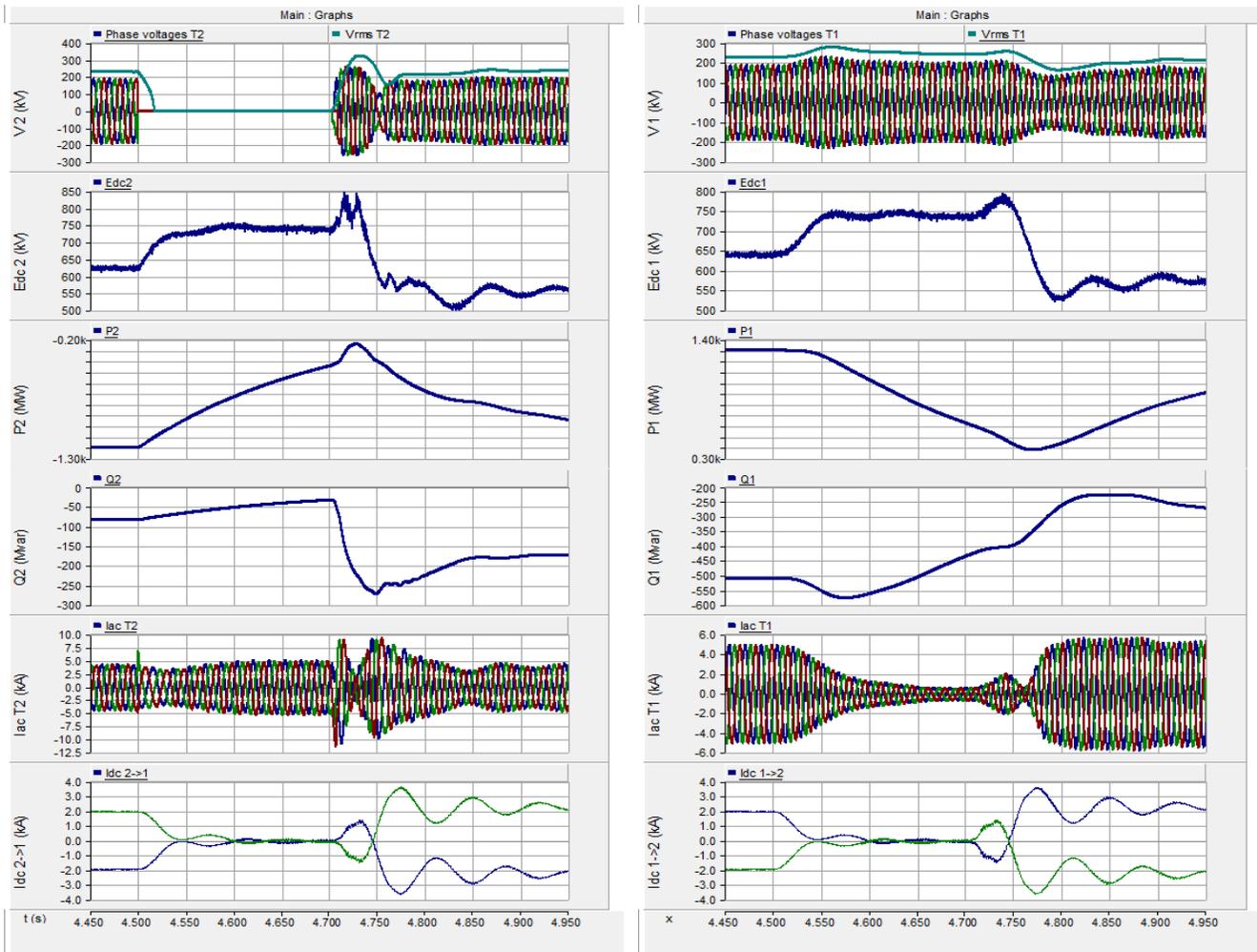


Figura 33. Falla trifásica en el lado inversor. [13]

Se observa cómo el control de supresión de corriente circulante hace que la I_{dc} llegue rápidamente a valores cercanos a cero, lo cual conlleva el incremento de tensión en CD.

En la gráfica de E_{dc} 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 E_{dc} 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.

En la I_{ac} 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.

3.2.3. Falla de CD polo-polo, 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 polo-polo de la línea de CD con una duración de 200 ms. Los resultados de la simulación tanto para el lado inversor (columna izquierda) como para el rectificador (columna derecha) se muestran en la Figura 34.

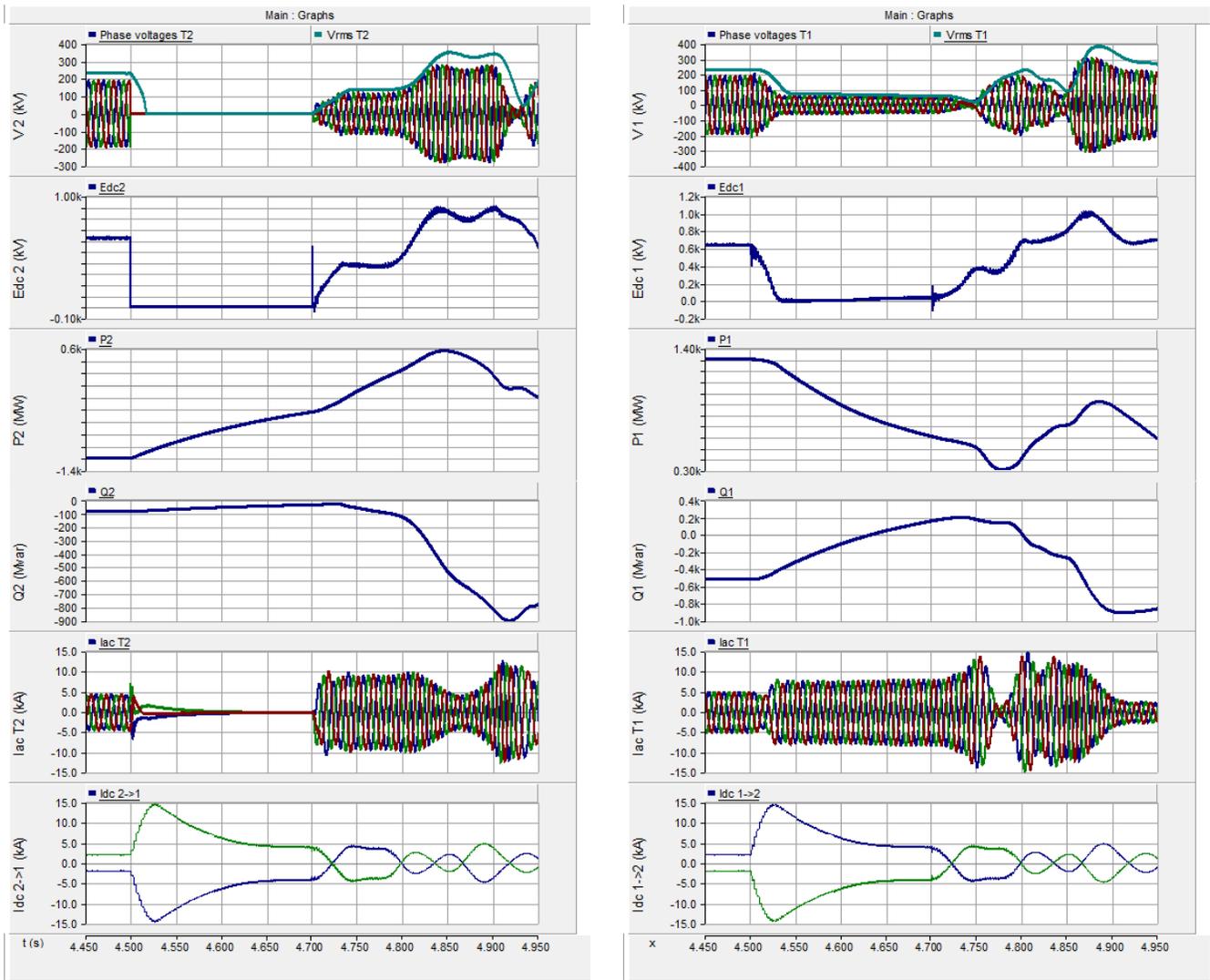


Figura 34. Falla de CD polo-polo. [13]

Como era de esperarse, en el momento en el que los 2 polos se unen, la Edc cae súbitamente a cero y durante toda la falla conserva ese valor. Por el contrario, la Idc genera un pico de hasta 15kA, el cual representa una exigencia enorme para el sistema. Además se debe tener en cuenta que este pico de corriente no se disminuye rápidamente sino que va decreciendo de forma exponencial durante los 200 ms de la falla. Muy seguramente una falla de esta índole causaría daños importantes al sistema HVDC ya que las magnitudes de falla son muy severas. Es por esto que los sistemas de protección asociados a estos sistemas tienen que ser muy robustos y responder muy rápidamente para evitar daños graves.

En la parte de CA se observa que en los 2 terminales se caen los voltajes hasta valores que están fuera del rango de operación, lo cual es desventajoso para el generador (T1). La lac en T2 es cero debido a que la falla se presenta en la línea de CD y toda la corriente generada se consume en el lugar de falla, por lo tanto no alcanza a llegar a el extremo de T2.

Con propósitos comparativos, se realizarán las fallas monofásica y trifásica estudiadas en el sistema MMC, en un sistema convencional HVDC clásico. Para ello se utiliza el ejemplo del programa PSCAD/EMTDC llamado “Cigre Benchmark”.

3.2.4. Falla de CA monofásica a tierra en el lado inversor, utilizando HVDC convencional

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 se comparan con los resultados de las simulaciones realizadas con MMC, las cuales poseen características de operación similares. Los resultados de la simulación tanto para el lado inversor como para el rectificador se muestran a continuación:

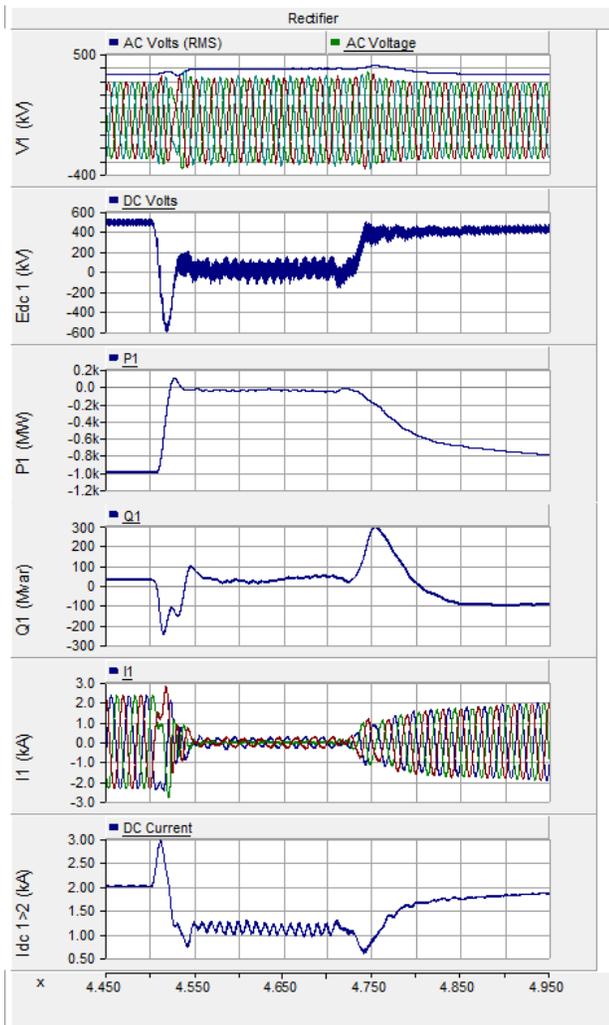


Figura 35. Rectificador del HVDC convencional. Falla de CA monofásica a tierra en el lado inversor. [13]

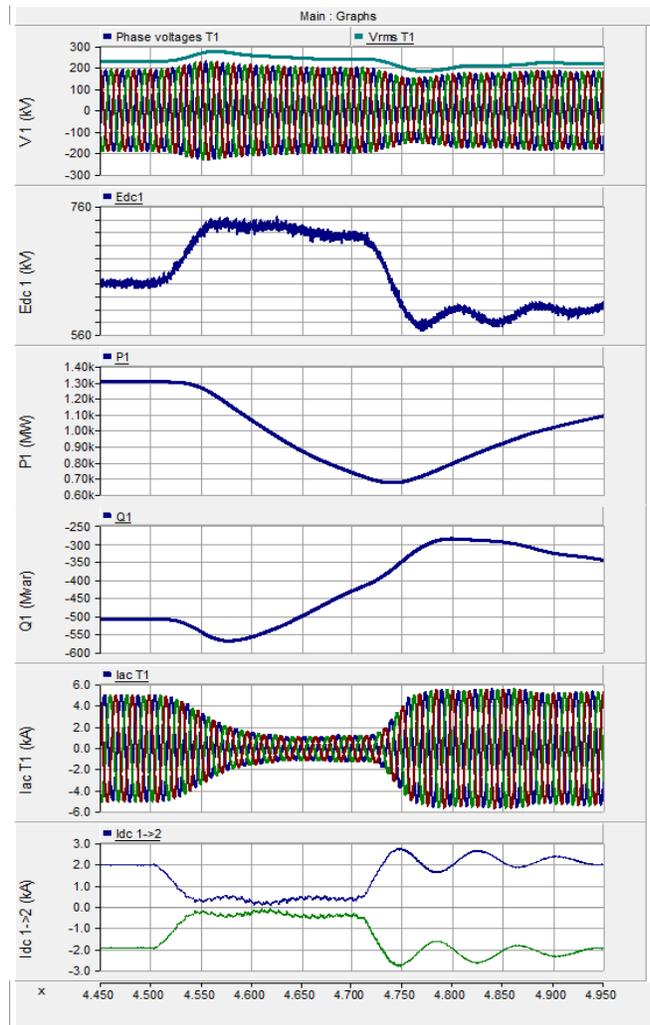


Figura 36. Rectificador del HVDC- MMC. Falla de CA monofásica a tierra en el lado inversor. [13]

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. Por el contrario, el sistema HVDC convencional no logra llevar la Idc a valores menores de 1kA, lo cual es muy perjudicial para el sistema debido a que la falla se torna muy severa.

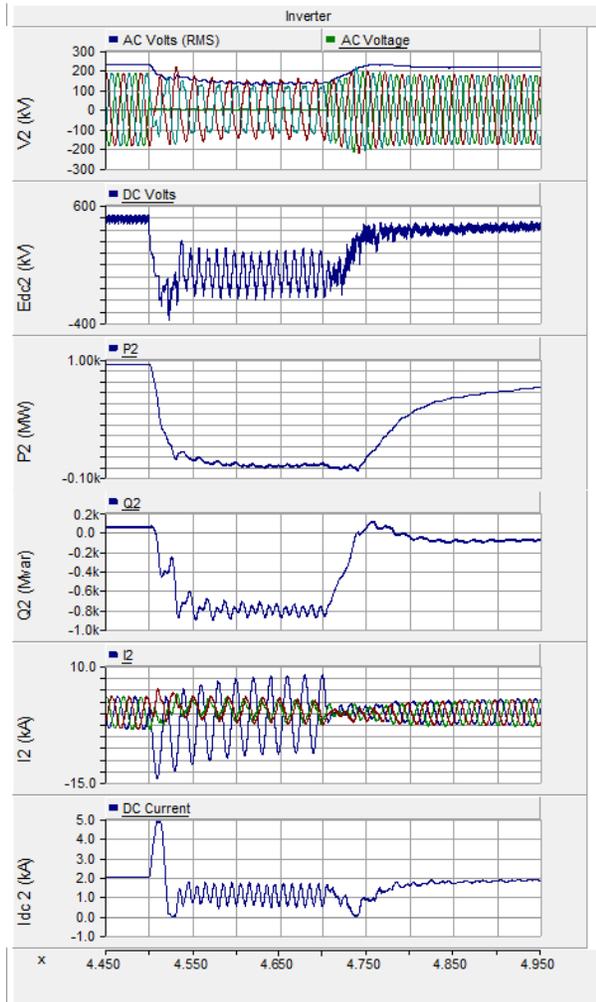


Figura 37. Inversor del HVDC convencional. Falla de CA monofásica a tierra en el lado inversor. [13]

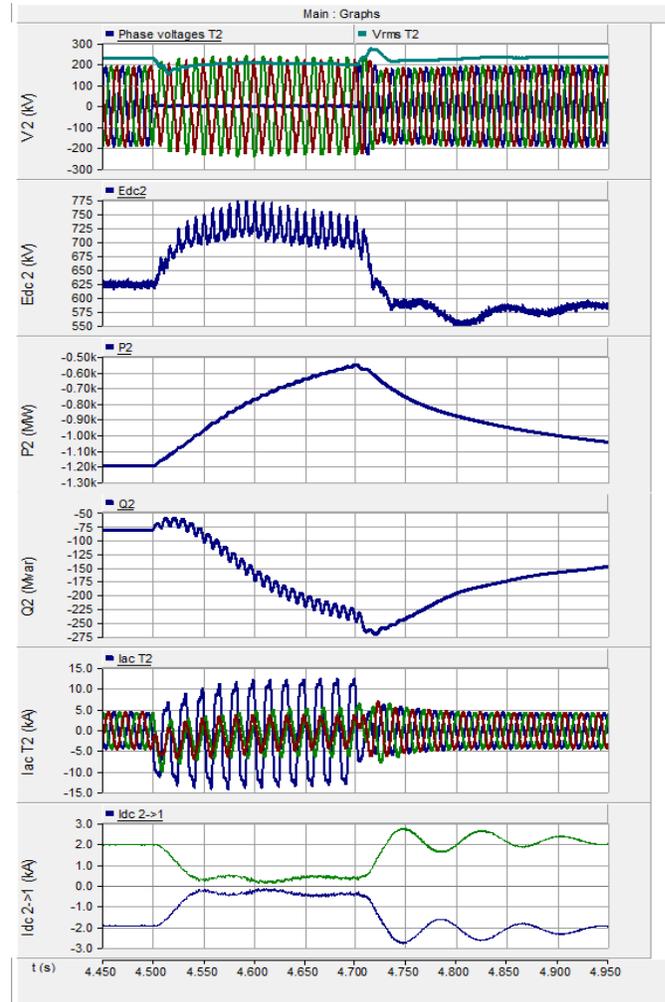


Figura 38. Inversor del HVDC-MMC. Falla de CA monofásica a tierra en el lado inversor. [13]

En el lado inversor, se puede observar que en el HVDC convencional se produce un pico de I_{dc} 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 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 I_{ac} 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.

3.2.5. Falla de CA trifásica en el lado inversor, utilizando HVDC convencional

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 trifásica con una duración de 200 ms en el lado inversor (T2). Los resultados de la simulación se comparan con los resultados de las simulaciones realizadas con MMC, las cuales poseen características de operación similares. Los resultados de la simulación tanto para el lado inversor como para el rectificador se muestran a continuación:

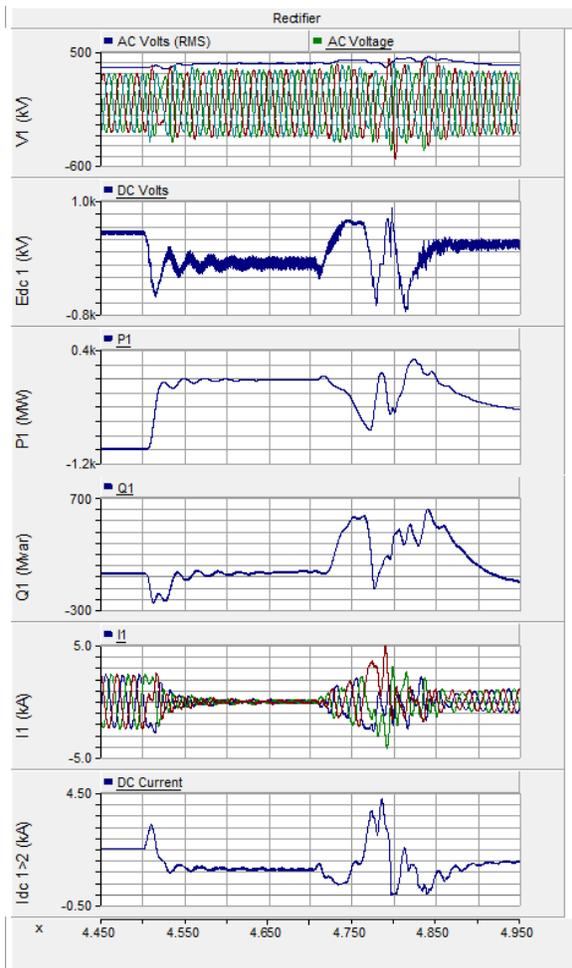


Figura 39. Rectificador del HVDC convencional. Falla de CA trifásica en el lado inversor. [13]

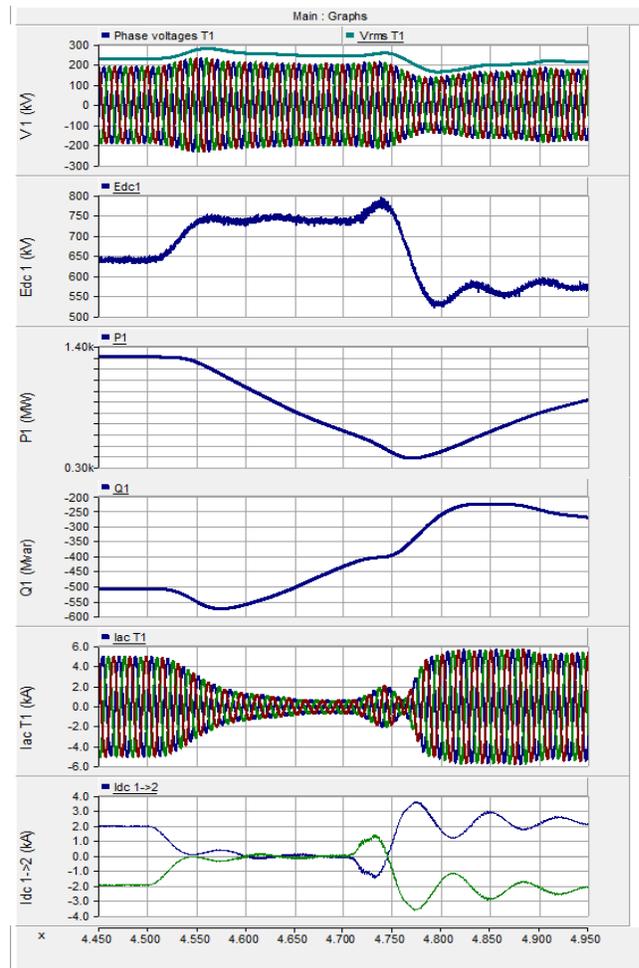


Figura 40. Rectificador del HVDC-MMC. Falla de CA trifásica en el lado inversor. [13]

En este caso se evidencian las desventajas del HVDC convencional en las gráficas de i_{ac} e i_{dc} . Con la i_{ac} se muestra un pico muy alto en las 3 fases en el momento de la reconexión al eliminar la falla, mientras que el MMC controla la reconexión obteniendo picos de corriente de mucha menor magnitud. Además se evidencia que el HVDC convencional ni siquiera a los 4.95 segundos ha llegado a su estado estable en la gráfica de i_{ac} , mientras que el MMC lo logra a los 4.87 s aproximadamente. Con la i_{dc} sucede lo mismo que en la falla monofásica, lo cual es que en el HVDC convencional no se logra llevar la corriente a cero haciendo que la falla se torne mucho más severa.

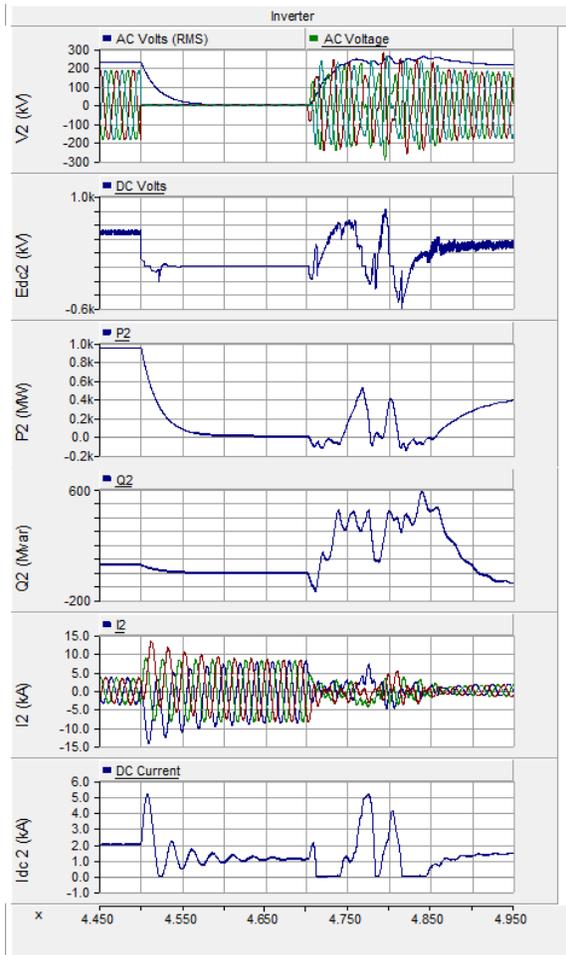


Figura 41. Inversor del HVDC convencional. Falla de CA trifásica en el lado inversor. [13]

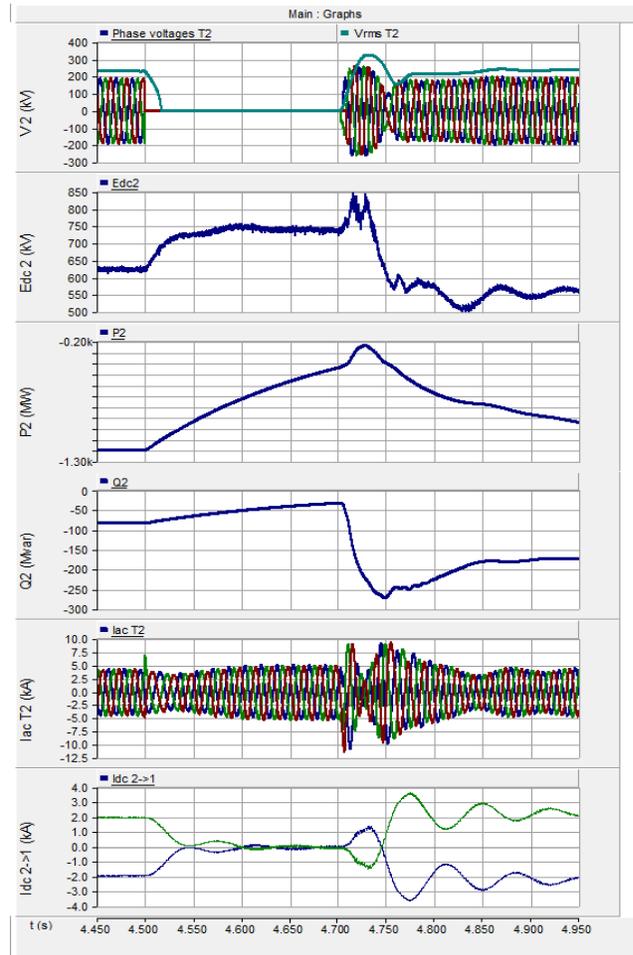


Figura 42. Inversor del HVDC-MMC. Falla de CA trifásica en el lado inversor. [13]

En el lado inversor se evidencia como la i_{ac} del HVDC convencional toma unos picos de corriente de grandes magnitudes, exigiendo demasiado a los componentes del sistema y degradando su vida útil.

El tiempo de estabilización del voltaje también es superior en el MMC, ya que logra estabilizarse en aproximadamente 50 ms mientras que el HVDC tarda 150 ms aproximadamente. Lo cual hace que el MMC supere en tiempo de estabilización al HVDC convencional en un 75% aproximadamente, lo que es de gran ventaja para la operación del sistema.

4. CONCLUSIONES

- La tecnología MMC para VSC es una solución dinámica, flexible, escalable, eficiente 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, lo que proporciona una mejor calidad de la energía eléctrica.
- La tecnología MMC otorga menores pérdidas en los convertidores, ya que con un alto número de niveles la frecuencia de conmutación de cada semiconductor se reduce, y cada evento de conmutación genera pérdidas en los semiconductores. Como consecuencia, se obtiene la eficiencia más alta que hasta el momento se ha logrado en HVDC.
- La modularidad de la tecnología MMC garantiza el servicio continuo de las estaciones ya que integra dentro de su sistema módulos de potencia de respaldo que entran en funcionamiento inmediatamente que se malogra un módulo, y además el módulo averiado queda cortocircuitado y no genera problemas en el sistema.
- La tecnología MMC garantiza tiempos de estabilización de falla superiores 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 I_{dc} que proporciona el MMC hace que las fallas sean mucho menos severas, protegiendo así al sistema de posibles daños en equipos.

5. RECOMENDACIONES

Debido a la gran importancia de esta tecnología para los sistemas HVDC, se recomienda al Grupo TyD promover la investigación en este campo, para que cuando se presente algún proyecto en transmisión HVDC en Colombia, se pueda proponer esta solución, y que existan personas capacitadas en Colombia para el manejo de esta tecnología.

En la medida de lo posible y para tener más claridad de todos los conceptos y modos de operación, se recomienda contactar a la empresa SIEMENS para que otorgue capacitaciones acerca de esta tecnología. Adicionalmente, se sugiere visitar el proyecto Trans Bay Cable, el cual cuenta con esta tecnología y se encuentra en operación.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Francisco Acevedo Donoso, *Componentes Armónicas en Redes de Distribución Eléctricas*. Chile.
- [2] IEC. (2012) International Electrotechnical Commission. [Online]. <http://std.iec.ch/iec60050>
- [3] efunda. (2012) efunda. [Online]. http://www.efunda.com/processes/metal_processing/extrusion.cfm
- [4] Universidad del Norte. (2009) Scribd. [Online]. <http://es.scribd.com/doc/33434305/Trabajo-de-Lineas-de-Transmision-en-HVDC>
- [5] Jordi Gutiérrez Joan Ignasi Frau, "Transporte de energía eléctrica en corriente continua: HVDC," Endesa Distribución, 2005.
- [6] Francisco José Rodríguez Ramiro, "Comparativa convertidores HVDC-VSC," Grupo Tecnología Electrónica Universidad de SEVILLA , Sevilla, 2011.
- [7] J.P. y otros Charpentier, "High Voltage Direct Current [HVDC]," Transmission Systems Technology Review Paper, World Bank, Estados Unidos,. [Online]. www.worldbank.org
- [8] Woodford, Dennis A. Manitoba HVDC Research Centre, "HVDC Transmission," Marzo 2005.
- [9] ABB Power Technologies, "Bulk power transmission at extra high voltages, a comparison between transmission lines for HVDC at voltages above 600 kV and 800 kV," 2005, www.abb.com. [Online]. www.abb.com
- [10] M. Dommaschk, J. Dorn, J. Lang, D. Retzmann, D. Soerangr M. Davies, *HVDC PLUS - Basics and Principle of operation*. Germany, 2011.
- [11] Dr B.R. Andersen, Andersen Power Electronic Solutions Ltd, "HVDC Transmission – Opportunities and Challenges," UK, 2006.
- [12] Siemens AG , Energy Sector, Power Transmission Division, Power

Transmission Solutions, *The Smart Way*. Erlangen, Germany, 2011.

[13] Manitoba HVDC Research Centre, *PSCAD/EMTDC X4*., 2011.

[14] Lennart Carlsson Gunnar Asplund. (2008) Dialnet. [Online].
<http://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=2855584>

[15] Brian K. Johnson Giri Venkataramanan, *A Superconducting DC Transmission System Based on VSC Transmission Technologies*. Madison, USA: IEEE, 2003, vol. 13.

7. ANEXOS

ANEXO A

ANTEPROYECTO DE TRABAJO DE GRADO