

Diseño de una estrategia de control para una estación rectificadora VSC-MMC en un
enlace HVDC

Ronnie Alexander Malagón Fuentes, Santiago Jared Caballero Manrique

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero Electricista

Directora

Dra. María Alejandra Mantilla Villalobos

Doctora en Ingeniería

Codirector

César Augusto Orozco Henao

Doctor en Ingeniería Eléctrica

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2026

Dedicatoria

A Dios, en primer lugar, porque sin Él nada de esto habría sido posible.

A mis padres, Faiber Caballero y Nillyreth Manrique. A mi padre, por su apoyo incondicional y por ser el motor fundamental de este sueño. A mi madre, por su amor infinito, su paciencia y por ser mi todo en cada paso que doy.

A Aka, mi hermano, mi ejemplo y mi segundo padre. Gracias por tus consejos, tu amor y tu apoyo constante; eres un pilar esencial en mi vida y en este logro.

A mis amigos, por hacer de mi estancia en esta ciudad una experiencia única y por acompañarme a lo largo de todo este proceso.

Finalmente, a esa persona especial que sabe mejor que nadie lo que significó este esfuerzo. Gracias por ser mi refugio y mi motivación silenciosa; tu presencia marcó una diferencia significativa en mi vida

Con amor,
Santiago Jared

Agradecimientos

En primer lugar, expreso mi más profundo agradecimiento a mi directora de tesis, María Alejandra, por su guía constante, su paciencia y por compartir sus conocimientos fundamentales para la culminación de este trabajo.

A mis padres, por ser el motor de mi vida y por su apoyo incondicional durante todos estos años de formación; sin su esfuerzo y confianza, este sueño no sería una realidad.

A mis amigos, quienes me acompañaron en cada etapa de este proceso, brindándome su ánimo y compañía en los momentos de mayor reto. Un agradecimiento especial a Dubán Zafra, cuya generosidad al facilitarme su equipo de cómputo fue vital para el desarrollo técnico de esta investigación.

Muchas gracias por todo su apoyo.

Ronnie Malagon.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introduccion	11
1. Objetivos.....	13
1.1 Objetivo General.....	13
1.2 Objetivos Específicos.....	13
2. Marco Teórico.....	13
2.1 Convertidores multinivel y sistemas HVDC.....	13
2.2.1 Topología del submódulo: Full -Bridge.....	15
2.2.2 Principio de operación	16
2.3 Modelo del sistema	18
2.4 Estrategia de modulación	20
2.5 Estrategias de control.....	22
2.5.1 Control del Bus de DC.....	23
2.5.2 Control de corriente	24
2.5 Marco regulatorio y normativo	25
3. Modelado y Simulación Del Sistema.....	26
3.1 Modelado del sistema	26
3.2 Implementación del sistema en Simulink	29
3.2.1 Estructura del convertidor MMC	29
3.3 Implementación del sistema de control.....	30
3.4 Generación de señales de disparo mediante la técnica PSC-PWM	31
3.5 Configuración de la simulación	32

4. Resultados	33
4.1 Resultados Obtenidos.....	33
5. CONCLUSIONES	40
6. Recomendaciones	42
Referencias Bibliograficas	44
Apéndices.....	47

Lista de Tablas

Tabla 1. <i>Estados de conmutación del submódulo Full-Bridge</i>	17
Tabla 2. <i>Selección componentes del sistema</i>	28
Tabla 3. <i>Resultados obtenidos</i>	40
Tabla 4. <i>Bloques usados</i>	50
Tabla 5. <i>Problemas técnicos en las redes HVAC en GCM</i>	53
Tabla 6. <i>Alternativas de transmisión Evaluadas por la UPME para el proyecto GCM</i>	54
Tabla 7. <i>Parámetros técnicos del sistema HVDC propuestos para GCM</i>	55
Tabla 8. <i>Comparación técnica entre sistemas HVAC y HVDC en el contexto del proyecto GCM</i>	55
Tabla 9. <i>Parámetros para el enlace HVDC</i>	56
Tabla 10. <i>Comparación de topologías de submódulos</i>	58

Lista de Figuras

Figura 1. <i>Estructura general de un convertidor modular multinivel (MMC)</i>	14
Figura 2. <i>Submódulo tipo Full-Bridge utilizado en convertidores MMC</i>	15
Figura 3. <i>Modelo equivalente por fase del convertidor MMC</i>	18
Figura 4. <i>Señales portadoras y de referencia para 2 submódulos por brazo (N=2)</i>	21
Figura 5. <i>Esquema general de la estación rectificadora conectada a la red</i>	22
Figura 6 <i>Modelado Simplificado de la etapa de potencia</i>	26
Figura 7. <i>Modelo del convertidor MMC en configuración Full-Bridge implementado en MATLAB/Simulink</i>	29
Figura 8. <i>Implementación del sistema de control en MATLAB/Simulink.</i>	31
Figura 9. <i>Tensión en el bus de DC para todo el intervalo de simulación.</i>	33
Figura 10. <i>Acercamiento a la tensión del bus de DC en estado estacionario.</i>	34
Figura 11 <i>Corriente de referencia para la fase a en todo el tiempo de simulación.</i>	35
Figura 12. <i>Corriente de referencia para la fase a en estado estacionario.</i>	35
Figura 13. <i>Corriente demandada de la red para la fase a en todo el tiempo de simulación.</i>	36
Figura 14. <i>Corriente demandada de la red para la fase a en estado estacionario</i>	36
Figura 15. <i>Corriente de referencia y corriente demandada de la red en estado estacionario para la fase a.</i>	37
Figura 16. <i>Comportamiento de la tensión en uno de los capacitores de un submódulo en el tiempo total de simulación.</i>	37
Figura 17. <i>Tensión en uno de los capacitores de un submódulo en estado estacionario.</i>	38
Figura 18. <i>Potencia consumida por el rectificador para todo el intervalo de simulación.</i>	39
Figura 19. <i>Diagrama Del Sistema Completo En Matlab/Simulink</i>	51

Lista de Apéndices

Apéndice A. Código Del Algoritmo De Generación De Las Señales De Referencia	47
Apéndice B. Código Control Dead Beat.....	48
Apéndice C. Código De Implementación De La Técnica PSC-PWM.....	49
Apéndice D. Bloques Usados En Matlab/Simulink.....	50
Apéndice E. Diagrama Del Sistema Completo En Matlab/Simulink	51
Apéndice F. Revisión Y Descripción Técnica Del Proyecto GCM.....	52

Resumen

Título: Diseño de una estrategia de control para una estación rectificadora VSC-MMC en un enlace HVDC

Autor: Ronnie Alexander Malagón, Santiago Jared Caballero **

Palabras Clave: transmisión en corriente continua de alto voltaje, convertidor multinivel modular, convertidor fuente de tensión, estación rectificadora, sistema de control.

Descripción: La transmisión en corriente continua de alto voltaje (HVDC, por sus siglas en inglés) ha surgido como una solución eficiente para transportar grandes cantidades de energía eléctrica a largas distancias, especialmente en aplicaciones que requieren alta controlabilidad y estabilidad del sistema. Entre las tecnologías disponibles, los convertidores fuente de voltaje (VSC, por sus siglas en inglés) basados en convertidores multinivel modulares (MMC, por sus siglas en inglés) destacan por su escalabilidad, alta calidad de forma de onda, y flexibilidad operativa.

En este trabajo se considera una topología MMC de puente completo para una estación rectificadora en sistemas HVDC, seleccionada por su robustez ante condiciones del lado DC y sus capacidades de control mejoradas frente a otras configuraciones. La principal contribución es la implementación de una estrategia de control de corriente predictiva tipo *dead-beat* en el marco de referencia *a-b-c*, aplicada directamente a las variables del convertidor sin requerir transformaciones de coordenadas, lo que permite un seguimiento preciso de la corriente de referencia. Adicionalmente, el sistema de control del rectificador comprende un controlador del bus DC basado en un regulador proporcional-integral (PI) para regular la tensión en el lado de DC y generar las señales de referencia de corriente para el controlador predictivo. La etapa de generación de pulsos de disparo del rectificador utiliza la técnica de modulación por ancho de pulso con portadoras desfasadas (PSC-PWM, por sus siglas en inglés), adecuada para convertidores multinivel debido a su capacidad para balancear las tensiones de los capacitores de los submódulos, distribuir los eventos de conmutación, y reducir el rizado de la tensión en DC.

El sistema se modela en MATLAB/Simulink y su desempeño se evalúa en condiciones de estado estable, mediante el análisis de la calidad de las formas de onda y métricas de desempeño como la distorsión armónica total y el error cuadrático medio. Los resultados confirman la efectividad de la estrategia de control implementada.

* Diseño de una estrategia de control para una estación rectificadora VSC-MMC en un enlace HVDC

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Directora: María Alejandra Mantilla Villalobos. Doctora en Ingeniería. Codirector: César Augusto Orozco Henao. Doctor en Ingeniería Eléctrica.

Abstract

Title: Design of a Control Strategy for a VSC-MMC Rectifier Station in HVDC Systems

Author: Ronnie Alexander Malagón, Santiago Jared Caballero **

Key Words: high voltaje direct current (HVDC), modular multilevel converter (MMC), voltage source converter (VSC), rectifier station, control system.

Description: High Voltage Direct Current (HVDC) transmission has emerged as an efficient solution for transporting large amounts of electrical power over long distances, especially in applications requiring high controllability and system stability. Among available technologies, Voltage Source Converters (VSC) based on Modular Multilevel Converters (MMC) stand out due to their scalability, high-quality waveforms, and operational flexibility. This work considers a full-bridge MMC topology for a rectifier station in HVDC systems, selected for its robustness under DC-side conditions and its enhanced control capabilities compared to other configurations. The main contribution is the implementation of a deadbeat predictive current control strategy in the a - b - c reference frame, directly applied to converter variables without coordinate transformations, enabling accurate current tracking. Additionally, a DC bus controller based on a proportional-integral (PI) regulator is included to regulate DC voltage and generate current reference signals for the predictive controller. The modulation stage uses Phase-Shifted Carrier Pulse Width Modulation (PSC-PWM), suitable for multilevel converters due to its ability to balance submodule capacitor voltages, distribute switching events, and reduce DC voltage ripple. The system is modeled in MATLAB/Simulink and its performance is evaluated under steady-state conditions by analyzing waveform quality and performance metrics such as Total Harmonic Distortion (THD) and Mean Square Error (MSE). Results confirm the effectiveness of the implemented control strategy.

*Design of a Control Strategy for a VSC-MMC Rectifier Station in an HVDC systems
*Faculty of Physical-Mechanical Engineering, School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering (E3T). Director: María Alejandra Mantilla Villalobos, Ph.D. in Engineering. Co-Director: Cesar Augusto Orozco Henao, Ph.D. in Electrical Engineering.

Introducción

La creciente demanda de energía eléctrica global ha impulsado una evolución de las tecnologías de transmisión, orientada a mejorar la eficiencia y estabilidad del sistema eléctrico. En este proceso, una de las soluciones que ha cobrado protagonismo en los últimos años es la transmisión en corriente directa de alta tensión (HVDC, por sus siglas en inglés), la cual no solo favorece el desarrollo de las energías renovables, sino que además mejora notablemente los sistemas de transmisión gracias a su estabilidad operativa, capacidad de control, y bajas pérdidas (Okba et al., 2012). Esta tecnología ha sido adoptada en múltiples proyectos a nivel mundial, permitiendo la conexión eficiente de regiones alejadas, incluso con diferentes frecuencias de operación. En este contexto, los convertidores modulares multinivel (MMC, por sus siglas en inglés) se posicionan como una de las topologías más prometedoras por su operación flexible, escalabilidad y eficiencia en aplicaciones HVDC (Bucher & Franck, 2019). Dado su creciente protagonismo, se vuelve fundamental el diseño de estrategias de control que garanticen el funcionamiento óptimo de estas estaciones convertidoras bajo condiciones reales de operación.

En Colombia, la actualización de la red de transmisión es una prioridad estratégica para facilitar la integración de fuentes de energía renovables no convencionales, mejorar la calidad del servicio, y ampliar la cobertura del Sistema Interconectado Nacional. Como parte de esa transformación, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) propuso el proyecto GCM (Guajira – Cesar – Magdalena), una línea de transmisión en corriente directa de alta tensión (HVDC) que conectará la zona norte del país, con una capacidad de más de 3 GW (UPME, 2018). Este proyecto busca aprovechar el potencial eólico de La Guajira y facilitar la conexión de nuevos desarrollos energéticos en la región Caribe, donde actualmente la capacidad de transporte ya está agotada. El sistema utilizará convertidores tipo VSC-MMC (por sus siglas en inglés), lo cual

plantea nuevos retos en cuanto a su operación y control (UPME, 2018). Por eso, este trabajo se enfoca en diseñar una estrategia de control para una estación convertidora en modo rectificador, basada en los parámetros técnicos del proyecto GCM, con el objetivo de contribuir al desarrollo de soluciones que permitan implementar este tipo de infraestructuras de forma confiable y efectiva.

En este trabajo se presenta el diseño y simulación de una estrategia de control para una estación convertidora MMC tipo VSC operando en modo rectificador, tomando como referencia los parámetros técnicos del proyecto GCM. El desarrollo de esta estrategia busca lograr una conversión eficiente de la energía, garantizando un bajo contenido armónico en las corrientes del lado de alterna del convertidor, y reduciendo el rizado en la tensión del bus de DC del rectificador. Con ello, se espera no solo aportar al conocimiento sobre el control de convertidores multinivel, sino también destacar la importancia de implementar tecnologías avanzadas en el contexto colombiano, especialmente en proyectos que representan un paso hacia una red eléctrica más moderna, flexible y sostenible.

1. Objetivos

1.1 *Objetivo General*

Diseñar y simular una estrategia de control para una estación convertidora VSC-MMC en modo rectificador, tomando como referencia los parámetros técnicos del proyecto GCM (Guajira–Cesar–Magdalena), con el fin de evaluar su operación y parámetros de rendimiento.

1.2 *Objetivos Específicos*

Realizar una revisión de información técnica del proyecto GCM y de la tecnología VSC-MMC aplicada a sistemas HVDC.

Modelar en MATLAB/Simulink una estación convertidora VSC-MMC con topología full-bridge, basada en los parámetros del proyecto GCM.

Desarrollar una estrategia de control para la estación convertidora operando en modo rectificador.

Analizar los resultados obtenidos para verificar el funcionamiento de la estrategia de control diseñada y proponer posibles mejoras.

2. Marco Teórico

2.1 *Convertidores multinivel y sistemas HVDC*

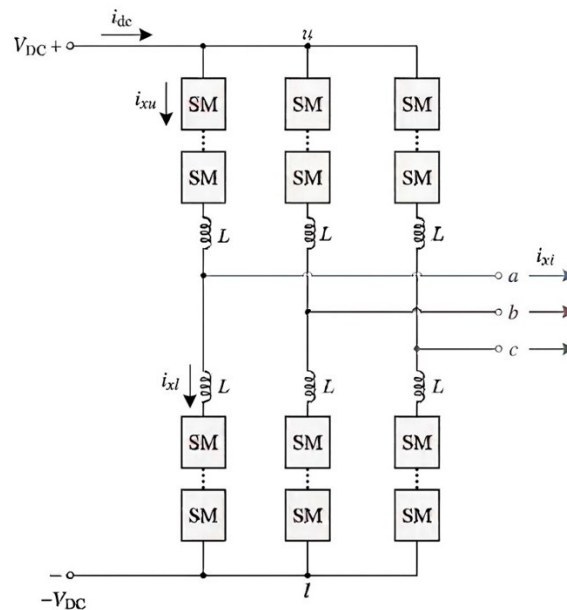
La transmisión en corriente continua de alta tensión (HVDC, siglas en inglés de *High Voltage Direct Current*) corresponde a un sistema de transporte de energía eléctrica basado en el uso de convertidores electrónicos de potencia para transformar energía entre sistemas de corriente alterna y continua, permitiendo el control directo del flujo de potencia mediante la regulación de variables como la tensión y la corriente. A diferencia de los sistemas convencionales en corriente alterna, HVDC elimina la dependencia de frecuencia, del ángulo de fase, y de la impedancia de

línea para la transferencia de potencia, lo que proporciona ventajas en términos de estabilidad, capacidad de transmisión y control dinámico (Okba et al., 2012).

Dentro de esta aplicación, el convertidor modular multinivel (MMC, siglas en inglés de *Modular Multilevel Converter*) se define como una topología de convertidores tipo fuente de tensión, compuesta por múltiples submódulos conectados en serie en cada brazo, donde cada submódulo contiene elementos de conmutación y almacenamiento de energía, como se muestra en la Figura 1. Los submódulos, denotados por SM en la Figura 1, corresponden comúnmente a topologías monofásicas de medio puente (HB de *Half-Bridge*) o de puente completo (FB de *Full-Bridge*); sin embargo, también pueden implementarse mediante topologías más avanzadas multinivel (Du et al., 2018).

Figura 1.

Estructura general de un convertidor modular multinivel (MMC)



En el MMC, la corriente de fase denotada como i_{xi} con $x \in \{a, b, c\}$, corresponde a la corriente que fluye desde el nodo medio del convertidor hacia la red en cada una de las fases, siendo esta la responsable de la transferencia de potencia entre el lado AC y el lado DC.

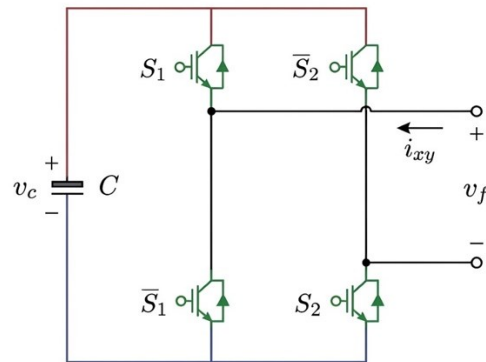
Por otro lado, las corrientes i_{xu} e i_{xl} , con $x \in \{a, b, c\}$, corresponden a las corrientes de los brazos superior e inferior, respectivamente, en cada una de las fases. La inductancia de brazo (L) es utilizada principalmente para limitar las corrientes circulantes en los brazos del convertidor. La corriente de circulación interna dentro de cada fase del convertidor, fluye entre el brazo superior e inferior sin ser transferida al sistema externo. Esta corriente surge debido a las diferencias instantáneas en las tensiones de los submódulos, los efectos de conmutación, y posibles desbalances en el sistema. Aunque no contribuye directamente al flujo de potencia, su presencia influye en el comportamiento dinámico del convertidor y en el dimensionamiento de las inductancias de brazo.

2.2.1 Topología del submódulo: Full -Bridge

En este trabajo se emplea la configuración basada en submódulos tipo *Full-Bridge*, los cuales están conformados por cuatro interruptores electrónicos y un capacitor como se muestra en la siguiente figura.

Figura 2.

Submódulo tipo Full-Bridge utilizado en convertidores MMC



Una de las principales ventajas del submódulo tipo Full-Bridge es su capacidad de operar en bipolaridad, lo que proporciona mayor flexibilidad en el control del convertidor. Adicionalmente, esta topología ofrece la capacidad de bloqueo ante fallas en el lado DC, mejorando la protección y la confiabilidad del sistema.

Debido a estas capacidades, la topología Full-Bridge es una de las mejores alternativas para aplicaciones HVDC frente a otras tecnologías, donde se requiere alta confiabilidad y un control robusto frente a condiciones de operación anormales.

2.2.2 Principio de operación

El funcionamiento de la topología MMC se basa en la inserción o *bypass* (puenteo) selectivo de los submódulos en cada brazo del convertidor, lo que permite sintetizar la tensión de salida a partir de la suma de las tensiones individuales de los capacitores de los submódulos activos. Cuando un submódulo está insertado o activo, aporta la tensión de su capacitor; mientras que, cuando está en *bypass*, no contribuye a la tensión total. De esta manera, al variar el número de submódulos activos en cada instante, es posible generar una señal escalonada que se aproxima a una onda sinusoidal.

En modo rectificador, el convertidor toma energía del sistema AC y la transfiere al lado de DC. Para garantizar un funcionamiento adecuado, es necesario controlar la corriente de entrada en el lado de AC y mantener el balance de las tensiones en los capacitores de los submódulos, ya que estos constituyen el principal elemento de almacenamiento de energía del sistema.

El comportamiento del submódulo tipo Full-Bridge puede analizarse a partir de sus estados de conmutación, los cuales dependen de la activación de sus interruptores. En términos prácticos, se identifican tres estados principales, tal como se presenta en la Tabla 1. El submódulo Full-Bridge puede operar en diferentes estados dependiendo de cómo se activen sus interruptores.

Tabla 1.

Estados de conmutación del submódulo Full-Bridge

Estado	S1	S2	v_f	$i_{xy} > 0$	$i_{xy} \leq 0$
3	1	1	v_C	$v_C \uparrow$	$v_C \downarrow$
2	1	0	0	$v_C \approx$	$v_C \approx$
1	0	1	0	$v_C \approx$	$v_C \approx$
BM	0	0	$-v_C$	$v_C \downarrow$	$v_C \uparrow$

A partir de las combinaciones presentadas, se pueden identificar los siguientes modos de operación:

- **Tensión positiva (v_C):** se presenta cuando los interruptores S_1 y S_2 están activados ($S_1 = 1, S_2 = 1$). En este estado, el submódulo inserta la tensión del capacitor en la salida. Dependiendo del sentido de la corriente i_{xy} , el capacitor puede cargarse o descargarse.
- **Tensión cero (bypass):** ocurre cuando solo uno de los interruptores S_1 o S_2 está activado ($S_1 = 1, S_2 = 0$ o $S_1 = 0, S_2 = 1$). En este caso, el submódulo no aporta tensión a la salida, permitiendo el paso de la corriente sin afectar significativamente la tensión del capacitor.

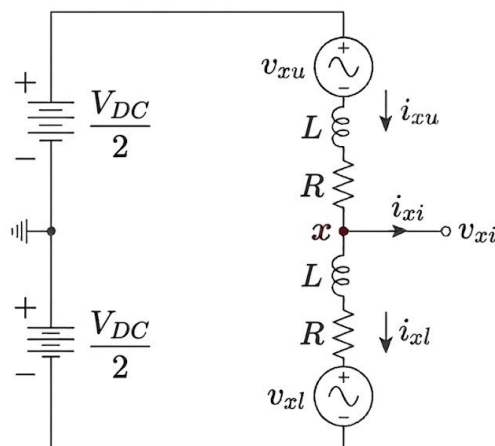
- **Tensión negativa ($-v_c$):** se presenta cuando los interruptores S_1 y S_2 están desactivados ($S_1 = 0, S_2 = 0$). Este estado permite aplicar una tensión negativa en la salida del submódulo. En aplicaciones HVDC, este modo está asociado al denominado *blocking mode*, el cual se utiliza para bloquear la conducción del convertidor ante fallas en el lado de DC, contribuyendo a la protección del sistema. En el presente trabajo este estado no es considerado dentro de la operación normal del convertidor, ya que el análisis se centra en condiciones de operación estable en modo rectificador.

2.3 Modelo del sistema

Para el análisis del convertidor modular multinivel en modo rectificador, se emplea un modelo equivalente por fase, el cual permite representar el comportamiento del sistema a partir de las variables de los brazos del convertidor. Este modelo se muestra en la Figura 3, donde cada fase está conformada por un brazo superior y un brazo inferior (Du et al., 2018).

Figura 3.

Modelo equivalente por fase del convertidor MMC



Nota. Gráfica adaptada de Du et al. (2018).

En este modelo, los submódulos del brazo superior e inferior se representan como fuentes de tensión controladas (v_{xu} y v_{xl} , respectivamente), mientras que el sistema DC se modela como una fuente de voltaje V_{DC} , la cual se divide en dos partes iguales para cada brazo del convertidor (Du et al., 2018). Asimismo, cada brazo incluye una inductancia L y una resistencia R , las cuales determinan la dinámica de la corriente y limitan la circulación de corrientes internas.

A partir de este circuito equivalente, el comportamiento del convertidor puede describirse mediante las ecuaciones de los brazos superior e inferior (Du et al., 2018):

$$v_{xu} = \frac{V_{dc}}{2} - v_{xi} - L \frac{di_{xu}}{dt} - Ri_{xu} \quad (1)$$

$$v_{xl} = \frac{V_{dc}}{2} + v_{xi} - L \frac{di_{xl}}{dt} - Ri_{xl} \quad (2)$$

donde $x \in \{a, b, c\}$ representa cada fase del sistema, v_{xu} y v_{xl} corresponden a las tensiones de modulación de los brazos superior e inferior, respectivamente, i_{xu} e i_{xl} son las corrientes de los brazos superior e inferior, respectivamente, y v_{xi} es la tensión del lado AC.

Para simplificar el análisis, es común asumir condiciones ideales en las cuales se desprecia la resistencia de los brazos y los efectos asociados a corrientes circulantes. Bajo estas condiciones, se obtiene una forma simplificada de las ecuaciones de modulación (Du et al., 2018):

$$v_{xu} = \frac{V_{DC}}{2} - v_{xi} - v_{xz} \quad (3)$$

$$v_{xl} = \frac{V_{DC}}{2} + v_{xi} - v_{xz} \quad (4)$$

donde v_{xz} representa la caída de tensión en la inductancia del brazo asociada a las corrientes circulantes.

Estas expresiones permiten describir el comportamiento del convertidor en estado estacionario y constituyen la base para la generación de las señales de modulación en cada brazo.

2.4 Estrategia de modulación

La estrategia de modulación en el MMC es la encargada de definir qué submódulos se activan en cada instante para generar la tensión de salida. Como esta tensión se construye a partir de varios niveles, la forma en que se realiza la modulación influye directamente en la calidad de la señal obtenida.

En este trabajo se utiliza la técnica PSC-PWM (Phase-Shifted Carrier Pulse Width Modulation), la cual consiste en emplear señales portadoras triangulares desfasadas entre sí. Estas señales son comparadas con una señal de referencia, lo que permite distribuir las conmutaciones en el tiempo y obtener una señal de salida más suave, con menor contenido armónico. Para el convertidor MMC, las señales de referencia corresponden a las tensiones de modulación v_{xu} y v_{xl} en las ecuaciones (3) y (4) para los brazos superior e inferior, respectivamente.

El desfase entre las señales portadoras depende del número de submódulos por brazo, lo cual permite generar múltiples niveles de tensión en la salida del convertidor. En general, para un sistema con N submódulos por brazo, el ángulo de desfase entre portadoras está dado por:

$$\phi_c = \frac{360^\circ}{N} \quad (5)$$

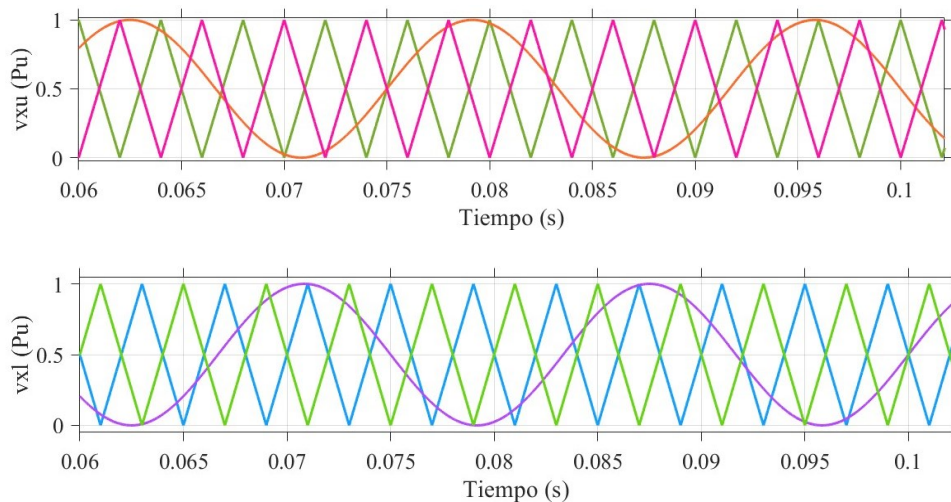
Mientras que para desfasar las portadoras entre brazo superior e inferior se usa la siguiente ecuación:

$$\phi_{ci} = \frac{360^\circ}{2N} \quad (6)$$

lo que permite una adecuada distribución de las conmutaciones en el tiempo y mejora la calidad de la señal generada (Du et al., 2018). Un ejemplo de las señales portadoras y de referencia para $N=2$, se presenta en la Figura 4. Un desarrollo más detallado de la técnica PSC-PWM, incluyendo la disposición de las señales portadoras y la generación de las señales de disparo, puede consultarse en (Du et al., 2018, pp. 51–58).

Figura 4.

Señales portadoras y de referencia para 2 submódulos por brazo ($N=2$)



Adicionalmente, una de las ventajas de la técnica PSC-PWM es su contribución al balance de los voltajes en los capacitores de los submódulos. Este comportamiento se debe a que la modulación distribuye de manera uniforme la inserción de los submódulos a lo largo del tiempo, de modo que todos los submódulos participan de forma similar en la generación de la tensión de salida (Du et al., 2018).

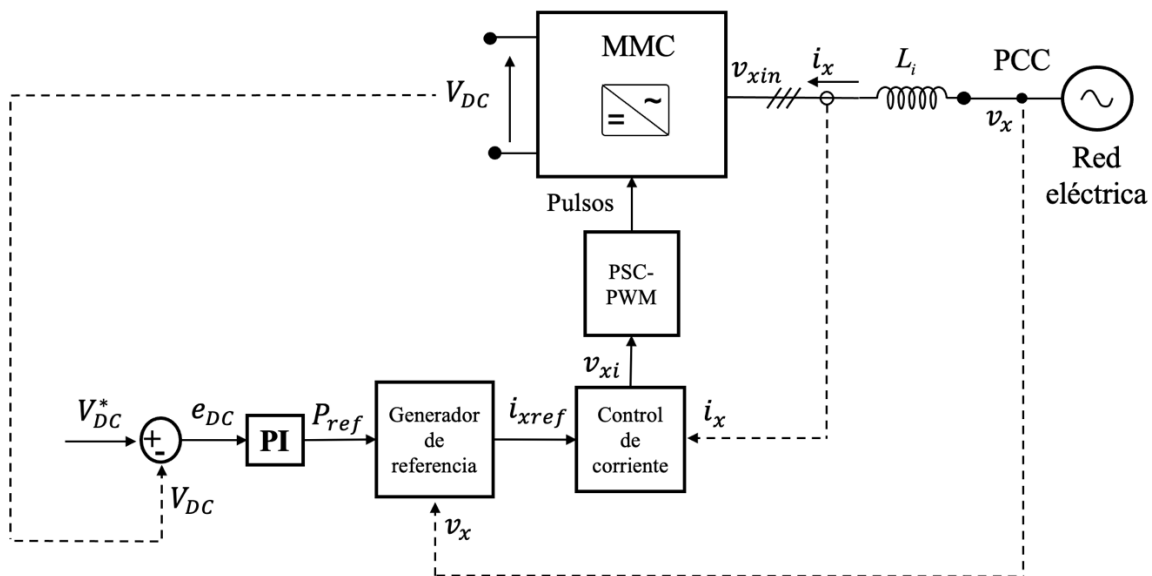
2.5 Estrategias de control

El sistema de control en el convertidor MMC es fundamental para regular la corriente y, con ello, el flujo de potencia entre el lado AC y el lado de DC. En este tipo de sistemas, es común emplear una estructura de control jerárquica compuesta por un lazo externo y un lazo interno, los cuales permiten desacoplar la regulación de potencia y corriente.

En la Figura 5 se presenta un esquema general de la estación rectificadora, el cual contempla el convertidor MMC interconectado a la red mediante una inductancia trifásica L_i , y el sistema de control. El punto de conexión a la red es denominado PCC (punto de conexión común). El sistema de control está compuesto por tres lazos: control del bus de DC (lazo externo), control de corriente (lazo interno) y técnica de modulación por ancho de pulso (técnica PSC-PWM presentada en la sección anterior).

Figura 5.

Esquema general de la estación rectificadora conectada a la red



2.5.1 Control del Bus de DC

El lazo externo de control se encarga de regular la tensión del bus de corriente continua, lo cual está directamente relacionado con la potencia transferida en el sistema. Para ello, se emplea un controlador proporcional-integral (PI), el cual compara la tensión medida en el enlace de DC del rectificador (V_{DC}) con un valor de referencia previamente establecido (V_{DC}^*). A partir de esta comparación, se define el error de control como:

$$e_{DC}(t) = V_{DC}^*(t) - V_{DC}(t) \quad (7)$$

A partir del error obtenido, el controlador genera una señal asociada a la potencia activa requerida por el sistema, la cual puede expresarse como:

$$P_{ref}(t) = K_p e_{DC}(t) + K_i \int e_{DC}(t) dt \quad (8)$$

Esta potencia de referencia es utilizada para calcular las corrientes de referencia en el lado de AC del sistema trifásico. Para ello, se emplea la formulación de potencia instantánea en las coordenadas estacionarias a - b - c , la cual está dada por:

$$p(t) = v_a(t)i_a(t) + v_b(t)i_b(t) + v_c(t)i_c(t) \quad (9)$$

donde $p(t)$ es la potencia activa instantánea demandada de la red, v_x con $x \in \{a, b, c\}$ corresponde a la tensión en el PCC (ver Figura 5), e i_x con $x \in \{a, b, c\}$ es la corriente demandada de la red para cada una de las fases. Note que $i_x = -i_{xi}$.

Las corrientes de referencia del lado de AC del rectificador se definen buscando que la potencia consumida por el convertidor sea igual a la potencia de referencia (P_{ref}). De esta manera, se obtiene (Mantilla et al., 2021):

$$i_{aref}(t) = \frac{P_{ref}(t)}{v_a^2(t) + v_b^2(t) + v_c^2(t)} v_a(t) \quad (10)$$

$$i_{bref}(t) = \frac{P_{ref}(t)}{v_a^2(t) + v_b^2(t) + v_c^2(t)} v_b(t) \quad (11)$$

$$i_{cref}(t) = \frac{P_{ref}(t)}{v_a^2(t) + v_b^2(t) + v_c^2(t)} v_c(t) \quad (12)$$

De esta manera, el control del bus de DC define indirectamente el nivel de potencia transferida, estableciendo las referencias que serán seguidas por el lazo interno de control.

2.5.2 Control de corriente

El lazo interno de control se encarga de regular la corriente del sistema, asegurando el seguimiento de las corrientes de referencia generadas por el control del bus DC. En este trabajo se emplea un control predictivo tipo Dead-Beat, el cual utiliza un modelo discreto del sistema para calcular la señal de control en cada instante de muestreo.

Este método permite determinar la tensión que debe generar el convertidor (v_{xi}) en el lado de AC, a partir del error entre la corriente medida (i_x) y la corriente de referencia (i_{xref}), con el objetivo de que la corriente demandada de la red alcance el valor deseado en el siguiente instante de muestreo.

La tensión en los terminales de AC del convertidor respecto al neutro de la red, puede expresarse como:

$$v_{xin}(t) = v_x(t) - L_i \frac{di_x(t)}{dt}, \quad x \in \{a, b, c\} \quad (15)$$

La ecuación anterior se puede expresar en forma discreta, aproximando la derivada como:

$$\frac{di_x(t)}{dt} \approx \frac{i_x(k+1) - i_x(k)}{T_s} \quad (16)$$

Donde T_s corresponde al periodo de muestreo. Sustituyendo en la ecuación (15), se obtiene:

$$v_{xin}(k) = v_x(k) - L_i \frac{i_x(k+1) - i_x(k)}{T_s} \quad (17)$$

Buscando que la corriente de referencia alcance la corriente demandada de la red al final de cada periodo de muestreo, se reemplaza $i_x(k + 1)$ por $i_{xref}(k)$. A partir de esta relación se obtiene la ley de control, tal como se presenta en Vargas Cáceres et al. (2010):

$$v_{xin}(k) = v_x(k) - L_i \frac{i_{xref}(k) - i_x(k)}{T_s} \quad (18)$$

Para el caso trifásico, esta expresión puede extenderse en forma matricial (Vargas Cáceres et al., 2010), permitiendo calcular la tensión de referencia del convertidor en cada fase respecto al punto medio del bus de DC, es decir, v_{xi} con $x \in \{a, b, c\}$:

$$\begin{bmatrix} v_{ai}(k) \\ v_{bi}(k) \\ v_{ci}(k) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} \\ -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} & \frac{2}{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a(k) - \frac{L_i}{T_s} \Delta i_a \\ v_b(k) - \frac{L_i}{T_s} \Delta i_b \\ v_c(k) - \frac{L_i}{T_s} \Delta i_c \end{bmatrix} \quad (19)$$

donde el término Δi_x representa el error de corriente en cada fase, definido como:

$$\Delta i_x = i_{xref}(k) - i_x(k), \quad x \in \{a, b, c\} \quad (20)$$

Esta formulación permite calcular la tensión que debe generar el convertidor en cada fase, considerando el comportamiento trifásico del sistema y garantizando un adecuado seguimiento de las corrientes de referencia. Estas tensiones resultantes corresponden a las señales de referencia enviadas a la estrategia de modulación PSC-PWM.

2.5 Marco regulatorio y normativo

En el desarrollo de sistemas HVDC, existen diversos estándares internacionales que regulan su diseño, operación y desempeño. Entre ellos, destacan las normas IEC 62501 para convertidores VSC-HVDC y la IEC 62747 para terminología técnica, las cuales establecen lineamientos fundamentales para la implementación de estas tecnologías. Asimismo, documentos

técnicos de CIGRÉ proporcionan referencias ampliamente aceptadas para el modelado y control de convertidores MMC.

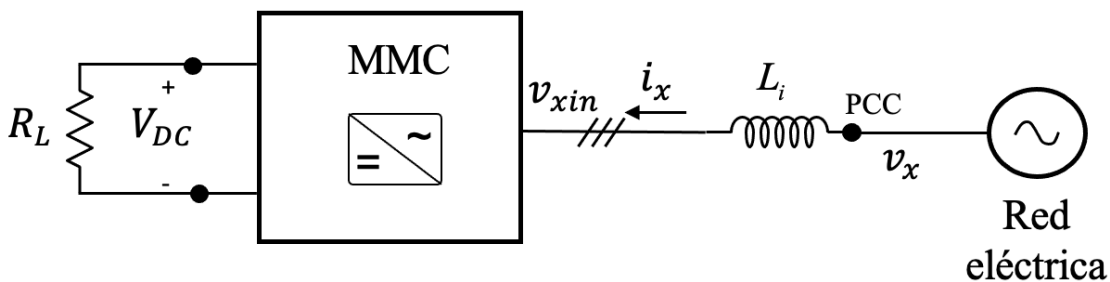
3. Modelado y Simulación Del Sistema

3.1 Modelado del sistema

Para el análisis del convertidor MMC en modo rectificador, se considera el modelo simplificado presentado en la Figura 6, que integra el comportamiento del sistema tanto en el lado de AC, como en el enlace de corriente continua. En el lado de AC, la red eléctrica se representa mediante una fuente de tensión trifásica sinusoidal ideal balanceada de secuencia positiva, conectada al convertidor a través de una inductancia de filtrado (L_i).

Figura 6.

Modelado Simplificado de la etapa de potencia



El convertidor MMC genera una tensión controlada que permite regular la corriente de entrada, y con ello, el flujo de potencia hacia el lado de DC. Por su parte, en el bus de corriente continua se conecta una resistencia (R_L), cuyo valor se determina según la potencia transferida. El

cálculo de este resistor debe ser acorde a los valores de potencia a analizar, teniendo en cuenta que un cambio en el valor del resistor varía la potencia transferida.

Para el dimensionamiento del sistema objeto de estudio en este trabajo, se tomó como caso base el sistema HVDC del proyecto GCM (Guajira – Cesar – Magdalena), el cual se describe más a detalle en el Apéndice F.

La estación rectificadora considerada en este trabajo contempla la transmisión de una potencia máxima de **3 GW** y opera a **500 kV RMS** (tensión de línea en AC). Con el fin de garantizar la correcta operación del convertidor, es necesario que la tensión del lado de DC sea superior a la tensión de línea pico:

$$V_{L,pico} = 500kV * \sqrt{2} = 707,1 kV$$

Se establece un valor de tensión en el enlace de DC de **800 kV**, el cual es superior al valor pico de la tensión de línea de la red de suministro, permitiendo la operación del convertidor en modo rectificador. Una vez definido el nivel de tensión en el lado de DC, se calcula la corriente máxima del sistema en el lado de DC, a partir de la potencia establecida:

$$I_{dc} = \frac{P}{V_{DC}} = \frac{3 \times 10^9}{800 \times 10^3} = 3750 A$$

Para la modelación del bus de DC, se considera únicamente el consumo de potencia activa, representado mediante una carga resistiva equivalente (R_L). El valor de esta resistencia, para una potencia transferida de 3 GW, se determina a partir de:

$$R_L = \frac{V_{DC}^2}{P} = \frac{(800 \times 10^3)^2}{3 \times 10^9} = 213,33\Omega$$

Para las simulaciones se usó el valor de $R = 214\Omega$.

Respecto al número de submódulos del convertidor MMC, se seleccionó una configuración de 128 submódulos por brazo, con el fin de garantizar que esta topología sea posible implementarla

con la tecnología actual de transistores de potencia y capacitores disponibles en el mercado. De acuerdo con la literatura técnica del MMC, la tensión total del bus de DC puede expresarse como el producto entre el número de submódulos por brazo y la tensión nominal de cada capacitor de submódulo, es decir, $V_{DC} = N V_C$. Por tanto, para $N = 128$, la tensión nominal por submódulo es:

$$V_C = \frac{V_{DC}}{N} = \frac{800kV}{128} = 6250 V$$

Este valor sirve como criterio base para la selección del capacitor y del nivel de tensión de operación de los dispositivos semiconductores de cada submódulo. En la siguiente tabla se observan los componentes eléctricos y electrónicos seleccionados acorde al dimensionamiento del sistema.

Tabla 2.

Selección componentes del sistema

Componente	Referencia / modelo	Parámetro nominal principal	Justificación
Capacitor del submódulo	DryDCap – Hitachi Energy	2.6 kV, 4–9.6 mF	Se selecciona por su alta densidad de energía, baja inductancia y diseño tipo seco, lo que garantiza alta confiabilidad en aplicaciones de convertidores multinivel e HVDC (Hitachi Energy, s.f.)
IGBT del submódulo	FZ1000R65KE4 – Infineon	6.5 kV, 1000 A	Se selecciona por sus capacidades adecuadas para aplicaciones HVDC, además de presentar alta confiabilidad y bajas pérdidas de conducción (Infineon Technologies AG, 2024)
Inductancia de brazo / inductancia de filtro	Reactor air-core (Trench HVDC)	50 mH / 0.12H	Se selecciona por su uso en sistemas HVDC, controlar la dinámica del convertidor y reducir armónicos (Trench Group, 2024)

No obstante, debido a las limitaciones de hardware y software asociadas al entorno de simulación, el modelo detallado implementado en MATLAB/Simulink se desarrolló con un

número reducido de submódulos por brazo. Esta simplificación permite conservar el principio de funcionamiento del convertidor y de las estrategias de control, sin comprometer el análisis dinámico principal del sistema. En consecuencia, el sistema se dimensiona teóricamente para 128 submódulos por brazo, pero la simulación detallada se realiza con una cantidad de 32 submódulos por brazo para garantizar viabilidad computacional con los equipos disponibles.

3.2 Implementación del sistema en Simulink

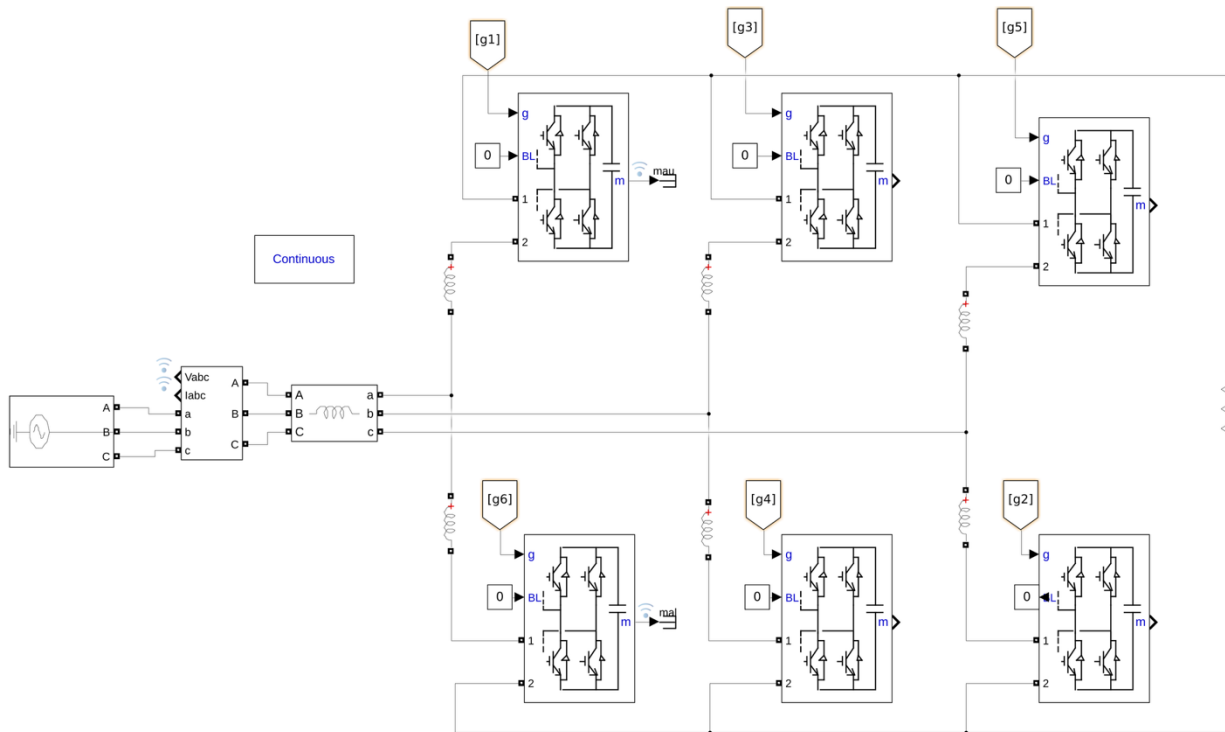
El sistema fue implementado en el entorno MATLAB/Simulink, utilizando herramientas de simulación de sistemas eléctricos de potencia, específicamente la librería SIMSCAPE ELECTRICAL la cual permite modelar el comportamiento de convertidores y redes eléctricas. El modelo representa un convertidor MMC en configuración Full-Bridge operando en modo rectificador.

3.2.1 Estructura del convertidor MMC

La Figura 7 muestra el modelo implementado del convertidor MMC en MATLAB/Simulink, incluyendo solo la parte de potencia.

Figura 7.

Modelo del convertidor MMC en configuración Full-Bridge implementado en MATLAB/Simulink



Cada brazo del convertidor MMC está formado por 32 submódulos tipo Full-Bridge y la inductancia de brazo es de 50mH. El capacitor de cada submódulo es de 5 mF y debe operar a una tensión de 25 kV para $N=32$.

En el lado de AC, el convertidor se conecta a una fuente de tensión de 500 kV RMS línea-línea mediante una inductancia de filtro de 120 mH, la cual define la dinámica de la corriente. En el lado de DC, el sistema se representa mediante una carga resistiva equivalente, dimensionada para una potencia transmitida del orden de 3 GW.

3.3 Implementación del sistema de control

El sistema de control, previamente presentado en la Figura 5, se implementó en MATLAB/Simulink tal como se presenta en la Figura 8. Una gráfica más detallada de todo el sistema implementado se muestra en el Apéndice E. Este sistema de control está conformado por

Las señales por fase son procesadas y distribuidas hacia diferentes salidas, representadas como g_1, g_2, \dots , las cuales corresponden a los pulsos de disparo de los submódulos del convertidor.

Debido al número de submódulos considerados en el sistema, el proceso de generación de señales se replica para cada uno de ellos, permitiendo una adecuada distribución de las conmutaciones.

Para el caso analizado en este trabajo, se consideran 32 submódulos por brazo, por lo que el ángulo de desfase entre portadoras se define como:

$$\phi_c = \frac{360^\circ}{32} = 11.25^\circ$$

De manera adicional, se puede considerar un desfase entre las portadoras de los brazos superior e inferior, definido como:

$$\phi_{ci} = \frac{360^\circ}{2 * 32} = 5.625^\circ$$

Estos valores permiten distribuir las conmutaciones de manera uniforme en el tiempo, mejorando la calidad de la señal de salida y reduciendo el contenido armónico del convertidor.

También se calculó la frecuencia de operación de los IGBTs de la siguiente manera:

$$f = \frac{f_{ope}}{N} = \frac{10kHz}{32} = 312.5Hz$$

Esta etapa permite establecer la conexión entre el controlador y la operación del convertidor, garantizando la correcta activación de los dispositivos de conmutación.

3.5 Configuración de la simulación

La simulación del sistema se realiza en el entorno MATLAB/Simulink, considerando el modelo completo implementado presentado en el Apéndice E. Se consideró una frecuencia de muestreo de 10 kHz para las señales del sistema de control.

El tiempo total de simulación se define en 7 segundos, de manera que se pueda observar tanto el comportamiento en régimen transitorio como el comportamiento en estado estable del sistema. Para cada configuración de submódulos analizada, se mantienen constantes las condiciones de operación, garantizando así la comparabilidad de los resultados.

Adicionalmente, se establecen condiciones iniciales coherentes para las variables del sistema, con el fin de evitar comportamientos no deseados durante el arranque de la simulación. Entre las condiciones iniciales relevantes está la tensión de los capacitores de los submódulos, las cuales se establecieron en 25 kV al iniciar la simulación ($t=0$ s). Las variables de interés, tales como la corriente en el lado AC, la corriente de referencia, la tensión del bus de DC y la potencia transferida, son registradas para su posterior análisis.

4. Resultados

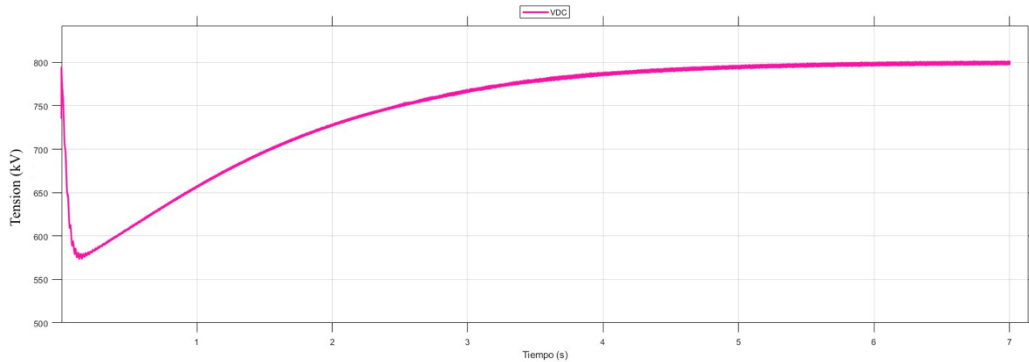
A continuación, se presentan las figuras correspondientes con los resultados obtenidos.

4.1 Resultados Obtenidos

En la Figura 9 se muestra el comportamiento de la tensión en el lado de DC. Se puede observar un transitorio con una duración aproximada de 5 segundos, tras el cual el sistema alcanza el estado estacionario, en el cual, la tensión resultante sigue el valor de referencia establecido en 800 kV. Este resultado permite verificar el correcto desempeño del control del bus de DC (lazo externo).

Figura 9.

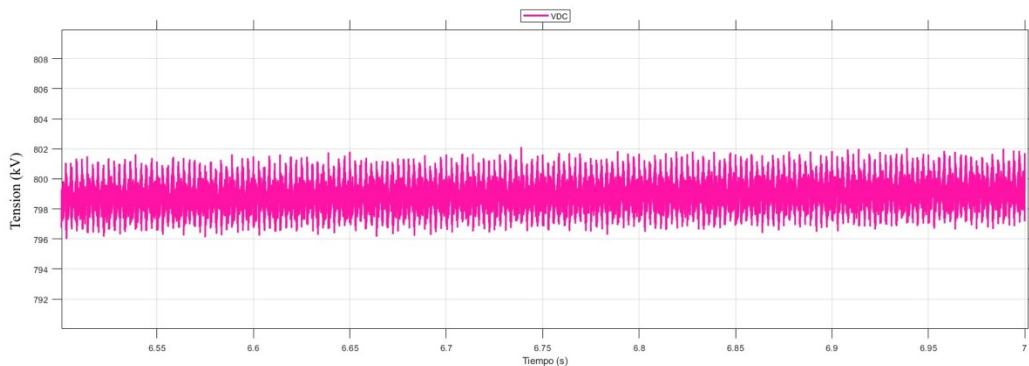
Tensión en el bus de DC para todo el intervalo de simulación.



En la Figura 10 se presenta un acercamiento del resultado de la tensión del bus de DC en estado estacionario. Se evidencia el rizo pico a pico presente en la señal V_{dc} , el cual se calcula como la diferencia entre el valor máximo y mínimo de esta tensión, es decir, $\Delta V_{dc} = V_{pico_max} - V_{pico_min}$. El rizo pico a pico resultante en la tensión del bus de DC es de aproximadamente 5 kV.

Figura 10.

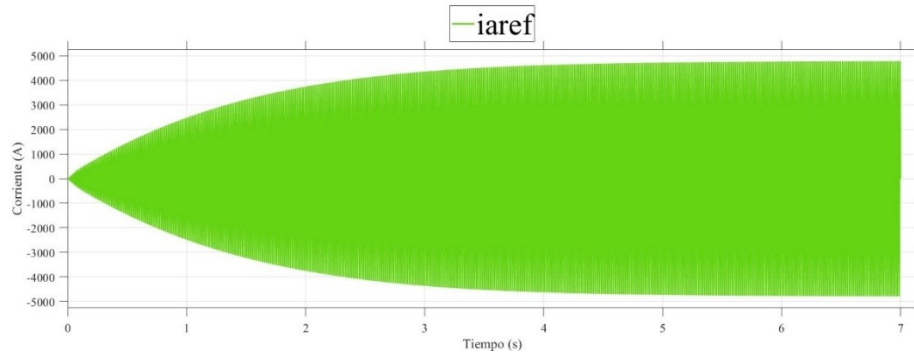
Acercamiento a la tensión del bus de DC en estado estacionario.



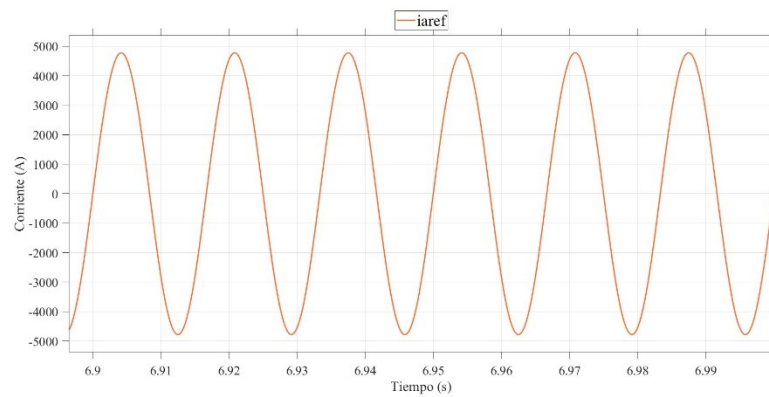
En cuanto a las corrientes de referencia, en la Figura 11 se presenta la corriente para la fase a, es decir i_{aref} . Se observa el comportamiento generado por el bloque de referencia a lo largo de la simulación. Un acercamiento del comportamiento de esta corriente en estado estacionario se presenta en la Figura 12. Tal como se observa, la corriente presenta un comportamiento estable, alcanzando un valor pico de aproximadamente 4782 A.

Figura 11

Corriente de referencia para la fase a en todo el tiempo de simulación.

**Figura 12.**

Corriente de referencia para la fase a en estado estacionario.



Por su parte, la corriente medida demandada de la red para la fase a muestra un crecimiento más rápido durante el estado transitorio, sin coincidir inicialmente con la referencia, tal como se

presenta en la Figura 13. Sin embargo, en estado estacionario (ver Figura 14) comienza a seguirla de manera más precisa.

Figura 13.

Corriente demandada de la red para la fase a en todo el tiempo de simulación.

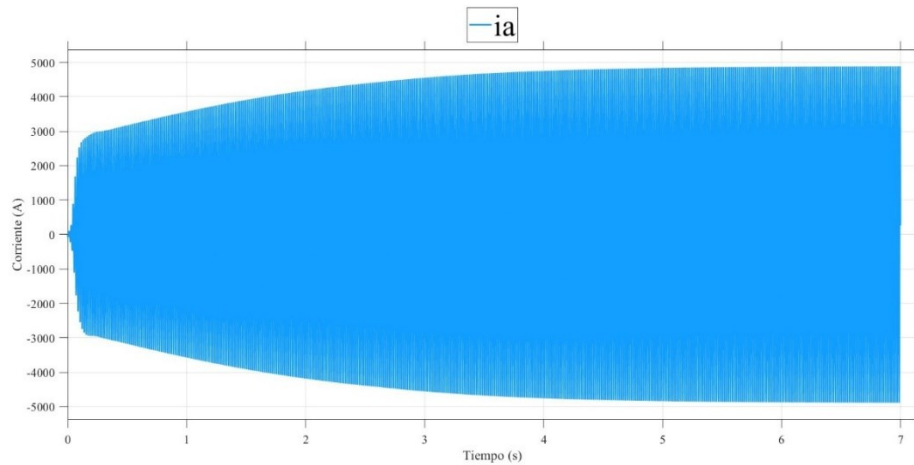
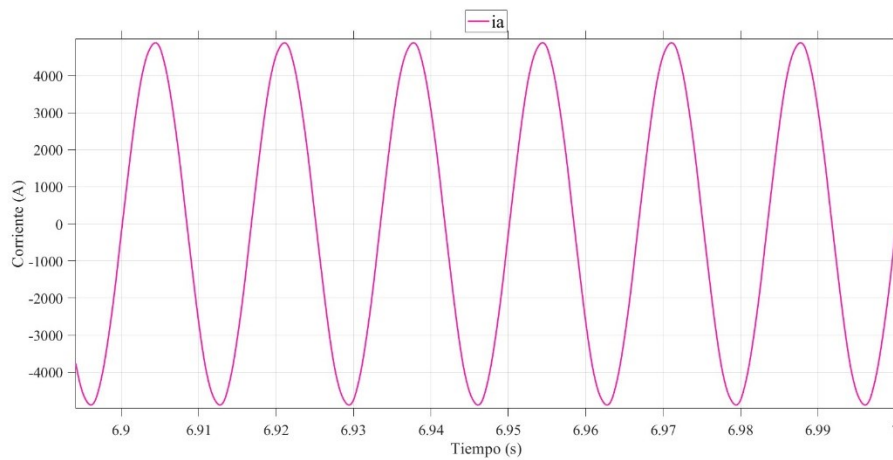


Figura 14.

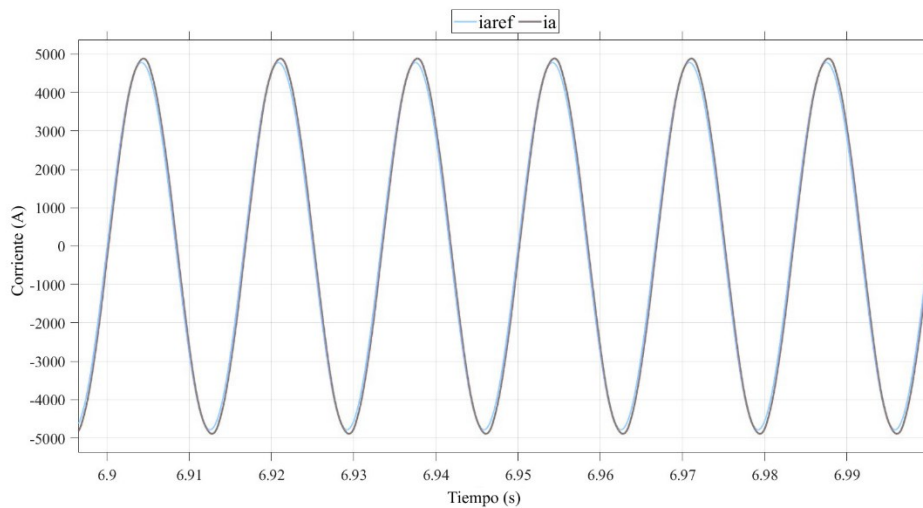
Corriente demandada de la red para la fase a en estado estacionario



En la Figura 15 se pueden observar la corriente de referencia y la corriente demandada de la red en estado estacionario, ambas para la fase a. Se evidencia que la señal medida sigue adecuadamente la referencia, aunque presenta un pequeño desfase, posiblemente asociado a la presencia de inductancias en los brazos de los submódulos. Este resultado verifica el correcto desempeño del controlador de corriente y de la técnica de modulación PSC-PWM.

Figura 15.

Corriente de referencia y corriente demandada de la red en estado estacionario para la fase a.

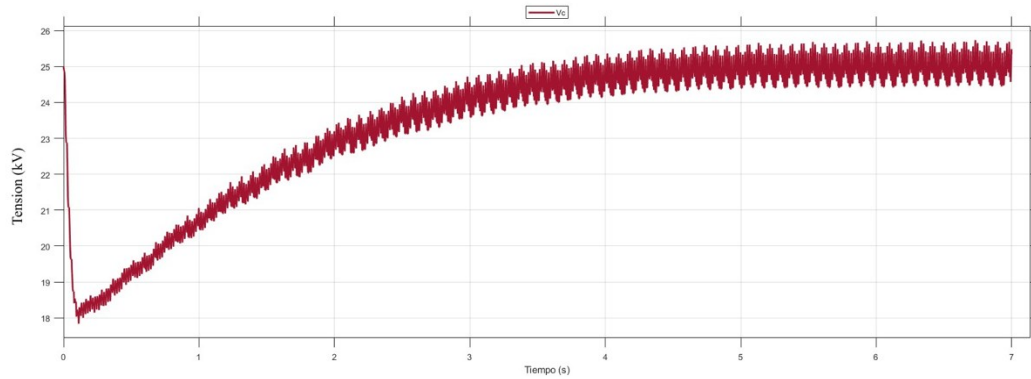


Respecto al comportamiento de la tensión en los capacitores de los submódulos (ver Figura 16), se observa un estado transitorio seguido de un proceso de balanceo y estabilización alrededor de los 25 kV, lo cual se atribuye a la estrategia de modulación empleada, confirmando su correcto funcionamiento.

Figura 16.

Comportamiento de la tensión en uno de los capacitores de un submódulo en el tiempo total de

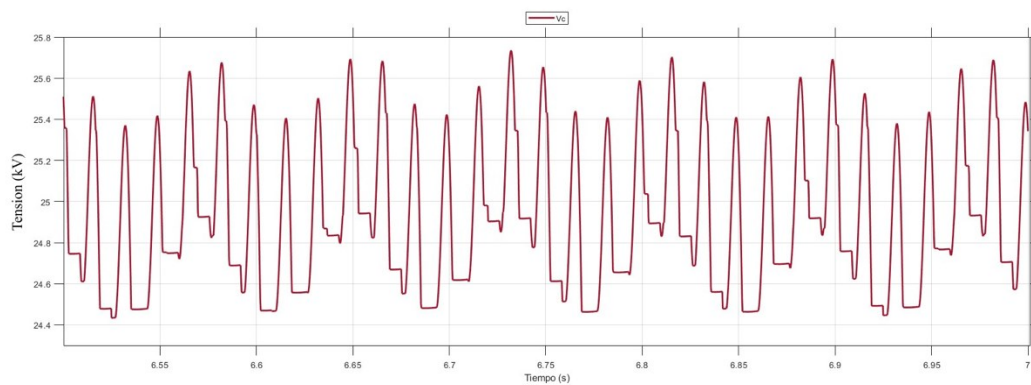
simulación.



En estado estacionario, la tensión de los capacitores presenta un rizo pico a pico de aproximadamente 1 kV, tal como se observa en la Figura 17.

Figura 17.

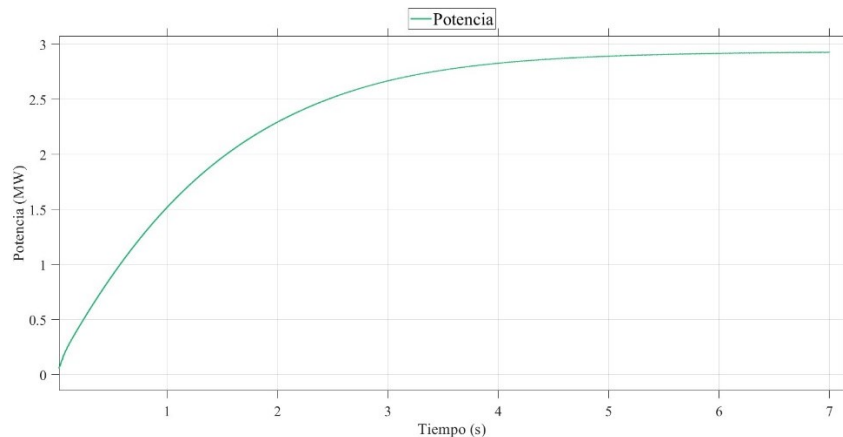
Tensión en uno de los capacitores de un submódulo en estado estacionario.



Finalmente, en la Figura 18 se observa la potencia consumida por el rectificador durante los 7 segundos de simulación. La potencia se aproxima a los 3 GW en régimen estacionario, valor para el cual fue diseñada la prueba y el sistema.

Figura 18.

Potencia consumida por el rectificador para todo el intervalo de simulación.



En la Tabla 3 se agrupan los parámetros de rendimiento del rectificador con el fin de evaluar su desempeño. Muchos de estos valores fueron obtenidos directamente en MATLAB mediante bloques de medición que permiten calcular parámetros como la distorsión armónica total (THD, por sus siglas en inglés), el valor del error medio cuadrático, valores RMS y promedio.

A partir de estas mediciones, se determinó la THD de la corriente demandada de la red para la fase a, el factor de forma para la tensión del bus de DC, el rizo pico de pico de la tensión del bus de DC y de la tensión en los condensadores de los submódulos, y el error medio cuadrático del seguimiento de la corriente de referencia para la fase a y de la tensión del bus de DC, lo que permite cuantificar la precisión del seguimiento de estas señales.

Tabla 3.*Resultados obtenidos*

Parámetro	Valor
THD de i_a	0,4195 %
Factor de forma de V_{DC}	1,000000442
Rizo pico a pico de V_{DC}	5 kV
Rizo pico a pico de V_C	1 kV
Error medio cuadrático seguimiento V_{DC}	1138 V
Error medio cuadrático seguimiento i_a	211,5 A

Tal como se observa en la Tabla 3, la corriente demandada de la red presenta una muy baja distorsión armónica menor al 1%, lo que evidencia la alta calidad de la forma de onda de las corrientes inyectadas en el lado de alterna del rectificador, prácticamente sinusoidales puras. Asimismo, la tensión del bus de continua presenta un factor de forma muy cercano a la unidad, mostrando el buen desempeño del sistema de rectificación.

5. CONCLUSIONES

Este trabajo presentó el diseño y la implementación en simulación de una estrategia de control para convertidores MMC con submódulos tipo Full-Bridge, para una estación rectificadora en sistemas HVDC. La estrategia de control diseñada trabaja directamente en los ejes coordenados $a-b-c$, por lo que no requiere de transformaciones matemáticas entre coordenadas adicionales para su implementación.

El dimensionamiento del sistema bajo estudio se realizó tomando como caso base el proyecto HVDC de la Guajira – Cesar – Magdalena, para una potencia de operación de alrededor 3GW, tensión de línea en alterna de 500 kV, y tensión en el bus de continua de 800 kV.

La estrategia de control implementada mostró un buen desempeño según los resultados de simulaciones realizadas en MATLAB/Simulink, para un convertidor MMC trifásico de 32 submódulos por brazo. Se observó un comportamiento transitorio con una duración aproximada de 5 segundos, después del cual el sistema logra estabilizarse y operar en estado estacionario, lo que indica que el controlador es capaz de llevar el convertidor a su punto de operación de manera adecuada.

Al analizar las gráficas de resultados, se evidencia que las variables del sistema alcanzan los valores de referencia establecidos, en especial la potencia, la cual converge al valor esperado de 3GW. También se observan rizados en las tensiones del bus de DC y de los capacitores de los submódulos. Estos pueden reducirse aumentando el número de submódulos por brazo, lo cual mejora la calidad de la forma de onda generada.

La modulación PSC-PWM utilizada presenta un comportamiento favorable, ya que permite un balanceo adecuado de las tensiones en los capacitores de los submódulos, sin necesidad de implementar un control adicional. Esto es consistente con lo reportado en la literatura para convertidores multinivel (Du et al., 2018). Además, la distribución de las conmutaciones contribuye a reducir el esfuerzo sobre los IGBT, lo que en un escenario real se traduce en menores pérdidas por conmutación.

En cuanto a la tensión del bus DC, se observa una señal estable con bajo nivel de rizado, lo que confirma que el sistema está regulando correctamente la transferencia de energía desde el lado de AC.

El análisis del error muestra que la desviación en el voltaje DC frente a su referencia es pequeña y aceptable, considerando el nivel de tensión del sistema (800 kV). En la corriente de fase se aprecia una desviación un poco mayor durante el transitorio, lo cual se refleja en un pequeño desfase y algunos picos iniciales, asociados a la dinámica propia del sistema.

Finalmente, el análisis armónico de la corriente en el lado de alterna presenta un THD de 0.4195 %, lo que indica un contenido armónico muy bajo. Este resultado confirma que la estrategia de control implementada es efectiva para mantener una buena calidad de señal y cumple con los límites establecidos por la norma IEEE 519.

6. Recomendaciones

Como recomendaciones para futuros trabajos se propone:

Implementar un modelo del sistema que permita ejecutar la simulación para los 128 submódulos por brazo del convertidor MMC, empleando modelos promediados para los submódulos o procesadores más avanzados, llevando el diseño a un valor mucho más cercano al real.

Evaluar el comportamiento del convertidor ante condiciones no ideales, como desbalances en la red, variaciones en la carga o perturbaciones en el lado AC y DC. Este tipo de análisis permitiría validar la robustez de la estrategia de control implementada, especialmente del controlador Dead-Beat y del lazo de regulación del bus DC, acercando aún más el modelo a condiciones reales de operación.

Incorporar estrategias de control que busquen garantizar el balance en las tensiones de los capacitores de los submódulos al considerar no idealidades como: diferencias en los tiempos de

conmutación, dispersión de las tolerancias de los componentes, presencia de corrientes circulantes, y la degradación progresiva de la simetría del convertidor.

Referencias Bibliograficas

- Bucher, M. K., & Franck, C. M. (2019). Contribution of multi-terminal VSC HVDC to the frequency containment reserve of power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 113, 109246. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109246>
- Du, S., Dekka, A., Wu, B., & Zargari, N. R. (2018). *Modular multilevel converters: Analysis, control, and applications*. IEEE Press/Wiley.
- Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE). (2024). SIP-013-2024. https://fenoge.gov.co/documentos-pdf/proveedores/SIP0132024/SIP-013-2024-FENOGE_signed.pdf
- Hitachi Energy. (s.f.). *Dry DC-link capacitors (DryDCap)*. <https://www.hitachienergy.com/products-and-solutions/capacitors-and-filters/high-voltage-capacitors-and-filters/capacitor-units/dc-dry-type-capacitors-drydcap>
- Infineon Technologies AG. (2024). *FZ1000R65KE4 datasheet*. <https://www.infineon.com/assets/row/public/documents/60/49/infineon-fz1000r65ke4-datasheet-en.pdf>
- Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2014). *IEEE Std 519-2014: IEEE recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems*. IEEE.
- International Electrotechnical Commission. (2019). *IEC 62501: Voltage sourced converter (VSC) valves for high-voltage direct current (HVDC) power transmission – Electrical testing*. <https://webstore.iec.ch/en/publication/72171>
- International Electrotechnical Commission. (2014). *IEC 62747: Terminology for voltage-sourced converters (VSC) for high-voltage direct current (HVDC) systems*.

- https://webstore.iec.ch/en/iec_catalog/product/preview/?id=L3B1Yi9wZGYvcHJldmllldy9pbmZvX2llYzYyNzQ3e2VkMS4wfwIucGRm
- Mantilla, M.A., Petit, J.F., Ordoñez, G. (2021). Control of multi-functional grid-connected PV systems with load compensation under distorted and unbalanced grid voltages. *Electric Power Systems Research*. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106918>
- Okba, M. H., Saied, M. H., Mostafa, M. Z., & Abdel-Moneim, T. M. (2012). High voltage direct current transmission: A review, part I. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. <https://doi.org/10.1109/TDC.2012.6316343>
- Rodriguez, J., Lai, J. S., & Peng, F. Z. (2009). Multilevel converters: An enabling technology for high-power applications. *Proceedings of the IEEE*, 97(11), 1786–1817. <https://doi.org/10.1109/JPROC.2009.2030235>
- Saad, H., & Mahseredjian, J. (2019). *Modular multilevel converters: Modeling, control and applications*. Wiley-IEEE Press.
- Trench Group. (2024). *Air core reactors for HVDC*. <https://trench-group.com/air-core-coils/acr-for-hvdc/>
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2018). *HVDC transmission assessment – La Guajira, Colombia (Task 1, final version)*. https://www1.upme.gov.co/Documents/Task_1_HVDC_Transmission_Assessment_LaGuajira_Colombia_version_final.pdf
- Vargas Cáceres, G. A., Gélvez Lizarazo, J. C., Mantilla Villalobos, M. A., & Petit Suárez, J. F. (2010). *Active power filters: A comparative analysis of current control techniques*. Universidad Industrial de Santander.

Unidad de Planeación Minero-Energética [UPME]. (2023). *Plan de expansión de referencia generación - transmisión 2022-2036*. Ministerio de Minas y Energía.
https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Energia%20Electrica/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_de_Expansion_2022-2036_VF.pdf

Apéndices

Apéndice A. Código Del Algoritmo De Generación De Las Señales De Referencia

```
function [iaref, ibref, icrof] = fcn(P, Va, Vb, Vc)
% Cálculo de corrientes de referencia a partir de la potencia y voltajes de fase
cte = P/(Va^2 + Vb^2 + Vc^2);
matips = cte * [Va; Vb; Vc];
iaref = matips(1);
ibref = matips(2);
icrof = matips(3);
end
```

Este código implementa el cálculo de las corrientes de referencia en el marco a-b-c a partir de la potencia activa de referencia y las tensiones de fase medidas. La expresión se basa en la relación directa entre potencia instantánea y producto tensión-corriente.

Apéndice B. Código Control Dead Beat

```

function [Vinvau, Vinval, Vinbu, Vinbl, Vincu, Vincl, vamed] = ...
    fcn(Va, Vb, Vc, Ia, Ib, Ic, Iaref, Ibref, Icref, t)
% Control Dead-Beat en abc para un convertidor MMC
% Matriz de transformación (desacople de fases)
mata = [ 2/3 -1/3 -1/3;
        -1/3  2/3 -1/3;
        -1/3 -1/3  2/3];
% Frecuencia del sistema
w = 2*pi*60;
% Cálculo del voltaje de referencia por fase (acción de control)
matb = [(0.12*10e3)*(Iaref - Ia) + Va;
        (0.12*10e3)*(Ibref - Ib) + Vb;
        (0.12*10e3)*(Icref - Ic) + Vc];
% Aplicación de la matriz de desacople
Vinv = mata * matb;
% Voltaje de fase A (para monitoreo)
vamed = Vinv(1);
% Generación de voltajes para brazos superior e inferior
vaured = 400e3 - Vinv(1);
valred = 400e3 + Vinv(1);
vbured = 400e3 - Vinv(2);
vblred = 400e3 + Vinv(2);
vcured = 400e3 - Vinv(3);
vclred = 400e3 + Vinv(3);
% Normalización respecto al voltaje DC total (800 kV)
Vinvau = vaured / 800e3;
Vinval = valred / 800e3;
Vinbu = vbured / 800e3;
Vinbl = vblred / 800e3;
Vincu = vcured / 800e3;
Vincl = vclred / 800e3;

end

```

Este código implementa un controlador predictivo tipo Dead-Beat en el marco de referencia *a-b-c*. A partir del error entre las corrientes medidas y sus referencias, se calcula la tensión requerida del convertidor para forzar el seguimiento en un paso de muestreo. Posteriormente, se obtiene la señal de modulación normalizada para cada brazo del convertidor MMC, considerando la tensión del bus de DC.

Apéndice C. Código De Implementación De La Técnica PSC-PWM

```

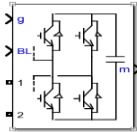
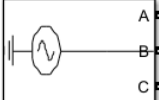
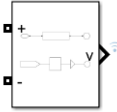
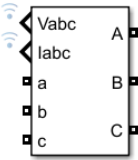


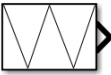

function g1 = fcn(v1,v2,v3,v4,v5,v6,v7,v8,v9,v10,v11,v12,v13,v14,v15,v16,...
    v17,v18,v19,v20,v21,v22,v23,v24,v25,v26,v27,v28,v29,v30,v31,v32)
g1 = zeros(128,1);
% V1
if v1 == 1
    g1(1:4) = [1 0 0 1];
else
    g1(1:4) = [1 0 1 0];
end
% V2
if v2 == 1
    g1(5:8) = [1 0 0 1];
else
    g1(5:8) = [0 1 0 1];
end
% V3
if v3 == 1
    g1(9:12) = [1 0 0 1];
else
    g1(9:12) = [1 0 1 0];
end
% V4
if v4 == 1
    g1(13:16) = [1 0 0 1];
else
    g1(13:16) = [0 1 0 1];
end
% ...
% V32
if v32 == 1
    g1(125:128) = [1 0 0 1];
else
    g1(125:128) = [0 1 0 1];
end
end
end

```

En este apéndice se presenta el código de implementación de la técnica SPC-PWM desarrollada en MATLAB/Simulink. El algoritmo recibe como entradas las señales v_1 a v_{32} y genera un vector de 128 señales de disparo, definiendo la conmutación de los interruptores de cada submódulo del MMC. Esta lógica permite establecer los estados de inserción y bypass, contribuyendo a la síntesis de la tensión multinivel del convertidor.

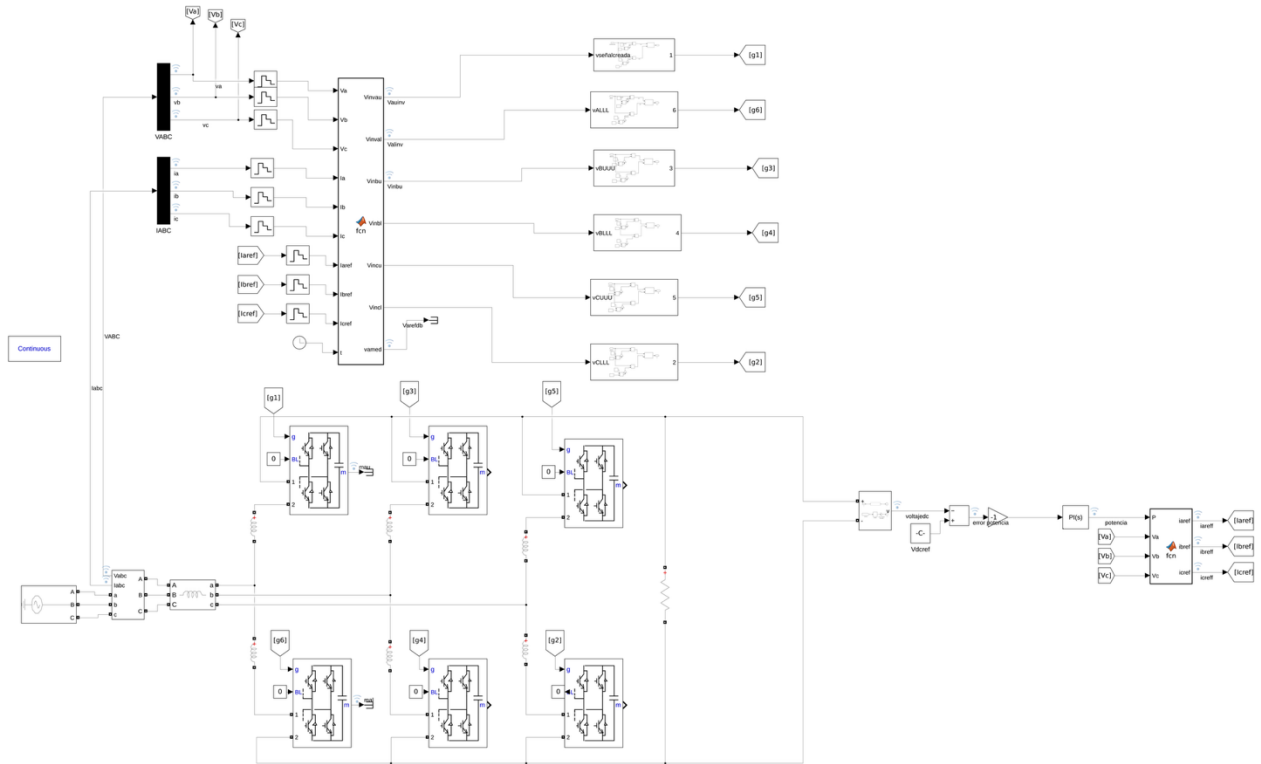
Apéndice D. Bloques Usados En Matlab/Simulink

Tabla 4.
Bloques usados

BLOQUE	Componente del sistema	Bloque en Simulink	Función dentro del modelo	Observaciones
	Convertidor full-bridge	Universal Bridge (IGBT/Diode)	Realiza la conversión AC/DC del sistema	Elemento principal del modelo
	Fuente trifásica AC	Three-Phase Source	Genera el sistema de tensiones trifásicas (A, B, C)	Alimenta el convertidor
	Medición de voltaje DC	Voltage Measurement	Mide el voltaje del bus DC	Variable clave del control
	Medición trifásica de variables eléctricas	Vabc – Iabc Measurement	Mide voltajes y corrientes trifásicas	Retroalimentación del sistema
	Controlador PI	PI(s)	Regula el voltaje del enlace DC	Lazo externo de control
	Funcion block	MATLAB Function (fcn)	Realiza la generación de las corrientes de referencia (iaref, ibref, icref) e implementa la estrategia de	En este bloque se realiza la generación de corrientes de referencia y la implementación del control
	Generador de portadora	Repeating Sequence	Genera señal triangular	Base del PWM
	Demux	Bus Creator / Selector	Agrupar y distribuye señales	Organización interna

Apendice E. Diagrama Del Sistema Completo En Matlab/Simulink

Figura 19.
Diagrama Del Sistema Completo En Matlab/Simulink



Apendice F. Revisión Y Descripción Técnica Del Proyecto GCM

Propósito del apéndice.

En este apéndice se presenta una revisión de la información técnica disponible del proyecto GCM (Guajira–Cesar–Magdalena) y de la **tecnología de transmisión en corriente continua en alto voltaje (HVDC)**, con el fin de establecer un marco de referencia para el modelado y la estrategia de control desarrollados en este trabajo, en cumplimiento del objetivo específico planteado.

F.1 Contexto y descripción del proyecto GCM

El proyecto **GCM** forma parte de la planeación de expansión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) orientada a habilitar la integración de nueva generación, principalmente de fuentes renovables en la región Caribe, con énfasis en La Guajira. La UPME identifica que esta zona concentra una porción relevante de la capacidad asignada y, por tanto, requiere nuevas soluciones de transporte para evacuar la energía hacia el interior del país (FENOGE, 2024).

Dentro del Plan de Expansión 2022–2036 se incluye la obra **“Proyecto GCM – Línea de Transmisión HVDC – Alta Guajira”**, adoptada por el Ministerio de Minas y Energía (Resolución 40477 de 2023). FENOGE describe esta iniciativa como una línea HVDC en Alta Guajira, destacando que su implementación implica retos asociados a su extensión y al uso de tecnología de corriente directa en el país.

F.2 Problema técnico que motiva la solución

Los análisis de la UPME evidencian que la expansión mediante redes de **corriente alterna en alto voltaje (HVAC)** en el área GCM presenta limitaciones técnicas para integrar grandes bloques de generación. Entre las principales condiciones identificadas se encuentran:

Tabla 5.*Problemas técnicos en las redes HVAC en GCM*

Categoría	Descripción técnica	Implicación en el sistema
Capacidad de transporte	Saturación de la red HVAC en la región Caribe	Limita la conexión de nuevos proyectos de generación
Relación de cortocircuito (SCR)	Valores bajos ($\approx 1,4$ para escenarios de alta penetración)	Riesgo de inestabilidad de tensión
Pérdidas en transmisión	Elevadas en enlaces AC de larga distancia	Reducción de eficiencia energética
Requerimientos de compensación	Necesidad de equipos adicionales en AC	Aumento en complejidad y costos
Estabilidad del sistema	Condiciones críticas ante alta penetración renovable	Restricciones operativas

Nota. Elaboración propia a partir de información de (UPME, 2022; FENOGE, 2024).

Estas problemáticas y restricciones constituyen la base técnica para evaluar alternativas distintas a HVAC.

F.3 Evaluación de alternativas de transmisión

F.3.1 Alternativas en corriente alterna (HVAC)

La UPME evaluó diferentes configuraciones en AC para la evacuación de la energía desde Colectora 2:

Tabla 6.

Alternativas de transmisión Evaluadas por la UPME para el proyecto GCM

Alternativa	Descripción	Limitaciones identificadas
AC-1	Colectora 2 – Cuestecitas	Restricción en capacidad de transporte
AC-2	Colectora 2 – Chinú / Cerromatoso	Problemas de estabilidad y pérdidas
AC-3	Colectora 2 – Copey + enlace Colectora 1	Alta complejidad y necesidad de compensación

Nota. Elaboración propia a partir de información de (UPME, 2022; FENOGE, 2024).

Los resultados mostraron que estas opciones presentan limitaciones para integrar 3.000 MW, asociadas a estabilidad, pérdidas y necesidad de compensación, manteniendo además la inyección de potencia dentro de la misma región Caribe.

F.3.2 Alternativas en corriente directa (HVDC)

Como resultado de las limitaciones en AC, la UPME plantea alternativas en **corriente directa** para permitir la incorporación de: 2.000 MW hacia 2028, 1.000 MW adicionales hacia 2032, para un total de 3.000 MW (FENOGE, 2024).

Las alternativas definidas corresponden a enlaces:

Tabla 7.

Parámetros técnicos del sistema HVDC propuestos para GCM

Alternativa	Descripción	Tipo	Longitud aproximada
DC-1	Colectora 2 – Cerromatoso (terrestre)	HVDC–VSC bipolo	~654 km
DC-2	Colectora 2 – Cerromatoso (marítimo + terrestre)	HVDC–VSC bipolo	~815,9 km
DC-3	Colectora 2 – Primavera (terrestre)	HVDC–VSC bipolo	~713 km

Nota. Elaboración propia a partir de información de (UPME, 2022; FENOGE, 2024).

FENOGE recoge estas alternativas y las describe como opciones de conexión HVDC con diferentes recorridos (100% terrestre o mixto terrestre–marino).

Con el fin de sintetizar las diferencias técnicas entre las alternativas en corriente alterna y corriente directa analizadas en el proyecto GCM, se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 8.

Comparación técnica entre sistemas HVAC y HVDC en el contexto del proyecto GCM

Criterio	HVAC	HVDC
Capacidad de transmisión	Limitada en la región GCM debido a restricciones de red	Permite transportar hasta 3.000 MW desde Colectora 2
Integración de generación	Limitada por estabilidad y SCR bajo ($\approx 1,4$)	Adecuada para integración de grandes bloques de generación
Pérdidas en transmisión	Elevadas en largas distancias	Menores pérdidas frente a HVAC
Estabilidad del sistema	Problemas de estabilidad de tensión en escenarios de alta penetración	Mejor comportamiento del sistema ante condiciones de baja fortaleza
Requerimientos adicionales	Necesidad de compensación reactiva y refuerzos de red	Menor necesidad de equipos adicionales

Flexibilidad operativa	Limitada por condiciones de la red AC	Mayor control del flujo de potencia
Expansión del sistema	Requiere múltiples refuerzos en la red existente	Permite transferir potencia directamente a otros nodos del SIN
Aplicabilidad en GCM	No permite integrar completamente los 3.000 MW	Solución viable para evacuación de energía

Nota. Elaboración propia a partir de información de (UPME, 2022; FENOGE, 2024).

Como se observa, la solución en corriente directa permite superar las limitaciones identificadas en la red AC, particularmente en términos de capacidad de transporte, estabilidad del sistema y eficiencia energética, lo cual justifica su selección en el proyecto GCM.

F.4 Parámetros técnicos del sistema propuesto

De la revisión de las fuentes se identifican los siguientes parámetros técnicos del proyecto GCM:

Tabla 9.

Parámetros para el enlace HVDC.

Parámetro	Valor / Característica	Fuente técnica
Tipo de sistema	HVDC	UPME / FENOGE
Tecnología de conversión	VSC	UPME / FENOGE
Configuración	Bipolo (retorno metálico)	FENOGE
Capacidad de transmisión	Hasta 3.000 MW	UPME
Subestación de origen	Colectora 2	UPME

Nota. Elaboración propia a partir de información de (UPME, 2022; FENOGE, 2024).

F.5 Tecnología HVDC tipo VSC

En el desarrollo del proyecto GCM, la UPME considera la evaluación de tecnologías HVDC, incluyendo la selección entre convertidores tipo LCC y VSC, en el marco de los estudios técnicos realizados. Como resultado de este proceso, las alternativas planteadas para el proyecto se formulan como enlaces **HVDC tipo VSC en configuración bipolar** (UPME, 2022).

La tecnología **VSC** se caracteriza por emplear convertidores electrónicos capaces de controlar de manera independiente variables del sistema eléctrico, lo cual resulta adecuado para condiciones como las identificadas en el área GCM, donde se presentan valores bajos de relación de cortocircuito y limitaciones en la red en corriente alterna. En este sentido, la selección de tecnología VSC permite una operación más flexible del sistema y facilita la transferencia de potencia desde zonas de generación hacia otros nodos del SIN.

Adicionalmente, la configuración en corriente directa permite desacoplar parcialmente el comportamiento de los sistemas en corriente alterna en los extremos del enlace, lo cual contribuye a mejorar la estabilidad del sistema y a evitar la propagación de perturbaciones. Estas características resultan relevantes en el contexto del proyecto GCM, donde se requiere integrar grandes bloques de generación renovable y garantizar condiciones adecuadas de operación del sistema eléctrico.

En conjunto, la tecnología HVDC tipo VSC constituye la base del sistema propuesto, al permitir la transferencia controlada de grandes cantidades de energía y responder a las condiciones técnicas identificadas en la región Guajira–Cesar–Magdalena (UPME, 2022–2036).

F.6 Selección de la topología del convertidor

Los documentos técnicos revisados para el proyecto GCM establecen el uso de tecnología HVDC tipo VSC en configuración bipolar, sin detallar la implementación específica del convertidor a nivel de submódulos. En consecuencia, la definición de la arquitectura interna del

convertidor se aborda a partir de la literatura técnica disponible para sistemas HVDC basados en convertidores multinivel.

En este contexto, los convertidores multinivel modulares (MMC) constituyen una de las principales configuraciones utilizadas en aplicaciones HVDC de alta potencia. De acuerdo con la literatura especializada, existen diferentes topologías de submódulos, entre las que se destacan las configuraciones Half-Bridge, Full-Bridge y Hybrid, cada una con características particulares en términos de operación, complejidad y comportamiento ante fallas.

Tabla 10.

Comparación de topologías de submódulos.

Topología	Características principales	Limitaciones	Aplicación general
Half-Bridge (HB)	Menor número de dispositivos y menores pérdidas	No permite bloqueo ante fallas en DC	Sistemas donde la protección DC no es crítica
Full-Bridge (FB)	Permite operación en bipolaridad y bloqueo de fallas en DC	Mayor número de dispositivos y pérdidas	Sistemas HVDC que requieren mayor robustez
Hybrid MMC	Combinación de HB y FB	Mayor complejidad de control	Compromiso entre eficiencia y capacidad de protección

Nota. Elaboración propia a partir de información de (UPME, 2022; FENOGE, 2024).

F.7 Relación con el modelo implementado e impacto en el sistema eléctrico

La revisión de la información técnica del proyecto GCM establece que la solución propuesta corresponde a un enlace **HVDC–VSC en configuración bipolar**, con capacidad de transmisión de hasta 3.000 MW. Esta infraestructura se plantea como respuesta a las limitaciones

de la red en corriente alterna en la región Guajira–Cesar–Magdalena, permitiendo la evacuación de grandes bloques de generación hacia el interior del país (UPME, 2022).

Desde el punto de vista del sistema eléctrico, la implementación de este tipo de solución permite habilitar la integración de nueva generación, reducir restricciones de transporte en la red existente y mejorar el comportamiento del sistema en condiciones de baja relación de cortocircuito, características identificadas por la UPME para esta región. Adicionalmente, los análisis asociados indican que las alternativas HVDC presentan menores pérdidas de transmisión frente a soluciones en corriente alterna para niveles de potencia similares (FENOGE, 2024)

En este contexto, el modelo desarrollado en este trabajo toma como referencia estas condiciones técnicas, particularmente en lo relacionado con el nivel de potencia a transferir y el uso de tecnología HVDC tipo VSC. No obstante, los documentos institucionales no especifican la topología interna del convertidor, por lo que dicha definición se aborda a nivel de modelado.

Para la representación del sistema se adopta una arquitectura basada en **MMC**, empleando una topología tipo **Full-Bridge**, seleccionada por lo visto en el inciso anterior, Asimismo, el modelo considera un sistema en el lado AC de **500 kV línea a línea (RMS)**, coherente con los niveles de conexión del sistema de transmisión, a partir del cual se establece el nivel de tensión en el lado DC siguiendo criterios de diseño de sistemas HVDC.

De esta manera, el modelo implementado permite analizar el comportamiento de un convertidor VSC-MMC bajo condiciones representativas de operación de sistemas HVDC de alta potencia, manteniendo coherencia con las características técnicas del proyecto GCM y permitiendo evaluar su desempeño en escenarios relevantes para el sistema eléctrico colombiano.

F.8 Dimensionamiento del convertidor MMC en el modelo

Para la implementación del convertidor MMC, se realiza un proceso de dimensionamiento orientado a representar adecuadamente un sistema de alta tensión. En este contexto, se considera inicialmente un número elevado de submódulos por brazo, del orden de 128 submódulos, con el fin de aproximar el comportamiento de un convertidor de alta resolución en la síntesis de la forma de onda.

Sin embargo, debido a limitaciones computacionales asociadas al entorno de simulación, el modelo final se implementa con 32 submódulos, manteniendo la estructura del convertidor y las características principales de operación. Esta reducción permite disminuir el tiempo de simulación y el consumo de recursos, conservando al mismo tiempo la validez del análisis del sistema.

En consecuencia, el modelo adoptado representa un compromiso entre fidelidad en la representación del convertidor y viabilidad computacional, lo cual es consistente con prácticas habituales en simulación de sistemas MMC.

F.9 Integración de la revisión técnica con el modelo

La revisión de la información técnica del proyecto GCM y de la tecnología HVDC tipo VSC permite establecer un marco de referencia para la definición del modelo implementado (UPME, 2022; FENOGE, 2024). A partir de esta revisión, se identifican los parámetros clave del sistema (nivel de potencia, tipo de tecnología y configuración general), mientras que las decisiones específicas de modelado —como la topología del convertidor, el nivel de tensión AC y el número de submódulos— se definen en función de criterios de diseño y de las condiciones de simulación.

De esta manera, el modelo desarrollado mantiene coherencia con las características técnicas del proyecto GCM, al tiempo que permite analizar el comportamiento de un convertidor VSC-MMC bajo condiciones representativas de operación en sistemas HVDC de alta potencia