



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO DE SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA INCORPORANDO ENLACES
DE ALTO VOLTAJE EN CORRIENTE DIRECTA (VSC-HVDC)**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Eléctrico Electrónico

P R E S E N T A

Marco Antonio Vaca Montillo

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Luis Miguel Castro González



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018

Agradecimientos

Les agradezco a mis padres Abel y Paula por todo el apoyo moral y económico que me han proporcionado hasta la fecha, sus palabras de aliento y todos sus esfuerzos realizados para permitirme lograr una meta más en mi vida. Agradezco a mis hermanos Carmen y Victor por su apoyo y guía en momentos difíciles, además de ser mis ejemplos de vida.

Agradezco a todos los que me han brindado su amistad y me acompañan en mis triunfos y fracasos permitiéndome ser parte de sus vidas.

Finalmente les agradezco a todos los profesores que me permitieron desarrollarme en esta etapa formativa de mi vida. En especial al Dr. Luis Miguel Castro González por todo el apoyo brindado en el desarrollo de este trabajo de titulación, por permitirme conocer mis carencias y virtudes e impulsarme a mejorar ambos aspectos, fomentando en mí el interés por ser un mejor profesionalista para beneficio de la sociedad.

Resumen

Debido a la imperiosa necesidad de incluir enlaces de alto voltaje en corriente directa (HVDC, por las siglas del inglés para *High Voltage Direct Current*) en la red eléctrica nacional, es necesario obtener modelos matemáticos capaces de representar su comportamiento en estado estacionario dentro de los sistemas eléctricos de potencia. El conjunto de ecuaciones de flujo de potencia que representan a un sistema eléctrico de potencia no es lineal, por lo que es necesario emplear métodos numéricos capaces de obtener las variables de estado estacionario de los sistemas eléctricos de potencia junto con las variables asociadas con los enlaces.

En este trabajo de tesis, inicialmente se describen los componentes principales relacionados con la tecnología HVDC, sus características generales y sus fundamentos de operación, además de realizar la mención de algunas instalaciones que se encuentran en operación en varias partes del mundo. Posteriormente, se detalla la formulación del problema de flujos de potencia, mediante el método de Newton-Raphson, incluyendo componentes típicos como transformadores convencionales y líneas de transmisión. Seguidamente, se aborda el modelado de los enlaces HVDC que hacen uso de convertidores de fuente conmutada (VSC, por sus siglas del inglés para *Voltage Source Converter*) en estado estacionario y la manera en que deben ser incluidos dentro del algoritmo de flujos de potencia. En esta formulación se asume la estrategia clásica de operación de enlaces, donde se regula el flujo de potencia activa que circula por el enlace de CD y el voltaje del nodo de CD del inversor.

Finalmente se muestra la validación del algoritmo desarrollado y se presentan dos casos de estudio. En los cuales se analizan los sistemas eléctricos de IEEE de 5 y 39 nodos, los cuales permitieron llevar a cabo estudios de flujos de potencia y observar el comportamiento del método de solución desarrollado en este trabajo. Los sistemas se analizan bajo dos situaciones, en la primera se analizan las redes eléctricas en sus condiciones originales (sin enlaces VSC-HVDC), en la segunda condición se analizan los sistemas al incluir uno o varios enlaces VSC-HVDC. Estos casos de estudio permitieron obtener conclusiones relevantes referentes a la inclusión de enlaces VSC-HVDC en los sistemas eléctricos cuando operan en estado estacionario.

Índice general

Resumen.....	i
Índice general.....	ii
Índice de tablas.....	iv
Índice de figuras.....	v
Glosario de símbolos y abreviaciones.....	vii
Capítulo 1	
Introducción.....	1
1.1 Justificación de la tesis.....	1
1.2 Objetivo de la tesis.....	2
1.3 Metodología.....	2
1.4 Antecedentes.....	3
Capítulo 2	
Uso y aplicaciones de enlaces HVDC en los sistemas eléctricos de potencia.....	6
2.1 Tecnologías utilizadas para la transmisión de potencia con enlaces HVDC.....	7
2.1.1 Tecnología LCC-HVDC.....	7
2.1.2 Configuraciones clásicas de los enlaces HVDC.....	10
2.1.3 Tecnología VSC-HVDC.....	12
2.1.4 Tipos de conexión.....	14
2.2 Aplicaciones de los enlaces VSC-HVDC en los sistemas eléctricos.....	16
2.2.1 Instalaciones HVDC en el mundo.....	19
2.2.2 Proyectos HVDC en el SIN de México y en proceso de licitación y planeación.....	23
2.3 Fundamentos de electrónica de potencia utilizada en los enlaces VSC-HVDC.....	24
Capítulo 3	
Modelado de enlaces VSC-HVDC en estado estacionario para estudios de sistemas eléctricos de potencia.....	28
3.1 Formulación clásica de flujos de potencia	29
3.1.1 Método Newton-Raphson.....	29
3.1.2 Planteamiento de las ecuaciones de red.....	31
3.1.3 Tipos de Nodos.....	34
3.1.4 Solución de flujos de potencia empleando el método de Newton-Raphson.....	35

3.1.5 Inicialización de las variables de estado	36
3.2 Modelado de enlaces VSC-HVDC en estado estacionario y su inclusión en la formulación de flujos de potencia.....	37
3.2.1 Convertidor VSC.....	37
3.2.2 Transformador con cambiador de tap bajo carga.....	38
3.2.3 Enlace VSC-HVDC.....	40
3.2.4 Modelo del enlace VSC-HVDC en configuración punto a punto con capacidad de regulación de potencia de CD.....	43
3.2.5 Inicialización de las variables de estado del enlace VSC-HVDC.....	46
Capítulo 4	
Casos de estudio.....	47
4.1 Validación del programa desarrollado en Matlab® para calcular flujos de potencia incorporando enlaces VSC-HVDC	48
4.2 Sistema de 5 nodos incorporando un enlace VSC-HVDC	52
4.3 Red eléctrica de 39 nodos incluyendo dos enlaces VSC-HVDC.....	56
Capítulo 5	
Conclusiones.....	61
Referencias.....	63

Índice de tablas

Tabla 3.1 Características generales de los 3 tipos de nodos.

Tabla 4.1 Parámetros en p.u. de los elementos del enlace HVDC de la Figura 4.1.

Tabla 4.2 Valores de las variables de estado obtenidos empleando el programa elaborado en Matlab[®].

Tabla 4.3 Desajustes de potencia nodal (en p.u.) obtenidos empleando el programa elaborado en Matlab[®].

Tabla 4.4 Comparación de resultados del modelo programado en Matlab[®] y de la simulación en SimPowerSystems.

Tabla 4.5 Parámetros en p.u. del enlace HVDC de la Figura 4.3.

Tabla 4.6 Valores relevantes del enlace HVDC de la Figura 4.3.

Tabla 4.7 Voltajes nodales del sistema de 5 nodos sin el enlace HVDC y con el enlace HVDC.

Tabla 4.8 Parámetros de los enlaces HVDC en p.u. mostrados en la Figura 4.6.

Tabla 4.9 Resultados relevantes de los enlaces HVDC del sistema de 39 nodos obtenidos con la solución de flujos de potencia.

Tabla 4.10 Identificación de los elementos de transmisión del sistema de 39 nodos.

Índice de figuras

Figura 2.1 Esquema de una estación convertidora LCC-HVDC.

Figura 2.2 Representación de la configuración back-to-back.

Figura 2.3 Representación de la configuración punto a punto.

Figura 2.4 Representación de la configuración Unitaria.

Figura 2.5 Esquema de un enlace VSC-HVDC en configuración punto a punto.

Figura 2.6 Esquema básico de un enlace monopolar.

Figura 2.7 Esquema básico de un enlace bipolar.

Figura 2.8 Capacidad de transmisión para líneas aéreas empleando sistemas HVDC y HVAC.

Figura 2.9 Gráfica de distancia contra costo para líneas de transmisión en CA y en CD.

Figura 2.10 Estructuras típicas de líneas de transmisión para 1000 MW.

Figura 2.11 Ubicación del enlace back-to-back en el Eagle Pass.

Figura 2.12 Ubicación del enlace Borwin 1 en Alemania.

Figura 2.13 Ubicación del enlace Norbalt entre Suecia y Lituania.

Figura 2.14 Ubicación del Maritime Link.

Figura 2.15 Proyectos HVDC en el SIN y en proceso de licitación y planeación.

Figura 2.16 Configuración básica de un convertidor de dos niveles (Inversor).

Figura 2.17 (a) Esquema de conmutación de los semiconductores del convertidor de dos niveles y (b) formas de onda de voltaje cuando opera como inversor con el método de conducción cada 120° .

Figura 2.18 Formas de onda típicas de un convertidor de dos niveles (inversor).

Figura 3.1 Modelo básico de un elemento de transmisión.

Figura 3.2 Representación general de conexiones en un nodo k .

Figura 3.3 Bus genérico con carga y generación.

Figura 3.4 (a) Representación esquemática del VSC; (b) Circuito equivalente del VSC en estado estable.

Figura 3.5 Representación simplificada del modelo del transformador OLTC para flujos de potencia; (a) Tap en posición nominal, (b) Tap en posición fuera del nominal.

Figura 3.6 Representación esquemática de un enlace VSC-HVDC.

Figura 3.7 Circuito equivalente del enlace VSC-HVDC en estado estable.

Figura 4.1 Sistema empleado para validar el modelo del enlace VSC-HVDC en estado estacionario.

Figura 4.2 Flujos de potencia del sistema de 4 nodos con un enlace VSC-HVDC.

Figura 4.3 Sistema de 5 nodos incorporando un enlace VSC-HVDC.

Figura 4.4 Flujos de potencia de sistema de 5 nodos sin el enlace VSC-HVDC.

Figura 4.5 Flujos de potencia del sistema de 5 nodos incorporando el enlace VSC-HVDC.

Figura 4.6 Sistema de 39 nodos incorporando dos enlaces VSC-HVDC.

Figura 4.7 Perfil de voltaje del Sistema de 39 nodos incorporando dos enlaces VSC-HVDC.

Figura 4.8 Ángulos en valor absoluto del sistema de 39 nodos incorporando dos enlaces VSC-HVDC.

Figura 4.9 Magnitud de los flujos de potencia activa de acuerdo con la numeración de la Tabla 4.10.

Glosario de símbolos y abreviaciones

θ, V :	Ángulo de fase y magnitud del voltaje nodal
P_g, Q_g :	Potencia activa y reactiva generada
P_{dk}, Q_{dk} :	Potencia activa y reactiva drenada por la carga en el nodo k
P_k^{cal}, Q_k^{cal} :	Inyecciones de potencia activa y reactiva en el bus k
B_{eq} :	Susceptancia equivalente en derivación del convertidor VSC
C_{cd} :	Capacitor de CD del convertidor
E_{cd} :	Voltaje de CD del convertidor
m_a :	Índice de modulación del convertidor VSC
ϕ :	Ángulo de desplazamiento de fase del convertidor VSC
G_{sw} :	Conductancia empleada para calcular las pérdidas de conmutación del convertidor
R, X :	Resistencia y reactancia serie del convertidor
R_{ltc}, X_{ltc} :	Resistencia y reactancia serie del transformador OLTC
R_f, X_f, B_f :	Resistencia, reactancia y susceptancia del filtro de CA del convertidor VSC
G_{cd}, R_{cd} :	Conductancia y resistencia de los enlaces CD
I_{nom} :	Corriente nominal del convertidor VSC
S_{nom} :	Potencia nominal del convertidor VSC
CA/CD:	Corriente Alterna/ Corriente Directa
IGBT:	Transistor bipolar de compuerta aislada
J :	Jacobiano
HVDC/HVAC:	Alto voltaje en corriente directa (por las siglas en inglés para <i>High Voltage Direct Current</i>) /Alto voltaje en corriente alterna(por las siglas en inglés para <i>High Voltage Alternating Current</i>)
OLTC:	Transformador con cambiador de tap en derivación bajo carga
SPWM:	Modulación Sinusoidal por ancho de pulsos
LCC:	Convertidor conmutado por línea
VSC:	Convertidor de fuente conmutada

Capítulo 1

Introducción

1.1 Justificación de la tesis

Los sistemas de transmisión de alto voltaje en corriente directa (HVDC) se han utilizado a lo largo de los años para facilitar la transmisión de energía eléctrica, sobre todo, a través de distancias muy largas. Particularmente, una de las aplicaciones de los sistemas HVDC es la interconexión de sistemas eléctricos desacoplados, los cuales pueden operar a la misma frecuencia o a frecuencias diferentes.

Una de las opciones de operación clásica que permiten los enlaces HVDC es el fijar la transferencia de potencia de un punto a otro en una ruta específica del sistema eléctrico, además de proveer regulación de potencia reactiva para el control de voltaje en cada una de sus terminales de conexión.

La operación de los sistemas HVDC es compleja en su naturaleza. Sin embargo, como punto de partida, los ingenieros de sistemas eléctricos de potencia enfocan sus esfuerzos en desarrollar e implementar modelos matemáticos adecuados para evaluar el comportamiento de estos dispositivos en las redes eléctricas en estado estacionario y régimen dinámico. Éste tópico cobra relevancia en el momento coyuntural que vive el país en lo referente a la reforma energética, donde actualmente el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) se encuentra evaluando la factibilidad de instalar estos dispositivos en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de México [1,2]. Por ende, surge la necesidad de evaluar con herramientas adecuadas como se comportarán los enlaces VSC-HVDC en el SEN.

En la Estrategia Nacional de Energía 2014-2028 [1] se hace hincapié en la introducción de energías limpias e intermitentes, como plantas solares y eólicas, además de enlaces HVDC, por lo cual, es indispensable buscar nuevas herramientas que permitan evaluar correctamente la inclusión de estas nuevas tecnologías al Sistema Eléctrico Nacional.

1.2 Objetivo de la tesis

El objetivo principal de esta tesis es modelar los sistemas VSC-HVDC, en estado estacionario, junto con sus estrategias de operación básicas en un contexto de redes eléctricas de potencia de gran escala. Esto se lleva a cabo mediante el uso de técnicas clásicas de modelado de sistemas eléctricos de potencia donde se hace uso de redes de secuencia positiva y modelos de componentes de parámetros concentrados.

1.3 Metodología

La metodología a seguir durante el desarrollo de la tesis es la siguiente:

- Estudio del estado del arte de las tecnologías existentes para la transferencia de potencia en corriente directa y alto voltaje, mediante enlaces VSC-HVDC.
- Desarrollar un programa numérico en Matlab® para estudios de flujos de potencia usando el método de Newton-Raphson.
- Conocer en detalle los modelos matemáticos utilizados para simular sistemas VSC-HVDC junto con sus estrategias de control para estudios de sistemas eléctricos de potencia en estado estacionario.
- Implementar el modelo matemático de sistemas VSC-HVDC para estudios de flujos de potencia.
- Validar el modelo implementado y realizar casos de estudio.
- Documentar cada una de las etapas en un texto compilado.

1.4 Antecedentes

La transmisión y distribución de energía eléctrica comenzó en el año de 1882, por medio de una línea de transmisión de 50 km de longitud, a una tensión de 2 kV en corriente directa, la cual conectaba las ciudades de Miesbach y Munich en Alemania [3]. Esta forma de transmitir energía solo podía emplearse para alimentar máquinas rotatorias de corriente directa, debido a que no era posible adaptar los niveles de voltaje de transmisión a los de distribución. Posteriormente, inventos como el transformador, el motor de inducción y la creación de sistemas de distribución de energía eléctrica en CA fueron relevando de su papel a los sistemas de CD en la distribución de energía. Lo anterior, se debió a que los transformadores permitían modificar los niveles de tensión de transmisión a los requeridos en los sistemas de consumo, generando menores pérdidas en el manejo de la energía.

Más tarde, con la invención del generador síncrono trifásico, la utilidad de emplear corriente alterna en la distribución de energía se hizo más evidente, por lo que la transmisión en CD quedó prácticamente en desuso. Sin embargo, esta alternativa de transmisión de energía eléctrica no dejó de ser motivo de estudio [3].

Con el crecimiento de la demanda energética y la búsqueda para mejorar la confiabilidad y eficiencia de los sistemas eléctricos, salieron a la luz varios problemas relacionados con la transmisión de energía en CA, por ejemplo:

- En largas distancias, las líneas de transmisión generan grandes pérdidas de potencia debido a la impedancia de los conductores.
- En este tipo de sistemas es imposible interconectar sistemas de manera asíncrona.
- La propagación de fallas en CA de un sistema a otro es alta, por lo cual, una perturbación en una parte del sistema de transmisión de energía puede generar fallas mayúsculas en la red eléctrica.

Este tipo de problemas, aunados a las necesidades anteriormente mencionadas, provocaron que las tecnologías para transmitir energía en CD comenzaran a retomar relevancia nuevamente.

En este contexto, en el año de 1929 se modifican las válvulas de mercurio para permitir el manejo de alto voltaje y potencia, permitiendo la conversión de energía eléctrica en CA a

energía eléctrica en CD. Su inventor fue el Dr. Uno Lamm, al cual se le considera el padre de la tecnología HVDC.

En el año de 1941, en Alemania se firmó el primer contrato comercial para transmitir energía en HVDC, se transmitirían 60 MW para alimentar a la ciudad de Berlín, el sistema funcionaría con 115 kilómetros de cable subterráneo, a un voltaje aproximado de 200 kV y 150 A, se tenía planeado energizarlo en 1945; sin embargo, el sistema nunca fue puesto en operación [3].

El primer enlace comercial HVDC en el mundo fue el enlace Gotland 1, el cual transmitía 20 MW a una tensión de 100 kV. Las válvulas convertidoras que entraron en funcionamiento en 1954 eran válvulas de arco de mercurio. En 1970, las estaciones se complementaron con válvulas de tiristor que estaban conectadas en serie con las válvulas de arco de mercurio. El voltaje se elevó a 150 kV y la capacidad de transmisión a 30 MW. Esta fue la primera vez que se usaron válvulas de tiristores en una transmisión HVDC comercial en el mundo.

En la década de los 90's con la invención del IGBT (Transistor bipolar de compuerta aislada, por sus siglas del inglés *Insulated Gate Bipolar Transistor*), comenzaron a desarrollarse convertidores basados en estos dispositivos. Lo cual presentó un gran avance debido a que estos dispositivos permiten controlar de manera independiente el flujo de potencia activa y reactiva en los enlaces de VSC-HVDC [4].

El primer enlace VSC-HVDC era capaz de proveer 20 MW a un voltaje de CD de 100 kV. Hoy en día existen dos tipos de tecnologías en lo referente a los enlaces HVDC, la tecnología que emplea tiristores y la que emplea IGBT's. La tecnología que emplea tiristores actualmente permite transportar hasta 10 GW a un voltaje de CD de hasta 800 kV a distancias mayores de 3,000 km, denominada UHVDC (por sus siglas del inglés para *Ultra High Voltage Direct Current*) y es utilizada principalmente para incluir energía de fuentes renovables como la energía hidroeléctrica [4]. La tecnología que emplea IGBT's permite transportar hasta 3,000 MW a un voltaje de CD de ± 640 kV a una distancia de transmisión de más de 2,000 km [4, 5]. En la actualidad ambas tecnologías siguen siendo ampliamente utilizadas; Se profundizará en la descripción de las tecnologías y sus características posteriormente.

En lo referente al modelado de los enlaces VSC-HVDC se destaca que las primeras aproximaciones para simulaciones de sistemas de potencia recurrieron a modelar los dos VSC mediante fuentes de voltaje idealizadas. Alternativamente, los dos convertidores que comprenden el enlace VSC-HVDC también han sido representados por fuentes de corriente controladas equivalentes, donde las corrientes inyectadas en los sistemas de CA son calculadas con la diferencia existente entre el voltaje complejo de las terminales VSC y el bus del sistema de CA al que están conectados los dos convertidores del enlace VSC-HVDC. Es ventajoso representar ambos VSC del enlace HVDC como una fuente de tensión controlada debido a la baja complejidad del modelo. Sin embargo, tales modelos no obtienen las variables internas del enlace fácilmente, variables como los voltajes CD o el índice de modulación de las estaciones convertidoras.

En esta tesis se utiliza un método novedoso para modelar enlaces VSC-HVDC con el propósito de realizar análisis de estado estable de las redes de CA/CD, de manera simultánea. Concretamente se presenta como se modela el enlace VSC-HVDC en configuración punto a punto con regulación de potencia reactiva en el nodo de CD. El nuevo modelo presentado en este trabajo captura todas las características de estado estacionario necesarias para representar el funcionamiento del enlace VSC-HVDC dentro de los estudios de flujos de potencia. Este modelo recurre a una serie de elementos básicos de sistemas de potencia, como un transformador desfasador y una susceptancia en derivación equivalente, dando lugar a un circuito de dos puertos donde los lados de CA y CD de los VSC se representan explícitamente. El modelo del VSC resultante es fundamentalmente diferente del modelo de fuente de voltaje idealizada; ya que representa, de forma agregada, el patrón de conmutación de los semiconductores en el convertidor y su control PWM [6]. Las simulaciones en estado estacionario de los sistemas de CA/CD, formados por los enlaces HVDC y los elementos tradicionales de las redes de CA, se llevan a cabo utilizando un marco de referencia unificado que encaja perfectamente con el algoritmo de Newton-Raphson [6]. Este marco de referencia acopla, con toda naturalidad, el conjunto de ecuaciones de los dispositivos VSC-HVDC y las ecuaciones algebraicas que describen las líneas de transmisión convencionales, los transformadores y las cargas de las subredes de CA, permitiendo generar estudios de flujo de potencia con la inclusión de enlaces VSC-HVDC en las redes eléctricas modernas de gran escala.

Capítulo 2

Uso y aplicaciones de enlaces HVDC en los sistemas eléctricos de potencia

En la actualidad, los enlaces HVDC son una solución eficaz a un gran número de problemas relacionados con la transmisión y distribución de energía eléctrica. En el Sistema Interconectado Nacional (SIN), actualmente solo existen dos enlaces HVDC. Ambos ubicados en Texas. Permitiendo la conexión con la red mexicana en Piedras Negras y en Reynosa, habilitando la comercialización de energía con Estados Unidos. Debido a los altos costos de inversión requeridos, en México no existen enlaces HVDC controlados en su totalidad por CFE. Sin embargo, como consecuencia de la planificación planteada en la Estrategia Nacional de Energía 2014-2028 [1], México está comprometido a generar el 35% de la energía eléctrica con energías limpias para el año 2024. Además, se espera que una tercera parte de ese 35% corresponda a energía generada a partir del viento. Debido a esto, en junio del 2016 se generó la primera licitación para desarrollar el primer enlace HVDC operado en su totalidad por la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Se prevé que dicho enlace vaya de Oaxaca al centro de México, con el objetivo principal de aprovechar en su totalidad la generación eólica del Istmo de Tehuantepec. Para este proyecto se contempla una inversión inicial de 1,200 millones de dólares, con una longitud lineal de 600 km a una tensión de CD de 500 kV y una capacidad de transmisión de 3,000 MW [7].

Las ventajas más representativas que presentan los enlaces HVDC con respecto a los enlaces de CA convencionales hacen que países como México apuesten por esta tecnología. Estos enlaces pueden transmitir mayor potencia con menos conductores y permiten la transmisión de energía a mayores distancias, generando menores pérdidas por efecto Joule que los enlaces de CA, reduciendo los costos de la transmisión de energía. Las aplicaciones de estos enlaces son bastas, yendo desde las conexiones típicas punto a punto hasta el abastecimiento de energía a cargas aisladas como plataformas petroleras y de gas. En este sentido, es necesario estudiar los componentes principales inherentes a la tecnología HVDC con la que se cuenta en la actualidad, sus conexiones típicas, configuraciones y fundamentos de operación, todo esto con la finalidad de comprender de manera adecuada cómo operan dentro de las redes eléctricas de potencia.

2.1 Tecnologías utilizadas para la transmisión de potencia con enlaces HVDC

En la actualidad predominan dos tipos de tecnologías empleadas en los enlaces HVDC. La primera de estas tecnologías es la tecnología HVDC clásica denominada LCC (Convertidor conmutado por línea, por las siglas en inglés para *Line Commutated Converter*), también llamada CSC (Convertidor de fuente de corriente conmutada, por sus siglas en inglés para *Current Source Converter*). La segunda es la tecnología denominada HVDC Light[®] por ABB y HVDC Plus[®] de Siemens, las cuales son tecnologías del tipo VSC [3,4]. Ambas tecnologías, LCC y VSC, tienen aplicaciones específicas debido a su diseño y características. A continuación, se describen estas dos tecnologías.

2.1.1 Tecnología LCC-HVDC

El primer enlace comercial basado en la tecnología LCC-HVDC fue puesto en servicio en 1954, uniendo la isla de Gotland con Suecia, el cual empleaba convertidores a base de válvulas de mercurio; posteriormente, en los 90's comenzaron a utilizarse tiristores SCR (rectificador controlado de silicio, por sus siglas del inglés para *Silicon Controlled Rectifier*) en los convertidores. En la actualidad, la tecnología LCC-HVDC puede emplear tiristores controlados de manera eléctrica o tiristores fotosensibles denominados LASCR (por sus siglas del inglés para *Light Activated Silicon Controlled Rectifier*), ambos permiten manejar altas potencias y voltajes [3,8].

Los elementos básicos de la tecnología LCC-HVDC son los siguientes [9]:

- Transformador,
- Convertidor LCC,
- Filtros de CA,
- Filtros de CD,
- Fuentes de potencia reactiva y
- Reactancias de suavizado.

En la Figura 2.1 se muestran de manera esquemática un diagrama de conexiones y los elementos principales de una estación convertidora LCC-HVDC.

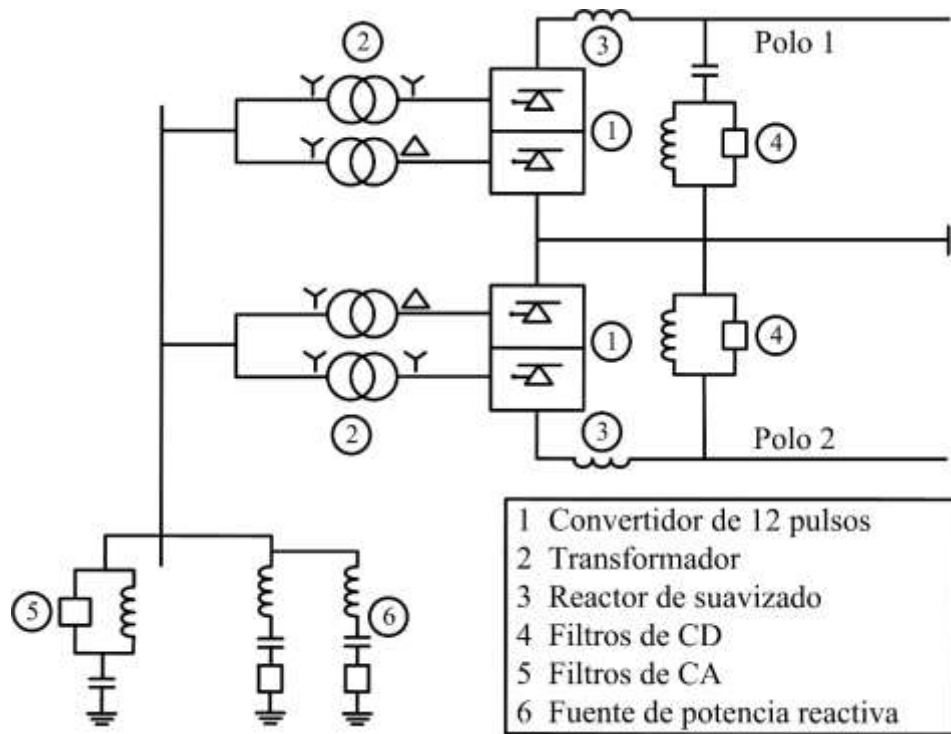


Figura 2.1 Esquema de una estación convertidora LCC-HVDC.

Convertidor conmutado por línea (LCC)

La tecnología LCC-HVDC hace uso de convertidores de 12 pulsos, utilizando arreglos de tiristores para realizar la rectificación CA/CD e inversión CD/CA del voltaje en los extremos del enlace de CD. El convertidor de 12 pulsos disminuye la distorsión armónica en relación a la producida por un convertidor de 6 pulsos. Sin embargo, se requieren filtros de grandes dimensiones para eliminar las componentes de CA de la señal de CD [8,9].

Los convertidores LCC no son capaces de regular el flujo de potencia reactiva. Lo anterior se debe a que los tiristores permiten seleccionar el ángulo de disparo en el que son encendidos, pero el corte depende del cruce por cero de la tensión de CA, por lo que se les denomina dispositivos semicontrolados [8]. La falta de control de la potencia reactiva que circula por los convertidores genera que esta tecnología no sea capaz de alimentar redes pasivas (sin generación). Además, las estaciones convertidoras LCC requieren un terreno de mayor dimensión que las estaciones VSC debido a que necesitan fuentes de potencia reactiva y sus filtros son de mayor tamaño.

Los convertidores basados en tiristores solo permiten la circulación de corriente en un solo sentido a través del enlace, por lo cual para invertir la dirección del flujo de potencia es necesario modificar la polaridad de los convertidores, los cuales están diseñados para actuar como rectificadores o inversores, dependiendo de la dirección del flujo de potencia requerido. Actualmente este tipo de convertidores siguen siendo empleados en algunas aplicaciones porque permiten manejar mayores potencias y voltajes que la tecnología VSC-HVDC [10]. Es preciso mencionar que es necesario instalar sistemas de enfriamiento a base de agua, aceite, aire, etc., con la finalidad de garantizar la integridad de los semiconductores en los enlaces LCC-HVDC [9].

Transformador

Los transformadores pueden tener diferentes configuraciones: trifásico de dos devanados, monofásico de tres devanados o monofásico de dos devanados. Su función es adecuar el nivel de tensión de CA al requerido por el convertidor, para que genere un determinado nivel de voltaje en el lado de CD, también sirve como una interfaz entre el sistema de CA y el de CD [9].

Reactor de suavizado y filtros de CD

Este reactor es colocado en serie en los extremos de CD del convertidor con la finalidad de suavizar las corrientes armónicas en el lado de CD del convertidor. Estos reactores tienen dimensiones incluso mayores a las reactancias en derivación empleadas en los sistemas de CA [4]. Los filtros en el lado de CD del convertidor tienen como objetivo filtrar la señal de voltaje, atenuando las componentes armónicas que contiene. Estas componentes armónicas son mayores que las generadas en un convertidor de fuente conmutada (VSC), lo que dificulta su filtrado y aumenta considerablemente las dimensiones de los filtros [9].

Filtros de CA

Los filtros de CA son circuitos que reducen los armónicos generados y enviados por el convertidor a la red de CA. Estos proveen una parte de la potencia reactiva requerida por el enlace LCC-HVDC [9].

Fuente de potencia reactiva

El convertidor LCC requiere para su correcta operación de potencia reactiva de entre el 50% y 60% de la potencia transmitida por el enlace, por lo que deben instalarse capacitores en derivación, generadores síncronos o compensadores estáticos con la finalidad de mantener el nivel de tensión en el lado de CA de los convertidores [9].

2.1.2 Configuraciones clásicas de los enlaces HVDC

Back-to-back

La Figura 2.2 muestra la configuración back-to-back en la cual el rectificador y el inversor se encuentran en la misma ubicación geográfica, teniendo así una distancia prácticamente nula del conductor de CD. Este tipo de configuración es empleada esencialmente para enlazar sistemas de manera asíncrona que trabajan a la misma o a diferente frecuencia, como el ubicado entre Brasil y Argentina en Garabi, el cual tiene el propósito de intercambiar energía entre las dos naciones [3]. En la configuración back-to-back pueden emplearse conexiones monopolares o bipolares dependiendo de los requerimientos de las redes de CA [8, 11].

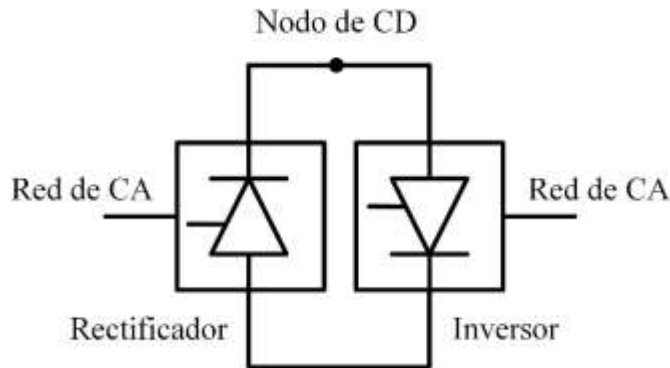


Figura 2.2 Representación de la configuración back-to-back

Punto a punto (*point-to-point*)

La configuración punto a punto, esquematizada en la Figura 2.3, es la más empleada debido a que permite enlazar sistemas ubicados a distancias considerables, las cuales hacen que los enlaces de CA presenten costos y pérdidas operativas mayores. Esta configuración genera grandes ventajas a la red debido a que permite controlar la potencia que circula por el enlace y el voltaje en las terminales de CA (empleando tecnología VSC-HVDC). En esta

configuración ambas estaciones convertidoras están enlazadas por un conductor de CD de distancia considerable [8, 11].

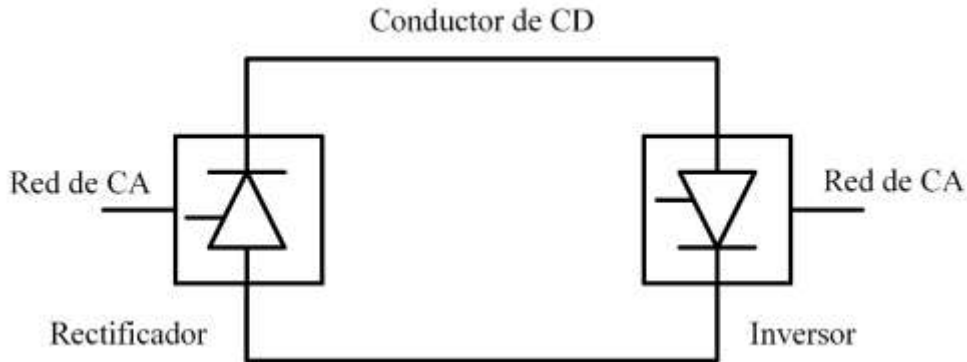


Figura 2.3 Representación de la configuración punto a punto

Multiterminal

La conexión multiterminal existe cuando se interconectan tres o más estaciones VSC por el lado de CD de cada convertidor, permitiendo formar sistemas de transmisión de energía en CD [11].

Unitaria

La Figura 2.4 muestra este tipo de conexión, esta permite interconectar máquinas generadoras de CA enlazándolas directamente al sistema eléctrico principal. Es de gran utilidad debido a que es común que la ubicación de la generación de energía se encuentre a una distancia considerable del centro de consumo. En esta configuración se emplea un transformador para elevar el voltaje. Este transformador se conecta a una estación rectificadora para enviar la energía eléctrica a través del enlace de CD. Al final del enlace se encuentra el inversor, el cual hace que la energía sea convertida nuevamente en CA. Esto permite que la frecuencia a la cual se genera la energía no afecte a la red eléctrica, gracias a que el enlace HVDC se encarga de entregar a la red la energía en el voltaje y frecuencia necesarios. Esta configuración se emplea principalmente para enlazar centrales hidroeléctricas y centrales eólicas con los centros de consumo [8, 11, 12].

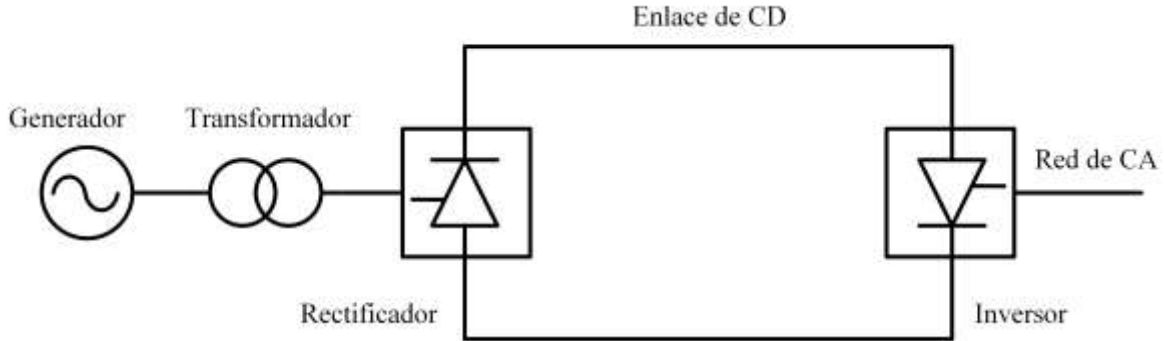


Figura 2.4 Representación de la configuración Unitaria

2.1.3 Tecnología VSC-HVDC

El primer enlace HVDC con convertidores VSC fue puesto en operación en el año de 1997 entre Hellsjön y Grän-gesberg, Suecia, con una potencia de 3 MW y un voltaje de CD de ± 10 kV [4]. Esta tecnología se basa en convertidores de fuente conmutada, los cuales emplean semiconductores IGBT para realizar la rectificación e inversión de las señales de CA y CD, respectivamente. En la Figura 2.5 se observa el esquema de un enlace VSC-HVDC en configuración punto a punto, los nodos k y m se encuentran conectados en sus extremos a sistemas de CA.

Los elementos básicos de la tecnología VSC-HVDC son los siguientes:

- Convertidor de fuente conmutada,
- Transformador con cambiador de tap en derivación bajo carga (OLTC, por sus siglas en inglés para *On-Load Tap Changing Transformer*),
- Capacitores e inductores en el nodo de CD,
- Filtros de CA y
- Enlace de CD.

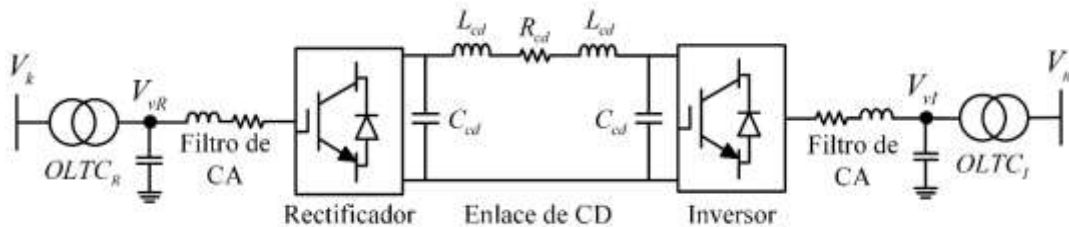


Figura 2.5 Esquema de un enlace VSC-HVDC en configuración punto a punto.

Convertidor de fuente conmutada (VSC)

El convertidor VSC emplea dispositivos IGBT, los cuales son manipulados a través de un control SPWM (por sus siglas en inglés para *Sinusoidal Pulse Width Modulation*) permitiendo seleccionar su encendido y su corte. Por ende, el rectificador y el inversor generan una cantidad baja de armónicos, disminuyendo el tamaño y costo del filtrado de CA. Este sistema no depende de la señal de CA para conmutar, esto lo hace más confiable ante posibles disturbios en la red de CA, permitiendo reiniciar el sistema en un tiempo menor (En comparación con la tecnología LCC) ante una condición de falla [13].

Los convertidores VSC no necesitan compensación de potencia reactiva a diferencia de los usados en el esquema LCC. Esto se debe a que son capaces de regular la potencia activa y reactiva que circula por el enlace de manera independiente mediante la variación del ángulo de disparo y la amplitud de la señal obtenida del convertidor, lo cual lo hace ideal para suministrar energía a redes pasivas (sin generación) [14]. Para invertir el flujo de potencia en el enlace es necesario invertir el flujo de la corriente en los convertidores.

El enlace VSC-HVDC actúa como una máquina sincrónica sin inercia que puede controlar la potencia activa y reactiva prácticamente de forma instantáneamente [15]. Pueden emplearse convertidores VSC de dos niveles, de tres niveles y multinivel, tomando estos nombres de acuerdo a los niveles (escalones) de tensión de CD que manejan. Los convertidores de dos y tres niveles son más fáciles de construir que los convertidores multinivel, tienen menor complejidad en los procesos de control y operación de los semiconductores. Sin embargo, presentan mayores pérdidas de potencia en el proceso de conmutación y la distorsión armónica de las señales es alta en relación con los convertidores multinivel [12]. El convertidor multinivel por su parte genera una menor distorsión armónica, disminuyendo considerablemente las dimensiones de los filtros necesarios para filtrar los armónicos de la señal de CD. A su vez es capaz de manipular voltajes y potencias mayores, generando menores pérdidas que los convertidores de dos y tres niveles. Su principal desventaja es que aumenta la complejidad del control de los estados de conmutación de los semiconductores empleados en el arreglo [5].

Transformador con cambiador de tap en derivación bajo carga (OLTC)

De igual manera que en la tecnología LCC-HVDC, el transformador con cambiador de tap en derivación bajo carga (OLTC) tiene la función de adecuar el nivel de tensión de la red de CA requerida por el convertidor, permitiendo tener mayor control del voltaje en la terminal de CA del convertidor.

Capacitores e inductores en el nodo de CD

Los capacitores e inductores en el lado de CD tienen la función de filtrar los armónicos de la señal de CD del convertidor. El proceso de conmutación SPWM empleado en este tipo de tecnología genera menor cantidad de armónicos, facilitando el filtrado de la señal de CD y disminuyendo el tamaño de los filtros.

Filtros de CA

Los filtros de CA en los convertidores VSC son de mucho menor tamaño que los empleados en los convertidores LCC, debido a la baja cantidad de armónicos generados por los convertidores y a que no tienen que suministrar potencia reactiva a la estación convertidora. Su función sigue siendo eliminar los armónicos enviados a la red de CA generados por las estaciones convertidoras.

Enlace de CD

La función del enlace de CD es interconectar los lados de CD de un punto de conexión al otro, gracias a ello es posible transmitir la energía eléctrica a grandes distancias, si la longitud del enlace es nula, la configuración del enlace es llamada back-to-back. En la Figura 2.5 se observa la representación del enlace de CD mediante la resistencia del conductor R_{cd} .

2.1.4 Tipos de conexión

Monopolar

En la conexión monopolar, mostrada en la Figura 2.6, los convertidores se encuentran enlazados por un conductor generalmente de polaridad negativa con la finalidad de minimizar el efecto corona. El retorno se da por tierra, por mar o en algunos casos por un conductor metálico, siendo esta la configuración más simple y económica que se emplea en sistemas eléctricos aunque el manejo de potencia es relativamente bajo [9, 12].

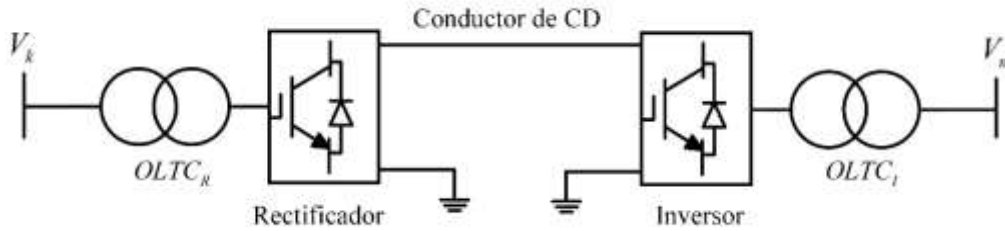


Figura 2.6 Esquema básico de un enlace monopolar

Bipolar

La conexión bipolar de la Figura 2.7 tiene dos convertidores por polo conectados en serie en el lado de CD y dos conductores de CD, uno con polaridad positiva y otro con polaridad negativa. Los puntos neutros están conectados a tierra en los dos extremos permitiendo que funcionen como enlaces monopolares independientes. En condiciones normales de operación no circula corriente a través de las conexiones a tierra; en caso de que un enlace falle el otro puede trabajar a una capacidad ligeramente superior al 50% de la potencia total del enlace. Este sistema permite conducir potencias mayores a las del enlace monopolar [9, 10, 12].

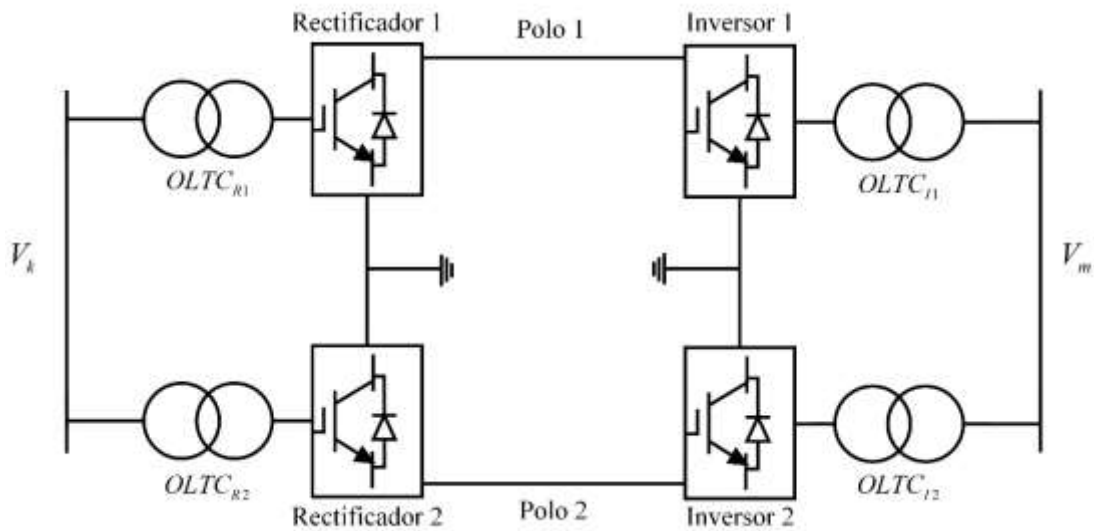


Figura 2.7 Esquema básico de un enlace bipolar

Homopolar

La conexión homopolar es básicamente la misma que la bipolar. Su diferencia principal consiste en que en esta configuración ambos polos tienen polaridad negativa con la finalidad de disminuir las pérdidas por efecto corona. Sin embargo, genera que la corriente que circula por el retorno por tierra sea alta, lo cual conlleva que se empleen electrodos y conductores de mayor capacidad en el retorno por tierra [9, 12].

2.2 Aplicaciones de los enlaces VSC-HVDC en los sistemas eléctricos

La tecnología VSC-HVDC ha demostrado ser la mejor solución a un número considerable de problemas existentes en los sistemas eléctricos de potencia. Debido a esto, para el año 2014 ya se tenían instalados más de 170 sistemas HVDC en todo el mundo [5], donde cada enlace se instala con un propósito específico. Las aplicaciones comunes de los enlaces HVDC son: (i) interconectar sistemas de manera asíncrona, (ii) transmitir la energía eléctrica producida por fuentes remotas hacia la red eléctrica, (iii) alimentar cargas pasivas (sin generación), (iv) controlar el flujo de potencia activa y reactiva entre dos puntos de la red, (v) incrementar la capacidad de transmisión de los sistemas de CA existentes y hacer más estables y confiables a las redes eléctricas [10, 11].

Son vastas las ventajas de los enlaces VSC-HVDC respecto a los enlaces de CA. En las conexiones punto a punto en las que la distancia de transmisión supera los 600 km en líneas aéreas, y los 50 km en líneas submarinas o subterráneas, las pérdidas en las líneas de transmisión del sistema de CA crecen de manera considerable. Esto provoca que deban ser colocados bancos de capacitores en derivación en las líneas aéreas con la finalidad de compensar los efectos de la reactancia inductiva, generando costos adicionales demasiado altos en la instalación de enlaces de CA. Estos efectos son prácticamente nulos en el conductor de CD que interconecta a las estaciones convertidoras del enlace HVDC debido a que la reactancia inductiva no aparece [4, 8, 9].

En redes de transmisión de CA, debe considerarse la característica denominada potencia natural de la línea (SIL, por sus siglas en inglés para *Surge Impedance Loading*), la cual está relacionada con la cantidad de potencia en la cual una línea de transmisión de CA no aporta ni consume potencia reactiva. El valor del SIL depende de la inductancia serie, la capacitancia en derivación y del nivel de tensión entre fases de la línea de transmisión, como se indica en la ecuación (2.1). Cuanto mayor es el nivel de tensión mayor es el SIL de la línea.

$$SIL = \frac{KV_{L-L}^2}{\sqrt{\frac{L}{C}}} \quad (2.1)$$

En la Figura 2.8 se observa que las líneas de transmisión en CA presentan mayores pérdidas de potencia a medida que su longitud aumenta debido a los efectos capacitivo e inductivo de la misma. Se puede observar que empleando sistemas de transmisión en HVDC la potencia que puede ser transmitida prácticamente permanece constante para cualquier distancia. De igual forma se destaca que para niveles de tensión similares, aun en distancias relativamente bajas, los sistemas HVDC son capaces de transmitir mayor cantidad de potencia que las líneas de CA [16].

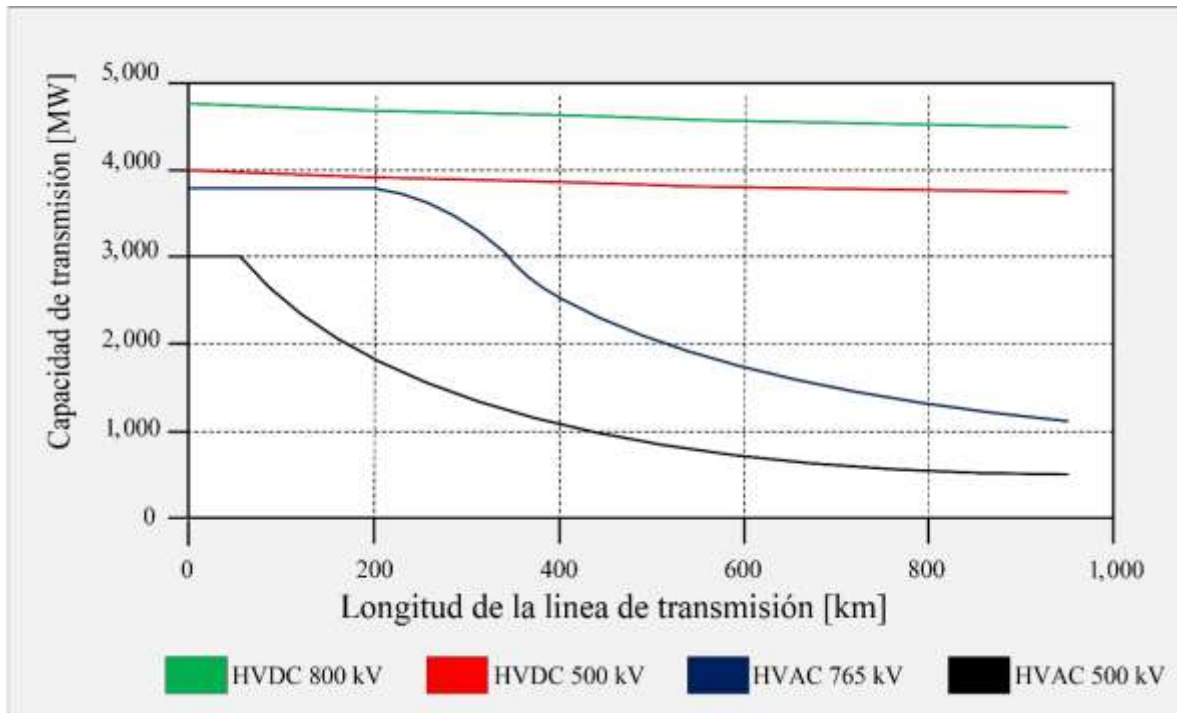


Figura 2.8 Capacidad de transmisión para líneas aéreas empleando sistemas HVDC y HVAC

Entre los costos de un sistema de transmisión de CD se encuentran los costos de las terminales VSC, el costo del enlace de CD y las pérdidas por transmisión en el enlace. En la Figura 2.9 se muestra la distancia crítica que sugiere que los costos de instalar un enlace de CA o un enlace HVDC son prácticamente los mismos. Sin embargo, una vez que la distancia de transmisión supera la distancia crítica es económicamente factible la instalación de enlaces HVDC en lugar de los enlaces tradicionales en CA [3].

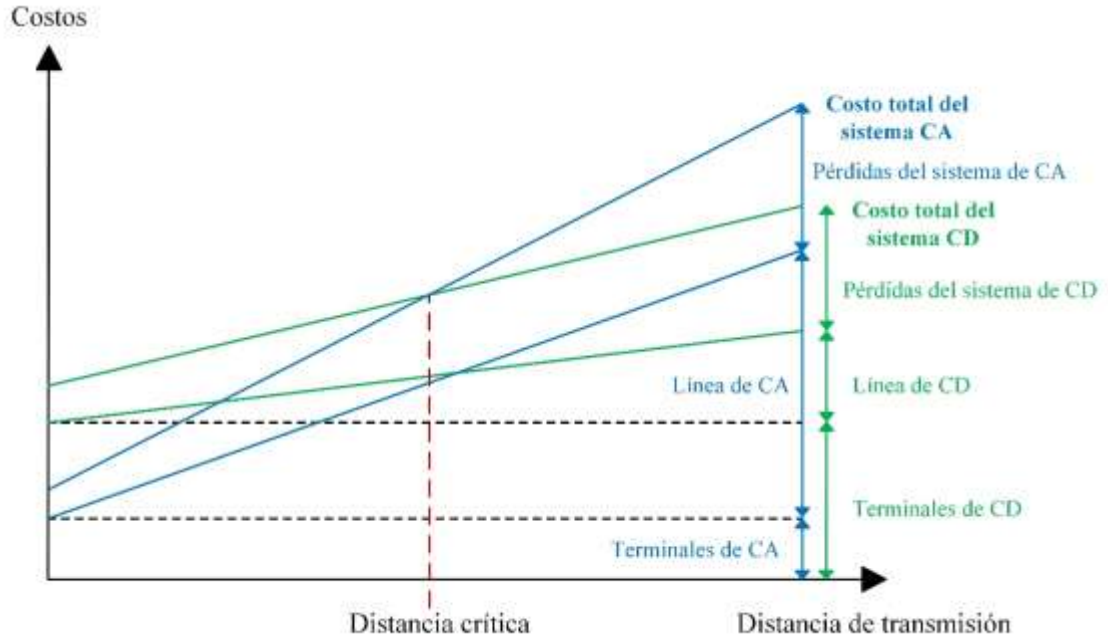


Figura 2.9 Gráfica de distancia contra costo para líneas de transmisión en CA y en CD

Los enlaces HVDC pueden transportar más potencia empleando menos conductores, por lo que el derecho de vía es considerablemente menor respecto al de transmisión en CA, como se muestra en la Figura 2.10. Debido a esto, los enlaces HVDC pueden instalarse en los espacios utilizados por líneas de transmisión de CA para aumentar la capacidad operativa de los enlaces [3].

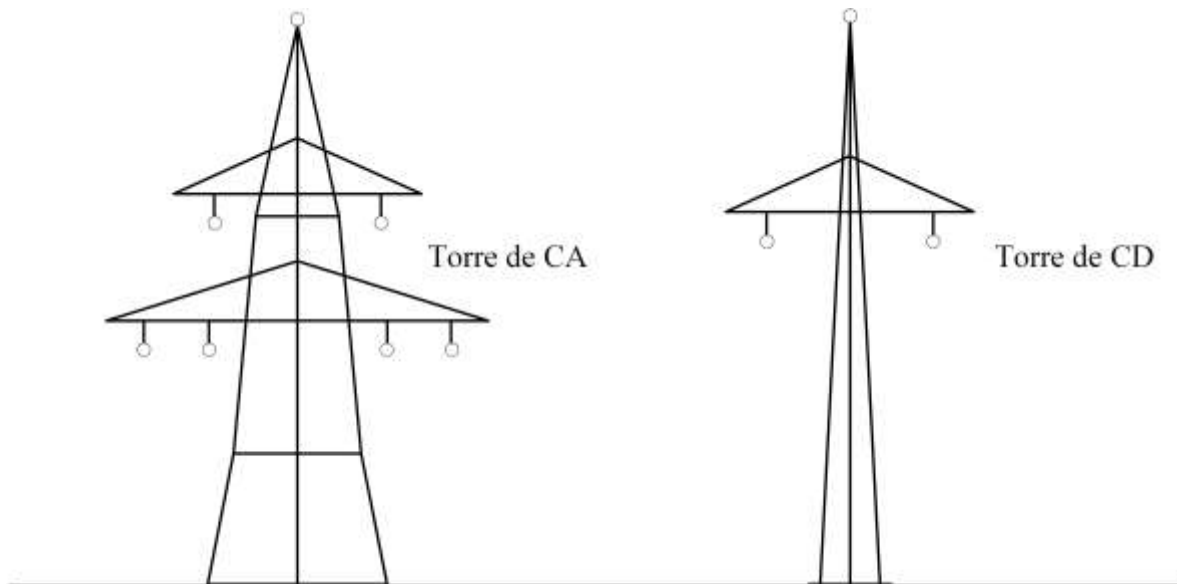


Figura 2.10 Estructuras típicas de líneas de transmisión para 1000 MW

Otra aplicación de los enlaces HVDC sumamente importante se genera cuando es necesario enlazar sistemas de forma asíncrona en donde la frecuencia de los voltajes en la terminal de CA de los convertidores del enlace se controla de manera independiente y no afecta la transmisión de potencia que circula por el conductor de CD. Las frecuencias que se emplean para distribuir energía son por lo regular 50 Hz o 60 Hz. Este tipo de aplicación solo puede ser llevada a cabo utilizando tecnología HVDC porque los enlaces de CA no permiten interconectar sistemas de manera asíncrona, debido a que es imposible controlar los flujos de potencia al enlazar dos sistemas con frecuencias diferentes mediante enlaces de CA [11, 14].

Los enlaces VSC-HVDC pueden alimentar cargas sin generación gracias a su capacidad para manejar la potencia activa y reactiva que circula por el enlace de manera independiente y veloz. En la actualidad se emplean sistemas VSC-HVDC para alimentar plataformas petroleras mar adentro [5]. Los enlaces HVDC también tienen la capacidad de incluir la generación de fuentes de energía cuya frecuencia de generación difiere de la de la red eléctrica. El ejemplo más claro de esta aplicación son las granjas eólicas ubicadas mar adentro (*offshore wind farms*) [14].

La tecnología VSC-HVDC permite dar mayor estabilidad a los sistemas eléctricos debido a su capacidad de manejar la potencia activa y reactiva que circula por el enlace de manera casi instantánea. En particular, su capacidad de soporte de potencia reactiva se ve maximizada cuando el voltaje de la red es bajo. Esta característica hace que los enlaces VSC-HVDC sean útiles en la prevención del colapso de voltaje [14].

2.2.1 Instalaciones HVDC en el mundo

Eagle Pass

La demanda del área Eagle Pass en Estados Unidos se alimenta con dos líneas de transmisión de 138 kV. El crecimiento de la carga hizo que la zona fuera propensa a la variación de voltaje durante los períodos pico, afectando la capacidad de transmisión del lado de Estados Unidos. Se pensó que, durante las emergencias, la carga podría ser transferida de Estados Unidos a la red de transmisión de México, operada por CFE con un enlace transfronterizo de 138 kV, pero tuvo que ser interrumpida porque las dos redes manejan

frecuencias diferentes. Para dar solución a tal problema, en septiembre del 2000 se comisionó un enlace VSC-HVDC en configuración back-to-back; la Figura 2.11 muestra la ubicación de este enlace. Este permite transferir 36 MW a un voltaje de CA de 132 kV (en ambos lados) y a un voltaje de CD de ± 15.9 kV. La instalación de ABB HVDC Light[®] en Eagle Pass mitiga cualquier inestabilidad de voltaje, y permite la transferencia de energía activa bidireccional de manera ininterrumpida entre la red de Estados Unidos y México. Esto aumenta la confiabilidad de la fuente de alimentación en ambos lados de la frontera, sin tener primero que interrumpir el servicio a los clientes [4].



Figura 2.11 Ubicación del enlace back-to-back en el Eagle Pass [4]

BorWin 1

La empresa alemana TenneT otorgó a ABB un contrato para construir un enlace de transmisión para suministrar electricidad del parque eólico más alejado de la costa de Alemania, como se observa en la Figura 2.12. El parque eólico se llama BARD Offshore 1, consta de 80 aerogeneradores de 5 MW cada uno, ubicados a unos 130 km de la costa alemana en el Mar del Norte. La energía generada por el viento se distribuye mediante un arreglo de cables a 36 kV de CA y se transforma en una estación de conversión HVDC Light[®] en alta mar. En el otro extremo de la línea de transmisión hay una estación de conversión terrestre en la ciudad de Diele, a 75 km de la costa alemana, donde se recibe la potencia y se inyecta en la red de 380 kV. Este sistema es denominado BorWin 1, es de conmutación automática, basado en IGBT para mejorar el rendimiento armónico y reducir los requisitos de espacio y utiliza cables de polímero ligero y ecológico. Con campos electromagnéticos bajos, cables libres de aceite y estaciones convertidoras compactas, el sistema reduce las pérdidas de transmisión en un 25 % en comparación con un enlace similar de CA [4].



Figura 2.12 Ubicación del enlace Borwin 1 en Alemania [4].

Norbalt

Los operadores de los sistemas de transmisión en Suecia y Lituania, Svenska Kraftnät y LITGRID Turtas AB, respectivamente, comisionaron a ABB contratos para suministrar un nuevo sistema de transmisión HVDC Light[®] entre los dos países. La transmisión de 700 MW a ± 300 kV conectará las redes eléctricas de las regiones báltica y nórdica mostradas en la Figura 2.13. Este será el sistema de cable subterráneo HVDC más largo del mundo y ayudará a reforzar la seguridad de la fuente de alimentación en los tres países bálticos y en el sur de Suecia. Este enlace integrará un emergente mercado de electricidad del Báltico con los mercados nórdicos y europeos. El enlace aumentará la capacidad de transmisión, facilitará el intercambio de energía, mejorará la confiabilidad de la red y mejorará la seguridad del suministro eléctrico en ambos extremos. El sistema incorpora características especiales como el soporte de voltaje de CA que proporciona una mayor estabilidad de la red y una capacidad de ‘arranque negro’ que proporciona una restauración rápida de la red después de un apagón. Está diseñado para la integración en una futura red Pan-Europea con la evolución del concepto de red de CD, la cual está en discusión en todo el mundo. ABB diseñará, fabricará y suministrará dos estaciones de conversión de 700 MW a ± 300 kV utilizando la tecnología HVDC Light[®] de ABB, una en Nybro, Suecia, y la otra en Klaipeda, Lituania. El proyecto también incluye el suministro e instalación de dos cables submarinos de 300 kV, cada uno de 400 km de largo, y las rutas terrestres por cable que comprenden 40 km en el lado sueco y 10 km en el lado lituano [4].



Figura 2.13 Ubicación del enlace Norbalt entre Suecia y Lituania [4]

Maritime Link

La compañía NSP Maritime Link Inc. otorgó a ABB un contrato para suministrar una solución HVDC Light[®] para crear el primer enlace eléctrico entre la isla de Newfoundland y Norteamérica. Su ubicación geográfica se observa en la Figura 2.14. El Proyecto de Maritime Link es una conexión de corriente continua de alta tensión de 500 MW que permitirá que la electricidad limpia y renovable generada en Newfoundland sea transmitida hacia la red norteamericana en Nueva Escocia. El enlace tiene una longitud de líneas aéreas de CD de 187 km, 170 km de cable submarino de CD y 1 km de cable subterráneo de CD. Las características del enlace HVDC también permitirán a Nueva Escocia integrar energías renovables adicionales y contribuir a los esfuerzos de reducción de emisiones de Canadá [4]. Además de las dos estaciones convertidoras VSC para el enlace HVDC de ± 200 kV, el alcance del proyecto incluye también dos subestaciones CA de 230 kV en Newfoundland, una subestación de CA de 345 kV en Nueva Escocia y dos estaciones de transición por cable.

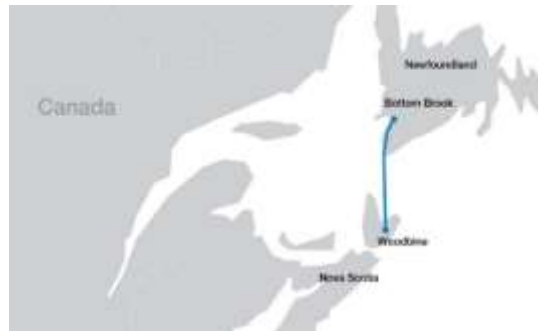


Figura 2.14 Ubicación del Maritime Link [4].

2.2.2 Proyectos HVDC en el SIN de México y en proceso de licitación y planeación

Como puede notarse en la Figura 2.15, en el sistema Interconectado Nacional (SIN) se tienen en operación dos enlaces HVDC en configuración back-to-back cuya finalidad es mejorar la estabilidad de las redes eléctricas de Estados Unidos y México ante variaciones de voltaje/potencia en horas pico de demanda energética mediante la transferencia de potencia de una red a otra. Además, en condiciones estables de operación estos enlaces permiten comercializar energía entre ambas redes eléctricas [4].

También se observa un enlace HVDC en proceso de licitación que se prevé conecte la ciudad de Oaxaca con la Ciudad de México, permitiendo así que las plantas eólicas de Oaxaca puedan ser conectadas a la red eléctrica de manera segura, confiable y sin daños al medioambiente. La energía se transportará a través de cables de alta tensión a una distancia de 600 kilómetros lineales con 3,000 MW en corriente directa de alto voltaje. El proyecto contempla una inversión estimada de 1,700 millones de dólares, y se espera que entre en operación en 2020. También se tienen algunos proyectos HVDC en proceso de planeación que permitirán la comercialización y distribución de energía de manera eficiente [17].

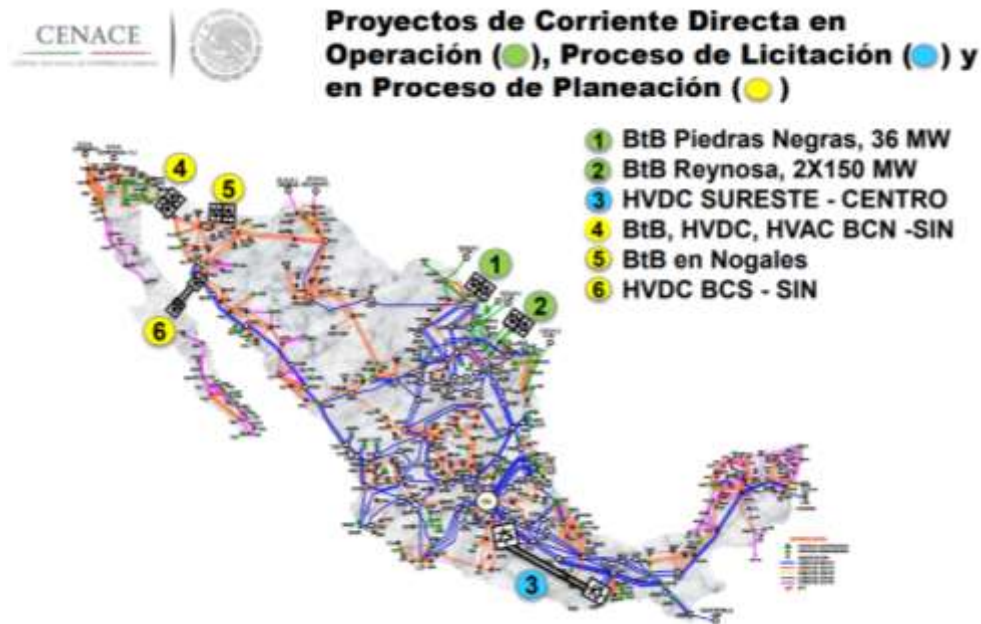


Figura 2.15 Proyectos HVDC en el SIN y en proceso de licitación y planeación [18].

2.3 Fundamentos de electrónica de potencia utilizada en los enlaces VSC-HVDC

Los convertidores de potencia son el elemento más importante de los enlaces VSC-HVDC. Estos se encargan de convertir la energía de CA a energía en CD y viceversa, también permiten controlar los flujos de potencia activa y reactiva, empleando la técnica de modulación sinusoidal por ancho de pulso (SPWM) [19, 20].

El convertidor VSC más simple es de dos niveles. Este está diseñado para funcionar como rectificador o como inversor, dependiendo de la dirección del flujo de potencia requerido en el enlace. El modo inversor permite convertir una señal de CD a una señal en CA de amplitud y frecuencia variable, lo cual permite generar señales con la frecuencia del sistema al cual se encuentra interconectado el inversor. En la Figura 2.16 se muestra la configuración básica de un convertidor de dos niveles funcionando como inversor.

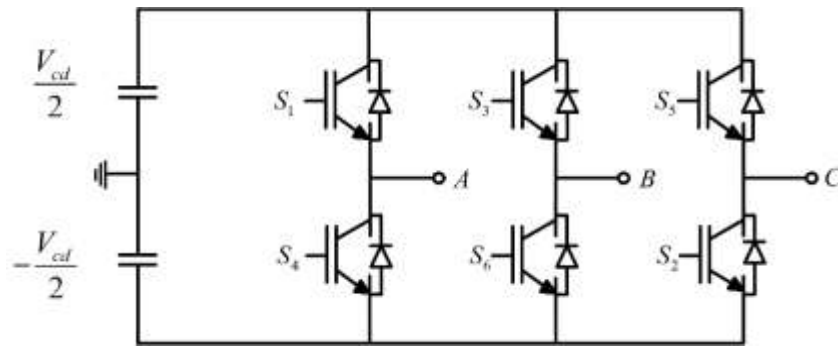


Figura 2.16 Configuración básica de un convertidor de dos niveles (Inversor).

Anteriormente al SPWM se utilizaban métodos de conducción de 180° ó 120° . En estos semiconductores son controlados en parejas (S_1 , S_4), (S_2 , S_5) y (S_3 , S_6), de forma complementaria en el caso de la conmutación cada 180° , es decir, cuando el IGBT S_1 esta encendido el IGBT S_4 se encuentra apagado. En la Figura 2.17 (a) se observa la conmutación de los IGBT en el modo de conducción cada 120° . En la Figura 2.17 (b) se muestran los respectivos voltajes de fase y de línea. El modo de operación cada 120° no opera de manera complementaria, lo cual genera que las corrientes de fase a la salida del convertidor sean discontinuas [21].

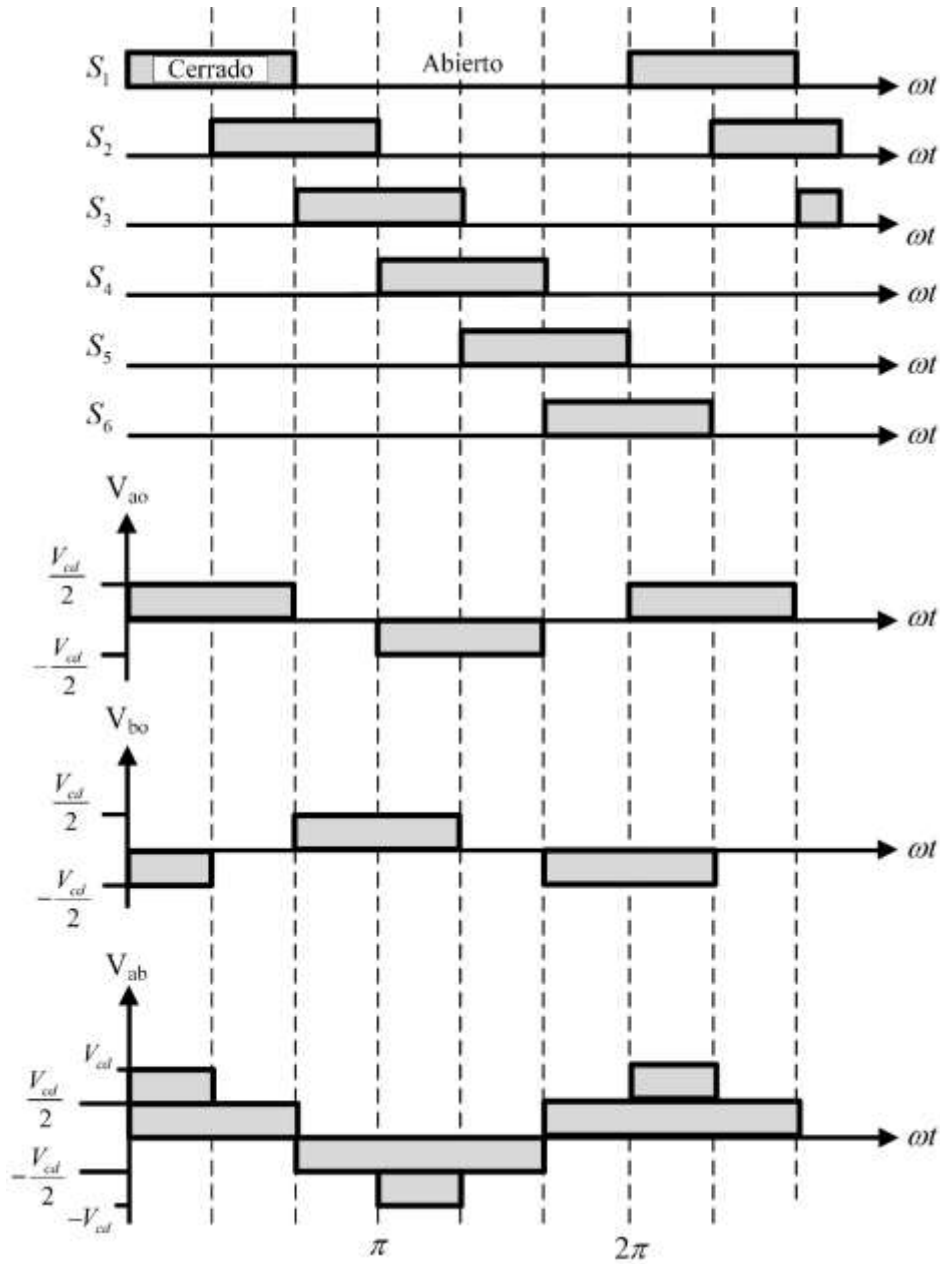


Figura 2.17 (a) Esquema de conmutación de los semiconductores del convertidor de dos niveles y (b) formas de onda de voltaje cuando opera como inversor con el método de conducción cada 120° .

Actualmente los convertidores se operan mediante SPWM. Esta técnica se utiliza en los convertidores VSC porque ofrece ventajas como: (i) menor necesidad de filtrado para eliminar armónicos; (ii) permite el control de la amplitud y frecuencia de la señal de CA obtenida. Además, permite controlar la cantidad de potencia suministrada por las fuentes de energía mediante la variación del ciclo de trabajo de cada pulso. La conmutación puede ser

unipolar, bipolar o multinivel, dependiendo de la configuración de las válvulas empleadas en el convertidor [13, 19, 20].

La conmutación SPWM se lleva a cabo mediante la comparación entre una onda de referencia (sinusoidal) y una onda portadora (triangular). Dicha comparación genera un tren de pulsos de ancho especificado, empleado para conmutar los interruptores del convertidor, donde la amplitud está determinada por las amplitudes relativas de la onda de referencia y la portadora. La señal obtenida tiene la misma frecuencia que la onda de referencia por lo cual la onda triangular de referencia fija la frecuencia de conmutación de los IGBT [22].

En aplicaciones de potencia, las señales de referencia empleadas son ondas sinusoidales, con la finalidad de disminuir la distorsión armónica del convertidor. Los armónicos se minimizan si la frecuencia de la portadora es de frecuencia alta. En contra parte, para mayores frecuencias de conmutación se tienen mayores pérdidas por conmutación [20].

Cada pareja de interruptores necesita una onda sinusoidal de referencia independiente y debe considerarse que entre cada conmutación debe asignarse un tiempo muerto [23].

En este modo de operación las tres señales de referencia están desfasadas entre sí 120° con la finalidad de producir una salida trifásica balanceada. En la Figura 2.18 se observan la señal moduladora, la señal de referencia y la señal obtenida de la modulación. Cada par de IGBT posee sus propias señales de referencia y de control [22].

Como resultado de la comparación entre las señales de referencia y la portadora se obtienen trenes de pulsos de ancho variable como S_{a1} y S_{a2} , mostrados en la Figura 2.18, estas son las señales aplicadas al gate de los IGBT's para conmutarlos. Esto genera señales similares a la mostrada en la parte final de 2.18, la cuales al ser filtradas recuperan la forma de onda de la señal de referencia.

En la actualidad se emplean convertidores de dos niveles, de tres niveles y convertidores modulares multinivel. El convertidor de tres niveles funciona de manera análoga al convertidor de dos niveles mediante SPWM, con la ventaja de que tiene menores pérdidas y disminuye la cantidad de armónicos en la señal modulada. Por su parte, el convertidor modular multinivel (MMC, por sus siglas en inglés para *Modular Multilevel Converter*) permite aumentar las potencias y voltajes que pueden ser empleados en la tecnología VSC-HVDC, además de disminuir las pérdidas respecto a los convertidores de dos y tres niveles,

sin embargo, el control de la conmutación de los semiconductores se hace sumamente complejo [14].

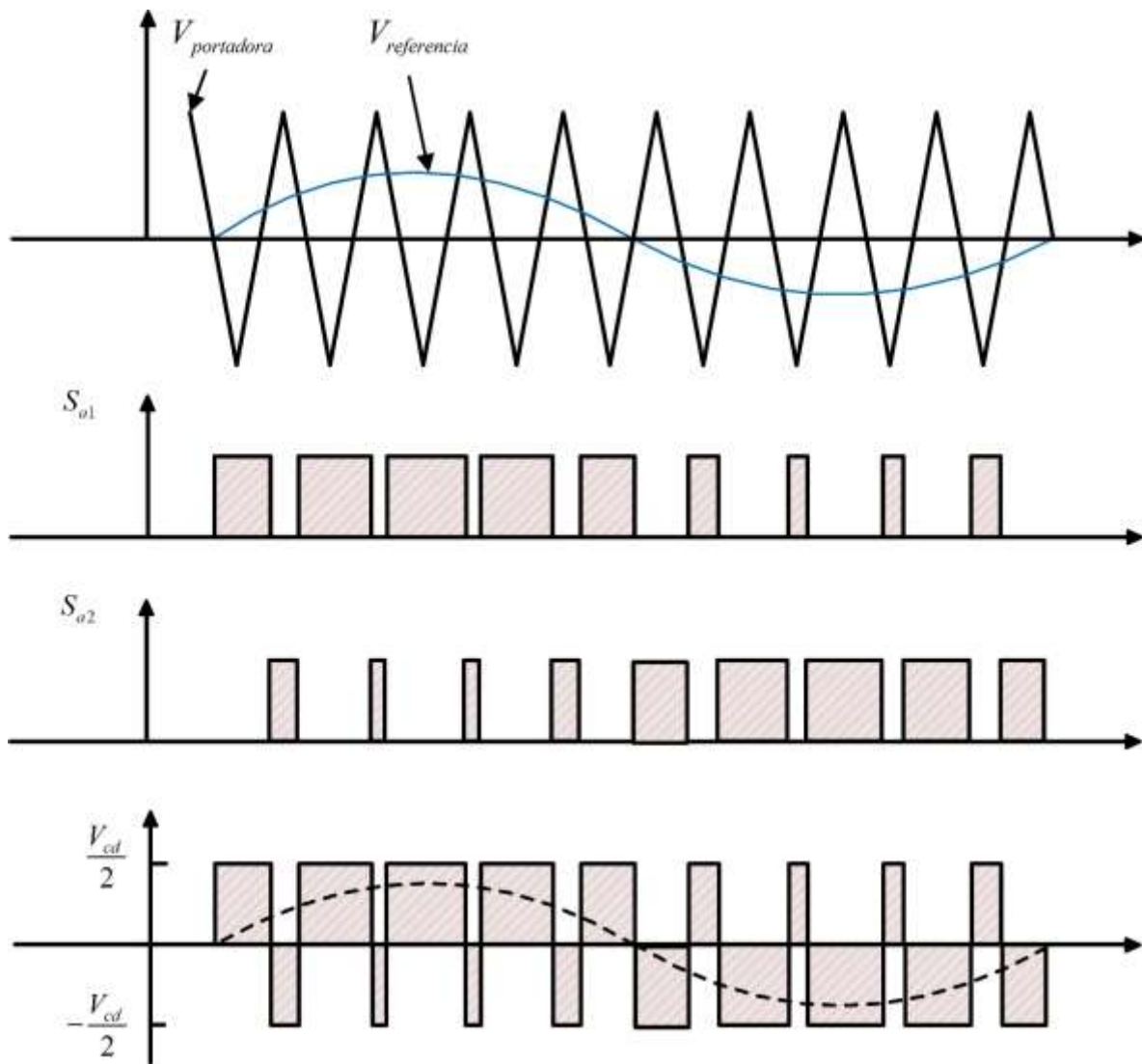


Figura 2.18 Formas de onda típicas de un convertidor de dos niveles (inversor)

Capítulo 3

Modelado de enlaces VSC-HVDC en estado estacionario para estudios de sistemas eléctricos de potencia

La inclusión de enlaces VSC-HVDC en las redes eléctricas de potencia ha generado la necesidad de desarrollar modelos capaces de representar su comportamiento tanto en estado estacionario como en el dinámico. En el caso particular de este trabajo, se hace referencia a la operación en estado estacionario de redes eléctricas con enlaces HVDC, con lo cual, se describe la formulación clásica de flujos de potencia, el modelo del enlace VSC-HVDC y su inclusión en el algoritmo de flujos de carga mediante el método de Newton-Raphson.

Para conocer el comportamiento del enlace VSC-HVDC dentro del estudio de flujos de potencia es necesario conocer el algoritmo o método de solución empleado y las respectivas ecuaciones que rigen el comportamiento de cada elemento del sistema. El método Newton-Raphson comenzó a utilizarse para estudiar los sistemas eléctricos de potencia a principios de la década de los 70's, principalmente por la gran velocidad de convergencia. Antes de este método se empleaba el algoritmo de solución de Gauss-Seidel; sin embargo, su convergencia en sistemas eléctricos de tamaño realista es baja aun incluyendo factores de aceleración [24].

En este capítulo se describe de manera breve la formulación del problema de flujos de potencia haciendo uso del algoritmo de Newton-Raphson, incluyendo elementos típicos de transmisión como: líneas de transmisión, transformadores y generadores. La finalidad de los estudios de flujos de potencia es encontrar las variables de estado del sistema eléctrico en estado estacionario, es decir, magnitudes de voltajes y ángulos de fase. Estas variables permiten obtener los flujos de potencia que circulan por cada elemento de la red eléctrica.

Posteriormente se describe el modelo del enlace VSC-HVDC y las características que permiten representar la operación del enlace VSC-HVDC en estado estacionario. Adicionalmente, se detallan las ecuaciones que rigen el comportamiento de los flujos de potencia del enlace y la manera en que debe incluirse este modelo dentro de la formulación del método iterativo Newton-Raphson.

3.1 Formulación clásica de flujos de potencia

3.1.1 Método Newton-Raphson

En los estudios de flujos de potencia a gran escala, el método de Newton-Raphson ha demostrado ser el más exitoso debido a sus fuertes características de convergencia. El método Newton-Raphson es un proceso iterativo cuya finalidad es solucionar sistemas no lineales de n ecuaciones y n incógnitas, ejemplificado por el sistema mostrado en la ecuación (3.1) [24].

$$\left. \begin{array}{l} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ \vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \end{array} \right\} \text{ ó } \mathbf{F}(\mathbf{X}) = 0 \quad (3.1)$$

donde \mathbf{F} representa el conjunto de n ecuaciones no lineales y \mathbf{X} es el vector de n variables de estado desconocidas.

El algoritmo se deriva de la expansión en series de Taylor de una función, eliminando los términos de alto orden, alrededor de un punto base [25, 26],

$$f(x_{i+1}) \approx f(x_i) + f'(x_i)(x_{i+1} - x_i) \quad (3.2)$$

Expandiendo el conjunto de ecuaciones (3.1) en series de Taylor de primer orden como se muestra en la ecuación (3.2) se obtiene la ecuación (3.3).

$$\begin{aligned} f_1(x_1^{(1)}, x_2^{(1)}, \dots, x_n^{(1)}) &\approx f_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) + \frac{\partial f_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)})}{\partial x_1} (x_1^{(1)} - x_1^{(0)}) + \\ &\dots + \frac{\partial f_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)})}{\partial x_n} (x_n^{(1)} - x_n^{(0)}) \\ f_2(x_1^{(1)}, x_2^{(1)}, \dots, x_n^{(1)}) &\approx f_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) + \frac{\partial f_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)})}{\partial x_1} (x_1^{(1)} - x_1^{(0)}) + \\ &\dots + \frac{\partial f_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)})}{\partial x_n} (x_n^{(1)} - x_n^{(0)}) \\ &\vdots \\ f_n(x_1^{(1)}, x_2^{(1)}, \dots, x_n^{(1)}) &\approx f_n(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) + \frac{\partial f_n(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)})}{\partial x_1} (x_1^{(1)} - x_1^{(0)}) + \\ &\dots + \frac{\partial f_n(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)})}{\partial x_n} (x_n^{(1)} - x_n^{(0)}) \end{aligned} \quad (3.3)$$

Definiendo:

$$\mathbf{X}^{(0)} = (x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) \quad (3.4)$$

$$\mathbf{X}^{(1)} = (x_1^{(1)}, x_2^{(1)}, \dots, x_n^{(1)}) \quad (3.5)$$

$$\Delta x_1 = (x_1^{(1)} - x_1^{(0)}) \quad (3.6)$$

$$\Delta x_2 = (x_2^{(1)} - x_2^{(0)}) \quad (3.7)$$

$$\Delta x_n = (x_n^{(1)} - x_n^{(0)}) \quad (3.8)$$

Sustituyendo (3.4) - (3.8) en (3.3) y acomodando en forma matricial, da como resultado

$$\underbrace{\begin{bmatrix} f_1(\mathbf{X}^{(1)}) \\ f_2(\mathbf{X}^{(1)}) \\ \vdots \\ f_3(\mathbf{X}^{(1)}) \end{bmatrix}}_{\mathbf{F}(\mathbf{X}^{(1)})} \approx \underbrace{\begin{bmatrix} f_1(\mathbf{X}^{(0)}) \\ f_2(\mathbf{X}^{(0)}) \\ \vdots \\ f_3(\mathbf{X}^{(0)}) \end{bmatrix}}_{\mathbf{F}(\mathbf{X}^{(0)})} + \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial f_1(\mathbf{X}^{(0)})}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1(\mathbf{X}^{(0)})}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1(\mathbf{X}^{(0)})}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2(\mathbf{X}^{(0)})}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2(\mathbf{X}^{(0)})}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2(\mathbf{X}^{(0)})}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \frac{\partial f_n(\mathbf{X}^{(0)})}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n(\mathbf{X}^{(0)})}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n(\mathbf{X}^{(0)})}{\partial x_n} \end{bmatrix}}_{\mathbf{J}(\mathbf{X}^{(0)})} \underbrace{\begin{bmatrix} (x_1^{(1)} - x_1^{(0)}) \\ (x_2^{(1)} - x_2^{(0)}) \\ \vdots \\ (x_n^{(1)} - x_n^{(0)}) \end{bmatrix}}_{\Delta \mathbf{X}^{(1)}} \quad (3.9)$$

De manera simplificada se tiene que,

$$\mathbf{F}(\mathbf{X}) \approx \mathbf{F}(\mathbf{X}^{(0)}) + \mathbf{J}(\mathbf{X}^{(0)})(\mathbf{X} - \mathbf{X}^{(0)}) \quad (3.10)$$

donde $\mathbf{J}(\mathbf{X}^{(0)})$ es la matriz de derivadas parciales de primer orden de $\mathbf{F}(\mathbf{X})$ con respecto a \mathbf{X} , denominada Jacobiano, evaluada en $\mathbf{X}=\mathbf{X}^{(0)}$. Adaptando la expresión anterior a un proceso iterativo.

$$\mathbf{F}(\mathbf{X}^{(i)}) \approx \mathbf{F}(\mathbf{X}^{(i-1)}) + \mathbf{J}(\mathbf{X}^{(i-1)})(\mathbf{X}^{(i)} - \mathbf{X}^{(i-1)}) = C \quad (3.11)$$

donde $i=1,2,3,\dots,n$. Además, si se asume que $\mathbf{X}^{(i)}$ está suficientemente cercana a la solución $\mathbf{X}^{(*)}$ entonces $\mathbf{F}(\mathbf{X}^{(i)}) = \mathbf{F}(\mathbf{X}^{(*)}) = 0$ y $C=0$. Por lo cual se obtendrá la siguiente ecuación,

$$\mathbf{F}(\mathbf{X}^{(i-1)}) + \mathbf{J}(\mathbf{X}^{(i-1)})(\mathbf{X}^{(i)} - \mathbf{X}^{(i-1)}) = 0 \quad (3.12)$$

Y resolviendo para $\mathbf{X}^{(i)}$:

$$\Delta \mathbf{X}^{(i)} = -[\mathbf{J}^{-1}(\mathbf{X}^{(i-1)})]\mathbf{F}(\mathbf{X}^{(i-1)}) = 0 \quad (3.13)$$

donde los valores actualizados, tras cada iteración, son obtenidos empleando la ecuación 3.14.

$$\mathbf{X}^{(i)} = \mathbf{X}^{(i-1)} + \Delta\mathbf{X}^{(i)} \quad (3.14)$$

Es necesario fijar un valor de tolerancia, para la cual la solución obtenida satisfaga los requerimientos de la solución del sistema, con el fin de ahorrar recursos computacionales y tiempo de ejecución, es decir el algoritmo iterará hasta que se cumpla la ecuación (3.15):

$$|\mathbf{F}(\mathbf{X}^{(i)})| \leq \varepsilon = tol \quad (3.15)$$

3.1.2 Planteamiento de las ecuaciones de red

Considerando un elemento de la red eléctrica de la Figura 3.1, el cual está conectado entre los nodos k y m , se obtiene el siguiente desarrollo matemático [24]:

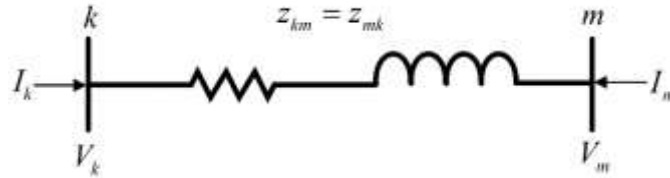


Figura 3.1 Modelo básico de un elemento de transmisión

Las corrientes que circulan por el elemento son,

$$I_k = \frac{1}{z_{km}} (V_k - V_m) = y_{km} (V_k - V_m) \quad (3.16)$$

$$I_m = \frac{1}{z_{mk}} (V_m - V_k) = y_{mk} (V_m - V_k) \quad (3.17)$$

Las ecuaciones anteriores se puede expresar, en forma matricial, como,

$$\begin{bmatrix} I_k \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y_{kk} & -y_{km} \\ -y_{mk} & y_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k \\ V_m \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Considerando que la potencia está definida como

$$\mathbf{S} = \mathbf{VI}^* \quad (3.19)$$

Por lo cual las inyecciones de potencia nodal son,

$$\begin{bmatrix} S_k \\ S_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_k & 0 \\ 0 & V_m \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_{kk} & Y_{km} \\ Y_{mk} & Y_{mm} \end{bmatrix}^* \begin{bmatrix} V_k \\ V_m \end{bmatrix}^* \quad (3.20)$$

Desarrollando la ecuación (3.20) se obtienen las ecuaciones (3.21) y (3.22).

$$S_k = V_k (V_k^* Y_{kk}^* + Y_{km}^* V_m^*) \quad (3.21)$$

$$S_m = V_m (V_k^* Y_{km}^* + Y_{mm}^* V_m^*) \quad (3.22)$$

Teniendo en cuenta que,

$$V_i = V_i e^{j\theta_i} = V_i (\cos(\theta_i) + j\sin(\theta_i)) \quad (3.23)$$

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (3.24)$$

donde $i=k,m$ y $j=k,m$, y sustituyendo (3.23) y (3.24) en la ecuación (3.21), se obtiene lo siguiente

$$S_k = V_k^2 (G_{kk} - jB_{kk}) + V_k V_m e^{j(\theta_k - \theta_m)} (G_{km} - jB_{km}) \quad (3.25)$$

Desarrollando la ecuación anterior,

$$S_k = (G_{kk} + jB_{kk}) V_k^2 + V_k V_m (G_{km} + jB_{km}) [\cos(\theta_k - \theta_m) + j\sin(\theta_k - \theta_m)] \quad (3.26)$$

$$P_k + jQ_k = \left\{ G_{kk} V_k^2 + V_k V_m [G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \right\} + j \left\{ -B_{kk} V_k^2 + V_k V_m [G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)] \right\} \quad (3.27)$$

Finalmente, separando en términos de potencia real y compleja, se obtiene lo siguiente

$$P_k = G_{kk} V_k^2 + V_k V_m [G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \quad (3.28)$$

$$Q_k = -B_{kk} V_k^2 + V_k V_m [G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)] \quad (3.29)$$

donde las ecuaciones (3.28) y (3.29) permiten calcular los flujos de potencia activa y reactiva, respectivamente, en elementos de transmisión como líneas de transmisión y transformadores.

En la Figura 3.2 se muestra un nodo k con n conexiones de nodos de la red,



Figura 3.2 Representación general de conexiones en un nodo k

donde las potencias que fluyen por cada rama se calculan usando las ecuaciones (3.28) y (3.29), como se muestra a continuación:

$$P_{k1} = V_k^2 G_{kk(1)} + V_k V_1 [G_{k1} \cos(\theta_k - \theta_1) + B_{k1} \sin(\theta_k - \theta_1)] \quad (3.30)$$

$$P_{k2} = V_k^2 G_{kk(2)} + V_k V_2 [G_{k2} \cos(\theta_k - \theta_2) + B_{k2} \sin(\theta_k - \theta_2)] \quad (3.31)$$

$$\begin{array}{c} \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \end{array} \quad (3.32)$$

$$P_{kn} = V_k^2 G_{kk(n)} + V_k V_n [G_{kn} \cos(\theta_k - \theta_n) + B_{kn} \sin(\theta_k - \theta_n)]$$

$$Q_{k1} = -V_k^2 B_{kk(1)} + V_k V_1 [G_{k1} \sin(\theta_k - \theta_1) - B_{k1} \cos(\theta_k - \theta_1)] \quad (3.33)$$

$$Q_{k2} = -V_k^2 B_{kk(2)} + V_k V_2 [G_{k2} \sin(\theta_k - \theta_{m2}) - B_{k2} \cos(\theta_k - \theta_2)] \quad (3.34)$$

$$\begin{array}{c} \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \end{array} \quad (3.35)$$

$$Q_{kn} = -V_k^2 B_{kk(n)} + V_k V_m [G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)]$$

Sumando los flujos de potencia de cada rama obtenemos las ecuaciones (3.36) y (3.37) [24-27].

$$P_k^{cal} = P_{k1} + P_{k2} + \dots + P_{kn} = V_k^2 G_{kk} + \sum_{m=1}^n V_k V_m [G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \quad (3.36)$$

$$Q_k^{cal} = Q_{k1} + Q_{k2} + \dots + Q_{kn} = -V_k^2 B_{kk} + \sum_{m=1}^n V_k V_m [G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)] \quad (3.37)$$

Las potencias P_k^{cal} y Q_k^{cal} son denominadas potencia activa calculada y potencia reactiva calculada, respectivamente, las cuales representan las inyecciones de potencia activa y reactiva en el nodo k .

Considerando un bus genérico con carga y generación, como el mostrado en la Figura 3.3,



Figura 3.3 Bus genérico con carga y generación

el balance de potencial nodal para la potencia activa y reactiva es el que se muestra en las ecuaciones (3.38) y (3.39).

$$\Delta P_k = P_{gk} - P_{dk} - P_k^{cal} = 0 \quad (3.38)$$

$$\Delta Q_k = Q_{gk} - Q_{dk} - Q_k^{cal} = 0 \quad (3.39)$$

donde P_{gk} y Q_{gk} son la potencia real y reactiva inyectada al nodo k por un generador o fuente; P_{dk} y Q_{dk} son la potencia real y reactiva consumida por la carga conectada al nodo k . A las diferencias $P_{gk} - P_{dk}$ y $Q_{gk} - Q_{dk}$ se les conoce como potencia neta activa y potencia neta reactiva, respectivamente.

3.1.3 Tipos de Nodos

El objetivo de resolver el problema de flujos de potencia es obtener los voltajes y ángulos nodales de toda la red eléctrica. Una vez que se obtienen estos valores, los flujos de cada elemento de la red pueden ser calculados. Esto quiere decir que para dar solución al problema de flujos de potencia es necesario conocer cuatro parámetros en cada nodo: Potencia activa P , potencia reactiva Q , magnitud de voltaje V y ángulo de fase del voltaje θ . Desde el punto de vista matemático, basta con fijar dos de estas cuatro variables en cada nodo para obtener la solución numérica del problema de flujos de potencia; sin embargo, en la realidad las variables que se seleccionan en cada nodo dependen de las variables que pueden ser físicamente controladas en cada uno de ellos. Por lo que es necesario generar una clasificación de los tipos de nodos existentes en un sistema eléctrico; esta clasificación se hace en base a las variables conocidas en cada nodo, los cuales pueden ser clasificados en tres tipos básicos de nodos [24 - 27]:

Nodo PQ:

Los nodos PQ reciben este nombre debido a que en ellos únicamente se conectan las cargas de la red, por lo cual su potencia activa y reactiva, es conocida y la magnitud del voltaje y su ángulo de fase son variables desconocidas que deberán ser obtenidas mediante el algoritmo de solución.

Nodo PV:

En los nodos PV se tienen conectados generadores cuya potencia real y la magnitud del voltaje nodal están definidos; la potencia reactiva y el ángulo de fase del voltaje son variables desconocidas. A este tipo de nodos también pueden conectarse cargas cuya potencia real y

reactiva están definidas. Debe destacarse además que la cantidad de potencia reactiva no debe rebasar el límite estimado para cada máquina.

Nodo compensador (*Slack*):

El nodo Compensador es un nodo en el cual se conecta un generador capaz de cubrir los requerimientos de potencia activa y reactiva que no son cubiertos por los demás generadores de la red. Esto quiere decir que la potencia real y reactiva son calculadas al final del algoritmo, la magnitud del voltaje nodal y su ángulo son variables conocidas; de igual manera, a este tipo de nodo se le pueden conectar cargas cuya potencia real y reactiva están definidas. Este tipo de nodo provee la referencia angular para todo el sistema eléctrico.

En la Tabla 3.1 se encuentran de forma resumida las variables de los tres tipos de nodos.

Tabla 3.1 Características generales de los 3 tipos de nodos.

Tipo de nodo		Variables conocidas	Variables desconocidas
Compensador	<i>Slack</i>	V y θ	P y Q
Voltaje controlado	<i>PV</i>	P y V	Q y θ
Carga	<i>PQ</i>	P y Q	V y θ

3.1.4 Solución de flujos de potencia empleando el método de Newton-Raphson

Para aplicar el método de Newton-Raphson, las ecuaciones más relevantes de la formulación de flujos de potencia (3.38) y (3.39) deben presentarse en la forma (3.13) [24-27].

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}}_{\mathbf{F}(\mathbf{x}^{(i)})} = - \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \Delta \theta} & \frac{\partial \Delta P}{\partial \Delta V} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \Delta \theta} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial \Delta V} \end{bmatrix}}_{\mathbf{J}(\mathbf{x}^{(i)})} \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}}_{\Delta(\mathbf{x}^{(i)})} \quad (3.40)$$

Haciendo notar que P_g , Q_g , P_d y Q_d son valores especificados desde el inicio de la solución, por lo cual al aplicar las derivadas parciales a la ecuación (3.40) se da lugar a la ecuación (3.41).

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}}_{\mathbf{F}(\mathbf{x}^{(i)})} = \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P^{cal}}{\partial \Delta \theta} & \frac{\partial \Delta P^{cal}}{\partial \Delta V} \\ \frac{\partial \Delta Q^{cal}}{\partial \Delta \theta} & \frac{\partial \Delta Q^{cal}}{\partial \Delta V} \end{bmatrix}}_{\mathbf{J}(\mathbf{x}^{(i)})} \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}}_{\Delta(\mathbf{x}^{(i)})} \quad (3.41)$$

Los valores actualizados de las variables de estado se obtienen mediante la ecuación (3.42)

$$\begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^{(i+1)} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^{(i)} + \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^{(i)} \quad (3.42)$$

Para los nodos compensadores no se toman en cuenta sus ecuaciones de desajuste de potencia debido a que la magnitud del voltaje nodal y su fase son especificadas desde el inicio del algoritmo. Los nodos *PV* solo agregan su respectiva ecuación de desajuste de potencia real debido a que la magnitud de su voltaje se especifica al inicio del algoritmo. Finalmente, para los nodos tipo *PQ* se toman en cuenta sus ecuaciones de desajuste de potencia activa y reactiva.

3.1.5 Inicialización de las variables de estado

Para que el método converja es necesario que las variables de estado del sistema sean inicializadas de manera adecuada. La ventaja significativa de emplear la formulación del método Newton-Raphson en el problema de flujos de potencia es el manejo de sistemas en por unidad, por lo cual los voltajes nodales siempre se encuentran cercanos a la unidad y el definir un nodo compensador en el sistema genera que los ángulos de fase del voltaje nodal estén cercanos a 0. Por lo cual el valor de voltaje de los nodos *PQ* se inicializa en 1 y la fase del voltaje nodal de los nodos *PV* y *PQ* se inicializa en 0.

3.2 Modelado de enlaces VSC-HVDC en estado estacionario y su inclusión en la formulación de flujos de potencia

3.2.1 Convertidor VSC

El convertidor VSC es el componente fundamental en los enlaces VSC-HVDC, el cual permite la regulación de la potencia transmitida a través del enlace de CD. Como se ha mencionado en el Capítulo 2, el convertidor VSC puede ser de dos niveles, tres niveles o multinivel; sin embargo, desde el punto de vista de la red, su comportamiento en estado estable es similar. Su representación esquemática se observa en la Figura 3.4 (a), el cual es un modelo que puede ser utilizado generar para estudios de estado estacionario, a frecuencia fundamental e integrado a redes eléctricas modeladas en secuencia positiva [6]. En el lado de CD se emplea un banco de capacitores, con la función de dar soporte y estabilizar el voltaje de CD y la generación/absorción de VAR se lleva a cabo mediante el control PWM [6, 28].

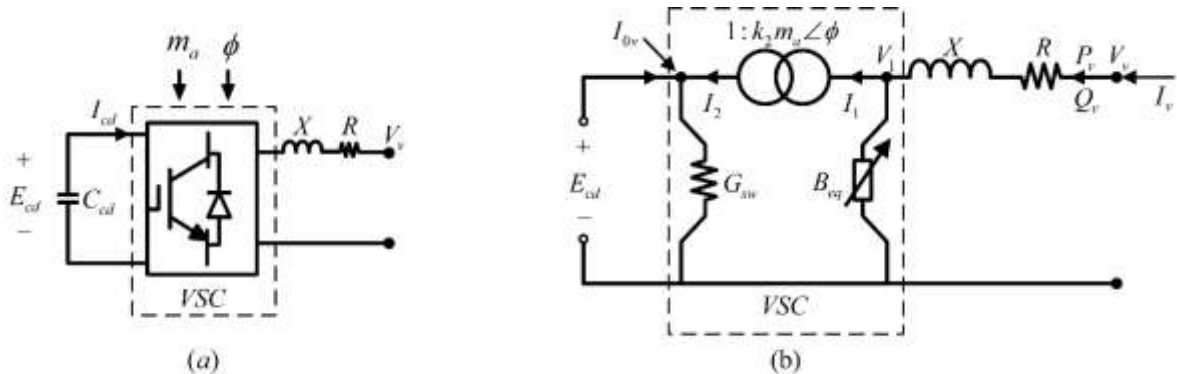


Figura 3.4 (a) Representación esquemática del VSC; (b) Circuito equivalente del VSC en estado estable.

Los puntos de operación de un VSC, a frecuencia fundamental y en estado estacionario, pueden ser obtenidos mediante el modelo del circuito eléctrico mostrado en la Figura 3.4 (b). El procesamiento electrónico de las formas de onda de tensión y corriente del VSC se caracteriza mediante una susceptancia variable, responsable de todo el intercambio de la potencia reactiva con la red eléctrica. Además, el transformador desfasador ideal con tap complejo (*complex-tap phase-shifting transformer*) es el componente clave que permite desacoplar, desde el punto de vista angular, la tensión alterna V_I y la tensión continua E_{cd} , dando como resultado un elemento que proporciona la interfaz entre los circuitos de CA y CD del convertidor. La ecuación (3.43) permite obtener el valor de la magnitud de voltaje en el nodo de CD del convertidor a partir del voltaje en el nodo de CA del convertidor [29].

$$V_1 = k_2 m_a E_{cd} e^{j\phi} \quad (3.43)$$

donde el voltaje complejo V_1 es el voltaje relativo al sistema de CA, la magnitud del tap del transformador desfasador, m_a , corresponde al coeficiente de modulación de amplitud del VSC. Para un convertidor VSC trifásico de dos niveles la constante $k_2 = \sqrt{3/8}$, el ángulo ϕ es el ángulo de fase de la tensión V_1 y E_{cd} es el voltaje del nodo de CD. Observe que la relación de voltaje de los convertidores de potencia mostrada en la ecuación (3.43) puede utilizarse como punto de partida para relacionar el sistema de CA con el de CD.

En este modelo de VSC, la reactancia en serie X representa la interfaz magnética del VSC, mientras que la resistencia en serie R representa las pérdidas por efecto Joule del convertidor. En el lado derecho del transformador desfasador se encuentra conectada en derivación la susceptancia variable B_{eq} y en el lado izquierdo se encuentra la conductancia en derivación G_{sw} encargada de representar las pérdidas de potencia por conmutación del convertidor. El valor de esta susceptancia se calcula por medio de la ecuación (3.44).

$$G_{sw} = G_0 \left(I_v / I_{nom} \right)^2 \quad (3.44)$$

donde G_0 es una conductancia constante empleada para representar las pérdidas del convertidor en condiciones nominales de operación, I_v es la corriente de operación del convertidor e I_{nom} es la corriente nominal del convertidor de potencia.

3.2.2 Transformador con cambiador de tap en derivación bajo carga

Para agregar flexibilidad de control de voltaje/potencia reactiva en el punto de interconexión a la red, usualmente las estaciones VSC se conectan en serie con OLTC's. Su función principal función es aumentar o disminuir la magnitud de voltaje en sus terminales controlando la potencia reactiva que fluye a través de él. Están equipados con puntos de conexión (derivaciones) en el devanado primario o secundario permitiendo el cambio de la relación de transformación. El intervalo de variación del tap oscila normalmente de 0.9 a 1.1. Su modelo en estado estacionario dentro del método iterativo de flujos de potencia puede determinarse partiendo de su impedancia serie en por unidad, $Z_{lte} = R_{lte} + jX_{lte}$, obtenida de las pruebas clásicas del transformador.

La Figura 3.5 (a) muestra una representación unifilar simplificada del transformador OLTC empleada en la obtención de flujos de potencia. En ella se asume que la impedancia total de cortocircuito se localiza en el lado primario y que el impacto de la rama de magnetización puede ser despreciada. La representación esquemática del modelo de flujos de potencia para el transformador OLTC, cuando el tap se encuentra fuera de su valor nominal, se muestra en la Figura 3.5 (b) [24].



Figura 3.5 Representación simplificada del modelo del transformador OLTC para flujos de potencia;
(a) Tap en posición nominal, (b) Tap en posición fuera del nominal

donde $Y_{ltc} = Z_{ltc}^{-1} = G_{ltc} + jB_{ltc}$. Considerando que la posición del tap está fuera de la posición nominal, la expresión de las inyecciones de corriente nodal son las siguientes:

$$\begin{bmatrix} I_{vltc} \\ I_{kltc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{ltc} & -T_v Y_{ltc} \\ -T_v Y_{ltc} & T_v^2 Y_{ltc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_v \\ V_k \end{bmatrix} \quad (3.45)$$

Utilizando (3.45) junto con la definición de potencia compleja, $S = VI^*$, y después de realizar operaciones algebraicas, se llega a las ecuaciones de flujo de potencia nodal en ambos extremos del transformador OLTC:

$$P_{vltc} = V_v^2 G_{ltc} - T_v V_v V_k [G_{ltc} \cos(\theta_v - \theta_k) + B_{ltc} \sin(\theta_v - \theta_k)] \quad (3.46)$$

$$Q_{vltc} = -V_v^2 B_{ltc} - T_v V_v V_k [G_{ltc} \sin(\theta_v - \theta_k) - B_{ltc} \cos(\theta_v - \theta_k)] \quad (3.47)$$

$$P_{kltc} = T_v^2 V_k^2 G_{ltc} - T_v V_k V_v [G_{ltc} \cos(\theta_v - \theta_k) + B_{ltc} \sin(\theta_v - \theta_k)] \quad (3.48)$$

$$Q_{kltc} = -T_v^2 V_k^2 B_{ltc} - T_v V_k V_v [G_{ltc} \sin(\theta_v - \theta_k) - B_{ltc} \cos(\theta_v - \theta_k)] \quad (3.49)$$

3.2.3 Enlace VSC-HVDC

El enlace VSC-HVDC mostrado en la Figura 3.6 consiste en la interconexión de dos estaciones convertidoras VSC por medio de un cable de CD. En las terminales de CA de los convertidores, V_{vR} y V_{vI} , se conectan los devanados secundarios de los transformadores OLTC cuya finalidad es proporcionar mayor control del voltaje en las terminales de CA de la red k y m , respectivamente.

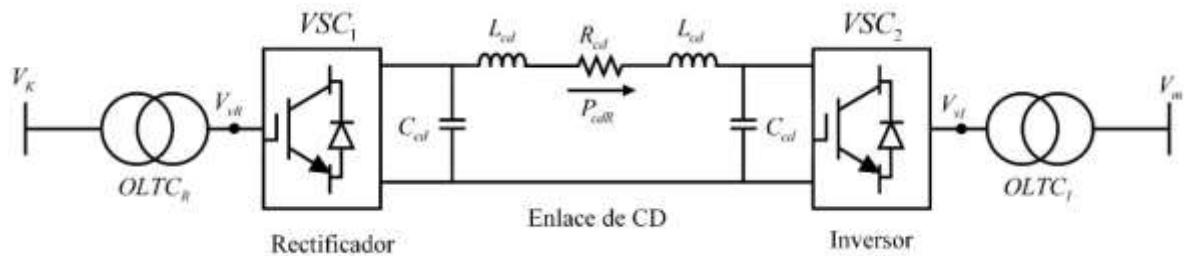


Figura 3.6 Representación esquemática de un enlace VSC-HVDC

En el enlace HVDC la estación convertidora VSC_1 se encarga de rectificar la señal de CA; la estación convertidora VSC_2 invierte la señal de CD de tal forma que a la salida del convertidor se obtiene nuevamente un voltaje de CA. El flujo de potencia siempre se dirigirá de la estación rectificadora a la inversora; es decir, si el flujo de potencia se invierte las estaciones intercambiarán sus funciones operativas [29].

En los extremos de CD de los convertidores se colocan bancos de capacitores C_{cd} y reactancias de suavizado L_{cd} con la finalidad de mejorar la operación del enlace de CD. La magnitud de los voltajes de CA, V_{vR} y V_{vI} , se controla mediante los patrones de modulación del PWM en las estaciones VSC. Los cambios impuestos por el control PWM tienen lugar casi instantáneamente, dando como resultado un control rápido de las potencias activa y reactiva. La conmutación de los IGBT's controlada por el SPWM, hace que este tipo de convertidores puedan actuar como una fuente de potencia virtual inyectando o extrayendo las potencias activas y reactivas de forma independientemente e instantánea.

Una práctica común es usar el rectificador para regular la potencia transmitida a través del enlace y usar el inversor para regular el voltaje en su nodo de CD, mientras que al mismo tiempo ambas estaciones VSC ejercen control de las magnitudes de voltaje en sus terminales de CA correspondientes [28]. Haciendo uso de dos estaciones VSC, como los de la Fig. 3.4 (b), puede obtenerse el modelo en estado estacionario de un enlace VSC-HVDC, con configuración punto a punto, como se muestra en la Figura 3.7.

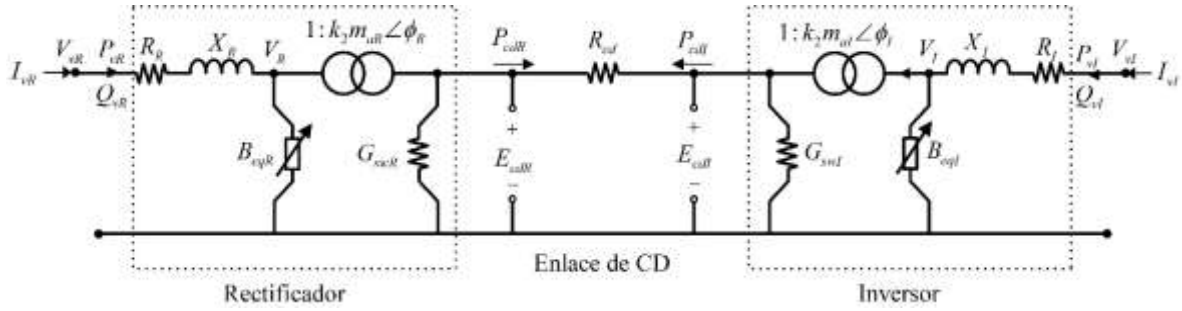


Figura 3.7 Circuito equivalente del enlace VSC-HVDC en estado estable

La Figura 3.7 representa el circuito equivalente del enlace VSC-HVDC, adecuado para su operación en estado estable. Tanto para la estación rectificadora como para la estación inversora, el transformador desfasador con tap complejo desacopla de forma angular, ambos extremos de conexión y proporciona la relación fundamental de voltaje de CA y de CD en cada estación convertidora mediante (3.43). Esto implica que se obtiene un circuito de CD con las tensiones E_{cdR} y E_{cdI} , siendo las variables de estado internas del enlace VSC-HVDC [6, 29]. También se asume que los capacitores e inductores de CD operan en un circuito abierto y un cortocircuito, respectivamente, en condiciones de estado estacionario.

Aplicando análisis nodal, la matriz de admitancia nodal para el sistema HVDC de la Figura 3.7 se representa como en (3.50).

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_{vR} \\ \mathbf{I}_{0vR} \\ \mathbf{I}_{vI} \\ \mathbf{I}_{0vI} \end{bmatrix} = \left\{ \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{AR} & \mathbf{Y}_{BR} & 0 & 0 \\ \mathbf{Y}_{CR} & \mathbf{Y}_{DR} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \mathbf{Y}_{AI} & \mathbf{Y}_{BI} \\ 0 & 0 & \mathbf{Y}_{CI} & \mathbf{Y}_{DI} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & G_{cd} & 0 & G_{cd} \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & G_{cd} & 0 & G_{cd} \end{bmatrix} \right\} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_{vR} \\ E_{dcR} \\ \mathbf{V}_{vI} \\ E_{dcI} \end{bmatrix} \quad (3.50)$$

donde $G_{cd}=R_{cd}^{-1}$. La estructura de (3.50) contiene dos términos matriciales cuyas entradas individuales corresponden a las matrices de admitancia nodal de las estaciones rectificadora e inversora y la matriz de admitancia de la línea de transmisión CD, los términos individuales de los términos matriciales de cada estación convertidora se muestran en las ecuaciones (3.51) y (3.52).

$$\begin{aligned} \mathbf{Y}_{AR} &= \mathbf{Y}_{1R} \\ \mathbf{Y}_{BR} &= -k_2 m_{aR} \angle \phi_R \cdot \mathbf{Y}_{1R} \\ \mathbf{Y}_{CR} &= -k_2 m_{aR} \angle -\phi_R \cdot \mathbf{Y}_{1R} \\ \mathbf{Y}_{DR} &= -k_2^2 m_{aR}^2 (\mathbf{Y}_{1R} + jB_{eqR}) + G_{swR} \end{aligned} \quad (3.51)$$

$$\begin{aligned}
 \mathbf{Y}_{AI} &= \mathbf{Y}_{I1} \\
 \mathbf{Y}_{BI} &= -k_2 m_{al} \angle \phi_l \cdot \mathbf{Y}_{I1} \\
 \mathbf{Y}_{CI} &= -k_2 m_{al} \angle -\phi_l \cdot \mathbf{Y}_{I1} \\
 \mathbf{Y}_{DI} &= -k_2^2 m_{al}^2 (\mathbf{Y}_{I1} + j\mathbf{B}_{eqI}) + G_{swI}
 \end{aligned} \tag{3.52}$$

donde $\mathbf{Y}_{IR} = (R_R + jX_R)^{-1}$ y $\mathbf{Y}_{II} = (R_I + jX_I)^{-1}$

Las ecuaciones de potencia nodal son el resultado de multiplicar los voltajes nodales por el conjugado de las corrientes nodales (3.50), como se muestra en (3.53).

$$\begin{bmatrix} \mathbf{S}_{vR} \\ \mathbf{S}_{0vR} \\ \mathbf{S}_{vI} \\ \mathbf{S}_{0vI} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{V}_{vR} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & E_{cdR} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \mathbf{V}_{vI} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & E_{cdI} \end{bmatrix} \left\{ \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{AR} & \mathbf{Y}_{BR} & 0 & 0 \\ \mathbf{Y}_{CR} & \mathbf{Y}_{DR} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \mathbf{Y}_{AI} & \mathbf{Y}_{BI} \\ 0 & 0 & \mathbf{Y}_{CI} & \mathbf{Y}_{DI} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & G_{cd} & 0 & G_{cd} \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & G_{cd} & 0 & G_{cd} \end{bmatrix} \right\} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_{vR} \\ E_{cdR} \\ \mathbf{V}_{vI} \\ E_{cdI} \end{bmatrix} \tag{3.53}$$

Si los voltajes nodales de las terminales de CA se definen en coordenadas polares, $V_{vR} = V_{vR} \angle \theta_{vR}$ y $V_{vI} = V_{vI} \angle \theta_{vI}$, entonces se llega a las ecuaciones de inyección de potencia nodal (3.54) - (3.61), después de emplear algebra compleja y al separar los términos reales e imaginarios,

$$P_{vR} = V_{vR}^2 G_R - k_2 m_{aR} V_{vR} E_{cdR} [G_R \cos(\gamma_R) + B_R \sin(\gamma_R)] \tag{3.54}$$

$$Q_{vR} = -V_{vR}^2 B_R - k_2 m_{aR} V_{vR} E_{cdR} [G_R \sin(\gamma_R) - B_R \cos(\gamma_R)] \tag{3.55}$$

$$P_{0vR} = k_2^2 m_{aR}^2 E_{cdR}^2 G_R - k_2 m_{aR} V_{vR} E_{cdR} [G_R \cos(\gamma_R) - B_R \sin(\gamma_R)] + E_{cdR}^2 G_{0R} (I_{vR} / I_{nom})^2 \tag{3.56}$$

$$\begin{aligned}
 Q_{0vR} &= -k_2^2 m_{aR}^2 E_{cdR}^2 B_R + k_2 m_{aR} V_{vR} E_{cdR} [G_R \cos(\gamma_R) + B_R \sin(\gamma_R)] - \\
 &E_{cdR}^2 G_{0R} (I_{vR} / I_{nom})^2 - k_2^2 m_{aR}^2 E_{cdR}^2 B_{eqR}
 \end{aligned} \tag{3.57}$$

$$P_{vI} = V_{vI}^2 G_I - k_2 m_{al} V_{vI} E_{cdI} [G_I \cos(\gamma_I) + B_I \sin(\gamma_I)] \tag{3.58}$$

$$Q_{vI} = -V_{vI}^2 B_I - k_2 m_{al} V_{vI} E_{cdI} [G_I \sin(\gamma_I) - B_I \cos(\gamma_I)] \tag{3.59}$$

$$P_{0vI} = k_2^2 m_{al}^2 E_{cdI}^2 G_I - k_2 m_{al} V_{vI} E_{cdI} [G_I \cos(\gamma_I) - B_I \sin(\gamma_I)] + E_{cdI}^2 G_{0I} (I_{vI} / I_{nom})^2 \tag{3.60}$$

$$\begin{aligned}
 Q_{0vI} &= -k_2^2 m_{al}^2 E_{cdI}^2 B_I + k_2 m_{al} V_{vI} E_{cdI} [G_I \cos(\gamma_I) + B_I \sin(\gamma_I)] - \\
 &E_{cdI}^2 G_{0I} (I_{vI} / I_{nom})^2 - k_2^2 m_{al}^2 E_{cdI}^2 B_{eqI}
 \end{aligned} \tag{3.61}$$

donde la diferencia angular entre los voltajes de las terminales de CA de los convertidores VSC y los ángulos de los taps complejos de los transformadores desfasadores son

$\gamma_R = \theta_{vR} - \phi_R$ y $\gamma_I = \theta_{vI} - \phi_I$, para las estaciones rectificadora e inversora, respectivamente. Las ecuaciones (3.62) y (3.63) completan el conjunto de ecuaciones correspondientes al enlace VSC-HVDC. En ellas P_{cdR} representa la potencia que fluye desde el bus de CD del rectificador hacia el bus de CD del inversor y P_{cdI} es la potencia que fluye en sentido opuesto.

$$P_{cdR} = (E_{cdR}^2 - E_{cdR}E_{cdI})G_{cd} \quad (3.62)$$

$$P_{cdI} = (E_{cdI}^2 - E_{cdI}E_{cdR})G_{cd} \quad (3.63)$$

Las expresiones para calcular la corriente que fluye por la terminal de CA de cada convertidor son las siguientes [6].

$$I_{vR}^2 = (G_R^2 + B_R^2) \left[V_{vR}^2 + k_2^2 m_{aR}^2 E_{cdR}^2 - 2k_2 m_{aR} V_{vR} E_{cdR} \cos(\gamma_R) \right] \quad (3.64)$$

$$I_{vI}^2 = (G_I^2 + B_I^2) \left[V_{vI}^2 + k_2^2 m_{aI}^2 E_{cdI}^2 - 2k_2 m_{aI} V_{vI} E_{cdI} \cos(\gamma_I) \right] \quad (3.65)$$

3.2.4 Modelo del enlace VSC-HVDC en configuración punto a punto con capacidad de regulación de potencia de CD

Desde el punto de vista del modelado matemático de sistemas eléctricos, un sistema VSC-HVDC que conecta dos redes de CA independientes requerirá un nodo compensador en cada sistema de CA, con el fin de hacer posible el control de flujo de potencia. Esto es así porque las pérdidas de potencia no pueden conocerse a priori en el sistema alimentado por el inversor. Por otro lado, en el caso de un enlace VSC-HVDC que interconecta dos nodos de una misma red mallada, se requerirá sólo un generador compensador.

La práctica habitual de controlar el flujo de potencia en el enlace de CD a un valor programado con el rectificador y el voltaje de CD en su valor nominal con el inversor se adopta en el modelo VSC-HVDC de estado estacionario implementado y analizado en esta tesis. Las ecuaciones de desajuste que surgen de la diferencia entre la potencia neta y la potencia calculada, en los buses vR , vI y nodos de CD del sistema VSC-HVDC, se utilizan para determinar el punto de equilibrio en estado estacionario de las redes de potencia y del sistema HVDC. El conjunto de las ecuaciones (3.66) -(3.77) incluye las expresiones de flujo de potencia de los transformadores OLTC. Estas ecuaciones deben resolverse junto con las ecuaciones de flujo de potencia de la red de CA interconectadas para dar una solución unificada al sistema [6, 29].

$$\Delta P_k = -P_{kltc} - P_{dk} - P_k^{cal} \quad (3.66)$$

$$\Delta Q_k = -Q_{kltc} - Q_{dk} - Q_k^{cal} \quad (3.67)$$

$$\Delta P_{vR} = -P_{vR} - P_{dvR} - P_{vRltc} \quad (3.68)$$

$$\Delta Q_{vR} = -Q_{vR} - Q_{dvR} - Q_{vRltc} \quad (3.69)$$

$$\Delta Q_{0vR} = -Q_{0vR} \quad (3.70)$$

$$\Delta P_{0vR} = -(P_{0vR} + P_{cdR}) \quad (3.71)$$

$$\Delta P_m = -P_{mltc} - P_{dm} - P_m^{cal} \quad (3.72)$$

$$\Delta Q_m = -Q_{mltc} - Q_{dm} - Q_m^{cal} \quad (3.73)$$

$$\Delta P_{vI} = -P_{vI} - P_{dvI} - P_{vIltc} \quad (3.74)$$

$$\Delta Q_{vI} = -Q_{vI} - Q_{dvI} - Q_{vIltc} \quad (3.75)$$

$$\Delta Q_{0vI} = -Q_{0vI} \quad (3.76)$$

$$\Delta P_{0vI} = -(P_{0vI} + P_{cdI}) \quad (3.77)$$

donde las potencias P_{kltc} , Q_{kltc} , P_{mltc} , Q_{mltc} , P_{vRltc} , Q_{vRltc} , P_{vIltc} y Q_{vIltc} se calculan con las ecuaciones (3.46) -(3.49) y P_k^{cal} , Q_k^{cal} , P_m^{cal} y Q_m^{cal} se calculan con las ecuaciones (3.36) y (3.37). Además, debido a la necesidad de controlar la potencia que fluye por el enlace de CD es necesario definir una ecuación de restricción que garantice que la potencia en el enlace de CD llegue a un valor especificado (programado), como se muestra en (3.78). La variable de estado estacionario asociada con el control de la potencia de CD, que circula por el enlace, será el voltaje de CD de la estación rectificadora E_{cdR} .

$$\Delta P_{prog} = -(P_{prog} + P_{0vR}) \quad (3.78)$$

El objetivo general del modelo del enlace VSC-HVDC es regular la magnitud del voltaje en ambos lados de CA del enlace HVDC manteniendo constante el voltaje de CD del inversor. Por lo tanto, los voltajes V_{vR} , V_{vI} y E_{cdI} no forman parte del conjunto de variables de estado que deben calcularse durante la formulación del problema de flujos de potencia con enlaces HVDC. El conjunto de ecuaciones de desajuste de potencia del enlace VSC-HVDC está dado por (3.66) -(3.78). Estas ecuaciones tienen que ser integradas en el conjunto de ecuaciones de desajuste de toda la red para calcular el punto de equilibrio del sistema. Finalmente la ecuación (3.79) permite obtener el vector de desajustes de potencia y el vector de correcciones en cada iteración.

$$[\Delta F]' = - \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{RR} & \mathbf{0} & \mathbf{J}_{Ra} \\ \mathbf{0} & \mathbf{J}_{II} & \mathbf{0} \\ \mathbf{J}_{aR} & \mathbf{0} & \frac{\partial \Delta P_{0vR}}{\partial E_{cdR}} \end{bmatrix} [\Delta z]' \quad (3.79)$$

donde las entradas $\mathbf{0}$ son matrices de valor 0 con dimensiones adecuadas para conformar la matriz \mathbf{J} . Las matrices individuales de cada estación VSC, \mathbf{J}_{RR} y \mathbf{J}_{II} , junto con los vectores que contienen las derivadas con respecto al voltaje de CD del rectificador, \mathbf{J}_{aR} y \mathbf{J}_{Ra} , se muestran en (3.80)-(3.82).

$$\mathbf{J}_{RR} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial \Delta P_k}{\partial T_{vR}} & \frac{\partial \Delta P_k}{\partial \theta_{vR}} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial T_{vR}} & \frac{\partial \Delta Q_k}{\partial \theta_{vR}} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial \Delta P_{vR}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial \Delta P_{vR}}{\partial T_{vR}} & \frac{\partial \Delta P_{vR}}{\partial \theta_{vR}} & \frac{\partial \Delta P_{vR}}{\partial m_{aR}} & 0 & \frac{\partial \Delta P_{vR}}{\partial \phi_R} \\ \frac{\partial \Delta Q_{vR}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial \Delta Q_{vR}}{\partial T_{vR}} & \frac{\partial \Delta Q_{vR}}{\partial \theta_{vR}} & \frac{\partial \Delta Q_{vR}}{\partial m_{aR}} & 0 & \frac{\partial \Delta Q_{vR}}{\partial \phi_R} \\ 0 & 0 & \frac{\partial \Delta Q_{0vR}}{\partial \theta_{vR}} & \frac{\partial \Delta Q_{0vR}}{\partial m_{aR}} & \frac{\partial \Delta Q_{0vR}}{\partial B_{eqR}} & \frac{\partial \Delta Q_{0vR}}{\partial \phi_R} \\ 0 & 0 & \frac{\partial \Delta P_{prog}}{\partial \theta_{vR}} & \frac{\partial \Delta P_{prog}}{\partial m_{aR}} & 0 & \frac{\partial \Delta P_{prog}}{\partial \phi_R} \end{bmatrix} \quad (3.80)$$

$$\mathbf{J}_{II} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial \Delta P_m}{\partial T_{vI}} & \frac{\partial \Delta P_m}{\partial \theta_{vI}} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial \Delta Q_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial \Delta Q_m}{\partial T_{vI}} & \frac{\partial \Delta Q_m}{\partial \theta_{vI}} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial \Delta P_{vI}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial \Delta P_{vI}}{\partial T_{vI}} & \frac{\partial \Delta P_{vI}}{\partial \theta_{vI}} & \frac{\partial \Delta P_{vI}}{\partial m_{aI}} & 0 & \frac{\partial \Delta P_{vI}}{\partial \phi_I} \\ \frac{\partial \Delta Q_{vI}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial \Delta Q_{vI}}{\partial T_{vI}} & \frac{\partial \Delta Q_{vI}}{\partial \theta_{vI}} & \frac{\partial \Delta Q_{vI}}{\partial m_{aI}} & 0 & \frac{\partial \Delta Q_{vI}}{\partial \phi_I} \\ 0 & 0 & \frac{\partial \Delta Q_{0vI}}{\partial \theta_{vI}} & \frac{\partial \Delta Q_{0vI}}{\partial m_{aI}} & \frac{\partial \Delta Q_{0vI}}{\partial B_{eqI}} & \frac{\partial \Delta Q_{0vI}}{\partial \phi_I} \\ 0 & 0 & \frac{\partial \Delta P_{0vI}}{\partial \theta_{vI}} & \frac{\partial \Delta P_{0vI}}{\partial m_{aI}} & 0 & \frac{\partial \Delta P_{0vI}}{\partial \phi_I} \end{bmatrix} \quad (3.81)$$

$$\mathbf{J}_{aR} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \frac{\partial \Delta P_{0vR}}{\partial \theta_{vR}} & \frac{\partial \Delta P_{0vR}}{\partial m_{aR}} & 0 & \frac{\partial \Delta P_{0vR}}{\partial \phi_R} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{J}_{Ra} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \frac{\partial \Delta P_{vR}}{\partial E_{cdR}} & \frac{\partial \Delta Q_{vR}}{\partial E_{cdR}} & \frac{\partial \Delta Q_{0vR}}{\partial E_{cdR}} & \frac{\partial \Delta P_{prog}}{\partial E_{cdR}} \end{bmatrix}^T \quad (3.82)$$

Los vectores de desajustes de potencia y de correcciones se muestran en (3.83) y (3.84), respectivamente. Las variables de estado de los VSC que comprenden el enlace VSC-HVDC en configuración punto a punto, incluyendo la tensión continua E_{cdR} , se actualizan en cada iteración i empleando la ecuación (3.85).

$$[\Delta F]^i = \begin{bmatrix} \Delta P_k & \Delta Q_k & \Delta P_{vR} & \Delta Q_{vR} & \Delta Q_{0vR} & \Delta P_{prog} & \Delta P_m & \Delta Q_m & \Delta P_{vI} & \Delta Q_{vI} & \Delta Q_{0vI} & \Delta P_{0vI} & \Delta P_{0vR} \end{bmatrix}^T \quad (3.83)$$

$$[\Delta z]^i = \begin{bmatrix} \Delta \theta_k & \Delta T_{vR} & \Delta \theta_{vR} & \Delta m_{aR} & \Delta B_{eqR} & \Delta \phi_R & \Delta \theta_m & \Delta T_{vI} & \Delta \theta_{vI} & \Delta m_{aI} & \Delta B_{eqI} & \Delta \phi_I & \Delta E_{cdR} \end{bmatrix}^T \quad (3.84)$$

$$[z]^{i+1} = [z]^i + [\Delta z]^i \quad (3.85)$$

3.2.5 Inicialización de las variables de estado del enlace VSC-HVDC

Las variables del enlace VSC-HVDC deben tener un valor inicial apropiado con la finalidad de garantizar la convergencia del método iterativo. Los ángulos de los voltajes nodales, θ_k , θ_m , θ_{vR} , θ_{vI} y los ángulos del transformador desfasador, ϕ_R y ϕ_I , deben ser inicializados en 0. Los índices de modulación m_{aR} , m_{aI} y la magnitud de los taps T_{vR} y T_{vI} se inician en 1, B_{eqR} y B_{eqI} en un valor de 0.

Capítulo 4

Casos de estudio

En este capítulo se analizan algunos de los beneficios técnicos de incorporar enlaces VSC-HVDC a las redes eléctricas operando en estado estacionario. Es preciso mencionar que esta tesis enfoca esfuerzos en la operación en régimen permanente de redes eléctricas con enlaces HVDC. Sin embargo, el algoritmo desarrollado en este trabajo puede ser utilizado como base para realizar simulaciones dinámicas de este tipo de sistemas híbridos CA/CD [6]. Lo anterior, por supuesto, no forma parte de los análisis que aquí se presentan.

Para poder desarrollar los casos de estudio de este capítulo fue necesario generar un programa numérico en Matlab[®] para obtener estudios de flujos de potencia empleando el método Newton-Raphson. Posteriormente se implementó el modelo matemático de los enlaces VSC-HVDC dentro de la formulación mencionada, dando como resultado un programa de simulación versátil que permite encontrar puntos de equilibrio, en estado estacionario, de redes eléctricas de CA/CD que incorporan enlaces VSC-HVDC. En este contexto, el programa permite realizar estudios de flujos de potencia incorporando enlaces VSC-HVDC en los sistemas eléctricos de manera unificada. Éste obtiene las variables de estado del sistema eléctrico y de los enlaces VSC-HVDC, calcula los flujos de potencia en los elementos red y del enlace de CD, junto con la potencia generada por las máquinas definidas como compensadoras. El programa también calcula las pérdidas de potencia activa del sistema de CA y de los diferentes elementos que conforman el enlace VSC-HVDC. Cabe destacar que el programa desarrollado permite simular varios enlaces HVDC de manera simultánea.

En este capítulo se analizan tres sistemas eléctricos de potencia. El primer sistema se compone dos redes pequeñas de CA interconectadas mediante un enlace HVDC, con el objetivo de validar el método programado en Matlab[®], tomando como referencia los datos arrojados por el software Simulink[®]. Debido a que Simulink[®] permite observar el comportamiento de los sistemas eléctricos de manera dinámica fue necesario tomar las mediciones en un instante de tiempo en el cual se observará que el sistema operaba en estado estacionario. El segundo y tercer sistema, de 5 y 39 nodos (sistemas de IEEE de prueba) se analizan con la finalidad de observar los cambios en el perfil de voltaje de la red y en los

flujos de potencia en ambos sistemas mediante la comparación de los resultados obtenidos sin incorporar enlaces VSC-HVDC e incorporando enlaces VSC-HVDC. Además, estos casos de estudio permitieron obtener conclusiones acerca del uso del método iterativo Newton-Raphson para elaborar estudios de flujo de potencia en estado estacionario con sistemas híbridos CA/CD con enlaces VSC-HVDC.

4.1 Validación del programa desarrollado en Matlab® para calcular flujos de potencia incorporando enlaces VSC-HVDC

La validación del modelo del enlace VSC-HVDC se lleva a cabo mediante la comparación de los resultados obtenidos con el software de simulación Simulink®, módulo SymPowerSystems, y el modelo del enlace VSC-HVDC reportado en la sección 3.3 de esta Tesis. El sistema empleado para la validación es el mostrado en la Figura 4.1. El cual es una versión modificada del sistema VSC-HVDC disponible en la sección “demos” de Simulink® con el nombre de *VSC-Based HVDC Transmission System (Detailed model)*. El sistema comprende dos redes independientes de CA (2000 MVA, 230 kV, 50 Hz), cuya interconexión se realiza a través de un enlace VSC-HVDC con una potencia nominal de 200 MVA y un voltaje de ± 100 kV de CD con una longitud de cable de CD de 75 km. La impedancia de fuente es $0.0086+j0.0492$ para ambos extremos del enlace.

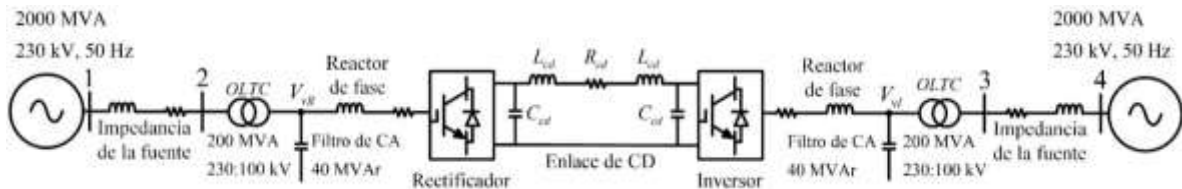


Figura 4.1 Sistema empleado para validar el modelo del enlace VSC-HVDC en estado estacionario

Ambas estaciones convertidoras comprenden un transformador reductor, filtros de CA, reactores, condensadores y filtros de CD. Los parámetros del enlace VSC-HVDC empleado en esta sección se muestran en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1 Parámetros en p.u. de los elementos del enlace HVDC de la Figura 4.1

S_{nom}	P_{prog}	R_{cd}	E_{cdI}	G_{OI}, G_{OR}	R_I, R_R
2.0	2.0	0.02135	1.0	4e-3	0.0
X_I, X_R	R_{fI}, R_{fR}	X_{fI}, X_{fR}	B_{fI}, B_{fR}	R_{lIc}	X_{lIc}
0.0	1.8e-3	0.075	0.4	2.5e-3	0.075

Las ecuaciones de desajuste de potencia nodal, para el sistema HVDC de la Fig. 4.1, se muestran en (4.1)-(4.13). En este sistema, los nodos 1 y 4 se definen como nodos compensadores para su red correspondiente de CA. Note que al estar definidos como nodos compensadores, no agregan ecuaciones de desajuste de potencia nodal, por lo que las ecuaciones a resolver son muy similares a las mostradas en la sección 3.3.

$$\Delta P_2 = -P_{2ltc} - P_{d2} - P_2^{cal} \quad (4.1)$$

$$\Delta Q_2 = -Q_{2ltc} - Q_{d2} - Q_2^{cal} \quad (4.2)$$

$$\Delta P_{vR} = -P_{vR} - P_{vRltc} \quad (4.3)$$

$$\Delta Q_{vR} = -Q_{vR} - Q_{dvR} - Q_{vRltc} \quad (4.4)$$

$$\Delta Q_{0vR} = -Q_{0vR} \quad (4.5)$$

$$\Delta P_{0vR} = -(P_{0vR} + P_{cdR}) \quad (4.6)$$

$$\Delta P_{prog} = -(P_{prog} + P_{0vR}) \quad (4.7)$$

$$\Delta P_3 = -P_{3ltc} - P_{d3} - P_3^{cal} \quad (4.8)$$

$$\Delta Q_3 = -Q_{3ltc} - Q_{d3} - Q_3^{cal} \quad (4.9)$$

$$\Delta P_{vI} = -P_{vI} - P_{vIltc} \quad (4.10)$$

$$\Delta Q_{vI} = -Q_{vI} - Q_{dvI} - Q_{vIltc} \quad (4.11)$$

$$\Delta Q_{0vI} = -Q_{0vI} \quad (4.12)$$

$$\Delta P_{0vI} = -(P_{0vI} + P_{cdI}) \quad (4.13)$$

Los vectores de desajuste de potencia y de correcciones son:

$$[\Delta F]^i = \left[\Delta P_2 \quad \Delta Q_2 \quad \Delta P_{vR} \quad \Delta Q_{vR} \quad \Delta Q_{0vR} \quad \Delta P_{prog} \quad \Delta P_3 \quad \Delta Q_3 \quad \Delta P_{vI} \quad \Delta Q_{vI} \quad \Delta Q_{0vI} \quad \Delta P_{0vI} \quad \Delta P_{0vR} \right]^T \quad (4.14)$$

$$[\Delta Z]^i = \left[\Delta \theta_2 \quad \Delta T_{vR} \quad \Delta \theta_{vR} \quad \Delta m_{aR} \quad \Delta B_{eqR} \quad \Delta \phi_R \quad \Delta \theta_3 \quad \Delta T_{vI} \quad \Delta \theta_{vI} \quad \Delta m_{aI} \quad \Delta B_{eqI} \quad \Delta \phi_I \quad \Delta E_{cdR} \right]^T \quad (4.15)$$

La solución de sistema se lleva a cabo mediante el uso de las ecuaciones (4.16) y (4.20), estas permiten encontrar el vector de correcciones y el valor las variables de estado tras cada iteración, respectivamente.

$$[\Delta F]^i = - \left[\begin{array}{cc|c} \mathbf{J}_{RR} & \mathbf{0} & \mathbf{J}_{Ra} \\ \mathbf{0} & \mathbf{J}_{\Pi} & \mathbf{0} \\ \hline \mathbf{J}_{aR} & \mathbf{0} & \frac{\partial \Delta P_{0vR}}{\partial E_{cdR}} \end{array} \right]^i [\Delta Z]^i \quad (4.16)$$

donde \mathbf{J}_{RR} , \mathbf{J}_{II} , \mathbf{J}_{aR} y \mathbf{J}_{Ra} son las ecuaciones (4.17) (4.18) y (4.19), respectivamente.

$$\mathbf{J}_{RR} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial \Delta P_2}{\partial T_{vR}} & \frac{\partial \Delta P_2}{\partial \theta_{vR}} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial \Delta Q_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial \Delta Q_2}{\partial T_{vR}} & \frac{\partial \Delta Q_2}{\partial \theta_{vR}} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial \Delta P_{vR}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial \Delta P_{vR}}{\partial T_{vR}} & \frac{\partial \Delta P_{vR}}{\partial \theta_{vR}} & \frac{\partial \Delta P_{vR}}{\partial m_{aR}} & 0 & \frac{\partial \Delta P_{vR}}{\partial \phi_R} \\ \frac{\partial \Delta Q_{vR}}{\partial \theta_2} & \frac{\partial \Delta Q_{vR}}{\partial T_{vR}} & \frac{\partial \Delta Q_{vR}}{\partial \theta_{vR}} & \frac{\partial \Delta Q_{vR}}{\partial m_{aR}} & 0 & \frac{\partial \Delta Q_{vR}}{\partial \phi_R} \\ 0 & 0 & \frac{\partial \Delta Q_{0vR}}{\partial \theta_{vR}} & \frac{\partial \Delta Q_{0vR}}{\partial m_{aR}} & \frac{\partial \Delta Q_{0vR}}{\partial B_{eqR}} & \frac{\partial \Delta Q_{0vR}}{\partial \phi_R} \\ 0 & 0 & \frac{\partial \Delta P_{prog}}{\partial \theta_{vR}} & \frac{\partial \Delta P_{prog}}{\partial m_{aR}} & 0 & \frac{\partial \Delta P_{prog}}{\partial \phi_R} \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

$$\mathbf{J}_{II} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial \Delta P_3}{\partial T_{vI}} & \frac{\partial \Delta P_3}{\partial \theta_{vI}} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial \Delta Q_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial \Delta Q_3}{\partial T_{vI}} & \frac{\partial \Delta Q_3}{\partial \theta_{vI}} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial \Delta P_{vI}}{\partial \theta_3} & \frac{\partial \Delta P_{vI}}{\partial T_{vI}} & \frac{\partial \Delta P_{vI}}{\partial \theta_{vI}} & \frac{\partial \Delta P_{vI}}{\partial m_{aI}} & 0 & \frac{\partial \Delta P_{vI}}{\partial \phi_I} \\ \frac{\partial \Delta Q_{vI}}{\partial \theta_3} & \frac{\partial \Delta Q_{vI}}{\partial T_{vI}} & \frac{\partial \Delta Q_{vI}}{\partial \theta_{vI}} & \frac{\partial \Delta Q_{vI}}{\partial m_{aI}} & 0 & \frac{\partial \Delta Q_{vI}}{\partial \phi_I} \\ 0 & 0 & \frac{\partial \Delta Q_{0vI}}{\partial \theta_{vI}} & \frac{\partial \Delta Q_{0vI}}{\partial m_{aI}} & \frac{\partial \Delta Q_{0vI}}{\partial B_{eqI}} & \frac{\partial \Delta Q_{0vI}}{\partial \phi_I} \\ 0 & 0 & \frac{\partial \Delta P_{0vI}}{\partial \theta_{vI}} & \frac{\partial \Delta P_{0vI}}{\partial m_{aI}} & 0 & \frac{\partial \Delta P_{0vI}}{\partial \phi_I} \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

$$\mathbf{J}_{aR} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \frac{\partial \Delta P_{0vR}}{\partial \theta_{vR}} & \frac{\partial \Delta P_{0vR}}{\partial m_{aR}} & 0 & \frac{\partial \Delta P_{0vR}}{\partial \phi_R} \end{bmatrix}, \quad \mathbf{J}_{Ra} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \frac{\partial \Delta P_{vR}}{\partial E_{cdR}} & \frac{\partial \Delta Q_{vR}}{\partial E_{cdR}} & \frac{\partial \Delta Q_{0vR}}{\partial E_{cdR}} & \frac{\partial \Delta P_{prog}}{\partial E_{cdR}} \end{bmatrix}^T \quad (4.19)$$

$$[z]^{i+1} = [z]^i + [\Delta z]^i \quad (4.20)$$

La Tabla 4.2 muestra la solución obtenida al ejecutar el programa desarrollado. Estos datos son obtenidos tras alcanzar una tolerancia de $\epsilon \leq 1e-6$, la cual se logra después de 5 iteraciones, tal como se reporta en las Tabla 4.2 y Tabla 4.3. En esta última, se observa que

los desajustes de las potencias nodales disminuyen considerablemente tras cada iteración. En el caso particular de la variable θ_2 se observa que el ajuste más apreciable se da en la transición de la iteración 1 a la iteración 2, modificándose de -5.5443° a -5.8430° . También se aprecia que el menor ajuste se genera entre la iteración 4 a la iteración 5, donde el método exhibe una convergencia acelerada para obtener los valores de las variables de estado que solucionan el problema de flujos de potencia.

Tabla 4.2 Valores de las variables de estado obtenidas empleando el programa elaborado en Matlab®

Iteración	θ_2 [°]	T_{vR}	θ_{vR} [°]	m_{aR}	B_{eqR} [p.u.]	ϕ_R [°]	E_{cdR} [p.u.]
1	-5.5443	0.8901	-13.5823	0.8101	-0.9571	-19.9376	1.0107
2	-5.8430	0.9099	-15.1203	0.8541	0.0910	-22.8705	1.0105
3	-5.8661	0.9102	-15.1241	0.8552	0.0439	-22.8102	1.0105
4	-5.8561	0.9102	-15.1242	0.8552	0.0441	-22.8106	1.0105
5	-5.8561	0.9102	-15.1242	0.8552	0.0441	-22.8106	1.0105
Iteración	θ_3 [°]	T_{vI}	θ_{vI} [°]	m_{aI}	B_{eqI} [p.u.]	ϕ_I [°]	
1	5.7992	0.9967	14.4671	0.7976	-0.8836	21.6598	
2	5.4408	1.0147	13.5209	0.8292	0.1949	21.7950	
3	5.4350	1.0147	13.5169	0.8296	0.1441	21.7381	
4	5.4350	1.0147	13.5169	0.8296	0.1442	21.7381	
5	5.4350	1.0147	13.5169	0.8296	0.1442	21.7381	

Tabla 4.3 Desajustes de potencia nodal (en p.u.) obtenidos empleando el programa elaborado en Matlab®

Iteración	ΔP_2	ΔQ_2	ΔP_{vR}	ΔQ_{vR}	ΔQ_{0vR}	ΔP_{prog}	ΔP_{0vR}
1	0.1353	1.7795	0.0080	1.3215	-2.5582	-2.0789	-0.0789
2	0.1963	-0.2174	0.1216	-0.4287	-0.2168	-0.4141	-0.4354
3	-0.0056	-0.0038	-0.0132	-0.0161	0.0683	0.0142	0.0142
4	6e-7	-5e-7	210e-7	-88e-7	-1604e-7	-247e-7	-247e-7
5	-7e-13	-11e-13	-200e-13	-222e-13	3055e-13	161e-13	161e-13
Iteración	ΔP_3	ΔQ_3	ΔP_{vI}	ΔQ_{vI}	ΔQ_{0vI}	ΔP_{0vI}	
1	-0.0419	-0.2395	0.0689	3.2786	-3.4721	-0.1155	
2	-0.0342	-0.2575	-0.4170	-0.2494	-0.4503	0.3471	
3	-0.0026	-0.0007	0.0118	-0.0087	0.0584	-0.0114	
4	0	-1e-7	-80e-7	-46e-7	-678e-7	69e-7	
5	-0	-1e-13	22e-13	-17e-13	563e-13	-26e-13	

La Tabla 4.4 muestra una comparación entre los resultados obtenidos con el método desarrollado en Matlab® y los valores de estado estacionario obtenidos en SimPowerSystems, mediante una simulación transitoria. Como es de esperarse, se observa que se presentan

ligeras discrepancias en los valores reportado debido a que los métodos de solución son fundamentalmente diferentes. Sin embargo, los resultados obtenidos son lo suficientemente cercanos a los obtenidos en el software comercial Simulink® para validar el método desarrollado en Matlab® puesto que el porcentaje de error entre las variables de estado y flujo de potencia es menor al 0.96%.

Tabla 4.4 Comparación de resultados del modelo programado en Matlab® y de la simulación en SimPowerSystems

Herramienta de solución	E_{cdR} [p.u.]	E_{cdI} [p.u.]	m_{aR}	m_{aI}	$-P_{cdI}$ [p.u.]
Método programado en Matlab®	1.0105	1.0000	0.8552	0.8296	1.9791
Simulink®	1.0007	0.9968	0.8499	0.8301	1.9795
% de error	0.96%	0.32%	0.61%	0.06%	0.02%

En la Figura 4.2 se muestran los flujos de potencia del sistema de 4 nodos, obtenidos con el algoritmo programado en Matlab®, la magnitud de la potencia que circula en el cable de CD desde el rectificador al inversor es de 200 MW. Con estos resultados se pueden inferir las pérdidas de potencia de todo el sistema de CA/CD.

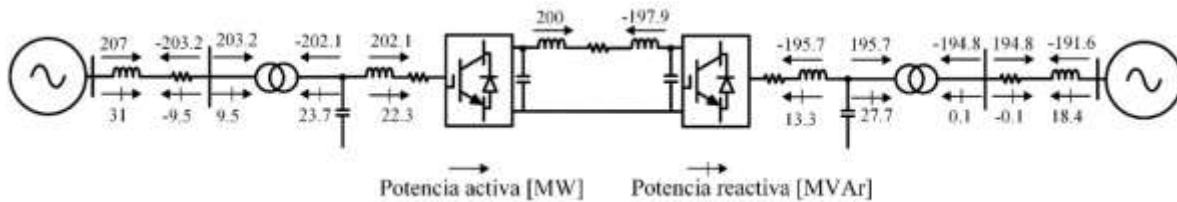


Figura 4.2 Flujos de potencia del sistema de 4 nodos de CA con un enlace VSC-HVDC

4.2 Sistema de 5 nodos incorporando un enlace VSC-HVDC

El sistema de 5 nodos (disponible en [30]) se modifica ligeramente para incorporar un enlace HVDC. El objetivo de este caso de estudio es comparar los resultados del estudio de flujos de potencia en dos escenarios operativos. En el primer caso, se obtendrán los resultados del sistema original sin enlace de CD, y en el segundo caso se sustituye la línea de transmisión situada entre los nodos 3 y 4 por un enlace HVDC, tal como se muestra en la Figura 4.3. En este último escenario se asume que la magnitud del voltaje de los nodos en los cuales se ha incorporado el enlace (nodos 3 y 4) se controla a 1 p.u., mediante la acción de los OLTC correspondientes del enlace VSC-HVDC.

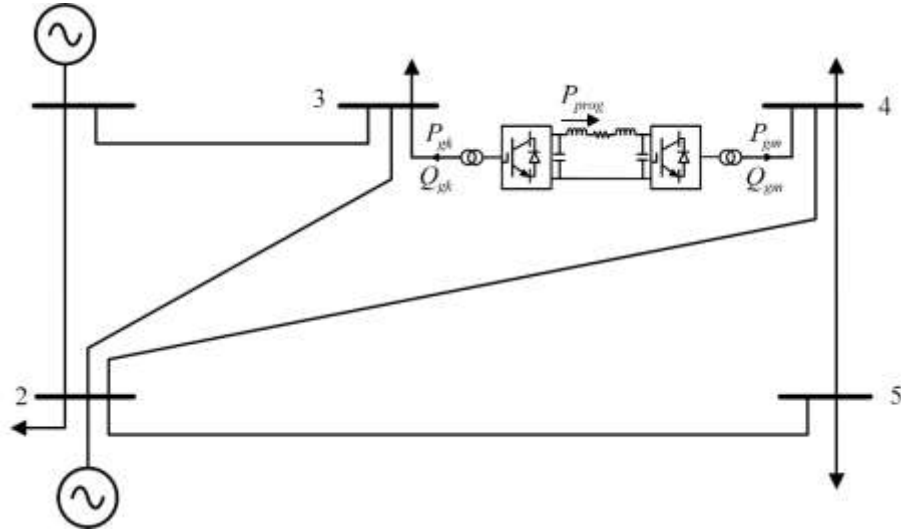


Figura 4.3 Sistema de 5 nodos incorporando un enlace VSC-HVDC.

Los parámetros del enlace se muestran en la Tabla 4.5, en donde se fija la potencia de CD en $P_{prog} = 50$ MW. El enlace VSC-HVDC en este sistema se denomina empotrado debido a que la frecuencia de todos los sistemas VSC-HVDC es la misma y ambos extremos del enlace están conectados a la misma red. En este sentido, dado que el sistema eléctrico es mallado, el generador ubicado en el nodo 1, compensa las pérdidas de potencia en los elementos de transmisión además de que provee la referencia angular para todo el sistema de CA.

Tabla 4.5 Parámetros en p.u. del enlace HVDC de la Fig. 4.3

S_{nom}	P_{prog}	R_{cd}	E_{cdI}	G_{OI}, G_{OR}	R_I, R_R
2.0	0.5	0.02135	1.0	4e-3	0.0
X_I, X_R	R_{fI}, R_{fR}	X_{fI}, X_{fR}	B_{fI}, B_{fR}	R_{ltc}	X_{ltc}
0.0	1.8e-3	0.075	0.4	2.5e-3	0.075

En la Tabla 4.6 se muestran los valores de mayor interés del enlace HVDC. Se nota que la estación rectificadora inyecta 22.2861 MVar y la estación inversora inyecta 7.0531 MVar hacia la red para controlar el voltaje en sus terminales de CA. Las pérdidas del rectificador son 0.15 MW y las del inversor 0.20 MW, las cuales son bajas en relación a los 50 MW que maneja el enlace y con los 200 MVA de capacidad del enlace HVDC. En este caso, puede observarse que el ángulo del tap complejo del transformador desfasador ϕ es negativo cuando el convertidor VSC actúa como rectificador y es positivo cuando funciona como inversor.

Tabla 4.6 Valores relevantes del enlace HVDC de la Figura 4.3

Convertidor	P_{gk}, P_{gm}	Q_{gk}, Q_{gm}	E_{cd}	m_a	ϕ	B_{eq}	OLTC	Pérdidas
	[MW]	[MVA _r]	[p.u.]		[grados]	[p.u.]	Tap	[MW]
Rectificador	-50.23	22.29	1.0026	0.8574	-10.6778	-0.1725	0.9515	0.15
Inversor	49.61	7.05	1.0000	0.8082	1.8003	-0.3008	0.9953	0.20

En la Tabla 4.7 se presenta el perfil de voltaje del sistema de 5 nodos sin el enlace HVDC y con el enlace HVDC. Note que en el nodo 5 la magnitud del voltaje nodal pasa de 0.9717 p.u. a 0.9774 p.u., acercándose más a su valor nominal cuando el enlace de CD está presente. Como era de esperarse, el perfil de voltaje en los nodos del sistema de CA es mejor cuando los OLTC de las estaciones VSC están inyectando potencia reactiva hacia la red para controlar su voltaje en terminales correspondiente.

Tabla 4.7 Voltajes nodales del sistema de 5 nodos sin el enlace HVDC y con el enlace HVDC.

Nodo	Sin HVDC		Con HVDC	
	V [p.u.]	θ [grados]	V [p.u.]	θ [grados]
1	1.0600	0.0000	1.0600	0.0000
2	1.0000	-2.0612	1.0000	-1.6467
3	0.9872	-4.6367	1.0000	-6.6244
4	0.9841	-4.9578	1.0000	-2.4708
5	0.9717	-5.7449	0.9774	-4.6396

La Figura 4.4 muestra los flujos de potencia del sistema original. Los flujos de potencia de la red cuando se agrega un enlace VSC-HVDC a la red entre los nodos 3 y 4 se muestran en la Figura 4.5. Se observa que el fijar la potencia que circula en el enlace HVDC genera una redistribución de los flujos de potencia. Por ejemplo, la línea de transmisión que sufre los mayores cambios del flujo de potencia es la que conecta los nodos 2 y 4. Se observa que el flujo cambia de 27.71 MW (sin HVDC) a 7.21 MW (con HVDC). Lo anterior se genera por el aumento de la potencia que fluye del nodo 3 al 4, pasando de 19.39 MW (sin HVDC) a 50.23 MW (con HVDC) debido al enlace conectado entre los nodos 3 y 4, en consecuencia la potencia transmitida por las líneas de transmisión es modificada.

De igual manera se puede observar que los flujos de potencia reactiva se ven afectados debido al cambio en la magnitud y fase de los voltajes nodales de toda la red. Por ejemplo en la línea que se ubica entre los nodos 2 y 4 se observa que la potencia reactiva varía de 1.72 [MVA_r] a 4.35 [MVA_r].

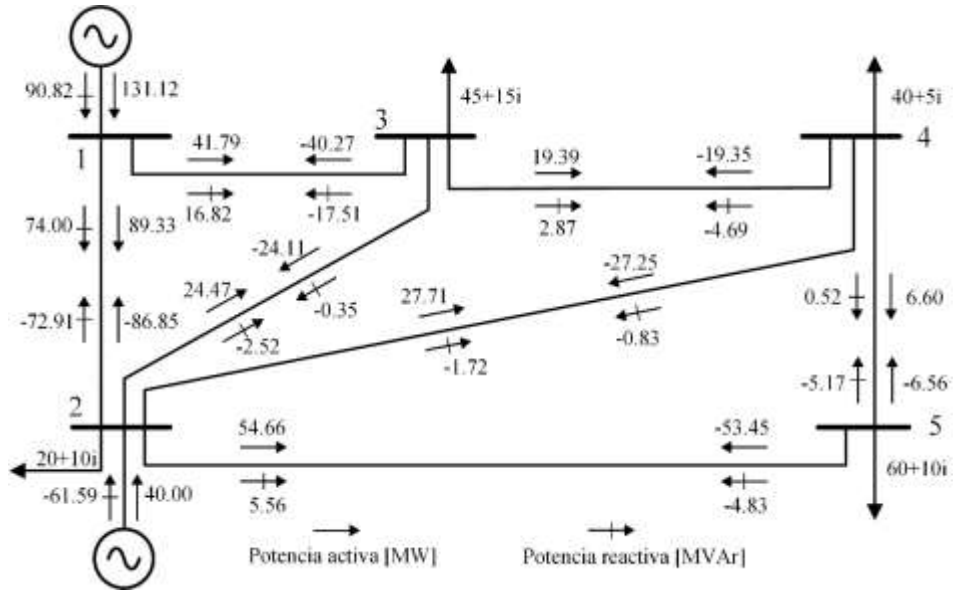


Figura 4.4 Flujos de potencia de sistema de 5 nodos sin el enlace VSC-HVDC

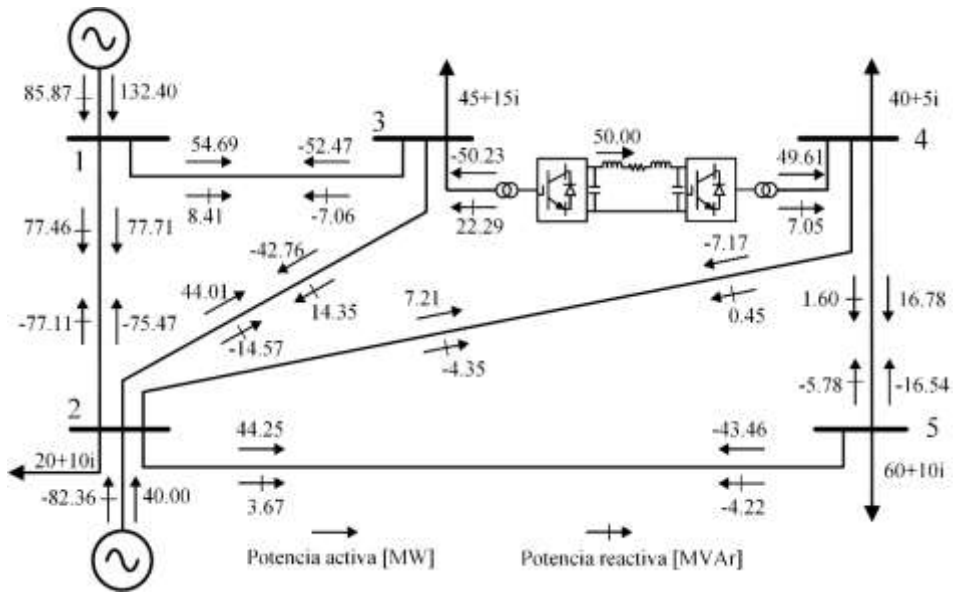


Figura 4.5 Flujos de potencia del sistema de 5 nodos incorporando el enlace VSC-HVDC

4.3 Red eléctrica de 39 nodos incluyendo dos enlaces VSC-HVDC

El sistema mostrado, denominado “Sistema de Nueva Inglaterra de 39 nodos” (*New England 39-bus network*) [31], se usa para incorporar dos enlaces VSC-HVDC. En este caso de estudio se comparan los resultados del estudio de flujos de potencia en el sistema original con el sistema que incorporan dos enlaces VSC-HVDC. El primer enlace sustituye a la línea de transmisión ubicada entre los nodos 4 y 14, el segundo enlace sustituye a la línea de transmisión que se ubica entre los nodos 17 y 27, tal como se muestra en la Figura 4.6. Se asume que ambos enlaces HVDC establecen una potencia de transferencia de 100 MW. En ambos enlaces el rectificador controla su voltaje de CA a 1.068 p.u. y el inversor a 1.012p.u.; los parámetros de ambos enlaces HVDC se muestran en la Tabla 4.8.

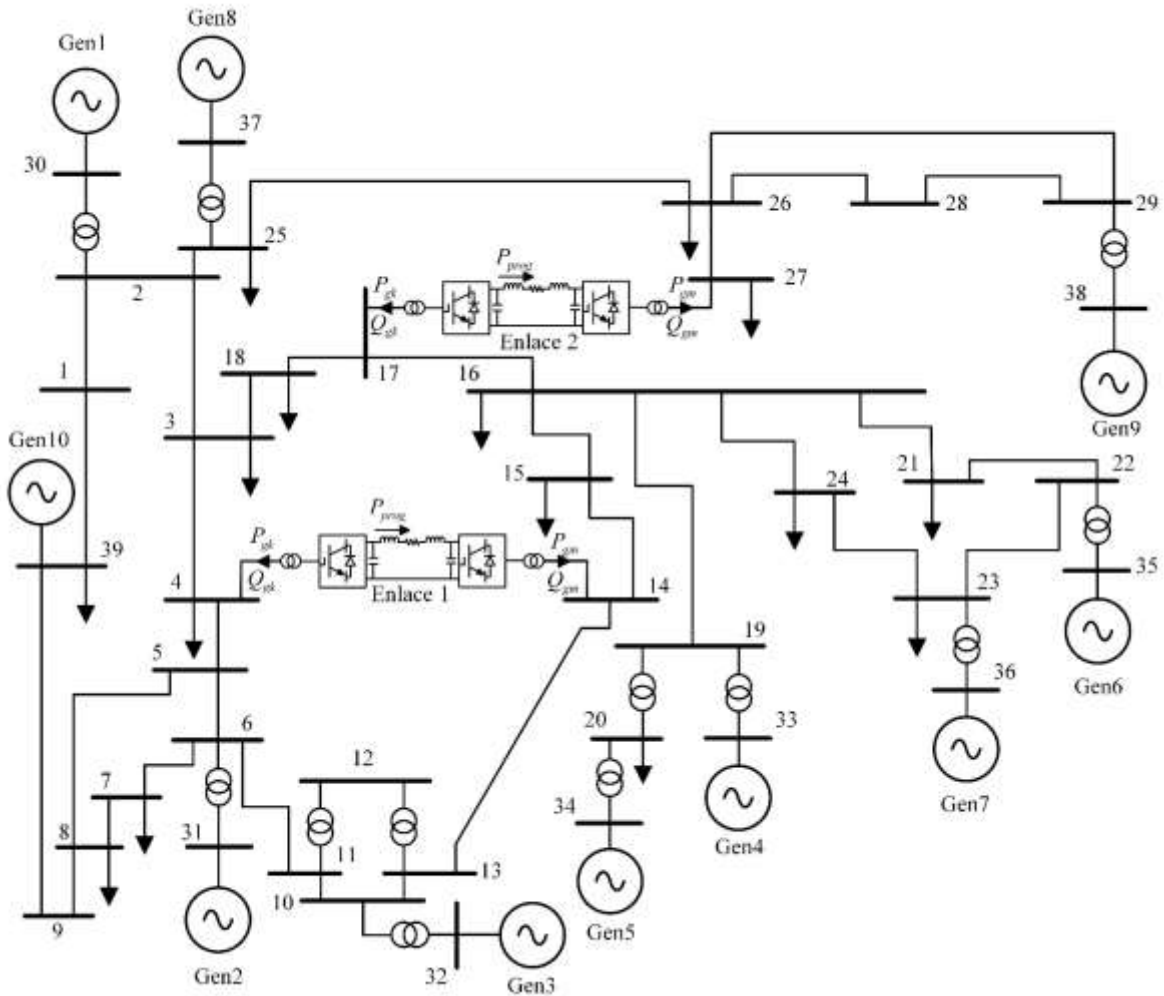


Figura 4.6 Sistema de 39 nodos incorporando dos enlaces VSC-HVDC

Tabla 4.8 Parámetros en p.u. de los enlaces HVDC mostrados en la Figura 4.6

Enlace 1	S_{nom}	P_{prog}	R_{cd}	E_{cdI}	G_{OI}, G_{OR}	R_I, R_R
	2.0	1.0	0.02135	1.0	4e-3	0.0
	X_I, X_R	R_{fI}, R_{fR}	X_{fI}, X_{fR}	B_{fI}, B_{fR}	R_{lIc}	X_{lIc}
	0.0	1.8e-3	0.075	0.4	2.5e-3	0.075
Enlace 2	S_{nom}	P_{prog}	R_{cd}	E_{cdI}	G_{OI}, G_{OR}	R_I, R_R
	2.0	1.0	0.02135	1.0	4e-3	0.0
	X_I, X_R	R_{fI}, R_{fR}	X_{fI}, X_{fR}	B_{fI}, B_{fR}	R_{lIc}	X_{lIc}
	0.0	1.8e-3	0.075	0.4	2.5e-3	0.075

En la Tabla 4.9 se observan las variables más relevantes de los enlaces VSC-HVDC del sistema de 39 nodos. Se observa que el rectificador del primer enlace, ubicado entre los nodos 4 y 14, inyecta 117.01 MVar a la red mientras que el inversor absorbe 109.12 MVar del sistema. En el segundo enlace HVDC, ubicado entre los nodos 17 y 27, el rectificador absorbe 198.93 MVar y el inversor absorbe 92.16 MVar. Se nota que el índice de modulación del rectificador del primer enlace VSC-HVDC tiene una magnitud mayor a los del resto de los rectificadores debido a que inyecta potencia reactiva a la red. También puede observarse que el valor de la susceptancia en derivación B_{eq} se modifica de acuerdo a la magnitud y dirección del flujo de potencia reactiva en cada convertidor.

Tabla 4.9 Resultados relevantes de los enlaces HVDC del sistema de 39 nodos obtenidos con la solución de flujos de potencia

Enlace 1	P_{gk}, P_{gm}	Q_{gk}, Q_{gm}	E_{cd}	m_a	ϕ	B_{eq}	OLTC	Pérdidas
	[MW]	[MVar]	[p.u.]		[grados]	[p.u.]	Tap	[MW]
Rectificador	-101.53	117.01	1.0053	0.9189	-9.5525	0.7917	1.0188	0.93
Inversor	97.38	-109.12	1.0000	0.7491	14.9340	-1.3528	0.9128	1.56
Enlace 2	P_{gk}, P_{gm}	Q_{gk}, Q_{gm}	E_{cd}	m_a	ϕ	B_{eq}	OLTC	Pérdidas
	[MW]	[MVar]	[p.u.]		[grados]	[p.u.]	Tap	[MW]
Rectificador	-103.99	-198.93	1.0053	0.7502	-6.6721	-2.0129	0.7971	2.73
Inversor	97.67	-92.16	1.0000	0.7578	13.8672	-1.1849	0.9253	1.36

En la Figura 4.7 se presentan los perfiles de voltaje de la red de 39 nodos sin HVDC y con HVDC. Cuando se incorporan los enlaces VSC-HVDC, se observa que el perfil de voltaje en el área vecina a los enlaces se hace más plano debido a que el valor de la magnitud de voltaje de los nodos en los cuales se conectan los enlaces HVDC se establece en 1 p.u. En el caso de los nodos 29 a 39 no se observan variaciones debido a que en ellos se encuentran conectados

generadores tipo PV, lo cual conlleva a que la magnitud de su voltaje sea constante dentro de la solución de flujos de carga.

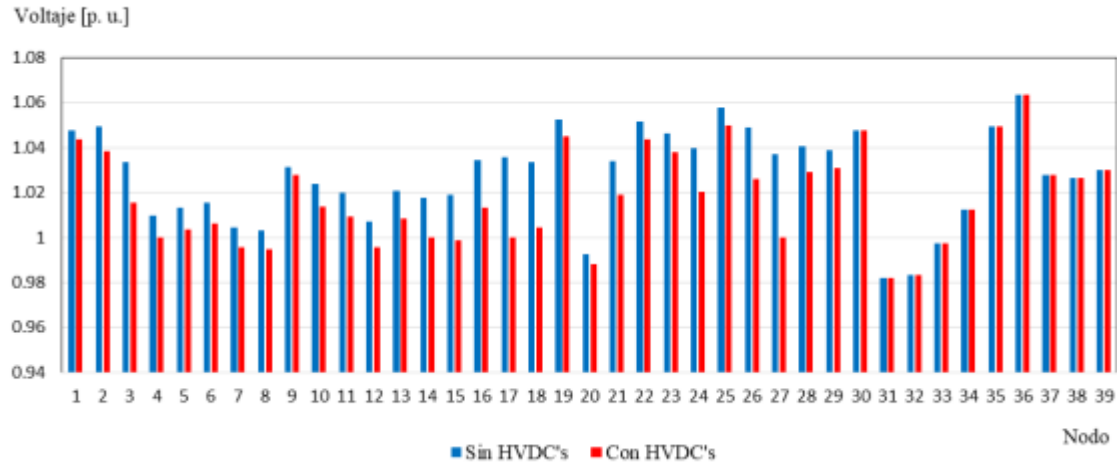


Figura 4.7 Perfil de voltaje del Sistema de 39 nodos incorporando dos enlaces VSC-HVDC

De igual manera que con las magnitudes de voltaje nodal, en la Figura 4.8 podemos observar cambios en las fases de los voltajes nodales. Esto es debido a que el fijar la potencia que circula por los enlaces VSC-HVDC genera una redistribución de potencia activa que trae como consecuencia la variación angular.

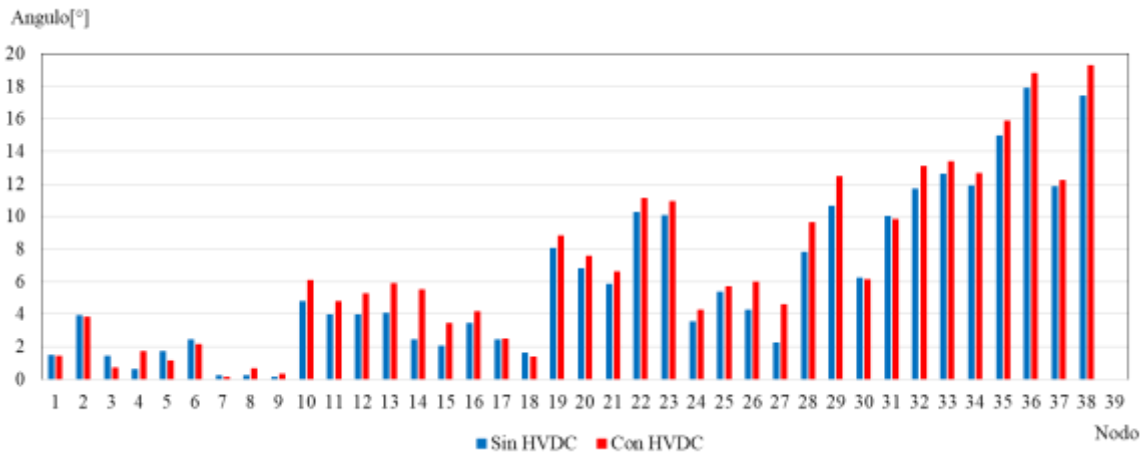


Figura 4.8 Ángulos en valor absoluto del sistema de 39 nodos incorporando dos enlaces VSC-HVDC

La magnitud de los flujos de potencia activa del sistema de 39 nodos, sin y con enlaces HVDC, se muestran en la Figura 4.9; estos se grafican de acuerdo a la numeración de los elementos de transmisión mostrada en la Tabla 4.10. Como era de esperarse, dado que la

potencia transmitida por el enlace de CD de cada HVDC se fija en 100 MW, esto genera cambios en los flujos de potencia en la red en comparación con los flujos en el sistema cuando no existen VSC-HVDC's. Por ejemplo, (i) la potencia que fluye entre los nodos 4 y 14 pasa de 260.77 MW (sin el enlace) a 101.53 MW (con el enlace), (ii) el flujo de potencia entre los nodos 17 y 27 cambia de 20.02 MW (sin el enlace) a 103.99 MW (con el enlace). Uno de los casos más drásticos en cuanto al cambio de los flujos de potencia se da en la línea de transmisión que conecta los nodos 4 y 5; el flujo de potencia activa aumenta de 160.33 MW (sin el enlace) a 394.06 MW (con el enlace). Esto es debido a que el enlace HVDC obliga a disminuir la potencia entre los nodos 4 y 14 por lo tanto la potencia restante para satisfacer la demanda en esa zona tiene que fluir por una vía alterna, es decir, la línea de transmisión que conecta los nodos 4 y 5. Llama la atención que la potencia activa que circula por los elementos de transmisión conectados a nodos donde hay generación permanece prácticamente constante.

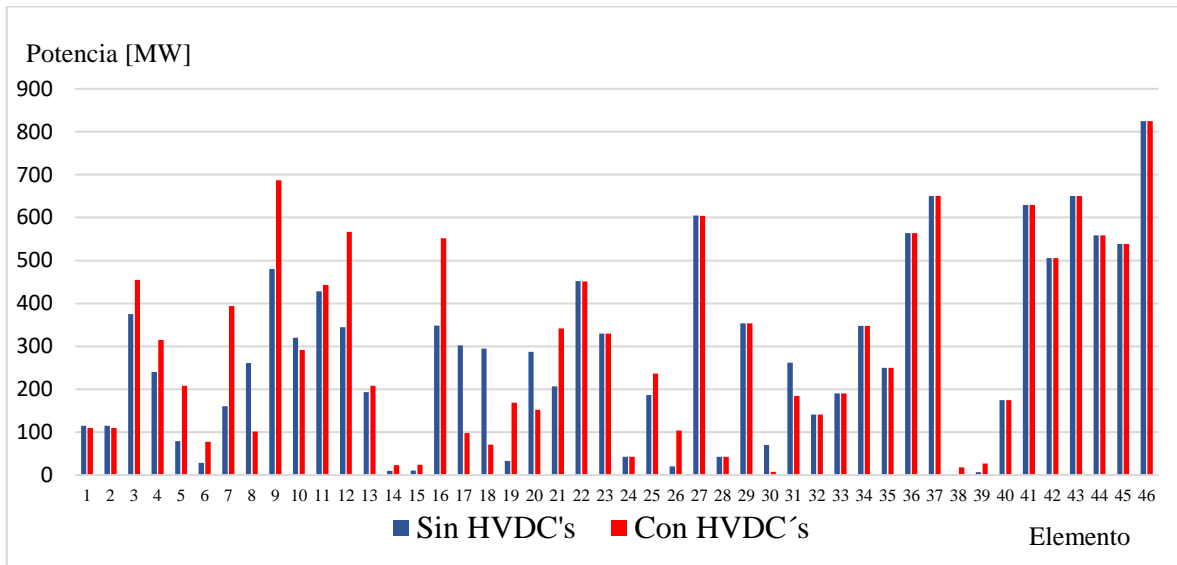


Figura 4.9 Magnitud de los flujos de potencia activa de acuerdo con la numeración de la Tabla 4.10

Tabla 4.10 Identificación de los elementos de transmisión del sistema de 39 nodos

Elemento	Nodo a Nodo		Elemento	Nodo a Nodo		Elemento	Nodo a Nodo	
1	1	2	17	10	13	33	26	29
2	1	39	18	13	14	34	28	29
3	2	3	19	14	15	35	2	30
4	2	25	20	15	16	36	6	31
5	3	4	21	16	17	37	10	32
6	3	18	22	16	19	38	12	11
7	4	5	23	16	21	39	12	13
8	4	14	24	16	24	40	19	20
9	5	6	25	17	18	41	19	33
10	5	8	26	17	27	42	20	34
11	6	7	27	21	22	43	22	35
12	6	11	28	22	23	44	23	36
13	7	8	29	23	24	45	25	37
14	8	9	30	25	26	46	29	38
15	9	39	31	26	27			
16	10	11	32	26	28			

Capítulo 5

Conclusiones

Hoy en día, la tecnología VSC-HVDC adquiere gran relevancia a nivel mundial debido a su amplia variedad de aplicaciones y beneficios en los sistemas eléctricos, por ejemplo, (i) la integración de energía eléctrica de fuentes sumamente alejadas de los centros de consumo, (ii) la interconexión de sistemas de CA de manera asíncrona, (iii) el aprovechamiento de la generación de energías limpias como la eólica mar adentro y, (iv) la alimentación de cargas aisladas como las plataformas petroleras y de gas. Además, en el caso de interconectar dos redes eléctricas mediante un enlace VSC-HVDC, se puede prever la ‘facilidad’ de controlar la cantidad de potencia activa que se comercializa a través del enlace, resolviendo al mismo tiempo problemas de estabilidad en las redes eléctricas que surgen cuando se opta por el uso de enlaces convencionales de CA.

En el modelo de convertidores VSC utilizado en este trabajo de tesis, el transformador desfasador permitió desacoplar, de forma angular, las terminales de CA y CD del enlace VSC-HVDC. Este modelo de VSC permitió representar, de manera sumamente efectiva, el comportamiento del enlace VSC-HVDC dentro del algoritmo Newton-Raphson para solucionar el problema de flujos de potencia en estado estacionario. Haciendo posible obtener de manera efectiva la totalidad de las variables de estado de las redes eléctricas y los enlaces VSC-HVDC.

En este contexto, el trabajo desarrollado en esta tesis fue dirigido a obtener las condiciones de operación de los sistemas eléctricos en estado estacionario mediante el uso de un modelo que permite emular la operación de los convertidores VSC dentro del algoritmo Newton-Raphson. Durante los análisis de casos de estudio, reportados en esta tesis, se observó que el método iterativo Newton-Raphson es sumamente efectivo para obtener las condiciones de operación de los sistemas eléctricos de potencia de CA/CD con enlaces HVDC, en estado estacionario. Esto pudo corroborarse en el sistema de prueba (dos redes de CA interconectadas mediante un enlace VSC-HVDC punto a punto) usado para llevar a cabo la validación del algoritmo de flujos de carga desarrollado en este trabajo de tesis, con el cual para una tolerancia de $1e-12$ se obtuvieron soluciones en 5 iteraciones. En el caso del sistema de 39 nodos los resultados se obtuvieron en 6 iteraciones debido a que el variar la cantidad

de potencia real que circula entre dos nodos de manera súbita genera que el sistema se “estrese” y tome más tiempo en obtener las variables de estado estacionario del sistema eléctrico.

En términos generales, los casos de estudio reportados en este trabajo han permitido observar algunos de los beneficios que genera la inclusión de los enlaces VSC-HVDC a las redes eléctricas. Se observó que permiten mejorar el perfil de voltaje gracias a su capacidad de controlar la magnitud del voltaje en sus terminales de CA proporcionando o consumiendo potencia reactiva dentro de la red. Esto es bastante importante debido a que existen regulaciones referentes a la magnitud del voltaje con la cual se distribuye la energía eléctrica.

El control de la potencia activa que circula por el enlace de CD ocasiona una redistribución de los flujos de potencia en las líneas de transmisión conectadas en la vecindad de los nodos donde son integrados los enlaces VSC-HVDC. Esto es relevante debido a que una redistribución de los flujos de potencia puede ocasionar sobrecargas en otras líneas de transmisión, algo que merece esfuerzos de investigación futuros. Es necesario resaltar que las variables de estado obtenidas en los estudios de flujos de potencia en régimen permanente son el precedente para realizar estudios de las redes eléctricas como lo son los estudios de capacidades de corto circuito y análisis dinámicos. La obtención de los flujos de potencia que circulan por cada elemento del sistema eléctrico permite coordinar apropiadamente las protecciones de los sistemas eléctricos para garantizar su correcto funcionamiento.

Referencias

- [1] Secretaria de Energía, “*Estrategia Nacional de Energía*”, p.6, Febrero de 2014, consultado en Agosto del 2017.
Disponible en: <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/214/ENE.pdf>
- [2] PRODESEN 2017-2031, consultado en Enero del 2018.
Disponible en:
<http://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2017/PRODESEN-2017-2031.pdf>
- [3] Siemens - “*High Voltage Direct Current Transmission – Proven Technology for Power Exchange*”, Siemens, 2011.
- [4] ABB en línea, consultado en Agosto del 2017.
Disponible en <http://new.abb.com/systems/hvdc/references>
- [5] H. Fässler, “*Reporte especial - 60 años de HVDC*”, ABB review, ABB, 2014.
- [6] L. M. Castro, “*Modelling of Multi-terminal VSC-HVDC Links for Power Flows and Dynamic Simulations of AC/DC Power Networks*”, Tampere University of Technology, Publication; Vol. 1445, ISBN 978-952-15-3866-7, ISSN 1459-2045, pp. 130, December 2016.
- [7] A. Solís, “*Selección Forbes 2016: El proyecto de 1,200 mdd que electrificará a México con viento*”, Revista Forbes México, Publicada en Diciembre del 2016. Disponible en:
<https://www.forbes.com.mx/seleccion-forbes-2016-el-proyecto-de-1200-mdd-que-electrificara-a-mexico-con-viento/>
- [8] J. Frau, J. Gutiérrez, “*Transporte de energía eléctrica en corriente continua: HVDC*”, Electrónica de potencia, n°361, pp. 2-14, Abril de 2005.
- [9] K. R. Padiyar, “*HVDC Power Transmission Systems –Technology and System Interactions*”, John Miley & Sons, pp. 1-14, 1990.
- [10] R. Díaz, “*Sistemas de Transmisión de Corriente Directa en Alta Tensión (HVDC)*”, Universidad Autónoma de Occidente, Cali, Julio de 2015.
- [11] D. Woodford, “*HVDC Transmission*”, Manitoba HVDC Research Centre, Pembina Highway, Winnipeg, Manitoba, Canada, March, pp. 1-8, 1998.

- [12] F. Rodríguez, “*Comparativa convertidores HVDC-VSC*”, Grupo Tecnología Electrónica, Universidad de Sevilla.
- [13] T.J. Hammons, D. Woodford, J. Loughtan, M. Chamia, J. Donahoe, D. Povh, B. Bisewski, “*Role of HVDC transmission in future energy development*”, IEEE Power Engineering review, February 2000.
- [14] S. Contreras, F. Rivas, “*Reliability and Availability of VSC-HVDC links: A State of the Art*”, Instituto Tecnológico de Morelia, Michoacán, 2015.
- [15] M. H. Rashid, “*Electrónica de potencia*”, Segunda edición, Editorial Prentice Hall Hispanoamericana, 1995.
- [16] R. Castellanos-Bustamante, “*Determinación de límites de transmisión en sistemas eléctricos de potencia*”, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Ingeniería Investigación y Tecnología, volumen XV (número 2), Abril-Junio 2014: 271-286.
- [17] El Economista, “*México tendrá su primera autopista energética*”, 22 de enero del 2017, consultado en Febrero del 2018.
Disponible en:
<http://eleconomista.com.mx/industrias/2017/01/22/mexico-tendra-su-primera-autopista-energetica>
- [18] G. Villa Carapia, “*Prefactibilidad de interconexión al sistema interconectado nacional*”, Centro Nacional De Control De Energía (CENACE), 25 de Febrero Del 2016.
Disponible en:
<http://docplayer.es/46975976-Prefactibilidad-de-interconexion-al-sistema-interconectado-nacional-gustavo-villa-carapia.html>
- [19] K. Chan-ki , V. K. Sood, J. Gil-Soo, L. Seong-Joo y L. Seok-Jin, “*HVDC Transmission-Power Conversion Applications in Power Systems*”, Editorial Jhon Miley & Sons (Asia), IEEE PRESS, 2009.
- [20] D. Van Hertem, O. Gomis-Bellmunt y J. Liang, “*HVDC Grids For Offshore and Supergrid of the Future*”, Editorial Wiley, IEEE PRESS, 2016.
- [21] O. Anaya-Lara, D. Campos-Gaona, E. Moreno-Goytia, Grain Adam, “*Offshore Wind Energy Generation: Control, Protection, and Integration to Electrical Systems*”, Editorial Wiley, ISBN: 978-1-118-53962-0, Jun 2014.

- [22] R. A. Peña Suesca y C. L. Trujillo Rodríguez, “*Análisis y simulación de VSC’s con modulación PWM para uso en sistemas HVDC*”, Revista científica y tecnológica de la Facultad de Ingeniería, Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Vol.11 No.2, Junio del 2007.
- [23] D. W. Hart., “*Electrónica de Potencia*”, Valparaiso University. Editorial Prentice Hall.
- [24] E. Acha, C.R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Perez, C. Angeles-Camacho. “*FACTS modeling and simulation in power networks*”, John Wiley & Sons, 2005.
- [25] J.J. Grainger, W. D. Stevenson Jr., “*Análisis de Sistemas de Potencia*”, Editorial McGraw Hill, 1999.
- [26] H. Sadaat,”*Power System Analysis*”, McGraw Hill, 1999.
- [27] J. D. Glover, M. S. Sarma, T. J. Overbye, “*Power System, Analisis & Design*”, Fifth Edition, CENGAGE Learning, 2008.
- [28] L.M. Castro, E. Acha and C.R. Fuerte-Esquivel, “*A New STATCOM Model for Dynamic Power System Simulations*”, IEEE Transactions on Power Systems 28(3): 3145-3154, (2013).
- [29] L.M Castro. and E. Acha, “*A novel VSC-HVDC Link Model for Dynamic Power System Simulations*”, Electric Power Systems Research 126, pp. 111-120, (2015).
- [30] G.W. Stagg and A.H. El-Abiad, “*Computer Methods in Power System Analysis*”, (1968), McGraw-Hill.
- [31] Archivo PDF disponible en:
<https://www.researchgate.net/file.PostFileLoader.html?id=55019916f079ed153f8b4598&assetKey=AS:273740330405917@1442276188879>