

Proyecto de Fin de Máster
Máster en electrónica, tratamiento de señal y
comunicaciones

Simulación de un control de frecuencia en un parque eólico
marino y evaluación de las prestaciones para realizar la
evacuación en un esquema HVDC

Autor: Angel Eduardo Peña Quintal

Tutor: Eduardo Galván Díez

Co-tutor: Juan Manuel Carrasco Solís

Dep. Ingeniería Electrónica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2017



Trabajo de Fin de Máster
Máster en electrónica, tratamiento de señal y comunicaciones

Simulación de un control de frecuencia en un parque eólico marino y evaluación de las prestaciones para realizar la evacuación en un esquema HVDC

Autor:

Angel Eduardo Peña Quintal

Tutor:

Eduardo Galván Diez

Profesor titular

Co-Tutor:

Juan Manuel Carrasco Solís

Profesor titular

Dep. de Ingeniería Electrónica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2017

Trabajo Fin de Máster: Simulación de un control de frecuencia en un parque eólico marino y evaluación de las prestaciones para realizar la evacuación en un esquema HVDC

Autor: Angel Eduardo Peña Quintal

Tutor: Eduardo Galván Díez,
Juan Manuel Carrasco Solís.

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2017

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

Agradecimientos

La realización de este trabajo no hubiera sido posible sin la ayuda y el apoyo de mi familia, profesores y amigos que me alentaron a llegar más lejos para recorrer nuevos caminos y demostrar que cuando se quiere se puede. “El límite y el nivel de nuestras aspiraciones lo decide uno mismo”.

Agradezco de igual forma al Conacyt (Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología) y a la Secretaría de Energía (SENER) en México por brindarme las facilidades y el apoyo como becario en el extranjero para lograr esta experiencia que ha marcado y marcará mi carrera académica por siempre.

Agradezco enormemente a los doctores Eduardo Galván Díez y Juan Manuel Carrasco Solís por la ayuda, tiempo y conocimientos que prestaron hacia mi. Igualmente agradezco al doctor Danilo de Barros Herrera que fue un gran compañero y mentor en la realización de este proyecto, el camino sin su ayuda hubiera sido bastante más complicado.

En especial agradezco a mis padres Fredy Eduardo Peña Quintal y María Margarita Quintal Novelo, que a pesar de vivir en tiempos difíciles siempre velaron por los intereses, necesidades y educación de sus hijos a costa de muchos otros asuntos de diversa índole. Sin la educación que ellos me brindaron esta meta no hubiera sido posible. Mis metas conseguidas y objetivos logrados son de ustedes también.

Angel Eduardo Peña Quintal

Sevilla, 2017

Resumen

La energía eólica ya es la principal fuente de energía en muchos países, la dependencia de fuentes convencionales de energía con alto grado de contaminación se encuentra decreciendo en los últimos 5 años. Este trabajo está profundamente relacionado con las nuevas tecnologías utilizadas en parques eólicos marinos y su control utilizando aerogeneradores comerciales con un algoritmo de control estándar pero cambiando la naturaleza de la estación rectificadora.

El objetivo más importante es estabilizar la red de corriente alterna del parque eólico y analizar los beneficios/desventajas en el proceso de conversión de energía y por esta razón utilizar un rectificador de diodos en la subestación marina.

Los primeros cinco capítulos se encuentran relacionados para cumplir este objetivo y explicar la teoría utilizando simulaciones que den un punto de vista real del proceso.

Los últimos cuatro capítulos explican la tecnología principal del HVDC centrado en LCC. Es bien sabido que la tecnología LCC no es la principal en parques eólicos marinos pero el objetivo secundario es encontrar cuanta energía se pierde en el proceso de conversión cuando se conecta a una red débil.

Como los aerogeneradores generan una red débil se propondrá una posible solución basada en un STATCOM para mejorar el rendimiento y mejorar la transmisión de potencia.

Todas las simulaciones serán realizadas en el programa PSCAD/EMTDC debido a la potencia computacional y las facilidades para utilizar los elementos activos y pasivos.

Abstract

The wind power energy is already the main source of energy in many countries, the dependence of dangerous sources is decreasing in the past 5 five years. This work is deeply related to new technologies used in offshore wind farms and its control using commercial aerogenerators with a standard control algorithm but changing the nature of the rectifier station.

The most important objective is to stabilize the AC grid of an offshore wind farm and analyze the benefits/disadvantages in the energy conversion process and this reason to use a diode based rectifier.

The first five chapters are related in order to fulfill this objective and explaining the theory using simulations that gives a real point of view of the process.

The last four chapters explain the main technology of HVDC focussing on LCC, it is well know that LCC is not the main tecnology in offshore wind farms but the secondary objective is to find how much energy is wasted in the conversion process when is connected into a weak grid.

As the aerogenerators perform a weak grid it will be proposed a possible solution based on a STATCOM to give a better performance and avoid the waste of power.

All the simulations will be performed in PSCAD/EMTDC software due to the computational power and facilities to use the active and passive elements.

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Abstract	xii
Índice	xiii
Índice de Tablas	xv
Índice de Figuras	xvi
Notación	xix
1 Introducción	1
1.1 <i>Energía eólica</i>	2
1.2 <i>Aerogenerador</i>	4
1.3 <i>Importancia del proyecto</i>	6
2 Estado del Arte	7
2.1 <i>Parque eólico marino</i>	7
3 Control del convertidor del aerogenerador	11
3.1 <i>Modelo del generador</i>	11
3.2 <i>Control del rectificador</i>	12
3.3 <i>Control del inversor</i>	13
3.4 <i>Control de frecuencia externo</i>	14
3.5 <i>Modulación PWM</i>	15
4 Enlace HVDC de transmisión de potencia	17
4.1 <i>Tecnología del enlace HVDC actual</i>	18
4.2 <i>Rectificador de pulsos</i>	19
4.3 <i>Enlace HVDC con tecnología VSC</i>	21
4.4 <i>Enlace HVDC con tecnología LCC</i>	23
5 Parque eólico marino controlado con enlace HVDC no controlado	27
5.1 <i>Control de un aerogenerador con red auxiliar</i>	28
5.2 <i>Conexión de los aerogeneradores como fuente de corriente con inicio autógeno (black start)</i>	35
6 Transmisión de Potencia punto a punto, enlace HVDC-LCC	40
6.1 <i>Control HVDC-LCC a partir del CIGRE Benchmark</i>	40
6.2 <i>Modificación del esquema HVDC-LCC para transmisión de una potencia deseada en un enlace punto a punto.</i>	43
7 Parque eólico marino controlado con enlace HVDC-LCC	48
7.1 <i>Conexión del parque eólico con el enlace HVDC-LCC.</i>	48
7.2 <i>Colocación de un compensador de potencia reactiva</i>	54
8 Tecnologías para realizar derivaciones en el enlace HVDC	58
8.1 <i>Convertidor Modular Multinivel (MMC).</i>	58
8.2 <i>Aplicación del convertidor MMC.</i>	59

9 Conclusiones	61
9.1 <i>Conclusión general</i>	61
9.2 <i>Trabajo a futuro</i>	61
Referencias	62

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1. Países con mayor capacidad instalada.	3
Tabla 3-1. Parámetros del modelo del aerogenerador	11
Tabla 3-2. Parámetros del modelo del generador.	12
Tabla 4-1. Enlace HVDC Suecia Gotland.	17
Tabla 4-2. Características de los enlaces HVDC.	18
Tabla 4-3. Comparativa entre las tecnologías HVDC.	18
Tabla 4-4. THD en el rectificador de pulsos.	21
Tabla 4-5. Parámetros principales del Cigre Benchmark.	25
Tabla 5-1. Definición de señales del autómata.	30
Tabla 5-2. Tabla de THD con red de referencia.	33
Tabla 5-3. Tabla de THD sin red de referencia.	38
Tabla 7-1. Valores de la THD en la unión HVDC.	52

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Esquema de un parque eólico marino.	1
Figura 1-2. Capacidad de energía eólica instalada en el mundo.	2
Figura 1-3. Gráfico de barras de la capacidad instalada de los países puntero en el año 2016.	4
Figura 1-4. Generador síncrono de imanes permanentes.	5
Figura 1-5. Disciplinas para energía renovable.	6
Figura 2-1. Parque eólico marino común.	7
Figura 2-2. Esquema HVDC del parque eólico modificado.	8
Figura 2-3. Control simplificado del enlace HVDC.	8
Figura 2-4. Esquema de un B2B.	9
Figura 2-5. Diagrama de bloques para un inicio autogeno (Black start).	10
Figura 3-1. Diagrama esquemático del generador de 5 MW, Back to Back.	11
Figura 3-2. Medición de variables en el rectificador.	12
Figura 3-3. Control del rectificador.	12
Figura 3-4. Control de tensión del rectificador.	13
Figura 3-5. Medición de variables en el inversor.	13
Figura 3-6. Control del inversor.	14
Figura 3-7. Control de tensión del inversor.	14
Figura 3-8. Control externo del parque eólico.	14
Figura 3-9. Control de frecuencia interno.	15
Figura 3-10. Modulación PWM.	15
Figura 3-11. Modulación PWM trifásica para un rectificador.	16
Figura 4-1. Primer enlace HVDC en el mundo.	17
Figura 4-2. Enlace LCC-HVDC.	19
Figura 4-3. Enlace VSC-HVDC.	19
Figura 4-4. Puente de Graetz.	19
Figura 4-5. Rectificador de 12 pulsos en serie.	20
Figura 4-6. Primer caso para un desfase de 30°.	20
Figura 4-7. Segundo caso para un desfase de 30°.	20
Figura 4-8. Señal DC en el rectificador de 12 pulsos.	21
Figura 4-9. Medición de la THD en la simulación.	21
Figura 4-10. Control del enlace VSC-HVDC	22
Figura 4-11. Control de un enlace VSC-HVDC con conexión a parque eólico marino.	23

Figura 4-12. Enlace LCC monopolar.	23
Figura 4-13. Enlace LCC Bipolar.	24
Figura 4-14. Enlace LCC homopolar.	24
Figura 4-15. Esquema y control del Cigre Benchmark.	25
Figura 4-16. Control del rectificador HVDC.	25
Figura 4-17. Control del inversor HVDC.	26
Figura 5-1. Diagrama del esquema a simular.	27
Figura 5-2. Aerogeneradores propuestos para el inicio de la simulación.	28
Figura 5-3. Lado del rectificador HVDC.	29
Figura 5-4. Modelo de simulación del autómata.	29
Figura 5-5. Potencia del aerogenerador 1.	30
Figura 5-6. Potencia del aerogenerador 2.	31
Figura 5-7. Potencia final otorgada en el bus AC.	31
Figura 5-8. Tensión en el bus AC.	32
Figura 5-9. Corriente en el bus AC.	32
Figura 5-10. Gráfica de la frecuencia en el bus.	33
Figura 5-11. Tensión en el lado DC.	34
Figura 5-12. Corriente en el lado DC.	34
Figura 5-13. Potencia en el lado DC.	34
Figura 5-14. Potencia medida del aerogenerador 1.	35
Figura 5-15. Potencia medida del aerogenerador 2 (KV Y KVAR).	36
Figura 5-16. Potencia final otorgada en el bus AC.	36
Figura 5-17. Tensión en el bus AC, ambos generadores.	37
Figura 5-18. Corriente en el bus AC, ambos generadores.	37
Figura 5-19. . Gráfico de la frecuencia en el bus AC.	37
Figura 5-20. Tensión en el lado DC.	38
Figura 5-21. Corriente en el lado DC.	38
Figura 5-22. Potencia obtenida en el lado DC.	39
Figura 6-1. Cigre Benchmark para simular.	40
Figura 6-2. Control del rectificador HVDC.	41
Figura 6-3. Control del rectificador.	42
Figura 6-4. Partes del enlace HVDC.	43
Figura 6-5. Tensión ideal del parque eólico.	43
Figura 6-6. Corriente ideal del parque eólico.	44
Figura 6-7. Enlace HVDC en secciones.	44
Figura 6-8. Corriente en la sección 1.	44
Figura 6-9. Corriente en la sección 2.	45
Figura 6-10. Corriente estable al final del transitorio en amperes.	45
Figura 6-11. Tensión en el condensador intermedio.	45

Figura 6-12. Tensión final en el condensador en volts.	46
Figura 6-13. Potencia activa y reactiva de entrada.	46
Figura 6-14. Potencia activa y reactiva inyectada a la red utilitaria (W Y VAR).	47
Figura 7-1. Unión de las simulaciones del parque eólico marino y el enlace HVDC.	48
Figura 7-2. Potencias medidas del aerogenerador 1.	49
Figura 7-3. Potencias medidas del aerogenerador 2.	49
Figura 7-4. Potencia total en el bus AC.	50
Figura 7-5. Tensión en el bus AC.	50
Figura 7-6. Corriente en el bus AC.	51
Figura 7-7. Frecuencia en el bus AC.	51
Figura 7-8. Corriente a la salida del rectificador.	52
Figura 7-9. Corriente a la entrada del inversor.	52
Figura 7-10. Corriente final medida en amperes.	53
Figura 7-11. Tensión en el condensador.	53
Figura 7-12. Tensión final en el enlace en volts.	53
Figura 7-13. Modificación del enlace con elemento externo.	54
Figura 7-14. Potencia reactiva inyectada por el compensador (W).	55
Figura 7-15. Tensión en el enlace.	55
Figura 7-16. Tensión final en el enlace en volts.	55
Figura 7-17. Corriente a la salida del rectificador.	56
Figura 7-18. Corriente a la entrada del inversor.	56
Figura 7-19. Corriente final medida en el enlace en amperes.	56
Figura 8-1. Diagrama esquemático de una topología MMC.	58
Figura 8-2. Señal de salida obtenida en el MMC.	59
Figura 8-3. Localización de la derivación HVDC en la Isla de Córcega.	60

Notación

AC	Altern Current
ABB	Asea Brown Boveri
B2B	Back to Back
CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Électriques
DC	Direct Current
GE	General Electric
HVDC	High Voltage Direct Current
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
LCC	Line Commutated Converter
MMC	Modular Multilevel Converter
THD	Total Harmonic Distortion
PMSG	Permanent Magnet Synchronous Generator
p.u.	Per unit
PWM	Pulse Width Modulation
STATCOM	Static Synchronous Compensator
VSC	Voltage Source Converter
MSE	Minimum square error

1 INTRODUCCIÓN

EL siguiente trabajo presenta el acercamiento de los recursos que están siendo utilizados hoy en día para colocar parques eólicos marinos y su posterior transmisión en corriente directa. La corriente alterna (AC) ha sido hasta el presente el principal medio por el que se transporta energía de un punto a otro, no obstante actualmente la corriente directa ha despertado un nuevo interés debido a las prestaciones técnicas y económicas que se han re-descubierto. En la actualidad se hablan de enlaces HVDC que parecen ser la solución para transportar grandes cantidades de corriente directa (DC) de un punto a otro punto situado a varios kilómetros.

Conocidos los problemas medioambientales que traen consigo los combustibles fósiles muchos países europeos han decidido desarrollar parques eólicos marinos [1]. La transmisión HVDC encuentra su correcto funcionamiento en varias tecnologías que utilizan convertidores de potencia, los cuales pueden ser controlados o no controlados. Los enlaces HVDC tienen como base de su funcionamiento la tecnológica de convertidor de fuente de tensión (VSC) que por lo general utiliza IGBTs y la tecnología de convertidor de línea conmutada (LCC) que por lo general utiliza tiristores y es más antigua.

La obtención de potencia de un aerogenerador se realiza mediante un convertidor controlado de potencia, la topología B2B es ampliamente utilizada en sistemas de electrónicos de potencia debido a su amplia controlabilidad. La unión de aerogeneradores entregando potencia a un enlace HVDC es la mejor y más usada estrategia en los parques eólicos en alta mar.

Una de las empresas que más esfuerzos se encuentra realizando en los parques eólicos marinos es GE (General Electric) en su división de energía renovable. La Figura 1-1 muestra como un grupo de aerogeneradores se conectan a una terminal HVDC offshore para entregar potencia a una terminal HVDC onshore, la estación rectificadora utiliza tecnología VSC.



Figura 1-1. Esquema de un parque eólico marino.

En el trabajo presentado será realizado un estudio sobre la adición de varios aerogeneradores con su respectivo convertidor B2B, además será colocado un enlace HVDC para determinar la fiabilidad de la simulación en una puesta en marcha real a futuro, de forma que se tenga un acercamiento a las tecnologías del parque eólico marino y estudiar mejor las posibles mejoras.

Adicionalmente se realizará un estudio comparativo para la topología del rectificador a utilizar en el enlace HVDC, en este punto es posible utilizar topologías híbridas que pueden entregar cierto rango de controlabilidad. Concretamente se analizará el caso de un rectificador controlado de 12 pulsos en serie y un rectificador no controlado de 12 pulsos en serie. Las simulaciones serán realizadas por en *software* PSCAD™/EMTDC™.

Para la realización del trabajo se proponen los siguientes objetivos:

- Disminución del espacio y costo de la subestación rectificadora (AC/DC), teniendo como relación de compromiso aumentar la complejidad del control.
- Proponer un esquema de control capaz de mantener la red de corriente alterna en el embarrado de conexión para los aerogeneradores imponiendo una red estable y constante en frecuencia a 50 Hz.
- Simular un controlador externo que envíe consignas de potencia activa y reactiva a los aerogeneradores del parque eólico.
- Determinar el comportamiento de colocar un grupo de aerogeneradores para su posterior evacuación a través del lado HVDC.
- Análisis de la distorsión armónica en el lado de conversión de corriente alterna a corriente directa (enlace HVDC).
- Proponer una estrategia de control para la reducción de la distorsión armónica mediante filtrado.
- Análisis de la factibilidad del controlador simulado para su inclusión en un enlace HVDC con tecnología de convertidor de línea conmutada.

1.1 Energía eólica

El uso de la energía eólica se ha extendido a lo largo del mundo en los últimos años, podría afirmarse que ha crecido exponencialmente en una cantidad menor a los 10 años.

Según datos de la Asociación Mundial de Energía Eólica (World Wind Energy Association) [2] la capacidad instalada ha alcanzado los 500 GW, además Alemania, India y Brasil lideraron el mercado en crecimiento durante el año 2016. La Figura 1-2 muestra una gráfica del crecimiento de la capacidad instalada entre el año 2012 y el año 2016.

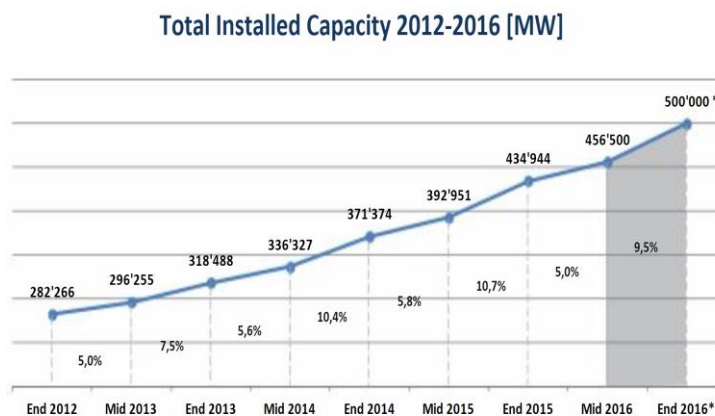


Figura 1-2. Capacidad de energía eólica instalada en el mundo.

De la gráfica anterior es posible determinar que la energía eólica se ha establecido desde el año 2012-2013 como una fuente de energía renovable, rentable y en franco crecimiento. Observando el comportamiento de la gráfica podría pronosticarse un crecimiento cercano a los 600 GW para el final del año 2017. Uno de los principales aliados para el crecimiento de la energía es el costo con tendencia a disminuir, cada año la tecnología se hace más barata y por tanto son más los países que apuestan por realizar instalaciones en sus territorios.

El aumento significativo de la capacidad instalada se debe a que son cada vez más los países que apuestan por energías limpias, claramente el inicio y establecimiento presuponen un gasto significativo pero se ha demostrado que los beneficios son más que los problemas que genera la energía fósil o nuclear.

De acuerdo con la Asociación Mundial de Energía Eólica hay cuatro países que han crecido su capacidad de forma considerable en los últimos 2 años. Brasil aumentó su capacidad instalada un 106%, China en un 60%, Turquía en un 50% y Polonia un 42%. La Tabla 1-1 muestra los países con mayor capacidad instalada en el mundo en el año 2016.

País	Capacidad total (MW)
China	158000
China	74696
Estados Unidos	47420
Alemania	27151
India	22987
España	13940
Reino Unido	11298
Canada	10861
Francia	9810
Brasil	9101
Italia	6338
Suecia	5300
Polonia	5146
Turquía	5089
Dinamarca	5040
Portugal	158000

Tabla 1-1. Países con mayor capacidad instalada.

La Figura 1-3 muestra el gráfico obtenido de la Tabla 1-1.

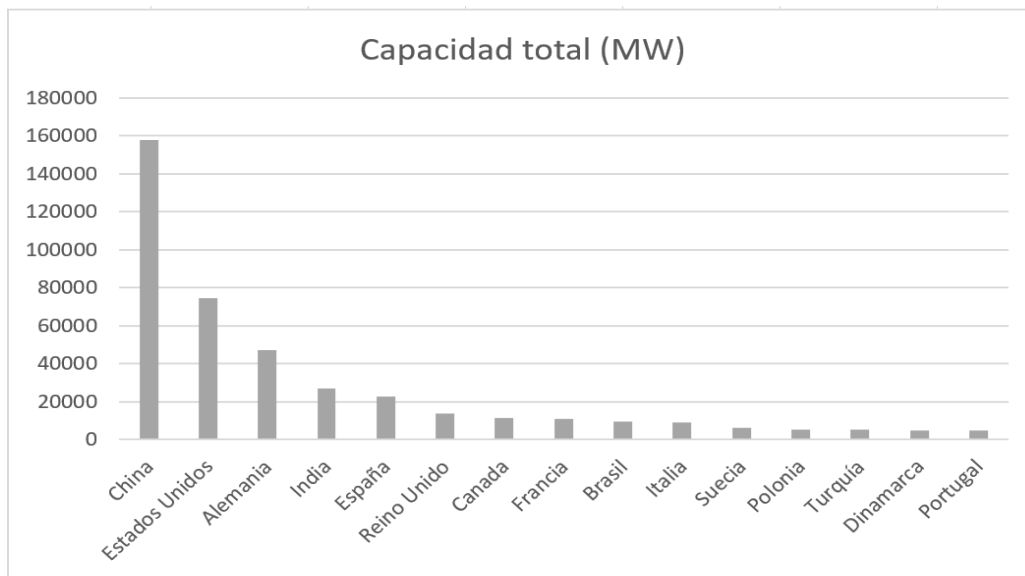


Figura 1-3. Gráfico de barras de la capacidad instalada de los países puntero en el año 2016.

1.2 Aerogenerador

Un aerogenerador representa un compendio de disciplinas de ingeniería; aerodinámica, mecánica, electrónica, eléctrica, materiales entre otras. Estas disciplinas encuentran un punto de reunión en el control de potencia que deberá entregar el aerogenerador. Los principales objetivos del control de un aerogenerador son los siguientes.

- Conexión a una red utilitaria.
- Protección y limitación de la velocidad nominal para evitar desperfectos.
- Inyección de potencia activa y reactiva mediante referencias.
- Protección ante sobrecargas.
- Evitar un rompimiento de los elementos mecánicos internos.

Para llevar a cabo los objetivos se tienen controles auxiliares.

- Control del ángulo de pala.
- Control de sobretensión (posible freno eléctrico).

Las máquinas eléctricas que se encuentran en los aerogeneradores actuales son el generador de imanes permanentes o la máquina de inducción. La tecnología que mejores resultados ha entregado es el generador de imanes permanentes síncrono.

El generador síncrono de imanes permanentes (PMSG, en inglés), es menos ruidoso, presenta alta eficiencia de conversión y alta esperanza de vida por lo cual se equipa en las turbinas eólicas actuales [3]. El tipo de generador seleccionado debe escogerse de acuerdo a la velocidad del sistema. Los generadores síncronos y de inducción son ampliamente usados para turbinas con conexión a red, sin embargo el generador síncrono de imanes permanentes presenta una alta controlabilidad. La Figura 1-4 muestra la principal topología para un generador síncrono de imanes permanentes.

Definido el aerogenerador se tiene el tipo de operación que realizará y el que se tendrá para realizar la simulación, en este caso se hará uso de aerogeneradores de velocidad variable. Las ventajas de un aerogenerador de velocidad variable son.

- Mejor aprovechamiento de la energía.
- Filtración de variaciones de potencia debidas al viento.
- Disminución de las cargas mecánicas.

Las desventajas de un aerogenerador de velocidad variable son.

- Mayor costo.
- Construcción compleja.
- Necesidad de mantenimiento.

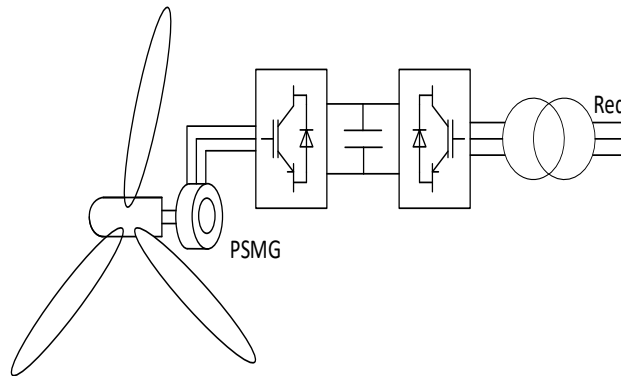


Figura 1-4. Generador síncrono de imanes permanentes.

Como es posible apreciar en la Figura 1-4 se tiene un Back to Back conectado al aerogenerador para extraer la potencia del generador eléctrico. Es importante observar que el aerogenerador presenta todo el mecanismo y engranajes de la cada reductora.

Los generadores síncronos en conjunto con un convertidor de potencia B2B son ampliamente utilizados en plantas generadoras de energía ya que presenta ciertas ventajas para su inclusión en parques eólicos marinos. Las principales ventajas son:

- Fiabilidad.
- Controlabilidad.
- Mantenimiento mínimo.
- Pérdidas mínimas en el proceso de conversión de energía eléctrica.

Uno de los principales inconvenientes al inyectar potencia a una red es el filtrado para garantizar la estabilidad de la red y evitar problemas como sobrecargas que tienen una relación directa con los armónicos de la red. La tendencia reciente de las energías renovables ha abierto un mercado en el cual las compañías eléctricas encargadas de las redes eléctricas deben incrementar las prestaciones de las redes. Los retos para los futuros sistemas de energía estarían dados por lo siguiente:

- Aumentar el nivel de complejidad.
- Mejorar la naturaleza de las capacidades de transferencia de potencia.
- Potencia bidireccional a través del sistema.

La inclusión de las fuentes renovables de energía requiere seguridad, fiabilidad, estabilidad y eficiencia, además de un correcto establecimiento y conexión para su operación [4]. Para proteger los sistemas eléctricos de potencia ante posibles fallas se necesitan reglas y regulaciones. Estas regulaciones actúan como procesos estándar para incluir o prohibir la conexión de plantas a una determinada red. Estas reglas pueden ser aplicables a ambos, plantas generadoras y usuarios que están interesados en conectarse a la red. Los códigos de red (Grid Codes, en inglés) aseguran entonces la calidad de red para los consumidores.

1.3 Importancia del proyecto

La importancia del proyecto es debido a la integración de las nuevas tecnologías para energía renovable. Actualmente los convertidores controlados de potencia han demostrado ser sistemas necesarios para convertir, transmitir y distribuir la energía eléctrica. La Figura 1-5 muestra un gráfico de las disciplinas de la energía renovable.

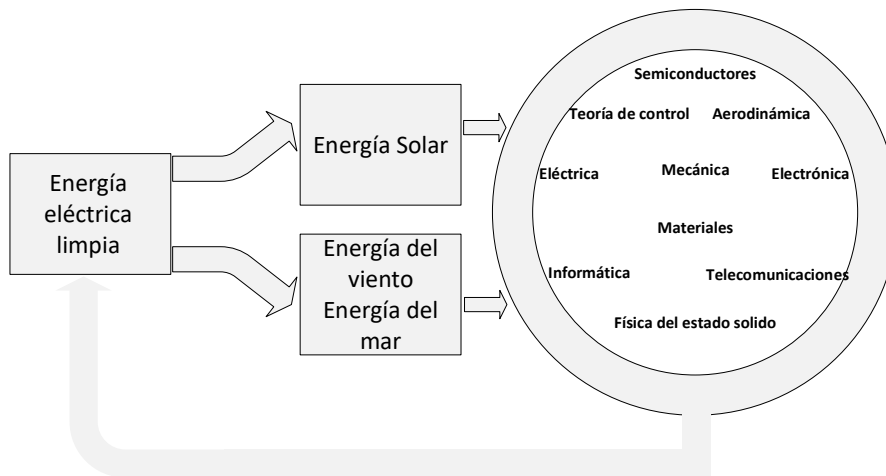


Figura 1-5. Disciplinas para energía renovable.

Además la importancia de tener sistemas electrónicos controlados para energía renovable es su tolerancia a fallas; un sistema debe ser capaz de sobrepasar las adversidades del medio en el cual será colocado. Por ejemplo los convertidores para parques eólicos marinos deben incluir algoritmos que sean capaces de determinar un fallo a fin de corregirlo o limitar su operación en espera de mantenimiento.

2 ESTADO DEL ARTE

La problemática actual en los parques eólicos marinos es la de entregar la mayor potencia necesaria a un costo cada vez mas bajo y sin mantenimiento regular. Existen varios trabajos que buscan dar respuesta a la problemática actual. Entre ellos se tiene el cambio de un enlace HVDC de tipo LCC (con tiristores) a un enlace HVDC con controlado con diodos y será el punto de partida para el siguiente trabajo.

2.1 Parque eólico marino

Los parques eólicos marinos están siendo actualmente una solución al problema del aprovechamiento de la energía eólica, la forma de transmisión de energía eléctrica puede ser en AC para distancias cortas o una distribución en DC para distancias largas, para la transmisión en DC se usan convertidores de potencia controlados con tecnología VSC. La transmisión con tecnología VSC para el generador en conjunto con la tecnología HVDC basa su funcionamiento en la colocación de aerogeneradores que entregan potencia a una terminal HVDC rectificadora para realizar una transmisión en corriente directa que llega a una terminal HVDC inversora y posteriormente realizar algún tipo de distribución. El esquema más utilizado para los parques eólicos marinos es el realizado con tecnología VSC. Las principales ventajas de un sistema VSC es la capacidad de conseguir redes de corriente directa y sistemas mallados o en anillos. La Figura 2-1 muestra el diagrama.

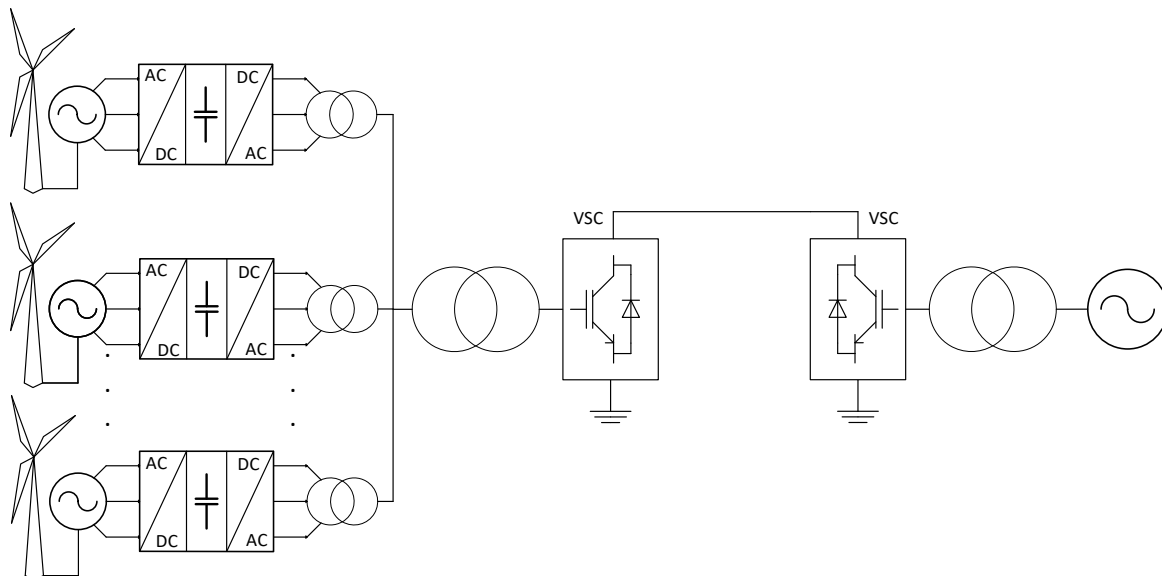


Figura 2-1. Parque eólico marino común.

En [5], se indica que es posible utilizar un rectificador de diodos por sobre el uso de un rectificador con tecnología VSC controlado para el enlace HVDC, además se indica que las estaciones basadas en diodos solamente pueden ser operadas en control de tensión. La Figura 2-2 muestra un esquema general de la modificación realizada.

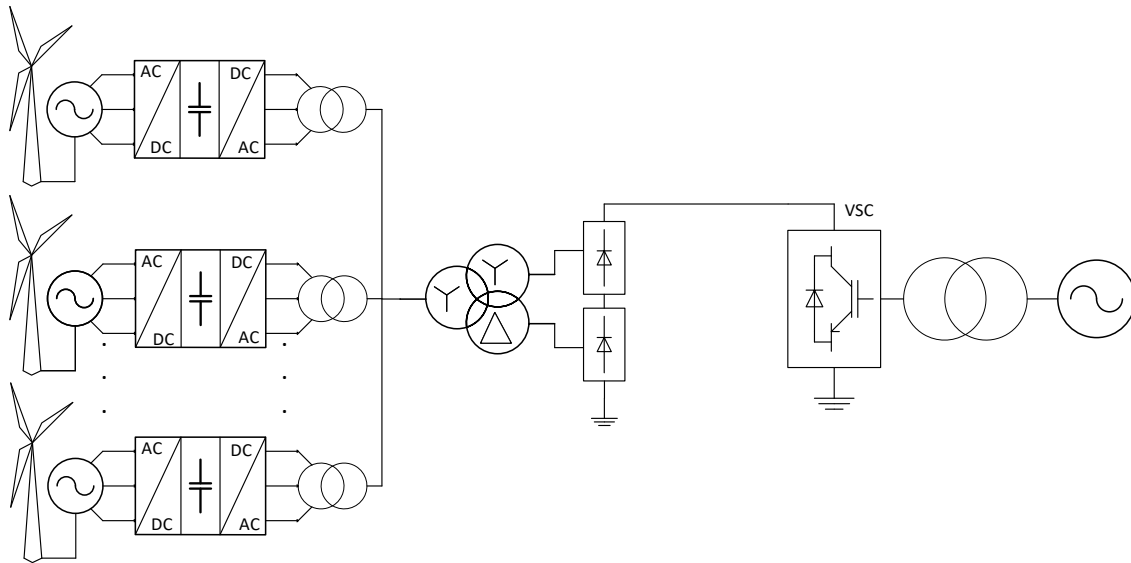


Figura 2-2. Esquema HVDC del parque eólico modificado.

La conexión y el sentido de la potencia en este caso es unidireccional por lo que las estrategias clásicas de control con un enlace VSC-HVDC deberán cambiar con objeto mantener la tensión en la red AC y la frecuencia.

En el trabajo sobre el que recae la investigación se propone que un algoritmo de control distribuido capaz de controlar la tensión AC de la terminal marina, la frecuencia y la potencia a entregar. El control propuesto permite la combinación de parques eólicos marinos y el rectificador basado en diodos que tendrá una operación como control de tensión o como control de corriente [5]. Cabe aclarar que el rectificador para la parte rectificadora del enlace HVDC es un rectificador de 12 pulsos basado en diodos, éste será explicado en apartados posteriores.

El análisis utilizado para el control en el párrafo anterior sigue las siguientes suposiciones para simplificar el modelo.

- La impedancia de la línea AC es insignificante cuando se comparan con la reactancia de fuga del transformador.
- No se consideran las pérdidas por las derivaciones del transformador.

La Figura 2-3 muestra un diagrama de bloques del control simplificado.

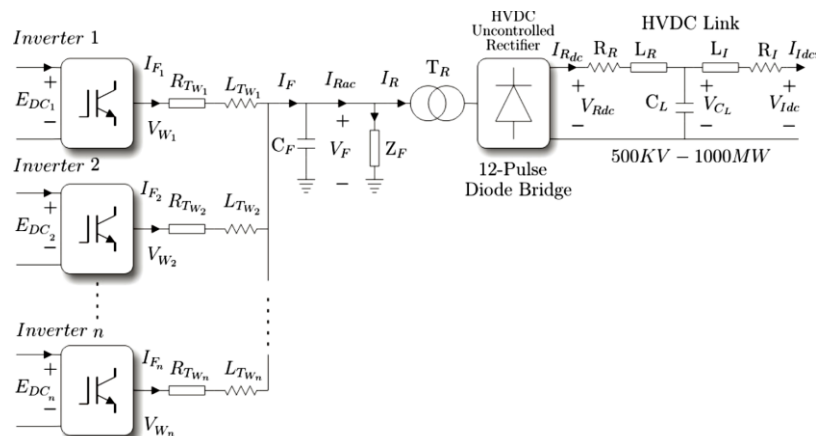


Figura 2-3. Control simplificado del enlace HVDC.

Para extraer la potencia necesaria o requerida del parque eólico marino se utiliza un convertidor VSC Back to Back. Un B2B es simplemente la utilización de un convertidor que sirve como interfase entre dos tensiones, sean en corriente alterna o corriente directa. Los inversores de la figura anterior son los encargados de transportar potencia al rectificador de 12 pulsos basado en diodos. Para inyectar potencia del lado de los aerogeneradores al enlace HVDC deberá tenerse una red AC temporal a fin de que se evacue la potencia.

El convertidor B2B esta provisto por la unión de sendos convertidores a saber, rectificador e inversor unidos mediante un vínculo de corriente directa dado por un condensador. La Figura 2-4 muestra la configuración interna de un B2B.

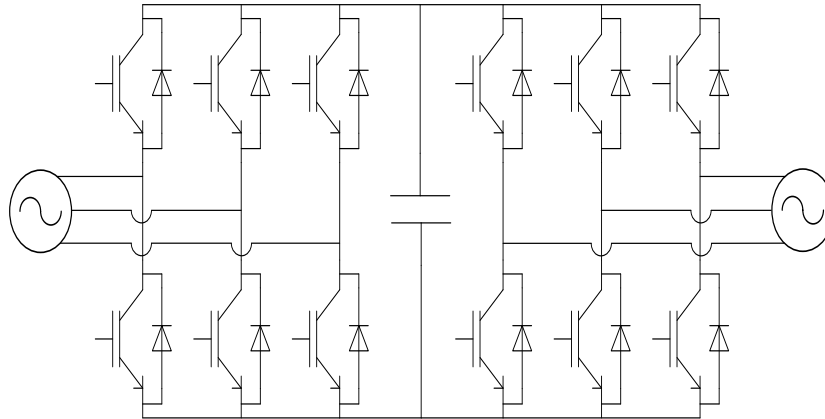


Figura 2-4. Esquema de un B2B.

Realizando un control mediante PWM es posible extraer potencia del lado izquierdo para inyectar potencia del lado derecho. Dos controles PWM son empleados, el primer convertidor-rectificador adopta una estrategia de desacoplo para controlar la potencia activa, el segundo convertidor-inversor puede mantener estable el bus en tensión y frecuencia empleando un control en desacoplo por coordenadas d-q en lazo cerrado tensión-corriente [6].

Aprovechando la topología del B2B es posible separar ambos convertidores y controlarlos de forma individual, para aplicar una ley de control que otorgue beneficios y controlabilidad a todo el sistema.

Se propone la Teoría de Potencia Instantanea para sistemas de 3 hilos propuesta por Akagi en 2007 [7]. En resumen esta teoría indica que es posible generar corrientes de referencia a partir de la potencia activa (P) y potencia reactiva (Q) utilizando un marco de referencia rotatorio para obtener un marco constante aplicando las transformaciones de Clarke [8] y Park [9].

La conexión de parques eólicos marinos mediante un vínculo HVDC dado por un rectificador de diodos ofrece una reducción de costos de instalación y operación, además está desarrollándose como una de las principales tecnologías para largas conexiones entre parques eólicos [10].

La sustitución del enlace HVDC por un rectificador de diodos trae consigo que los aerogeneradores sean capaces de manejar la red para asegurar un punto de operación estable.

En [11], se realiza un estudio similar al anterior pero en un escenario diferente. Un sistema HVDC robusto y a prueba de fallos deberá tener un inicio autógeno (Black start) de forma que no dependa de redes externas o redes temporales auxiliares.

Esta capacidad se logra con un control bastante más complejo y modificando la naturaleza de los aerogeneradores o al menos un aerogenerador, la idea principal es tomar un aerogenerador como fuente de tensión, si el aerogenerador se encuentra produciendo potencia entonces podrá tener una tensión lo suficientemente fuerte para actuar como red temporal. Posteriormente los demás aerogeneradores del parque eólico se conectarán y entregarán potencia al enlace HVDC basado en diodos. Uno de los principales problemas es como se van conectando los aerogeneradores y cuanta potencia máxima se transmite. Una alternativa es energizar el enlace HVDC para crear la red e ir incrementando la tensión del parque eólico.

La existencia de una red AC artificial a la cual se le puede inyectar potencia es una práctica interesando debido a la modularidad o hibridación de un generador eólico. La Figura 2-5 muestra el diagrama de bloques del control.

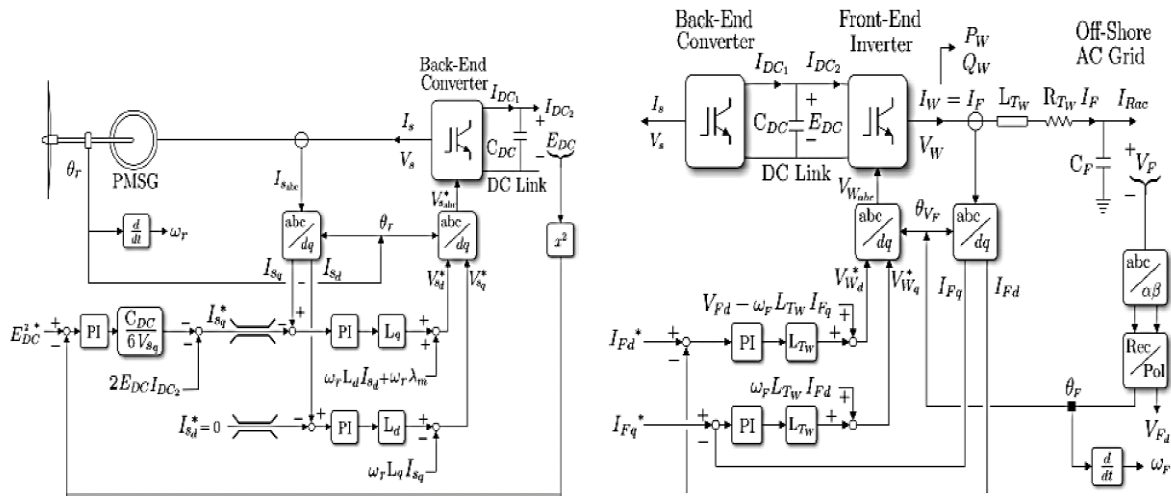


Figura 2-5. Diagrama de bloques para un inicio autogeno (Black start).

El control que se propone es una técnica de control de frecuencia para la red de corriente alterna offshore utilizando la corriente reactiva del inversor, lo anterior se logra llevando las mediciones de corriente a ejes d-q y posteriormente haciendo una dependencia de la tensión obtenida por un condensador colocado después y la corriente observada en el nodo inmediato a éste. La técnica permite utilizar una conexión basada en el rectificador de diodos para el enlace HVDC [11].

La distancia de transmisión mediante HVDC es aproximadamente mayor a 100 km y los nuevos descubrimientos y tecnología actual permiten ir incrementando esa tendencia. La tecnología HVDC es una tecnología madura para interconectar grandes distancias, sin embargo se necesitan soluciones de innovación en algunos casos particulares [12].

Es importante hacer notar que gran parte del éxito en el aprovechamiento de la potencia que llega al enlace HVDC se debe a un correcto control en los B2B. Uno de los principales problemas al controlar los B2B es la gran cantidad de cálculos que el algoritmo necesita para funcionar [13], pero un algoritmo robusto otorgará mejores resultados por lo cual es importante utilizar un controlador digital de altas prestaciones.

Para asegurar el correcto funcionamiento de la red de corriente alterna de entrada al rectificador es importante mantener una frecuencia constante, en muchos casos tener una frecuencia oscilante repercute en la calidad de la señal y por consiguiente un valor muy distante de la referencia que se coloca de potencia entregada por el convertidor B2B.

La problemática que se aborda en este proyecto es similar pero cabe la posibilidad de eliminar sistemas posteriores en la red de corriente alterna. Colocar la menor cantidad de elementos activos o pasivos al sistema en conjunto otorgará un coste reducido y mayor factibilidad.

En algunos trabajos se indica el uso de un convertidor de tipo STATCOM para evitar variaciones y caídas de la red de corriente alterna, el STATCOM estará conectado a un banco de baterías y realizará una inyección de potencia reactiva en el embarrado. Es importante hacer notar que tener algún tipo de dispositivo auxiliar necesitará mantenimiento y revisión de forma periódica.

3 CONTROL DEL CONVERTIDOR DEL AEROGENERADOR

En este capítulo se tendrá el modelo y el control de los aerogeneradores, la idea principal es simular aerogeneradores de tipo comercial con un modelo aproximado y un control válido para un aerogenerador común. Los aerogeneradores deberán recibir consignas de potencia activa y reactiva de forma que todos mantengan siempre la potencia activa y la potencia reactiva indicada. Las transformaciones para sistemas de tres hilos [8], [9] otorgan un marco de control bastante amplio para controlar cada B2B de forma individual. La estrategia de control realizada para cada aerogenerador será la misma y deberá entregar resultados satisfactorios.

3.1 Modelo del generador

Para realizar la simulación en PSCAD se tomará una fuente de corriente alterna trifásica haciendo las veces de aerogenerador, esta suposición es posible pero tendrán que tomarse en cuenta algunos parámetros en el diagrama esquemático del convertidor encargado de extraer potencia.

El convertidor B2B realizado con IGBTs tendrá de forma interna los parámetros para acercarse lo mejor posible a los aerogeneradores comerciales. Los parámetros se presentan en la Tabla 3-1.

Parametro del aerogenerador	Valor nominal
Potencia	5 MW
Tensión alterna de entrada	690 Vrms
Tensión alterna de salida	690 Vrms
Tensión del DC Link	5000 VDC – 6000 VDC
Frecuencia de conmtación de los IGBTs	4000 Hz – 5000 Hz

Tabla 3-1. Parámetros del modelo del aerogenerador

La Figura 3-1 muestra el diagrama esquemático para modelar un aerogenerador de 5 MW.

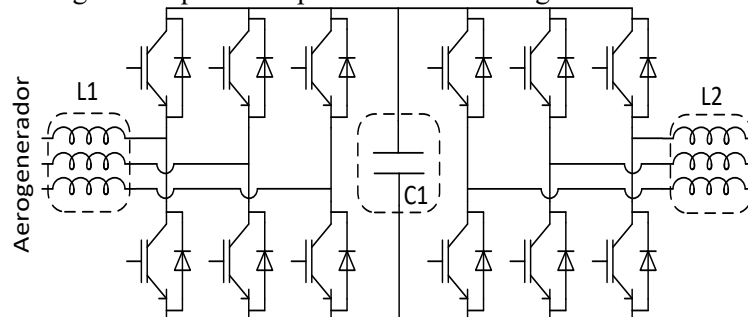


Figura 3-1. Diagrama esquemático del generador de 5 MW, Back to Back.

La Tabla 3.2 muestra los valores de los elementos como inductancias y capacitancias.

Parametro del esquema	Valor nominal
L1	5 MW
C1	690 Vrms
L2	690 Vrms

Tabla 3-2. Parámetros del modelo del generador.

3.2 Control del rectificador

El rectificador (lado bajo Del B2B) deberá mantener constante la tensión del condensador intermedio de forma que el inversor (lado alto del B2B) lo tenga como una fuente de corriente directa de altas prestaciones capaz de extraer la potencia necesaria. La Figura 3-2 muestra la medición de las señales para la realización del control.

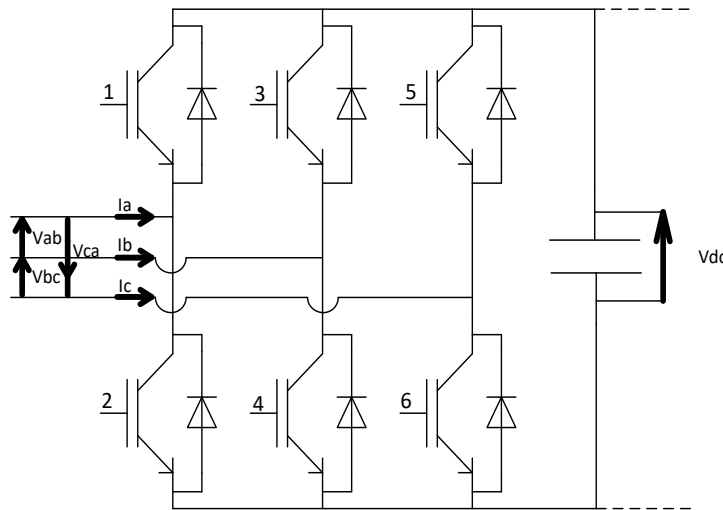


Figura 3-2. Medición de variables en el rectificador.

La potencia activa P se encuentra directamente relacionada con el valor del condensador mediante un control PI que indicará el error para aplicar una acción correctora y establecer la tensión constante. El control propuesto para obtener las corrientes de referencia se presenta en la Figura 3-3; las tensiones V_{ab} , V_{bc} y V_{ca} deben obtener con referencia al punto neutro.

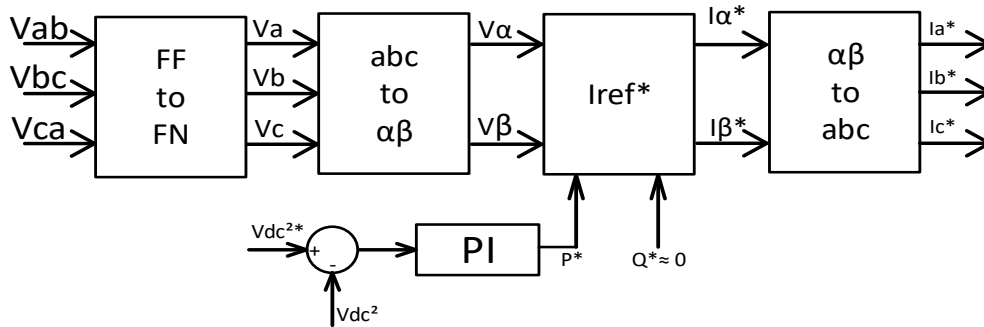


Figura 3-3. Control del rectificador.

Con las corrientes de referencia obtenidas se procede al siguiente punto del control, realizar un control PI con las corrientes de referencia obtenidas y las corrientes medidas de entrada. La Figura 3-4 muestra como las señales obtenidas de referencia son utilizadas en un control PI para controlar la acción del convertidor.

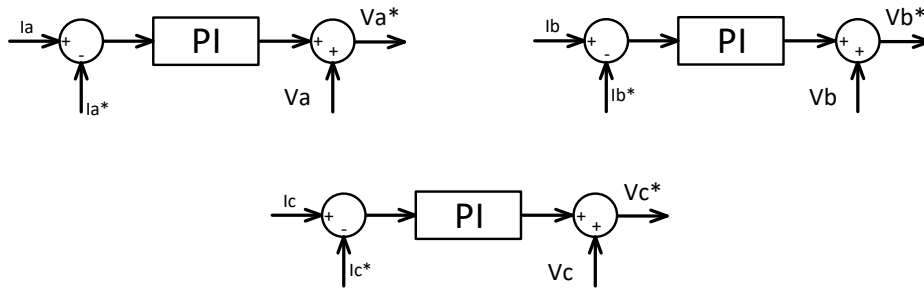


Figura 3-4. Control de tensión del rectificador.

La modulación para realizar el control del convertidor será la modulación por ancho de pulso, existen otras modulaciones que pudieran presentar menores pérdidas en los tiempos de conmutación como la modulación por vectores en el espacio (SVM) sin embargo la PWM se elige debido a la facilidad y bajo coste computacional. La modulación por ancho de pulso únicamente necesita una señal portadora y una moduladora que se comparan a tiempos de muestreo definidos.

Los valores V_a^* , V_b^* y V_c^* serán normalizados y colocados en una modulación por ancho de pulso para el control de los IGBTs a una frecuencia de 5.0 KHz.

3.3 Control del inversor

El inversor (lado alto del B2B) deberá entregar la potencia activa (P) y la potencia reactiva (Q) definida por la referencia del controlador externo. El control interno del inversor presenta su funcionamiento con una modificación realizada al control existente en [14]. Además a partir de la potencia reactiva presente debe ser posible controlar la frecuencia. En una máquina eléctrica la potencia reactiva guarda una relación directa con la frecuencia a la que gira, puede usarse esta misma suposición para realizar un control de frecuencia que se encuentra directamente relacionado con la potencia reactiva que otorga el convertidor. La Figura 3-5 muestra la medición de las señales.

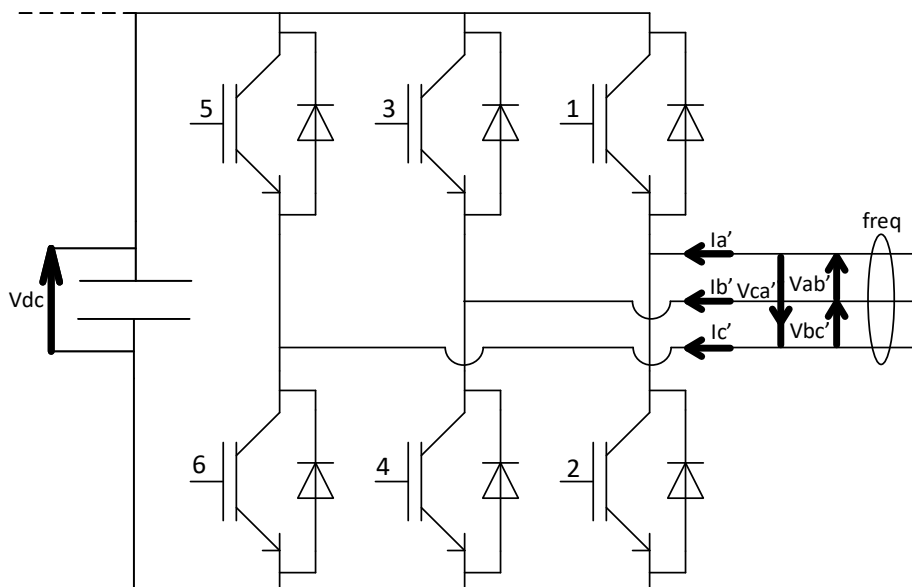


Figura 3-5. Medición de variables en el inversor.

El control propuesto para el inversor es presentado en la siguiente Figura 3-6.

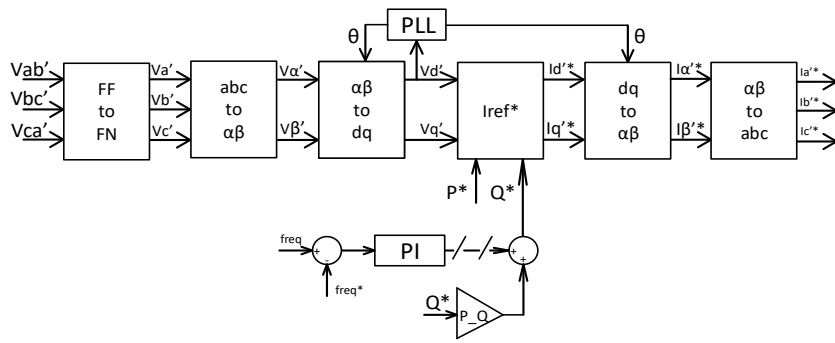


Figura 3-6. Control del inversor.

La medición del valor de frecuencia se realiza de manera externa. Con las corrientes de referencia obtenidas se procede a realizar un control PI con las corrientes de entrada. Es importante aclarar que el control PI de la frecuencia se encuentra fuera del control principal que tiene cada B2B. La Figura 3-7 muestra el control de tensión para el inversor.

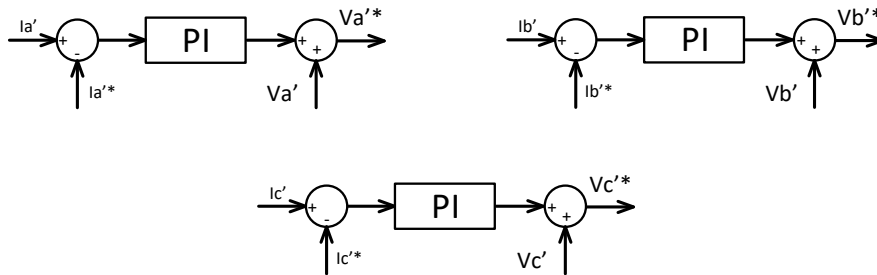


Figura 3-7. Control de tensión del inversor.

3.4 Control de frecuencia externo

Los aerogeneradores recibirán consignas de potencia activa y reactiva, además deberán controlar y establecer la frecuencia de la red de corriente alterna a 50 Hz. El controlador externo en este caso será el encargado de estar enviando las consignas de potencia activa (P) y potencia reactiva (Q), por lo tanto los valores de referencia que llegarán a los convertidores de potencia no son valores estáticos.

En condiciones reales se tendrá un controlador externo que puede ser un microcontrolador de altas prestaciones o un autómata programable enviando datos mediante un protocolo definido y a prueba de error. El controlador externo medirá el valor de frecuencia en la red y a partir de este realizará los ajustes de la potencia activa y reactiva. La Figura 3-8 muestra un diagrama esquemático de lo que se pretende.

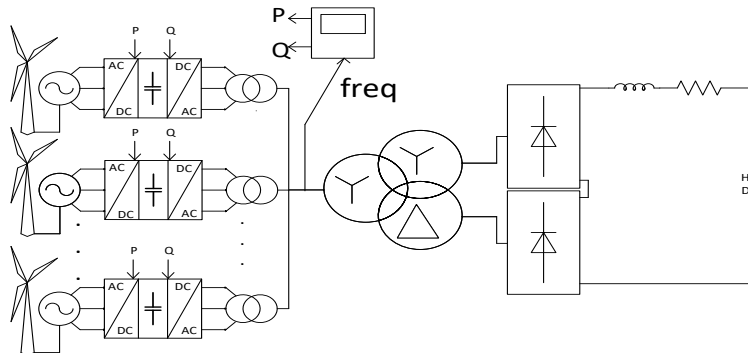


Figura 3-8. Control externo del parque eólico.

El controlador de frecuencia se resuelve como un simple control PI que compara la referencia con el valor medido. El valor de referencia es por tanto 50 Hz. Para que los convertidores de cada aerogenerador funcionen de forma correcta deben controlar su potencia reactiva a entregar. El enlace HVDC consume cierta cantidad de potencia reactiva por tanto conociendo el valor que se consume es posible determinar un factor. Retomando una parte del control presentado en la Figura 3-6 se presenta en la figura 3-8 el control del autómata externo.

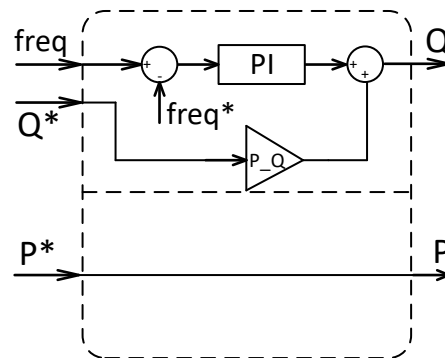


Figura 3-9. Control de frecuencia interno.

Cabe dejar en claro que las potencias de referencia P^* y Q^* se colocan directamente en el autómata, en la figura anterior se hace coloca un valor de entrada para dar a entender mejor el control que se propone.

3.5 Modulación PWM

La modulación PWM basa su funcionamiento en la comparación de señales para enviar pulsos cuadrados de diferente ancho en un intervalo de tiempo. Es la modulación más utilizada en los sistemas VSC debido a la facilidad, rapidez de cálculo y baja complejidad computacional para su inclusión en un procesador digital de señal. La figura 3-10 muestra un diagrama típico de PWM en donde se aprecian la señal moduladora (verde) y la portadora (roja) que dan como resultado la señal modulada (azul).

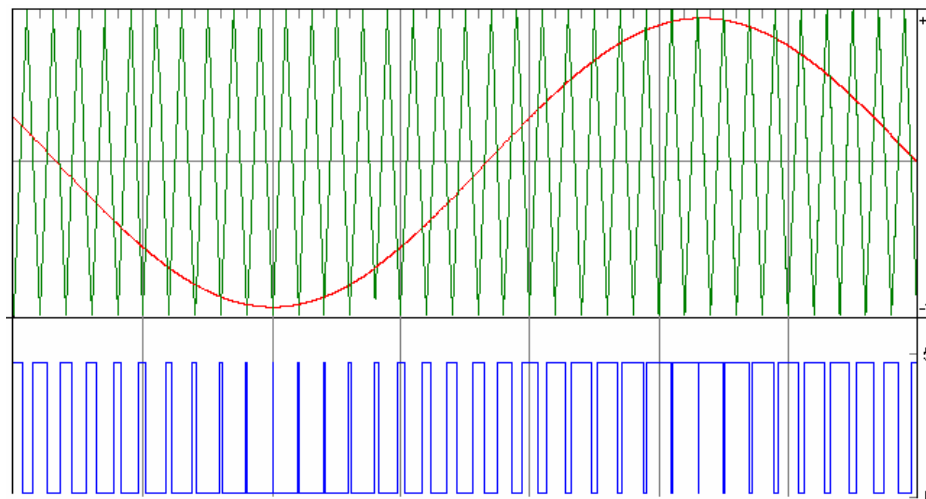


Figura 3-10. Modulación PWM.

Para un convertidor trifásico de 2 niveles como el que se presenta en los aerogeneradores se necesitan 3 señales portadoras que son generalmente senoidales a la frecuencia de salida deseada. La Figura 3-11 muestra el control PWM para un convertidor trifásico en modo rectificador.

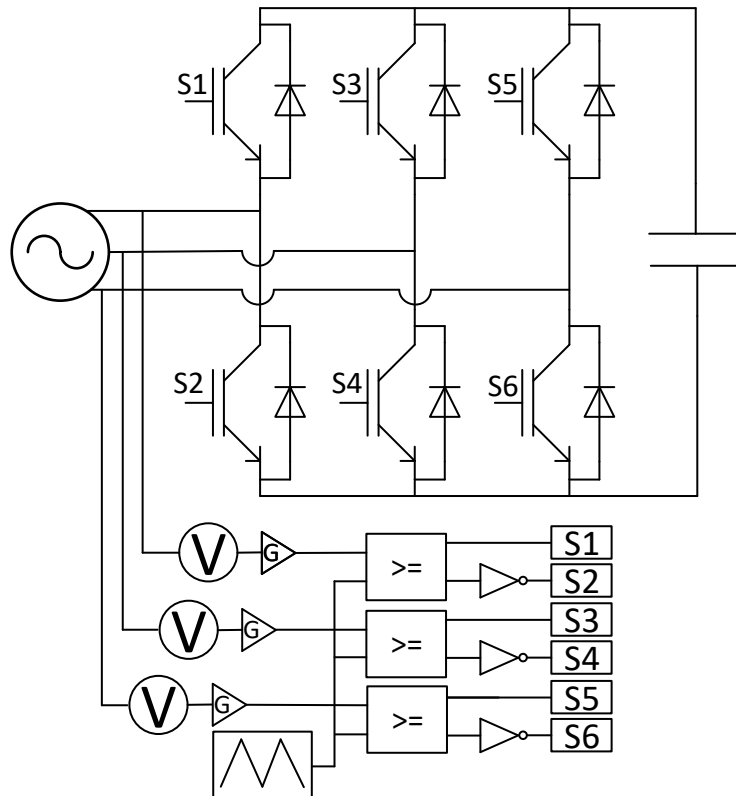


Figura 3-11. Modulación PWM trifásica para un rectificador.

Cuando se tiene el caso de un inversor la modulación es la misma pero es necesario tener de forma interna la forma de onda senoidal como referencia a seguir en la salida.

La modulación de la figura anterior complementa su funcionalidad agregando a la referencia (señal senoidal de referencia) el valor de error de los controladores PI obtenidos en los controles de corriente. En el caso de un PI con señales senoidales el objetivo se vuelve de seguimiento por tanto los valores de error que se obtienen en los controles PI tenderán a modificar la señal para cumplir los requerimientos del control.

4 ENLACE HVDC DE TRANSMISIÓN DE POTENCIA

Los enlaces HVDC han despertado un nuevo interés en la época actual, sin embargo la transmisión en corriente directa ya presentaba indicios de rentabilidad en los años 60-70. El desafío primario que tuvo la tecnología HVDC fue el desarrollo de válvulas fiables y económicas que tuvieran la posibilidad de convertir corriente alterna en corriente continua de alta tensión y viceversa.

La primera red HVDC fue la instalada entre Suecia y la isla de Gotland en el año 1954, la potencia de era de 20 MW a 100 kV y fue la primera línea HVDC comercial. Las válvulas de conversión eran válvulas de arco de mercurio. Para el año 1970 la estación fue complementada con válvulas de tiristores conectadas en serie con las válvulas de arco de mercurio, la tensión alcanzó los 150 kV y la capacidad de transmisión llegó a 30 MW. La Figura 4-1 muestra la localización de este primer enlace HVDC el Gotland 1.



Figura 4-1. Primer enlace HVDC en el mundo.

En enlace HVDC fue completado para el año 1987 y de acuerdo a los registros de ABB [15] las características son las siguientes.

Parametro	Valor
Polos	2
Potencia nominal	260 MW
Tensión AC	130 kV
Tensión DC	± 150 kV
Longitud del cable submarino	2x96 km
Longitud de la línea de carga superior DC	7 km
Aplicación y uso	Conexión de cargas remotas

Tabla 4-1. Enlace HVDC Suecia Gotland.

A partir del establecimiento de la tecnología los enlaces HVDC comenzaron a colocarse en varias partes del mundo. Cabe destacar que en la actualidad los enlaces HVDC se realizan con ambas tecnologías; la tecnología LCC con tiristores y la tecnología VSC con IGBTs.

4.1 Tecnología del enlace HVDC actual

Los enlaces actuales pueden ser de dos tipos:

- LCC HVDC
- VSC-HVDC

La Tabla 4-2 muestra las principales características de ambos con información obtenida en [16].

LCC-HVDC	VSC-HVDC
Utiliza semiconductores que pueden soportar tensión en cualquier polaridad	Utiliza semiconductores que pueden dejar pasar corriente en cualquier dirección
La tensión de salida puede ser de cualquier polaridad para cambiar la dirección de potencia	La polaridad de la tensión de salida no cambia
La dirección de la corriente no cambia	La dirección de la corriente cambia en la dirección de la potencia
Almacenamiento de energía de forma inductiva	Almacenamiento de energía de forma capacitiva
Utiliza semiconductores que encienden por una acción de control	Utiliza semiconductores que pueden encender o no por una acción de control
El apagado y la conmutación dependen de un circuito externo	El apagado es independiente de un circuito externo

Tabla 4-2. Características de los enlaces HVDC.

La Tabla 4-3 muestra una comparación entre la tecnología LCC y la tecnología VSC para HVDC.

LCC-HVDC	VSC-HVDC
Capacidad de alta potencia	Capacidad de baja potencia
Buena capacidad ante sobrecarga	Débil capacidad ante sobrecarga
Requiere sistemas AC bastante elaborados	Puede operar en condiciones de AC débiles
Generan distorsión armónica considerable	La distorsión armónica es muy baja
El filtrado ocupa un área y componentes grandes	El filtrado cabe en áreas compactas
La potencia es reversible cambiando la polaridad de los convertidores	La potencia es reversible cambiando la dirección del flujo de corriente

Tabla 4-3. Comparativa entre las tecnologías HVDC.

La Figura 4-2 muestra un esquema general de la tecnología LCC.

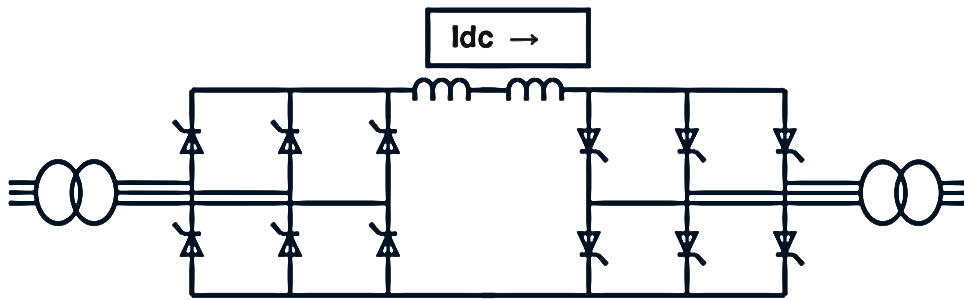


Figura 4-2. Enlace LCC-HVDC.

La Figura 4-3 muestra un esquema general de la tecnología VSC.

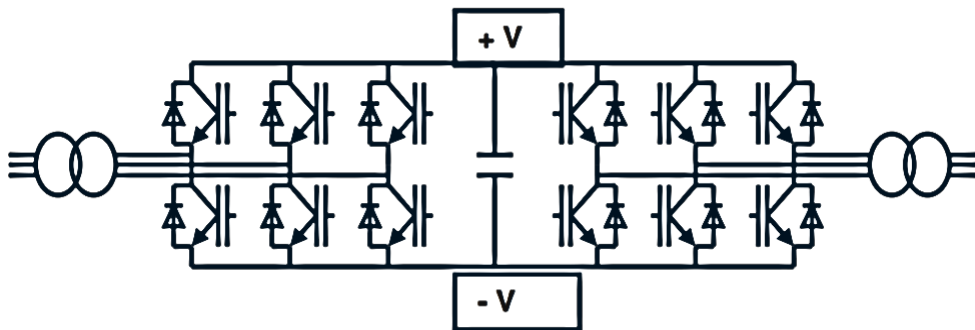


Figura 4-3. Enlace VSC-HVDC.

4.2 Rectificador de pulsos

Una parte importante en la transmisión con tecnología LCC o con diodos simples es la utilización de rectificadores de pulsos. Un rectificador de pulsos es básicamente un puente de Graetz como se muestra en la Figura 4-4.

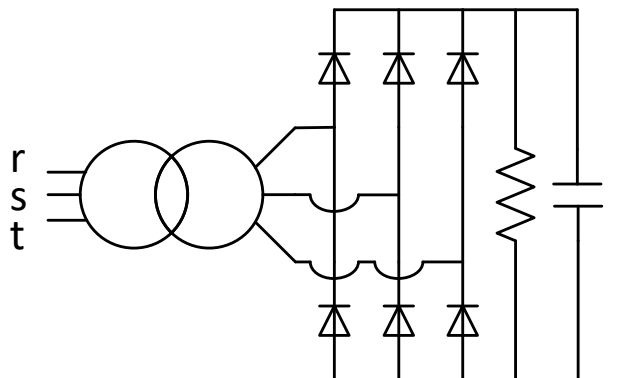


Figura 4-4. Puente de Graetz.

El esquema del rectificador de pulsos mas utilizado es el de 12 pulsos. Al utilizar un rectificador de 12 pulsos es necesario tener un desplazamiento de fase de 30° por lo cual debe ser empleado un transformador con devanados que logren el desfase.

La obtención del desfase se obtiene por lo general utilizando combinaciones de transformadores estrella y delta. La salida de cada devanado secundario es colocada a un rectificador de diodos dando como resultado un rectificador de 12 pulsos no controlado. La Figura 4-5 muestra el transformador y rectificador utilizados para la simulación.

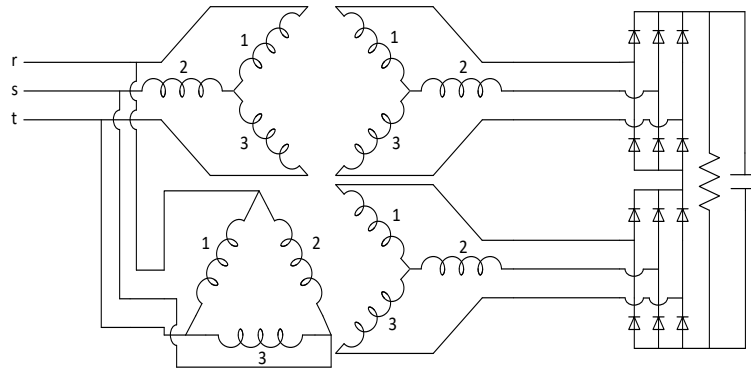


Figura 4-5. Rectificador de 12 pulsos en serie.

En el caso anterior se tiene un rectificador de pulsos en serie, pudiera darse el caso de colocar los puentes de diodos en paralelo y el resultado sobre los 12 pulsos en la señal de salida se mantendría. Los rectificadores de pulsos se han vuelto bastante populares en los sistemas electrónicos de potencia para los esquemas HVDC además se les puede encontrar en los sistemas de potencia de los aviones más eléctricos debido a la baja distorsión armónica total que presentan.

Existen 2 casos para realizar un desfase de 30° en la señal senoidal de entrada. La Figura 4-6 muestra un caso.

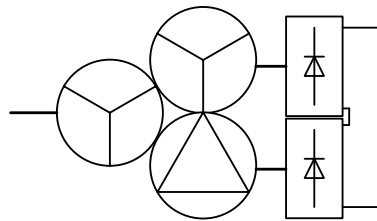


Figura 4-6. Primer caso para un desfase de 30°.

El segundo caso para desfasar la señal se muestra en la Figura 4-7.

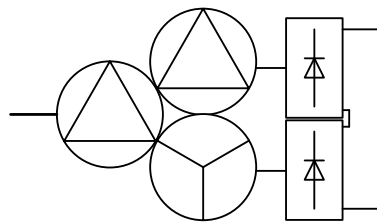


Figura 4-7. Segundo caso para un desfase de 30°.

La principal ventaja de un rectificador de 12 pulsos es la mejora en la THD del lado de corriente alterna debido a que las corrientes del lado primario se suman en intervalos diferentes dando como resultado la generación de una señal construida a escalones más finos. Además en el lado de corriente directa el rizado es 2 veces menor ya que el rizado original de los rectificadores queda intercalado, este fenómeno tiene que ver directamente con lo que sucede en el lado AC. La Figura 4-8 muestra lo que sucedería en el caso de un rectificador de 12 pulsos.

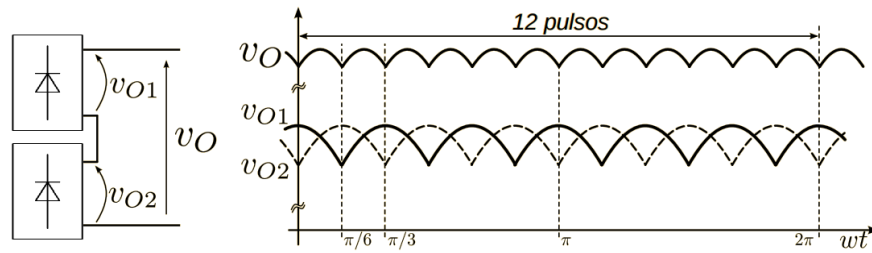


Figura 4-8. Señal DC en el rectificador de 12 pulsos.

La Tabla 4-4 muestra la THD para los casos de 6 y 12 pulsos en rectificadores no controlados.

THD	6 pulsos	12 pulsos
Corriente	18 % - 20 %	7 % - 9 %
Tensión	25 % - 30 %	9 % - 13 %

Tabla 4-4. THD en el rectificador de pulsos.

Los resultados anteriores se realizaron con convertidores B2B que entregan potencia a un rectificador de diodos. Parte de la simulación se muestra en la Figura 4-9.

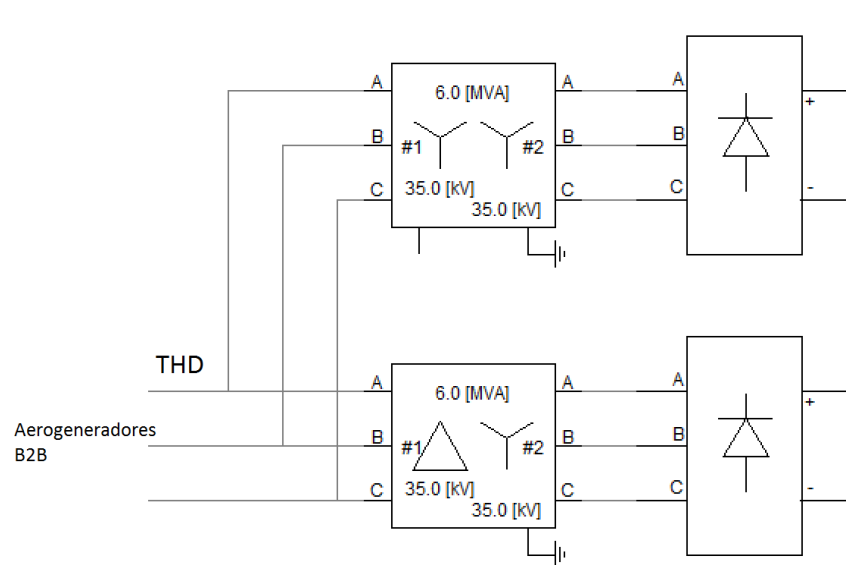


Figura 4-9. Medición de la THD en la simulación.

4.3 Enlace HVDC con tecnología VSC

La tecnología VSC para el enlace HVDC ha probado ser factible en los casos de parques eólicos marinos debido al dimensionamiento de la estación rectificadora ya que elementos auxiliares como filtros pasivos de gran tamaño y bancos de potencia reactiva se hacen relativamente pequeños o innecesarios.

El control que se adopta en los convertidores VSC para en enlace HVDC es muy cercano al control de potencia activa y reactiva en los aerogeneradores. El control de potencia activa es asignado para regular el flujo de corriente directa de la estación rectificadora a la estación inversora y mantener la tensión lo más constante posible.

En los enlaces VSC-HVDC es posible controlar de forma directa la potencia activa y reactiva, mientras que los enlaces LCC no se puede controlar la potencia reactiva. En [17] se presenta de forma detallada el control que se muestra y la Figura 4-10 muestra el control a realizar.

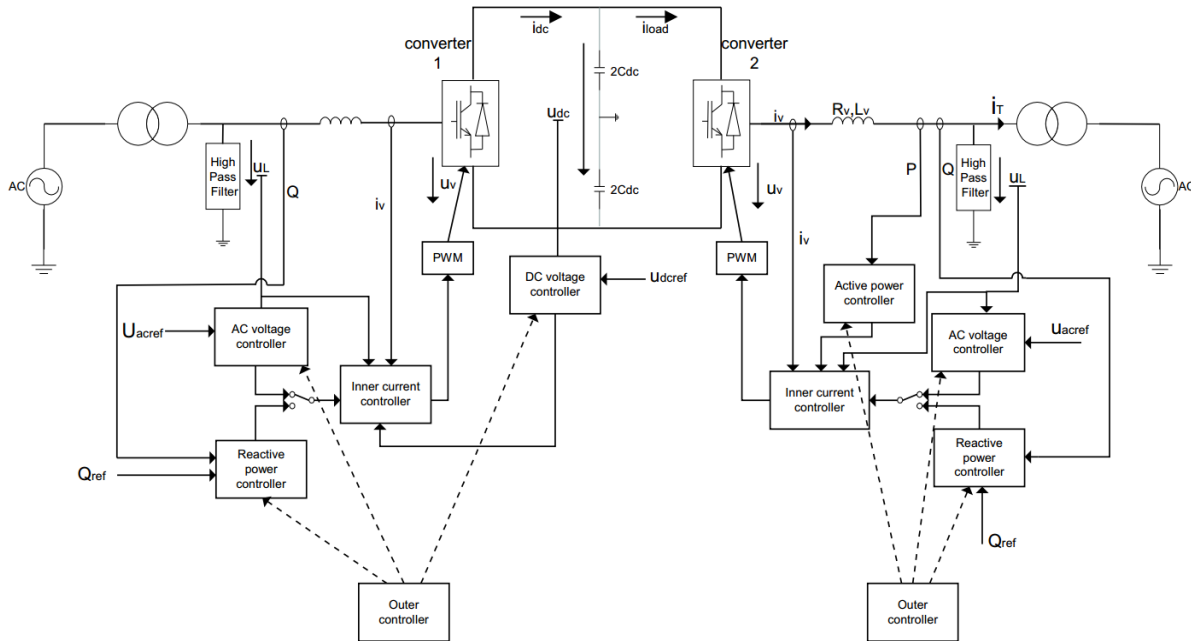


Figura 4-10. Control del enlace VSC-HVDC

Las corrientes de referencia AC son obtenidas por los controladores externos; el control de tensión DC, el control de tensión AC, el control de potencia activa y el control de potencia reactiva.

El valor de referencia para la corriente activa puede ser derivado del control de tensión DC, el control de potencia activa y el valor de referencia para la corriente reactiva del control de tensión AC. Los datos de los controladores externos entran al control interno de corriente que calcula la tensión a inyectar en el reactor (inductor) para llegar a la corriente dada por la referencia calculada de forma interna mediante un desacoplo en DQ. Como puede observarse se tienen selectores debido a que no todos los controles funcionan al mismo tiempo y dependerá del sentido de la tensión deseado y su aplicación, sea un sistema que entrega flujo de potencia activa o un sistema que recibe flujo de potencia activa.

Un esquema de control más cercano a un enlace HVDC con tecnología VSC y con presencia de aerogeneradores se presenta en [18] y consiste en una estación VSC marina que recibe la energía generada por un parque eólico después la entrega a la red AC de transmisión. El modelo del parque eólico es modelado como una fuente de AC asumiendo que los aerogeneradores están siendo controlados de manera perfecta y capturando la mayor parte de la energía del viento. La Figura 4-11 muestra el diagrama del esquema simulado.

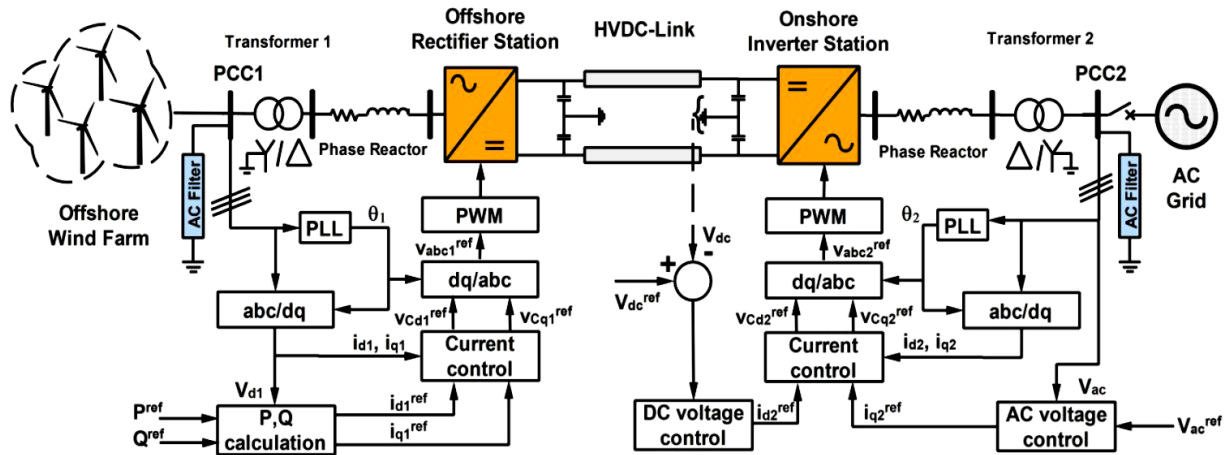


Figura 4-11. Control de un enlace VSC-HVDC con conexión a parque eólico marino.

El control del esquema es bastante similar al control que emplean los convertidores B2B, sin embargo se tiene un DC Link de doble condensador en el cual el encargado de controlar la tensión es la estación inversora onshore (en tierra).

4.4 Enlace HVDC con tecnología LCC

El esquema HVDC que se maneja de forma masiva en los enlaces de alta potencia es el realizado con la tecnología LCC. Para realizar un enlace con esta tecnología es necesario una fuente de AC de altas prestaciones y equipo auxiliar también de altas prestaciones como filtros activos, filtros pasivos sintonizados y bancos de condensadores para potencia reactiva.

El enlace LCC puro basa su funcionamiento en un control dependiente del inversor que a su vez controla la parte rectificadora para mantener lo más estable posible la tensión y la corriente en el cable de DC que se extenderá entre 60 y 100 km. Existen varias topologías, a continuación se muestra un resumen de las principales.

- Monopolar. Utiliza un conductor usualmente de polaridad negativa, el cable de retorno es proporcionado por tierra o agua. Es el primer acercamiento para realizar un sistema bipolar. En lugar de un retorno por tierra puede usarse un retorno metálico en situaciones donde la resistividad es muy grande. La Figura 4-12 muestra el enlace monopolar de forma gráfica.

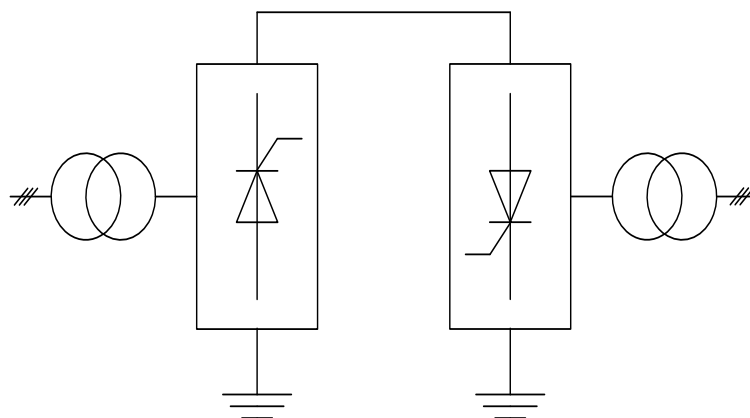


Figura 4-12. Enlace LCC monopolar.

- Bipolar. Tiene dos conductores, uno positivo y otro negativo. Cada terminal tiene dos convertidores de igual tensión conectadas en serie para el lado de DC. La unión entre los convertidores se encuentra a tierra. Las principales ventajas estarían dadas por la resistencia a fallos y menor interferencia armónica a comparación del enlace monopolar. La Figura 4-13 muestra en enlace bipolar de forma gráfica.

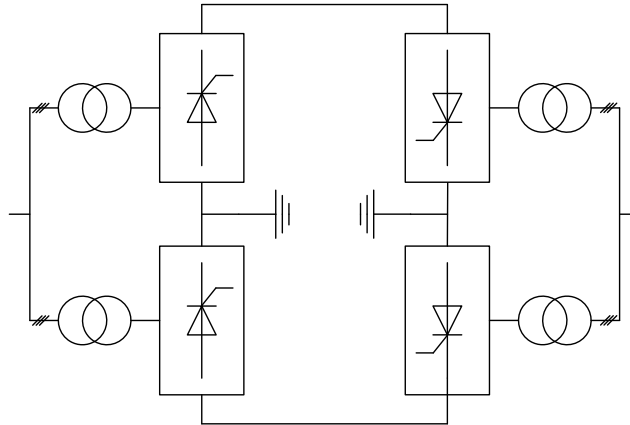


Figura 4-13. Enlace LCC Bipolar.

- Homopolar. Este enlace tiene dos o más conductores, todos con la misma polaridad. Usualmente se prefiere de polaridad negativa debido al efecto corona. El camino de retorno se realiza por tierra. La Figura 4-14 muestra en enlace de forma gráfica.

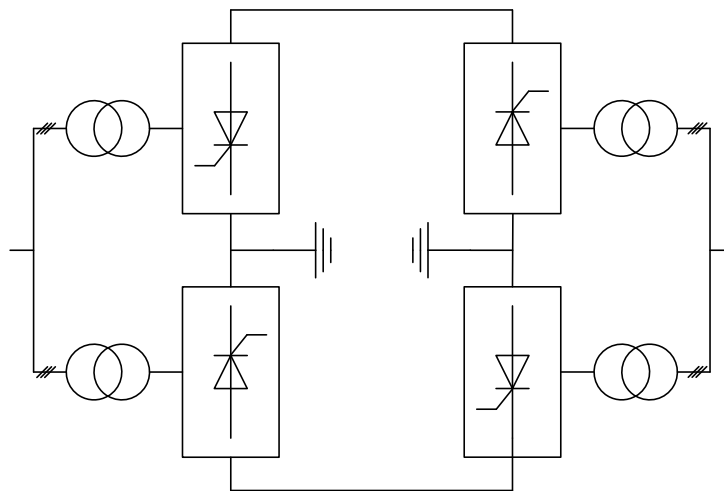


Figura 4-14. Enlace LCC homopolar.

El uso de tiristores para transmitir en DC es una tecnología madura que se utiliza en algunos casos importantes.

- Países con diferente frecuencia en AC (como interface).
- Extendido de cable entre regiones cercanas con poca infraestructura de transmisión en AC.

Debido a lo desarrollado que se encuentra la tecnología LCC se han creado puntos de referencia (Benchmarks, en inglés) que se toman como partida para realizar pruebas y experimentos. Uno de los más conocidos es el CIGRE BenchMark que fue el primer Benchmark presentado, puede encontrarse en la referencia [19]. La figura 4-15 muestra el diagrama esquemático del Cigre Benchmark.

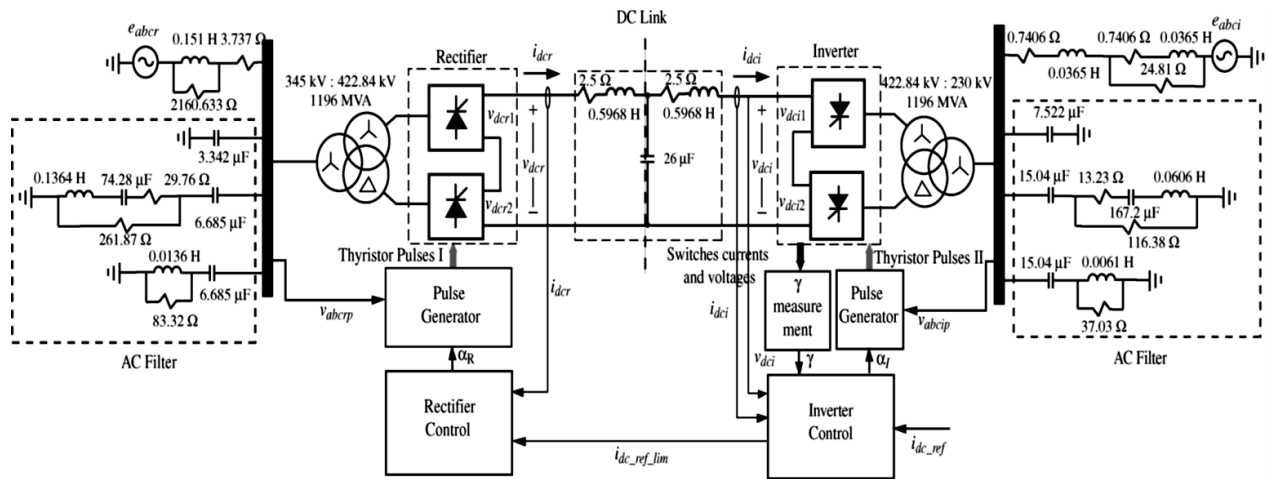


Figura 4-15. Esquema y control del Cigre Benchmark.

Este primer Benchmark tiene los parámetros principales de la Tabla 4-5.

Parámetro	Valor
Polos	1
Tensión	500 kV
Potencia	1000 MW

Tabla 4-5. Parametros principales del Cigre Benchmark.

El control basa su funcionamiento un control dependiente enteramente del control del rectificador y del control del inversor; en un caso con tecnología VSC la dependencia no es tan grande como el caso del LCC.

La estrategia de control se encuentra dividido en 2 secciones [20].

- Control DC del rectificador. El rectificador es normalmente operado con un control DC de corriente y es responsable por la potencia DC transmitida. Se suministra un valor límite de corriente de referencia desde el inversor al rectificador mediante la técnica del control de corriente constante con un control de limitación de corriente que depende de la tensión. Para alcanzar el objetivo de control, mantener una corriente constante, se disparan los tiristores un ángulo α que estará cambiando en cada ciclo. La Figura 4-16 muestra el control utilizado.

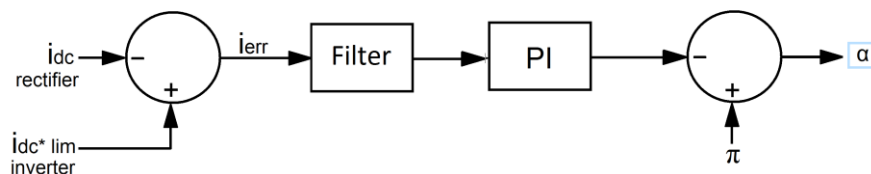


Figura 4-16. Control del rectificador HVDC.

- Control del ángulo γ del inversor. La tarea principal del control del inversor es la de determinar el ángulo de extinción γ de los tiristores. El ángulo de disparo de los tiristores deberá ser controlado de forma que se mantenga constante el ángulo de extinción γ . La Figura 4-17 muestra el diagrama de bloques del control para el inversor.

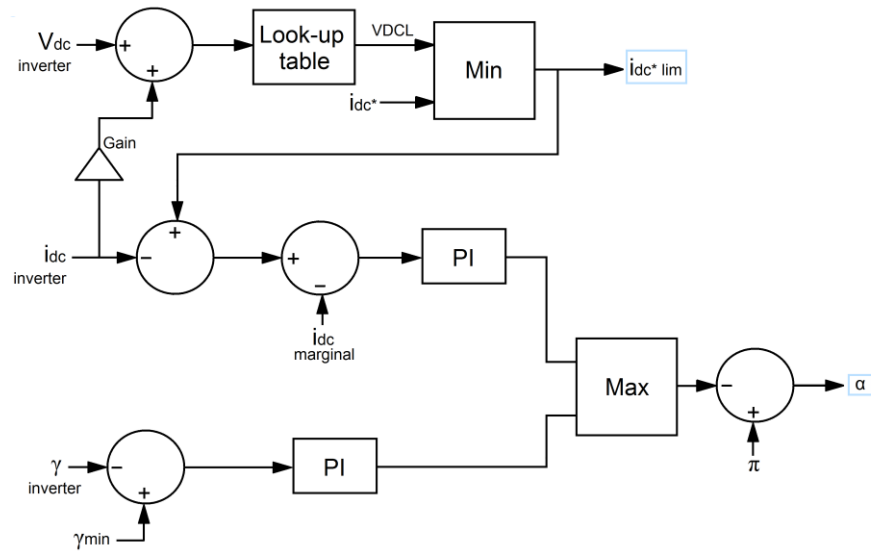


Figura 4-17. Control del inversor HVDC.

Las acciones de control del rectificador y el inversor son opuestas. Si no se cumple esa condición el punto de operación no se genera y no será posible tener un control estable.

5 PARQUE EÓLICO MARINO CONTROLADO CON ENLACE HVDC NO CONTROLADO

En este capítulo se abordará el problema del enlace HVDC con la simulación de un parque eólico marino evacuando potencia a un rectificador no controlado (basado en diodos) colocado igualmente en el mar. En el lado HVDC del rectificador se tendrá un rectificador de 12 pulsos basado en diodos. El objetivo de este primer acercamiento es determinar qué tan factible es la inclusión de este tipo de enlace en un parque eólico marino y la evacuación de potencia en un esquema HVDC. En el capítulo 3 es mostrado el modelo y control de los aerogeneradores que serán utilizados para simular el parque eólico marino.

La Figura 5-1 muestra un esquema general del funcionamiento de la simulación con los datos generales de los sistemas a utilizar. Los aerogeneradores son de 5 MW.

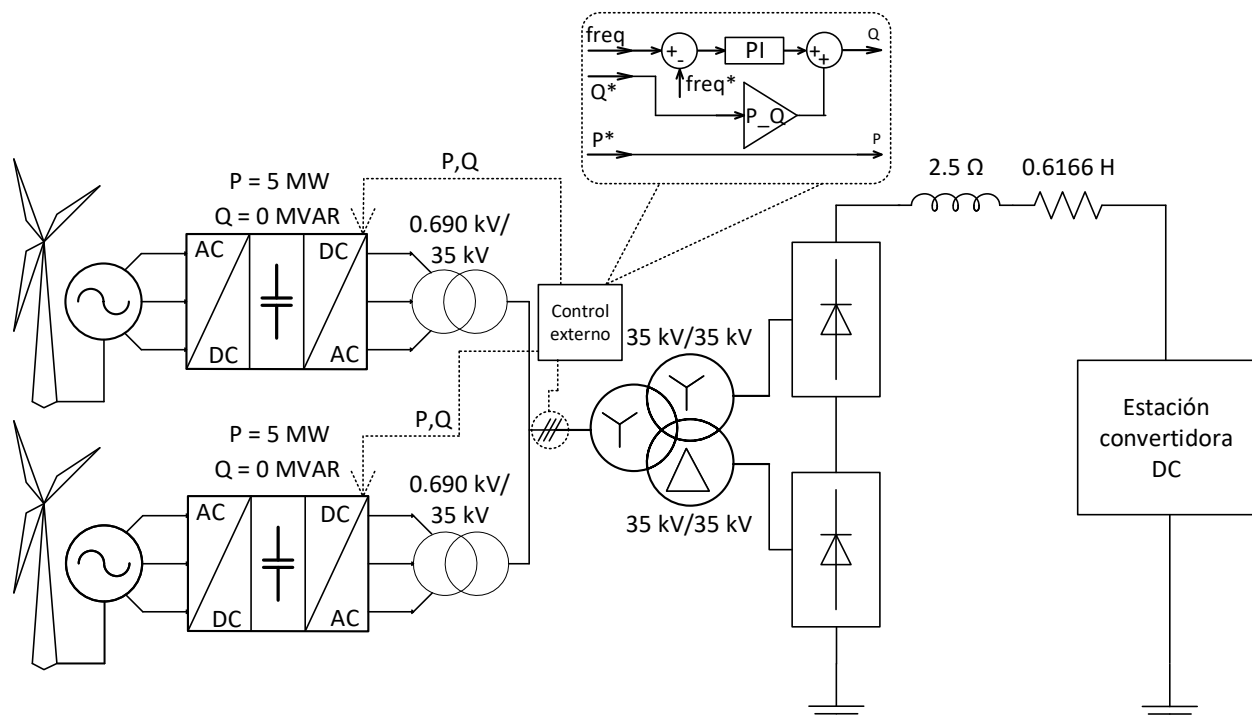


Figura 5-1. Diagrama del esquema a simular.

El interés de esta simulación radica en los beneficios que se tiene al utilizar sistemas que se encuentran disponibles de manera comercial. Los principales beneficios están dados por.

- Utilización de aerogeneradores de tipo comercial, que ya incluyen un algoritmo de control estándar y con resultados aceptables.
- Reducción del costo y del espacio de la estación rectificadora del enlace HVDC a diferencia de un enlace LCC o VSC.
- Control de varios aerogeneradores con el mismo controlador.

5.1 Control de un aerogenerador con red auxiliar

Retomando uno de los principales objetivos listados en la introducción se enlistan los más importantes para este punto vistos del lado AC del enlace HVDC.

- Aerogenerador 1 entregando la potencia activa definida en la referencia (5 MW) y Aerogenerador 2 como tensión de referencia.
- Mantener la frecuencia del bus AC a 50 Hz.
- Obtener un valor de THD para tensión y corriente aceptable.

Para que un aerogenerador pueda entregar una determinada potencia activa (P) y potencia reactiva (Q) es necesario crear o imponer una red mediante un sistema externo.

La Figura 5-2 muestra el primer diagrama de la simulación en el que se tiene un B2B auxiliario actuando como red de referencia y el otro aerogenerador actuando como fuente de corriente entregando la potencia definida en su referencia.

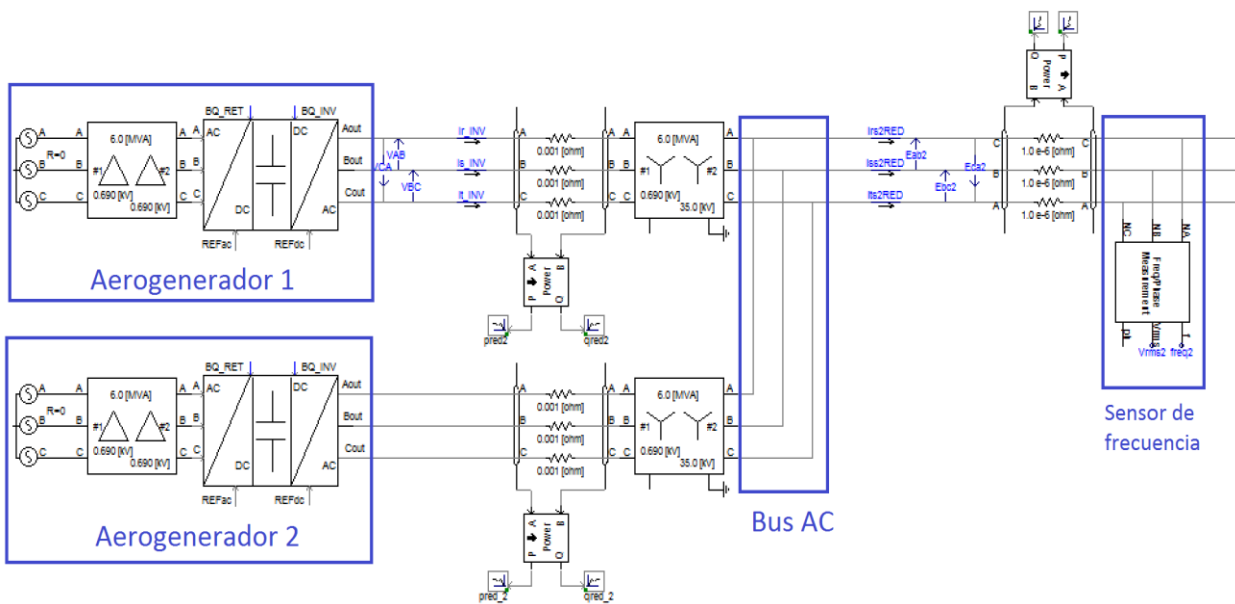


Figura 5-2. Aerogeneradores propuestos para el inicio de la simulación.

En la Tabla 3-1 se presentan los datos para cada aerogenerador, la entrada y la salida estaba definida a 0.690 kV, a la salida de los aerogeneradores es colocado un transformador con entrada al primario de 0.690 kV y salida en su secundario de 35.0 kV.

En la figura anterior se tienen 2 aerogeneradores conectados mediante un bus de corriente alterna acompañado de un sensor de frecuencia. Este sensor de frecuencia será el encargado de retroalimentar el control de potencia reactiva. Colocado en el bus AC se encuentra un rectificador de 12 pulsos basado en diodos y que es explicado en el capítulo anterior.

Para la sección de rectificador se tomarán los datos experimentales del CIGRE Benchmark modificados y obtenidos en [21] y se simulará la estación en tierra imponiendo una tensión constante. La Figura 5-3 muestra el lado HVDC de la simulación.

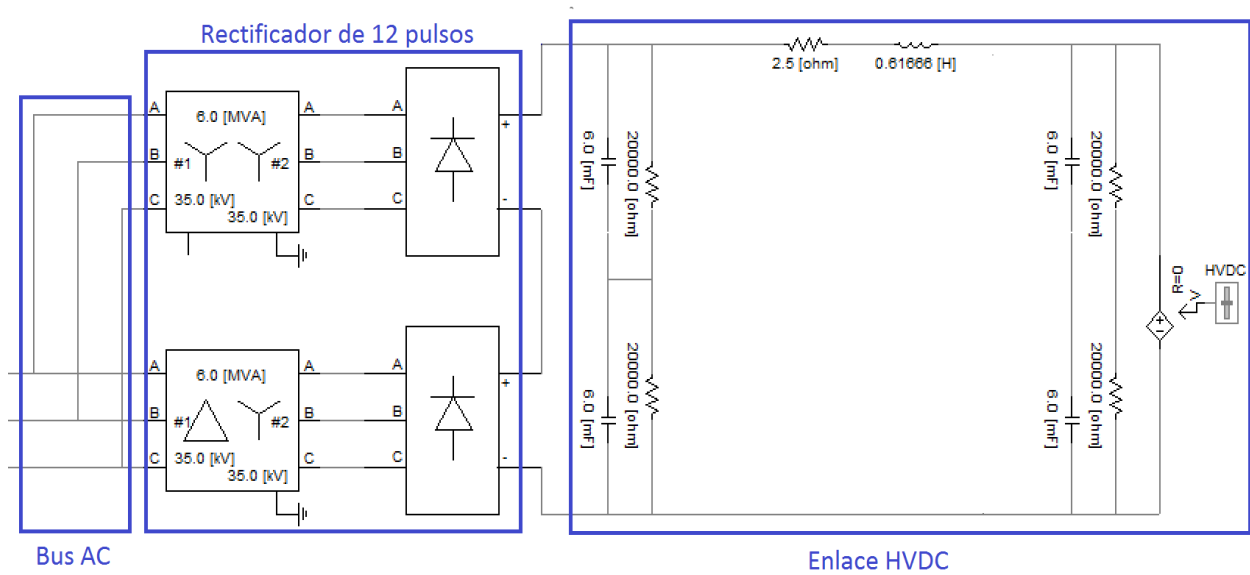


Figura 5-3. Lado del rectificador HVDC.

La primera prueba a realizar es determinar la fiabilidad de inyectar potencia activa al Bus AC colocando como referencia a un aerogenerador. Además el control de frecuencia externo ya se encontrará funcionando, lo anterior simulando la presencia del autómata programable que será colocado como si la prueba fuera en un ambiente real. La Figura 5-4 muestra como se estará simulando el autómata en la simulación, mientras que la Tabla 5-1 muestra la descripción de las señales de entrada y salida.

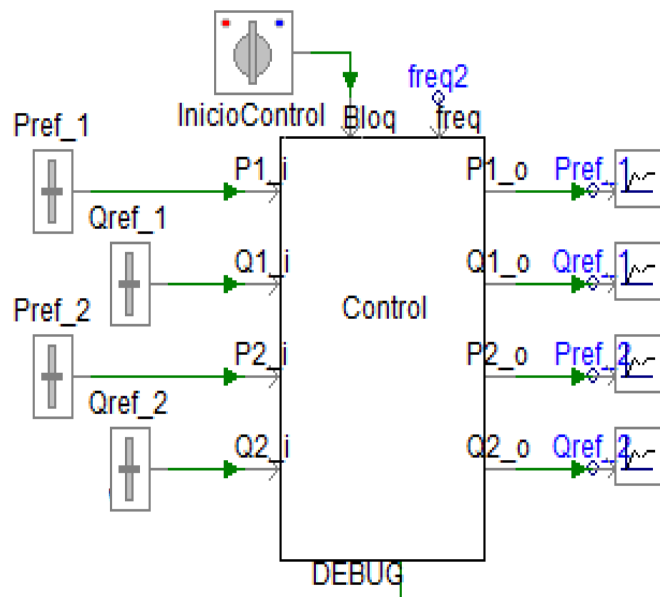


Figura 5-4. Modelo de simulación del autómata.

Señal	Tipo	Descripción
InicioControl	Entrada	Señal que activa el envío de consignas a los aerogeneradores
Pref_1 y Qref_1	Entrada	Potencia activa de referencia y reactiva de referencia del aerogenerador 1
Pref_2 y Qref_2	Entrada	Potencia activa de referencia y reactiva de referencia del aerogenerador 2
Pref_1 y Qref_1	Salida	Consigna de potencia activa y reactiva del aerogenerador 1
Pref_2 y Qref_2	Salida	Consigna de potencia activa y reactiva del aerogenerador 2
freq2	Entrada	Frecuencia medida en el bus AC

Tabla 5-1. Definición de señales del autómata.

Los aerogeneradores tendrán la siguiente tarea a realizar.

- Aerogenerador 1. **Como fuente de corriente** entregan la potencia activa definida por el autómata externo. La potencia activa a entregar es de 5 MW.
- Aerogenerador 2. **Como referencia de tensión** impuesta en la cual se colocará el aerogenerador 1 o un grupo de aerogeneradores. La potencia activa a entregar es la que piden los elementos pasivos en el enlace.

El envío de consignas del controlador externo tendrá un cierto retraso debido al tiempo de comunicación propio de un sistema de comunicaciones.

La Figura 5-5 muestra la potencia activa y reactiva que entrega el aerogenerador 1.

- $P = 4.88 \text{ MW}$.
- $Q = -0.33 \text{ MVAR}$.

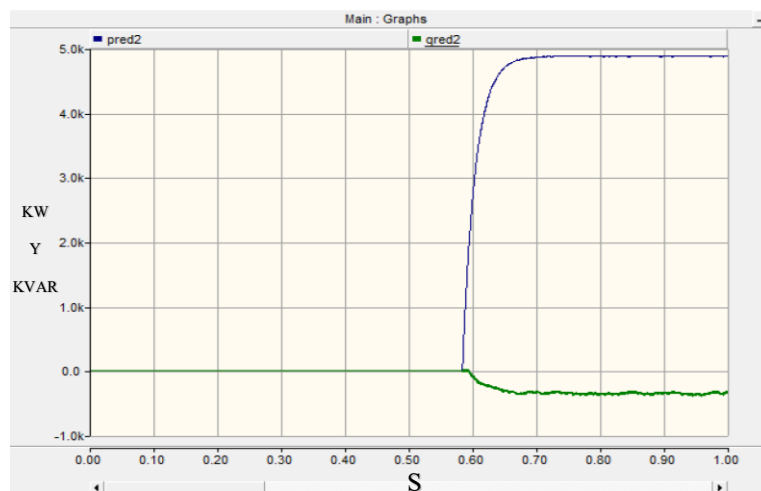


Figura 5-5. Potencia del aerogenerador 1.

La Figura 5-6 muestra la potencia activa y reactiva que entrega el aerogenerador 2.

- $P = 3.70 \text{ MW}$.
- $Q = 0.14 \text{ MVAR}$.

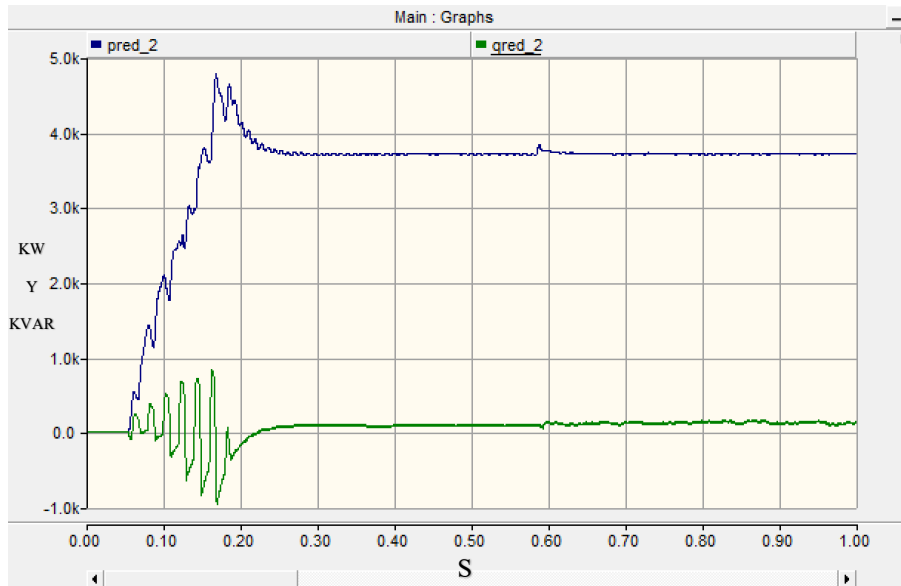


Figura 5-6. Potencia del aerogenerador 2.

La Figura 5-7 muestra la potencia total que llega al rectificador del enlace HVDC medido en el bus AC.

- $P = 8.58 \text{ MW}$.
- $Q = -0.2 \text{ MVAR}$

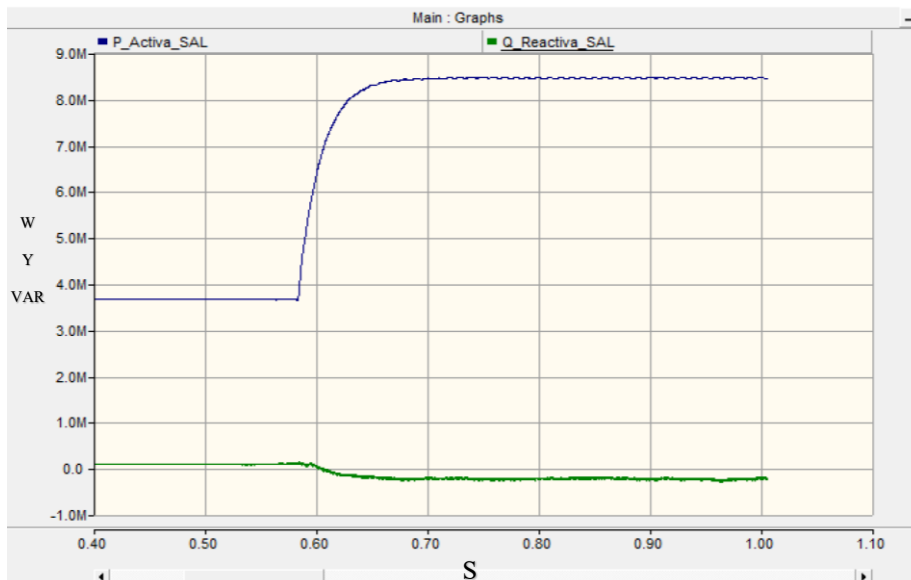


Figura 5-7. Potencia final otorgada en el bus AC.

A partir de las figuras anteriores se observa que el aerogenerador que funge como fuente de corriente entrega aproximadamente su valor de referencia igual de 5 MW. La siguiente parte del análisis de funcionalidad principal consiste en la revisión de las señales para la tensión y la corriente en el lado AC del enlace HVDC.

La Figura 5-8 muestra la tensión en el bus AC, mientras que la Figura 5-9 muestra la corriente en el bus AC.

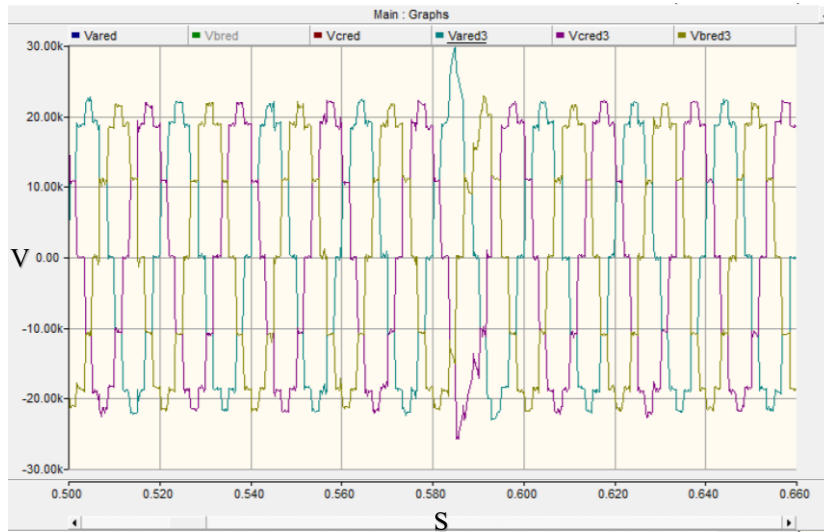


Figura 5-8. Tensión en el bus AC.

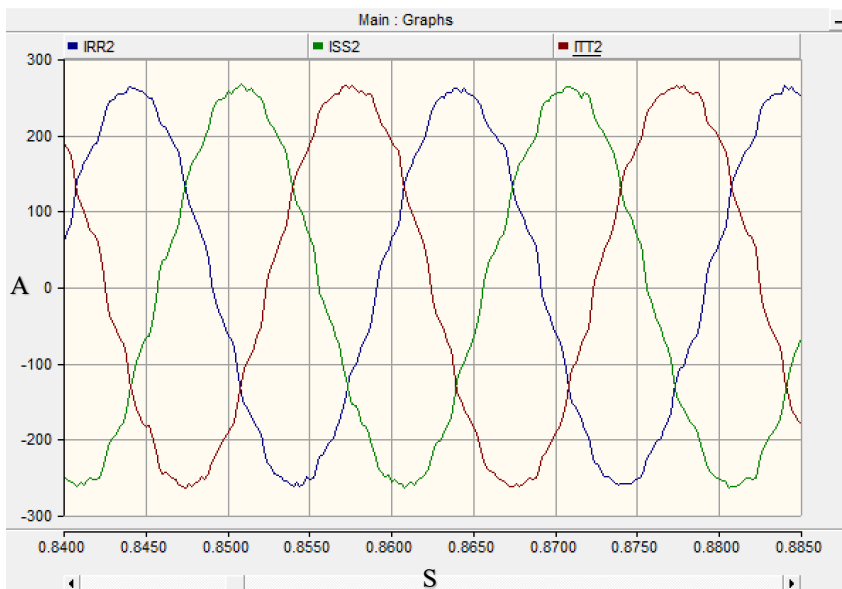


Figura 5-9. Corriente en el bus AC.

Continuando con el análisis de la funcionalidad de los controladores y sistemas planteados es importante revisar el comportamiento de la frecuencia en el bus AC para aplicar acciones de corrección que tienen que ver con la mejora y modificación de los controles para los aerogeneradores. La Figura 5-10 muestra la gráfica de la frecuencia.

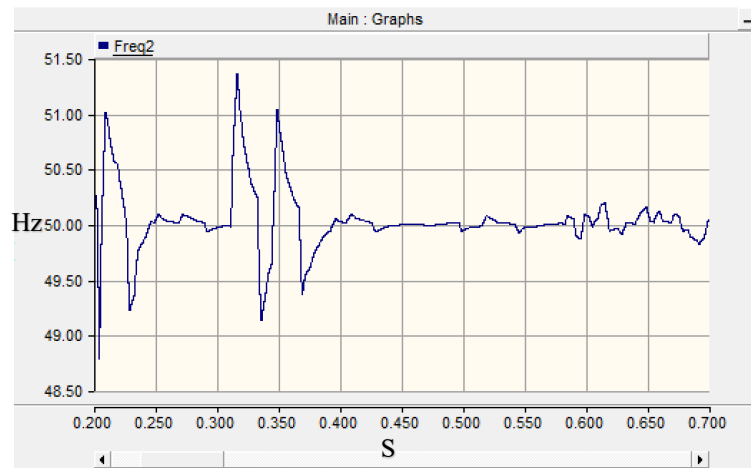


Figura 5-10. Gráfica de la frecuencia en el bus.

Continuando con el cumplimiento de los objetivos se tendrá un análisis de la THD para la tensión y corriente en la Tabla 5-2 a fin de aplicar una acción correctora cuando inicie otro aerogenerador como fuente de corriente.

THD	Valor medio	Gráfico
Corriente	3.50 % - 4.1 %	
Tensión	13.20 % - 13.85 %	

Tabla 5-2. Tabla de THD con red de referencia.

Los principales objetivos en el lado DC del enlace HVDC estaría dados por.

- Transmisión efectiva de la potencia (la menor pérdida posible).
- Estabilidad en el enlace HVDC para la tensión y la corriente.

La Figura 5-11 muestra la tensión en el lado DC del enlace HVDC.

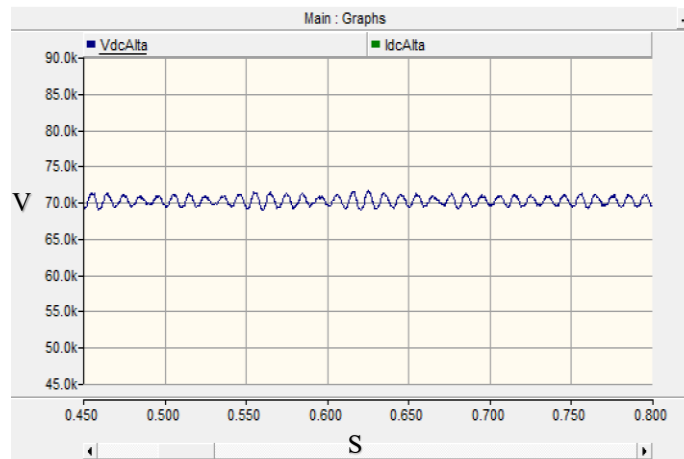


Figura 5-11. Tensión en el lado DC.

La Figura 5-12 muestra la corriente en el lado DC del enlace HVDC.

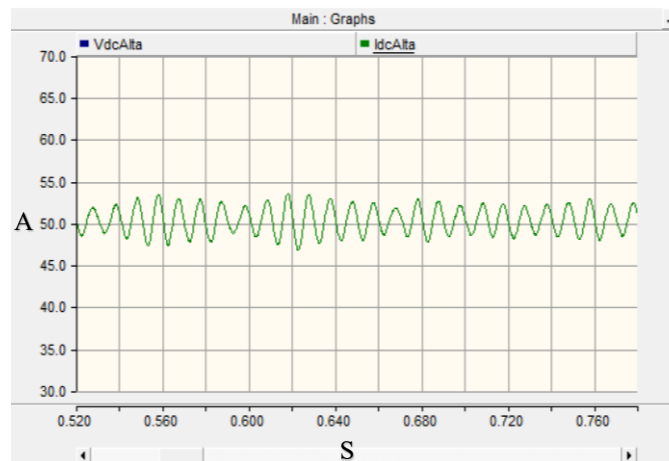


Figura 5-12. Corriente en el lado DC.

La Figura 5-13 muestra la potencia total obtenida en el lado DC.

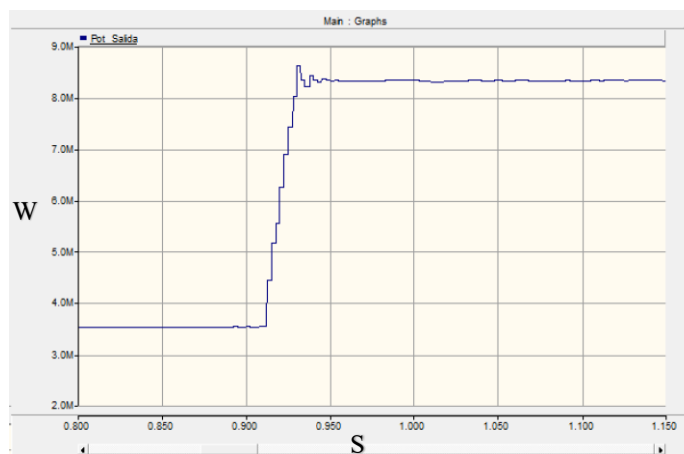


Figura 5-13. Potencia en el lado DC.

La potencia que llega al lado DC se establece aproximadamente en 8.32 MW, existe una diferencia de 0.26 MW que se pierde en las conmutaciones y los conductores.

5.2 Conexión de los aerogeneradores como fuente de corriente con inicio autógeno (black start)

El control que se utilizará en esta sección es el mismo que en la sección anterior. Sin embargo es necesario modificar el funcionamiento de un solo aerogenerador para que ambos aerogeneradores puedan conectarse como fuente de corriente cuando se tenga un punto de estabilidad. La estabilidad en la frecuencia y amplitud son los puntos clave de la siguiente propuesta de control. Aclarado lo anterior se tendrán los siguientes objetivos.

Parte 1 del control.

- Aerogenerador 1 entregando la potencia activa definida en la referencia (5 MW) y aerogenerador 2 como tensión de referencia.
- Mantener la frecuencia del bus AC a 50 Hz.
- Obtener un valor de THD para tensión y corriente aceptable.

Parte 2 del control.

- Cuando el bus AC sea estable en frecuencia y corriente, el aerogenerador 2 cambiará su funcionamiento entregando la potencia activa de referencia (5 MW). Este cambio es simplemente un interruptor que le da entrada a la potencia activa de referencia, como fuente de tensión la referencia no existe ya que no se le da entrada al control interno y solamente se modula.

La Figura 5-14 muestra la potencia activa y reactiva cuando el aerogenerador 1 actúa como fuente de corriente.

- $P = 4.89 \text{ MW}$.
- $Q = -0.3 \text{ MVAR}$.

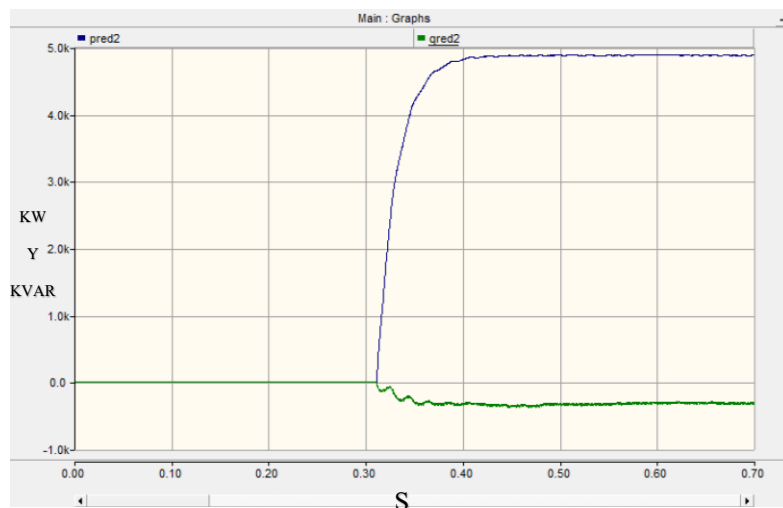


Figura 5-14. Potencia medida del aerogenerador 1.

La Figura 5-14 muestra la potencia activa y reactiva cuando el aerogenerador 2 actúa como fuente de corriente.

- $P = 4.89 \text{ MW}$.
- $Q = -0.3 \text{ MVAR}$.

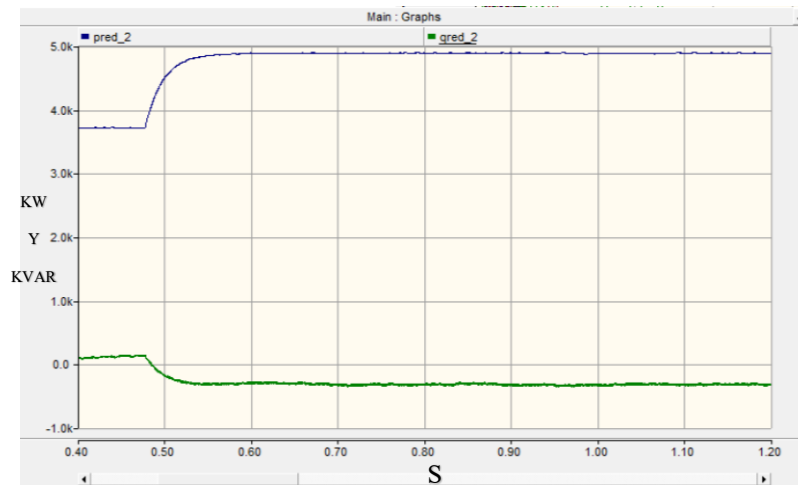


Figura 5-15. Potencia medida del aerogenerador 2 (KW Y KVAR).

La Figura 5-16 muestra la potencia total que llega al rectificador del enlace HVDC medido en el bus AC.

- $P = 9.78 \text{ MW}$.
- $Q = -0.6 \text{ MVAR}$.

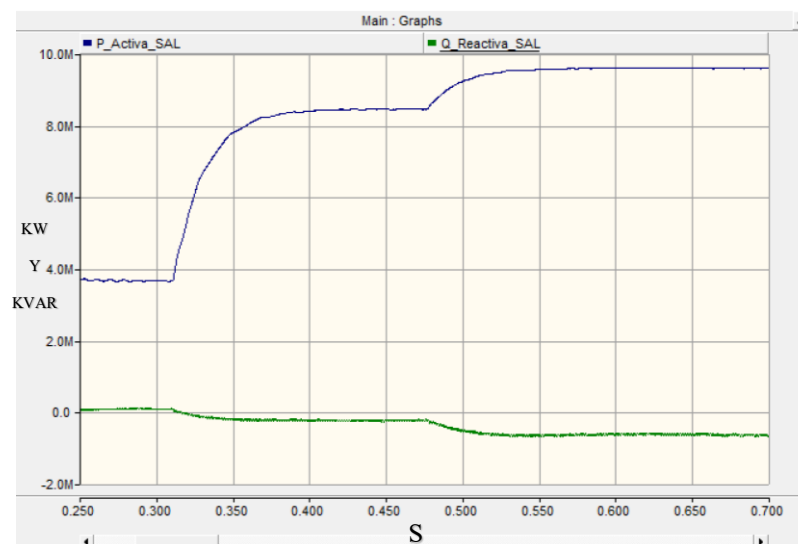


Figura 5-16. Potencia final otorgada en el bus AC.

Ambos aerogeneradores entregan una potencia aproximada de 5 MW. La siguiente parte del análisis mostrará las señales del bus AC.

La Figura 5-17 muestra la tensión obtenida en el bus AC.

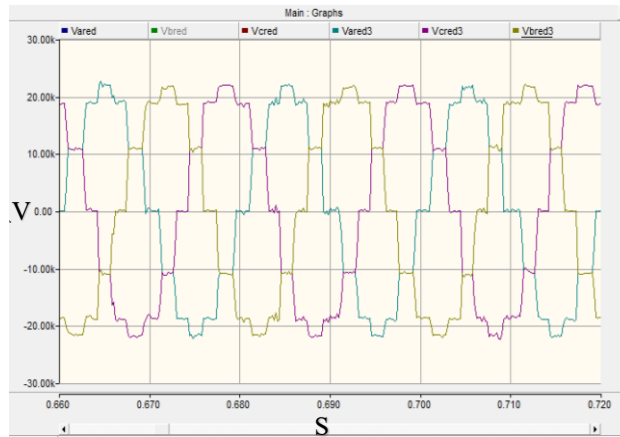


Figura 5-17. Tensión en el bus AC, ambos generadores.

La Figura 5-18 muestra la corriente obtenida en el bus AC.

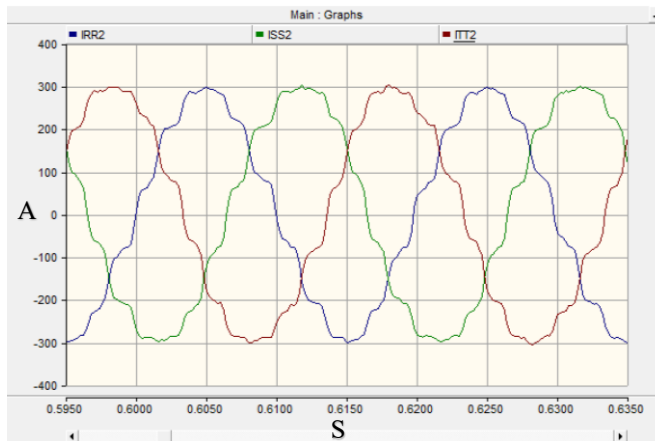


Figura 5-18. Corriente en el bus AC, ambos generadores.

Para la frecuencia se tiene la gráfica mostrada en la Figura 5-19.

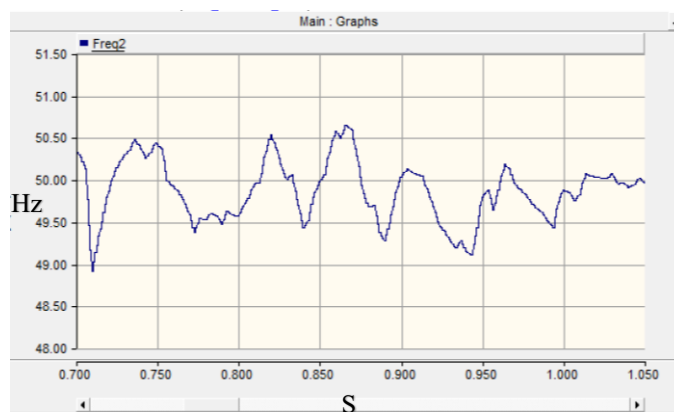


Figura 5-19. . Gráfico de la frecuencia en el bus AC.

Para el análisis de THD se tienen los datos en la Tabla 5-3.

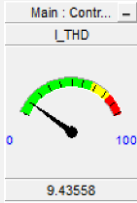
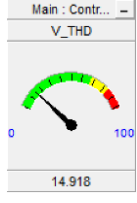
THD	Valor medio	Gráfico
Corriente	9.50 % - 8.1 %	
Tensión	13.15 % - 14.2 %	

Tabla 5-3. Tabla de THD sin red de referencia.

Las gráficas del lado DC del enlace HVDC se muestran a continuación. La Figura 5-20 muestra la tensión obtenida en el lado DC.

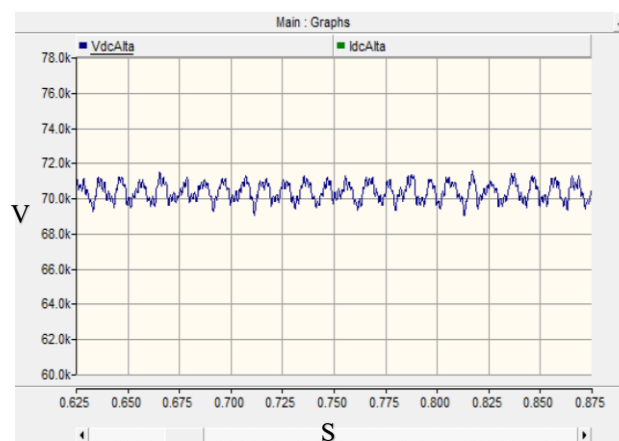


Figura 5-20. Tensión en el lado DC.

La Figura 5-21 muestra la corriente obtenida en el lado DC.

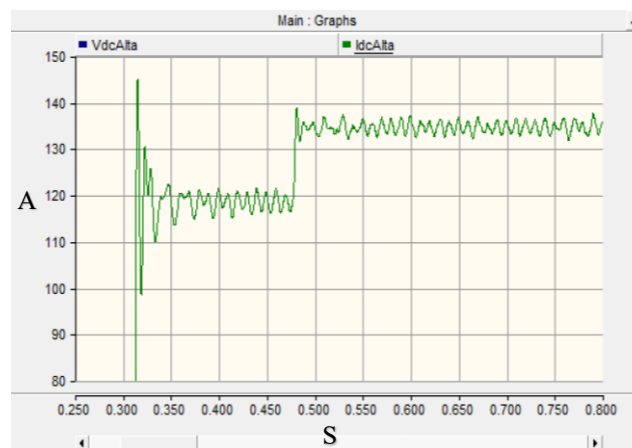


Figura 5-21. Corriente en el lado DC.

La Figura 5-22 muestra la potencia obtenida

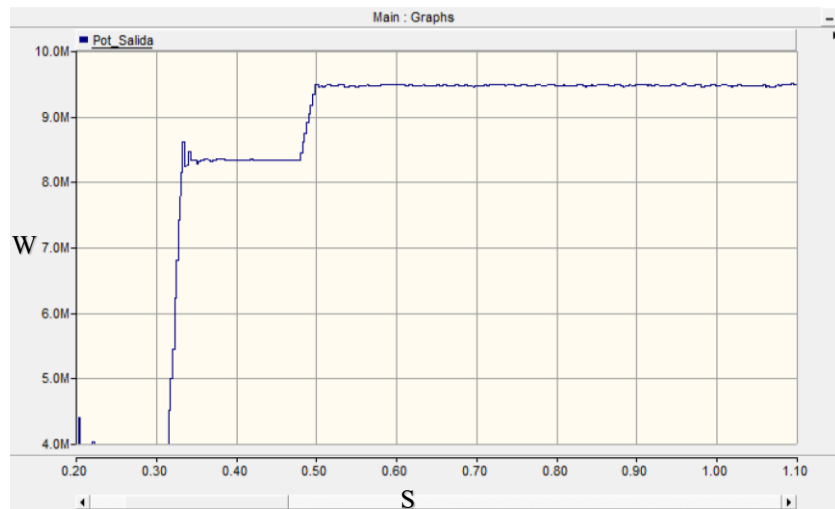


Figura 5-22. Potencia obtenida en el lado DC.

La potencia obtenida en el lado AC de ambos aerogeneradores tiene como resultado 9.78 MW, mientras que la potencia obtenida tiene como resultado 9.45 MW. La pérdida obtenida de potencia es aproximadamente un 3-4%.

Realizado el análisis de señales y los resultados obtenidos es factible la utilización de un puente rectificador de 12 pulsos para el enlace HVDC. Es posible además reducir costos, mantenimiento y espacio debido a que no tendrán elementos externos de control.

6 TRANSMISIÓN DE POTENCIA PUNTO A PUNTO, ENLACE HVDC-LCC

En este capítulo se analiza la transmisión de potencia de un enlace HVDC-LCC punto a punto a fin de dimensionar y obtener puntos característicos para la unión al parque eólico del capítulo anterior. Para este análisis se hará uso del CIGRE Benchmark de tipo monopolar y se modificarán los parámetros de los filtros, bancos de capacitores para potencia reactiva y los transformadores.

6.1 Control HVDC-LCC a partir del CIGRE Benchmark

El CIGRE Benchmark es un punto de referencia para realizar pruebas o simulaciones mediante un software de sistemas eléctricos que realice operaciones matemáticas con Transitorios Electromagnéticos (EMT). PSCAD se encuentra enfocado enteramente al apartado de DC, no obstante tiene una potencia de cálculo considerable para realizar operaciones en periodos cortos de tiempo. La Figura 6-1 muestra el esquemático del CIGRE Benchmark obtenido en la referencia [22].

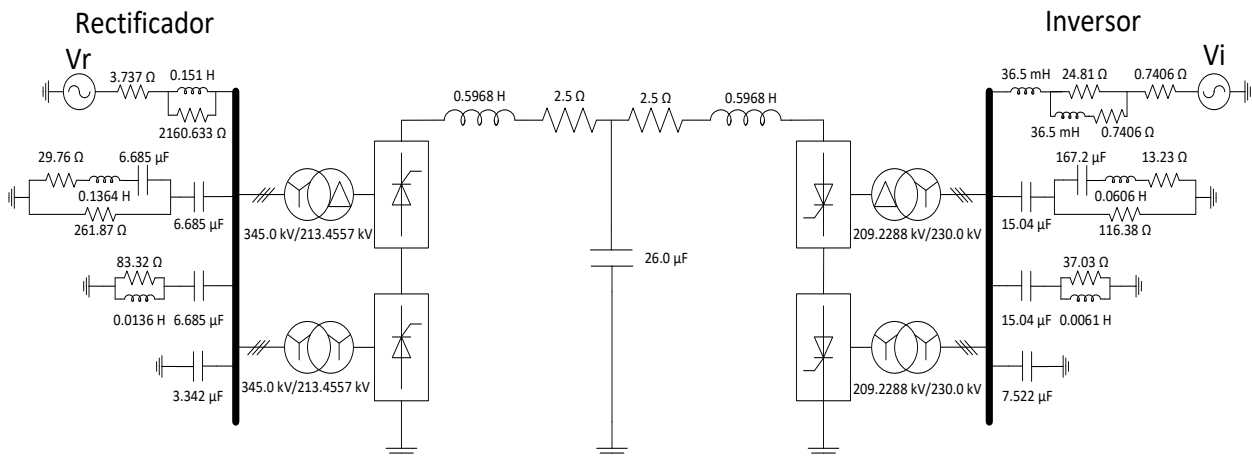


Figura 6-1. Cigre Benchmark para simular.

El control del enlace LCC fue presentado en el capítulo 4, en este capítulo se ahondará en él para obtener los objetivos de control del enlace HVDC-LCC que serán los siguientes.

- Transmisión de potencia del bus AC al bus DC.
- Potencia constante en el bus DC.

El control basa su funcionamiento en la medición del ángulo de extinción γ de los tiristores y aplicar una corrección con el ángulo de disparo α a partir de una referencia de corriente (por unidad) en el inversor y que a su vez controla el rectificador.

El control de los convertidores de pulsos (rectificador e inversor) funciona gracias a la localización de los convertidores en zonas específicas de funcionamiento de acuerdo al ángulo de disparo.

• CONTROL DEL RECTIFICADOR

El control del rectificador depende directamente del control del inversor y la forma en que se van activando los disparos de los tiristores para lograr los objetivos del control. La tarea principal del rectificador es enviar la corriente requerida en el enlace. La Figura 6-2 muestra el diagrama de bloques del control para el rectificador.

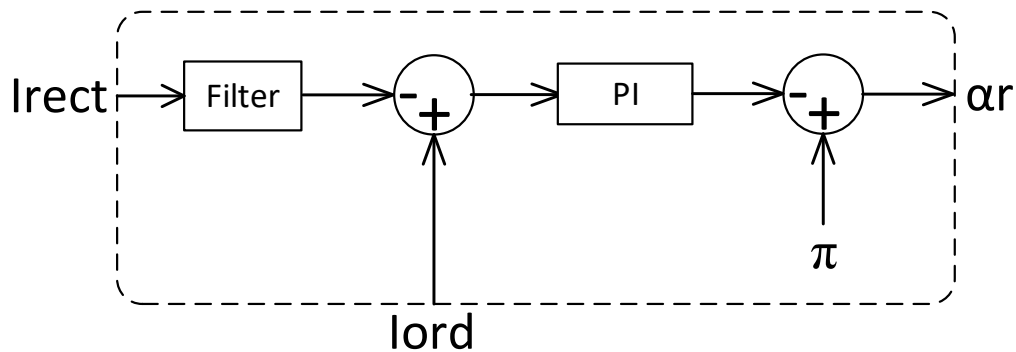


Figura 6-2. Control del rectificador HVDC.

Los valores de entrada al control en la figura anterior son.

- Irect. Es la corriente medida en la salida del rectificador.
- Iord. Es el valor computado del orden de corriente y que llega del control del inversor.

Los valores de salida al control en la figura anterior son.

- α_r . Es el valor del ángulo de disparo de los tiristores del inversor.

El control del rectificador mide la corriente inmediata a la salida del rectificador de 12 pulsos y le resta el orden de corriente (I_{ord}) que llega del inversor. El orden de corriente (I_{ord}^*) es la referencia que controlará todo el enlace HVDC y se encuentra definido entre 0 y 1.5 (p.u.). Finalmente la obtención de la corriente medida y el orden de corriente entran a un controlador y se resta a un valor nominal de π . La razón de restar el resultado a π es para asegurar que el rectificador se encontrará operando en la zona de rectificador (estado estable). El valor obtenido en α_r será el encargado de controlar los tiristores del rectificador de 12 pulsos.

• CONTROL DEL INVERSOR

El control del inversor es complejo a comparación del rectificador debido a que debe obtener el ángulo de extinción γ para retroalimentar el ángulo de disparo de los tiristores del inversor. La única consigna que llega es el valor del orden de la corriente (I_{ord}^*) comprendido entre 0 y 1.5 (p.u.) y a partir de él podrá ajustarse el comportamiento del enlace. La tarea principal del inversor es mantener la tensión en el enlace HVDC de forma que el rectificador pueda transmitir la corriente requerida. La Figura 6-3 muestra el diagrama de bloques del control para el rectificador.

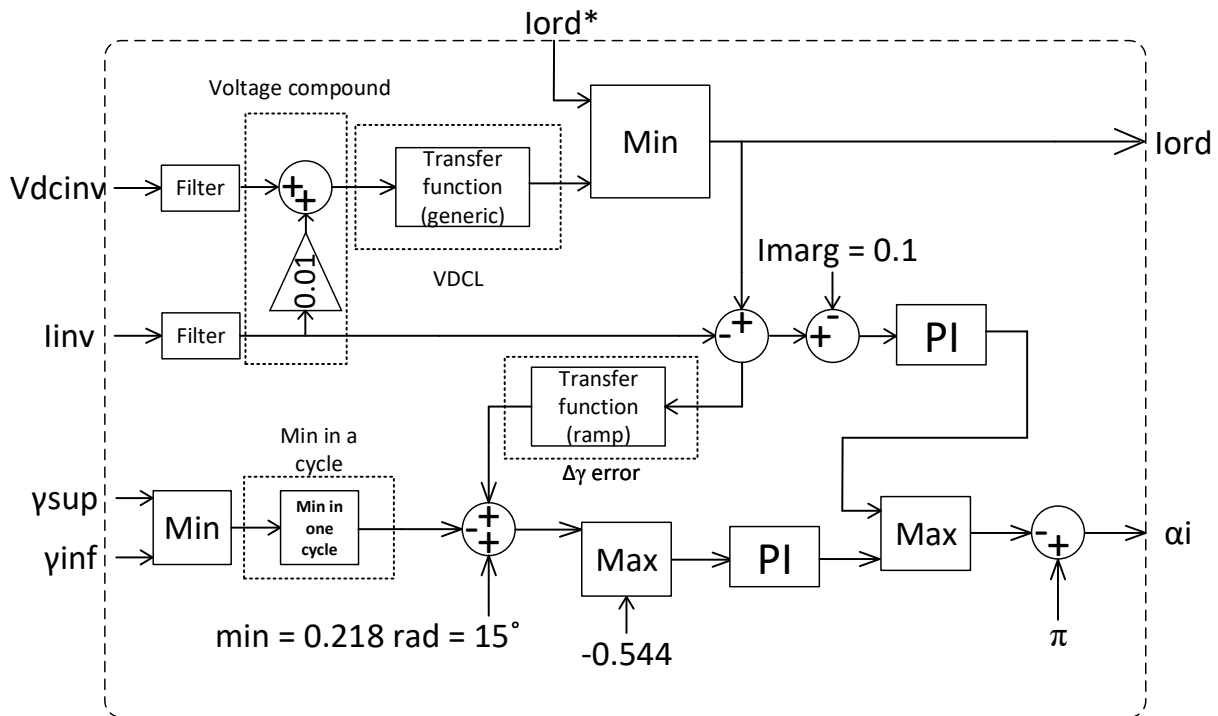


Figura 6-3. Control del rectificador.

Los valores de entrada al control en la figura anterior son.

- V_{dcinv} . Es el valor de la tensión medida a la entrada del inversor.
- I_{inv} . Es el valor de la corriente medida a la entrada del inversor.
- γ_{sup} . Es el valor del ángulo de extinción γ en el inversor de 6 pulsos superior.
- γ_{inf} . Es el valor del ángulo de extinción γ en el inversor de 6 pulsos inferior.
- I_{ord}^* . Es el valor de referencia para el orden del ángulo. Se encuentra comprendido entre 0 y 1.5 (p.u.).

Los valores de salida al control en la figura anterior son.

- I_{ord} . Es el valor del computado del orden de la corriente y que llega al control del rectificador.
- α_i . Es el valor del ángulo de disparo de los tiristores del inversor.

Los bloques principales son:

- Voltage compound. Es la multiplicación del valor medido de corriente para realizar una compensación de la tensión del inversor.
- $\Delta\gamma$ error. La salida de este bloque es derivada del error de la corriente medida y el valor de referencia mínimo en el mejor de los casos, de no ser así la función de transferencia asegura que se llegue a la zona en la que los tiristores funcionen en modo inversor.
- Min in a cycle. Es un bloque que toma las mediciones entrantes mínimas de los ángulos de extinción de los inversores de 6 pulsos, las guarda durante un ciclo de red y al finalizar el ciclo de red entrega el valor más bajo que fue guardado de todo el ciclo.
- VDCL. El "límite del orden de la corriente dependiente de la tensión" se encarga de reducir el máximo orden de corriente en función de la tensión cuando se tiene una alteración en el sistema a fin de mantener la corriente.

6.2 Modificación del esquema HVDC-LCC para transmission de una potencia deseada en un enlace punto a punto.

Para utilizar el sistema del enlace HVDC-LCC basado en el CIGRE Benchmark es necesario realizar un número de modificaciones. Además esta simulación supone un caso ideal en el cual la fuente de AC para rectificar es fuerte en cuanto a prestaciones; entrega potencia activa y reactiva necesaria sin límites y el valor de THD en tensión y corriente es bajo. A fin de obtener los mejores resultados por lo cual se realizarán los siguientes cambios.

- Suponer una entrada de tensión de aproximadamente 35 kV, similar a la tensión del parque eólico marino del capítulo 5.
- Suponer una entrada de potencia activa cercana a los 10 MW, similar a la potencia final que entrega los 2 aerogeneradores de parque eólico marino.

La Figura 6-4 muestra el diagrama de simulación.

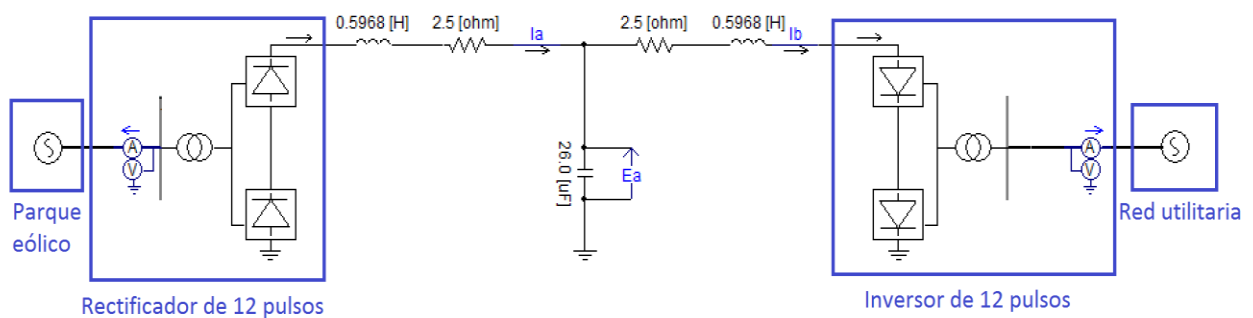


Figura 6-4. Partes del enlace HVDC.

La Figura 6-5 muestra la tensión de entrada y la Figura 6-6 muestra la corriente de entrada al enlace HVDC-LCC.

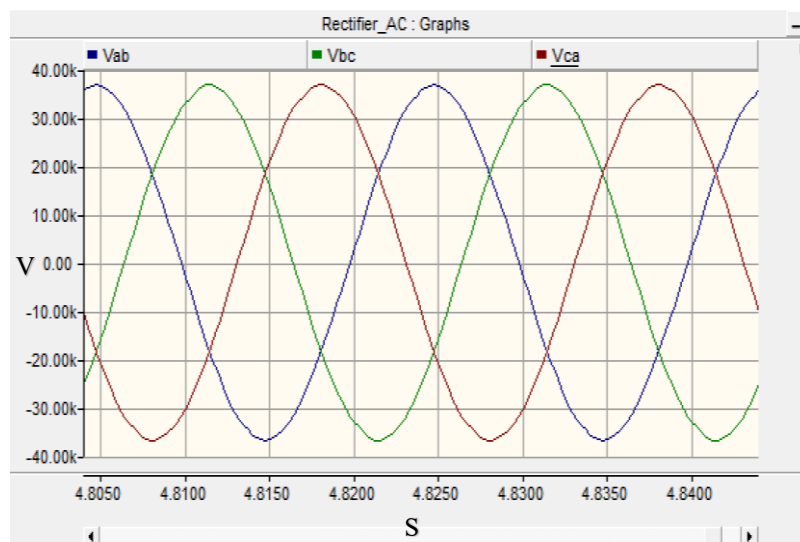


Figura 6-5. Tensión ideal del parque eólico.

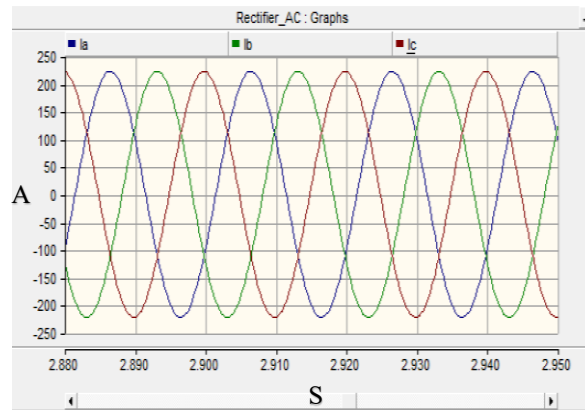


Figura 6-6. Corriente ideal del parque eólico.

La siguiente parte de la simulación mostrará los resultados obtenidos en el lado DC. Se sabe de manera anticipada que los tiristores consumirán una cantidad considerable de potencia reactiva que a su vez debe ser compensada con un banco de condensadores.

Para analizar de manera correcta la transmisión de corriente, el esquemático será dividido en 2 sectores, la sección que se encuentra inmediata al rectificador (sección 1) y la sección que se encuentra inmediata al inversor (sección 2). La Figura 6-7 muestra la división realizada en el sistema.

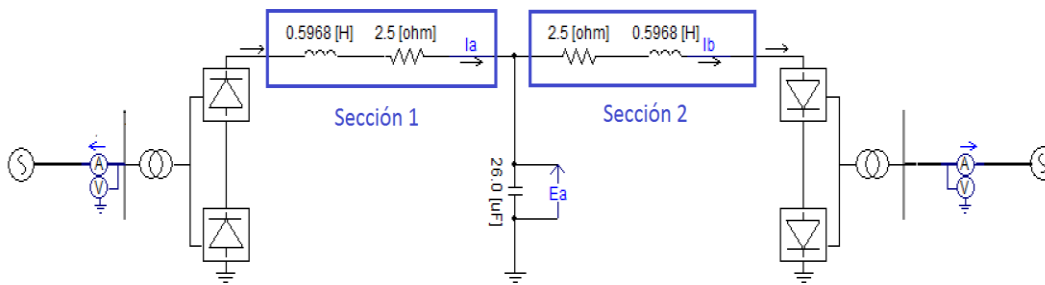


Figura 6-7. Enlace HVDC en secciones.

Las señales a obtener serán la corriente en la sección 1 (I_a), la corriente en la sección 2 (I_b) y la tensión en el condensador intermedio. La Figura 6-8 muestra la corriente I_a .

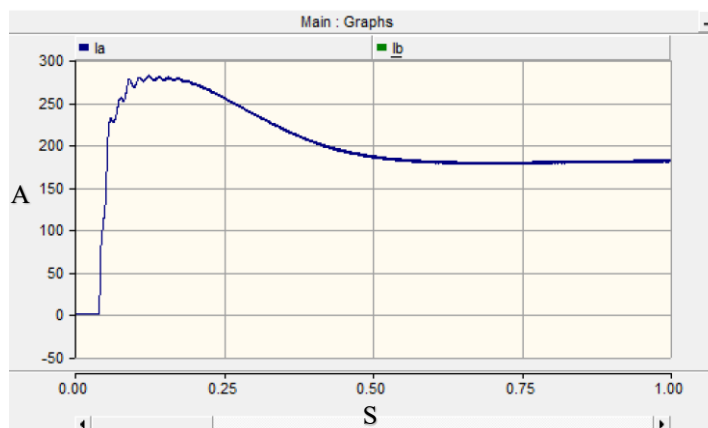


Figura 6-8. Corriente en la sección 1.

La Figura 6-9 muestra la corriente I_b .

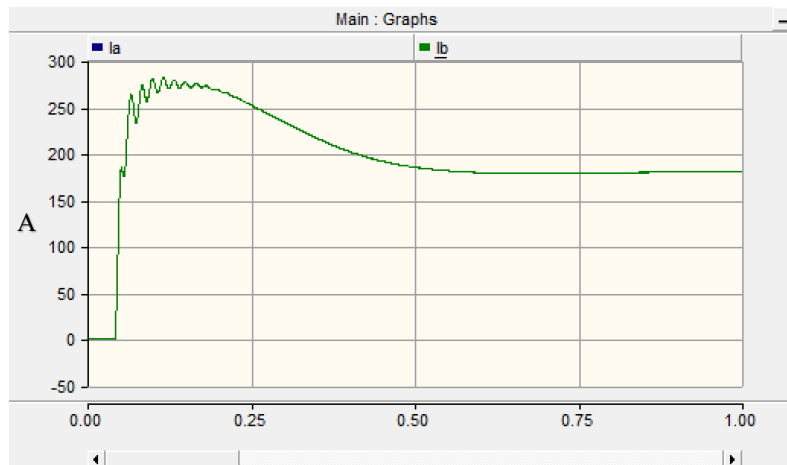


Figura 6-9. Corriente en la sección 2.

Los valores de corriente quedan aproximadamente en 180 A para ambos casos. La Figura 6-10 muestra el valor obtenido para ambos.

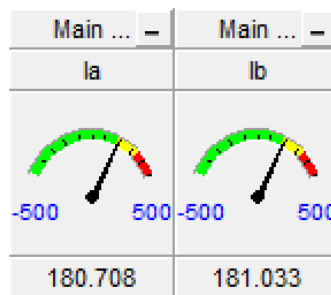


Figura 6-10. Corriente estable al final del transitorio en amperes.

La Figura 6-11 muestra la tensión en el condensador intermedio.

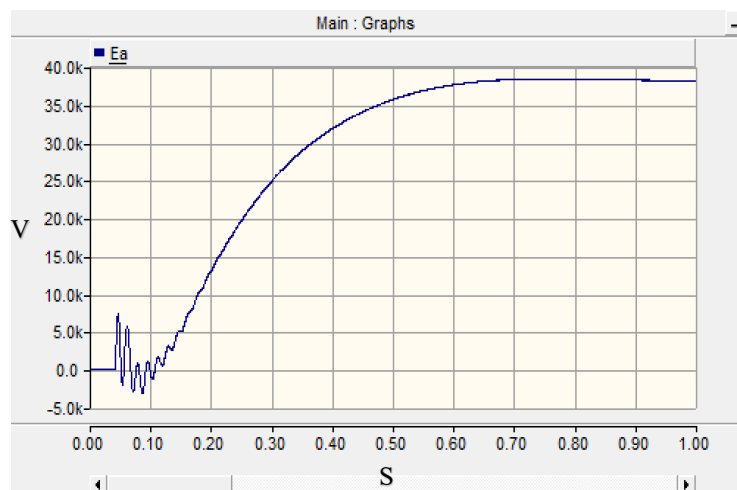


Figura 6-11. Tensión en el condensador intermedio.

La Figura 6-12 muestra el valor final de establecimiento.

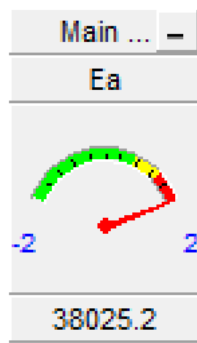


Figura 6-12. Tensión final en el condensador en volts.

Pasar de una transferencia de potencia AC a una transferencia de potencia en DC tiene su principal problema en el consumo de potencia reactiva del enlace HVDC-LCC. Es bien sabido que en el enlace HVDC convencional la demanda de potencia reactiva es aproximadamente el 50 % de la potencia de potencia activa de la carga [23].

En un caso en el que la pérdida de potencia activa se deba al consumo de reactiva por parte de la carga sería conveniente la colocación de un STATCOM pero deberá dimensionarse de acuerdo a los requerimientos del sistema. Por ejemplo en el caso anterior el coste de inyectar aproximadamente 2 MVAR será bastante elevado y en una puesta en marcha real los costes no justificarán la inversión.

Para determinar qué cantidad de potencia se puede transmitir se realizan las mediciones de la potencia activa de entrada al rectificador, la potencia del enlace HVDC ($P=V*I$) y la potencia activa que entra a la red utilitaria.

La Figura 6-13 muestra la gráfica de la potencia activa (P_{in}) y la potencia reactiva (Q_{in}) que entran al rectificador de 12 pulsos.

Las potencias medidas son.

- $P = 7.062$ MW.
- $Q = 0.15$ MVAR.

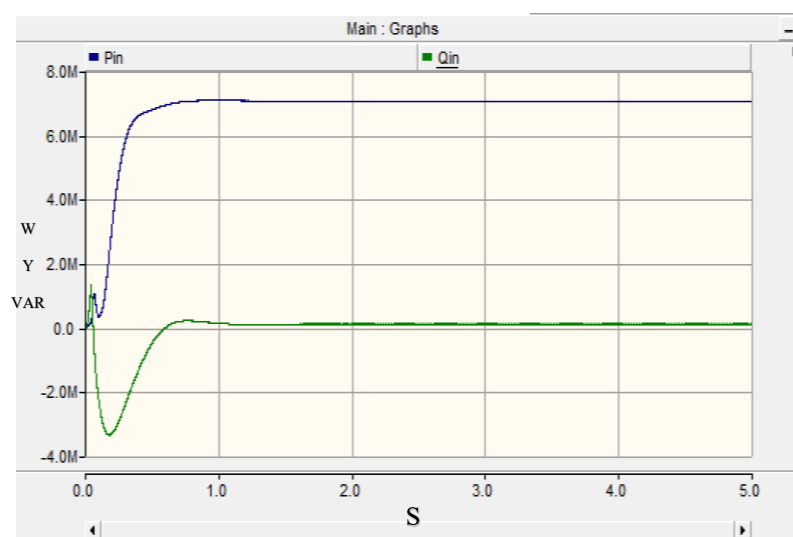


Figura 6-13. Potencia activa y reactiva de entrada.

Para la potencia en el enlace HVDC se retoman los valores de tensión y corriente en el lado DC.

- Tensión. $T = 38000$ Volts.
- Corriente. $I = 180$ Amperes.

$$P = (38000 \text{ V})(180 \text{ A}) = 6.84 \text{ MW}$$

La Figura 6-14 muestra la potencia activa y reactiva que llegaría a inyectarse a la red utilitaria.

Las potencias medidas son.

- $P = 6.32$ MW.
- $Q = 0.6$ MVAR.

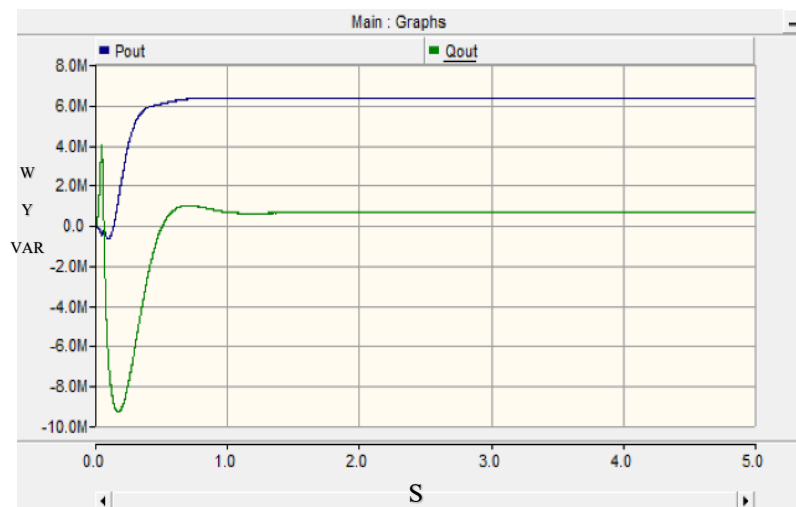


Figura 6-14. Potencia activa y reactiva inyectada a la red utilitaria (W Y VAR).

La pérdida total de potencia activa entre la entrada al rectificador y la potencia que llegaría a la red utilitaria es de aproximadamente 0.742 MW. Podría concluirse que la pérdida de potencia es alta comparada con la potencia que se inyectaba al inicio. Este tipo de conexión HVDC-LCC es más utilizada en sistemas con generadores de diésel o turbinas con alta capacidad de transmisión. Es sabido que esta tecnología no es utilizada en los parques eólicos marinos pero en ocasiones es importante considerar posibilidades. En algunas ocasiones se podrían tener sistemas híbridos (LCC/VSC o VSC/LCC) que otorgan algún grado de libertad con la finalidad de mejorar los objetivos de control o abrir posibilidades a la eliminación de elementos adicionales.

Los objetivos de este apartado serán los siguientes.

- Mantener la tensión y la corriente del bus AC estable.
- Mantener la frecuencia a 50 Hz.
- Transmitir la potencia necesaria en el bus AC sin comprometer los puntos anteriores.
- Obtener una tensión y corriente lo más constante posible.

Para lograr los objetivos anteriores es importante notar que el bus AC puede ser lo más estable y fuerte posible pero existe una relación de compromiso. Lograr una señal cercana a una senoidal pura tendrá el costo de perder una cantidad considerable de potencia activa, además es necesario compensar la potencia reactiva que se consume al conmutar los tiristores a diferentes ángulos de disparo para lograr la estabilidad en el enlace HVDC. Una vez iniciados los 2 aerogeneradores entregando una potencia de 5 MW de potencia activa. La Figura 7.2 muestra la potencia activa y reactiva del aerogenerador 1.

La potencia final obtenida es.

- $P = 5.06 \text{ MW}$.
- $Q = -0.27 \text{ MVAR}$.

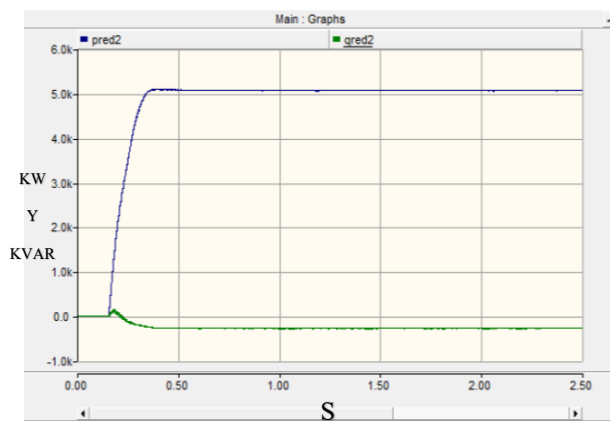


Figura 7-2. Potencias medidas del aerogenerador 1.

La Figura 7-3 muestra la potencia activa y reactiva del aerogenerador 2.

La potencia final obtenida es.

- $P = 5.06 \text{ MW}$.
- $Q = -0.27 \text{ MVAR}$.

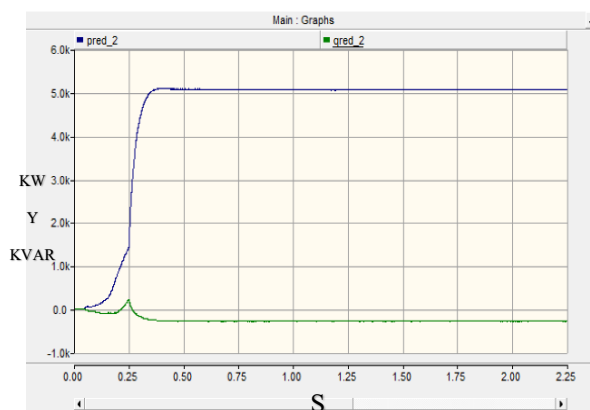


Figura 7-3. Potencias medidas del aerogenerador 2.

La Figura 7-4 muestra la potencia total en el bus AC.

La potencia final obtenida es.

- $P = 9.8 \text{ MW}$.
- $Q = -0.59 \text{ MVAR}$.

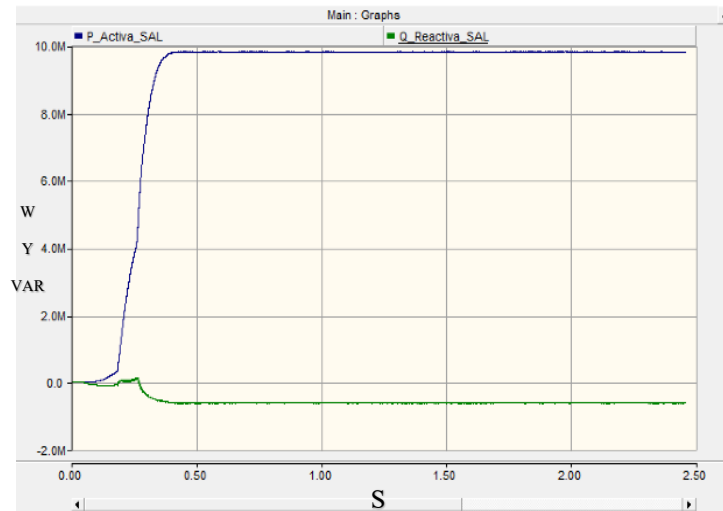


Figura 7-4. Potencia total en el bus AC.

El análisis en el lado AC del enlace será presentado a continuación. La Figura 7-5 muestra la tensión en el bus AC.

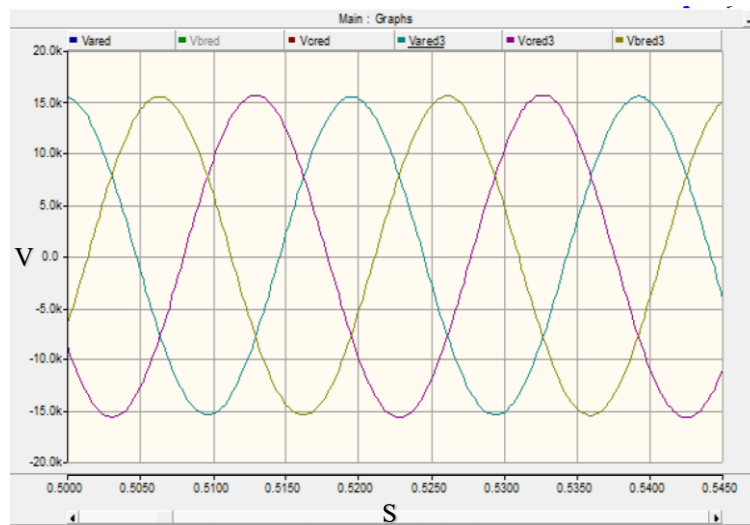


Figura 7-5. Tensión en el bus AC.

La Figura 7-6 muestra la corriente en el bus AC.

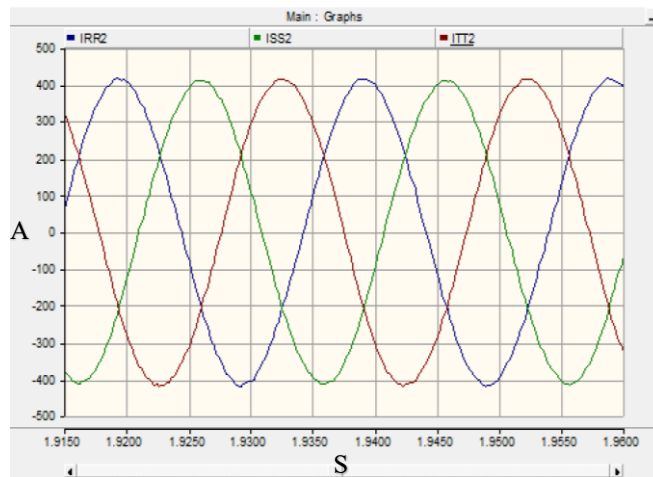


Figura 7-6. Corriente en el bus AC.

La frecuencia durante la operación se encuentra en 50 Hz aproximadamente. La gráfica de la frecuencia se muestra en la Figura 7-7.

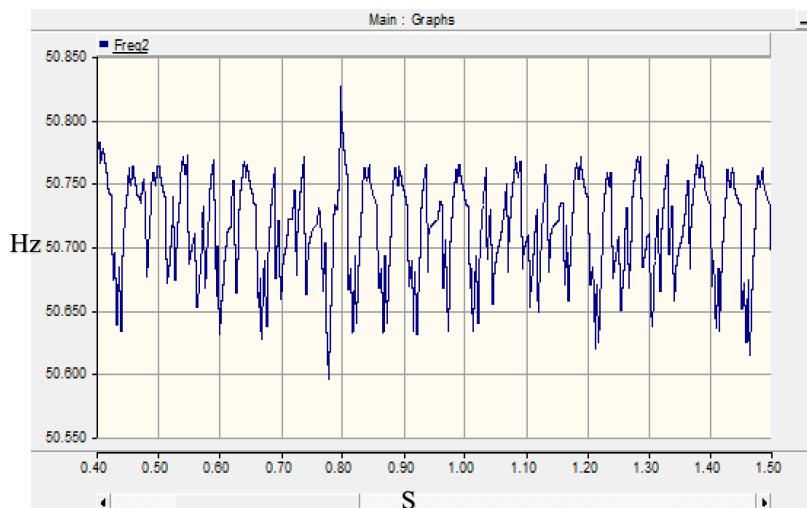


Figura 7-7. Frecuencia en el bus AC.

El análisis de THD realizado se encuentra en la Tabla 7-1.

THD	Valor medio	Gráfico
Corriente	0.80 % - 1.32 %	

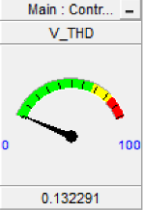
Tensión	0.125 % - 0.14 %	
----------------	------------------	---

Tabla 7-1. Valores de la THD en la unión HVDC.

La potencia transmitida del lado AC al lado DC del enlace HVDC se presenta a continuación. La Figura 7-8 muestra el valor de la corriente en el lado del rectificador, mientras que la Figura 7-8 muestra el valor de la corriente en el lado del inversor.

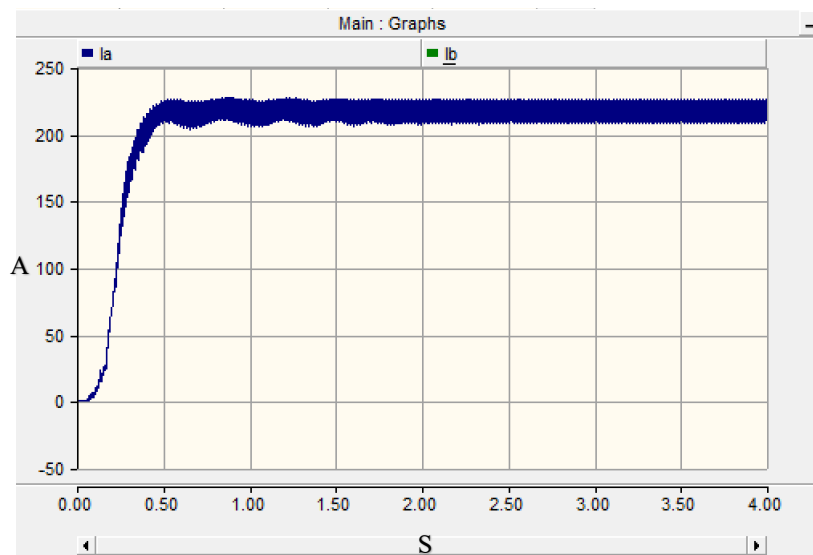


Figura 7-8. Corriente a la salida del rectificador.

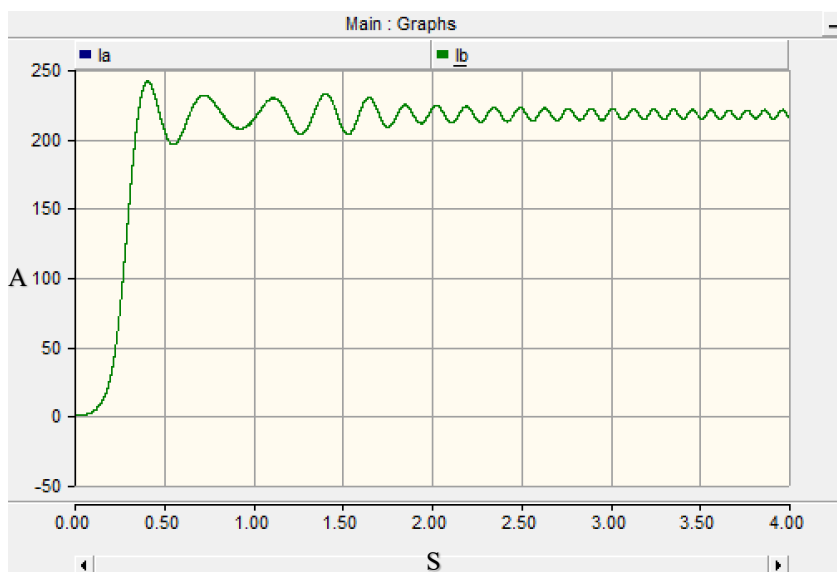


Figura 7-9. Corriente a la entrada del inversor.

Los valores de corriente quedan aproximadamente en 220 A para ambos casos. La Figura 7-10 muestra el valor de corriente final obtenido para ambos casos.

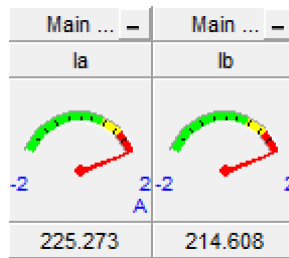


Figura 7-10. Corriente final medida en amperes.

La Figura 7-11 muestra la tensión del condensador intermedio.

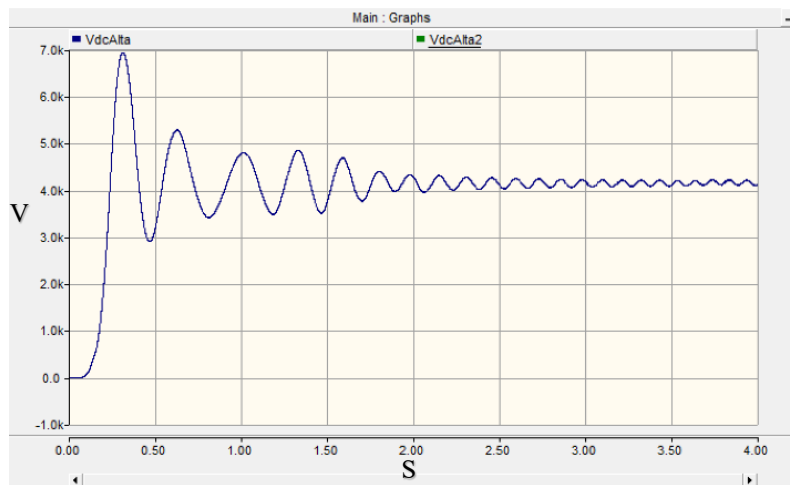


Figura 7-11. Tensión en el condensador.

La Figura 7-12 muestra la tensión obtenida al final de la simulación.

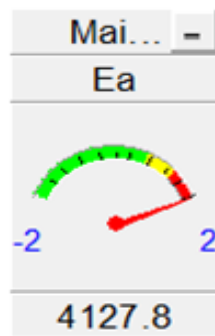


Figura 7-12. Tensión final en el enlace en volts.

Para la potencia transmitida en el lado DC se tendría lo siguiente.

- Tensión. $T = 4120$ Volts.
- Corriente. $I = 220$ Amperes.

$$P = (4120 \text{ V})(220 \text{ A}) = 0.906 \text{ MW}$$

Claramente la potencia que se tiene en el enlace HVDC es bastante baja ya que la mayor cantidad de potencia se consume al entregar potencia reactiva para compensar los efectos que tiene el rectificador LCC. Este es el principal problema de los enlaces basados en HVDC. La red generada por los aerogeneradores no es fuerte en cuanto a prestaciones y además se encuentra limitada en cuanto a potencia aparente. También es importante notar que el enlace utilizado en este caso no se utiliza en el caso de los parques eólicos debido a estos problemas. La primera opción siempre es colocar una terminal rectificadora VSC pero en ocasiones los costos y tamaño se incrementan.

El análisis anterior ha dado un acercamiento a cuanto potencia se perdería si este control fuera implementado en condiciones reales. Claramente los tiristores pudieran seguir un comportamiento igual al de los diodos pero el objetivo de control del enlace HVDC en cuanto a tensión y potencia no podría cumplirse.

7.2 Colocación de un compensador de potencia reactiva

Para lograr un mejor desempeño y mayor capacidad de potencia transmitida es necesario un elemento activo externo, la naturaleza del enlace LCC tiene su principal desventaja en el consumo de potencia reactiva. Ante esta desventaja será colocado un compensador de potencia reactiva.

La adición de un elemento agrega un costo directamente proporcional a la potencia que se desea transmitir. En este caso será colocado un convertidor controlado que estaría entregando una potencia aproximada de 1 MVAR.

Colocando este elemento la potencia activa a transmitir en el enlace HVDC será mucho mayor. La Figura 7-13 muestra la colocación en la entrada de bus AC.

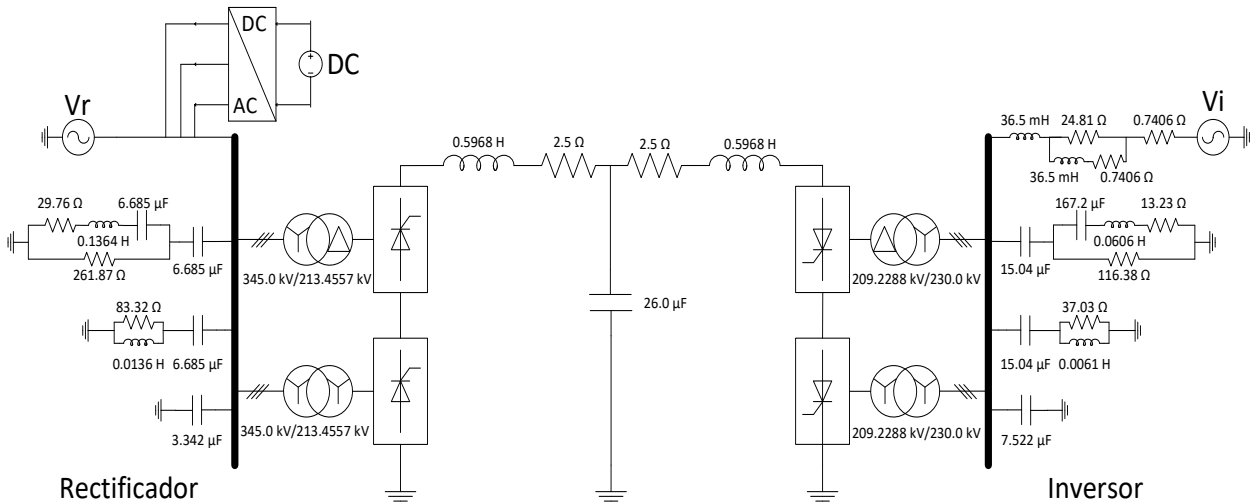


Figura 7-13. Modificación del enlace con elemento externo.

Se sabe de forma anticipada que la potencia reactiva necesaria para transportar una cantidad de potencia activa es aproximadamente de un 40% - 50% en redes con fuertes con altas prestaciones. En este caso se compensará un porcentaje de potencia reactiva para determinar que tanto se pueden mejorar los resultados del punto anterior.

La Figura 7-14 muestra la potencia que estaría entregando el compensador.

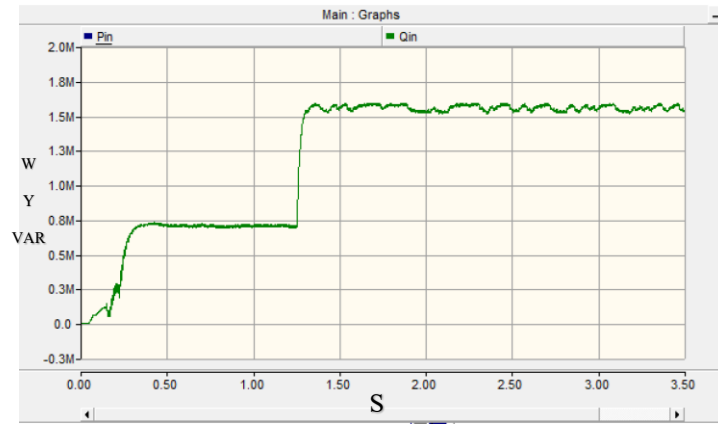


Figura 7-14. Potencia reactiva inyectada por el compensador (W).

Realizando la compensación del valor de potencia reactiva se espera una mejora en los resultados. La Figura 7-15 muestra la tensión en el enlace HVDC obtenida en el condensador intermedio.

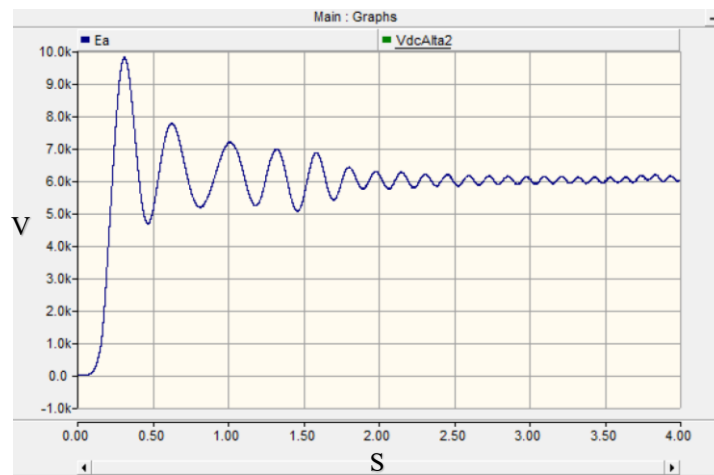


Figura 7-15. Tensión en el enlace.

La Figura 7-16 muestra la tensión final.

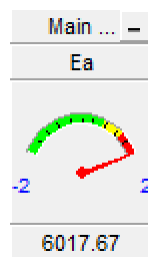


Figura 7-16. Tensión final en el enlace en volts.

La Figura 7-17 muestra el valor de corriente en el lado del rectificador, mientras que la Figura 7-18 muestra la corriente en el lado del inversor.

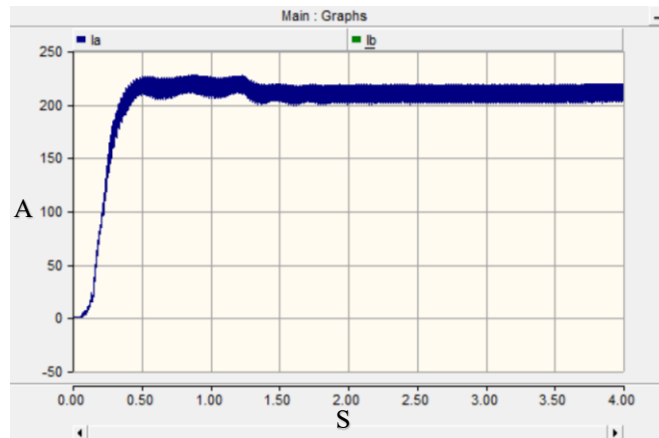


Figura 7-17. Corriente a la salida del rectificador.

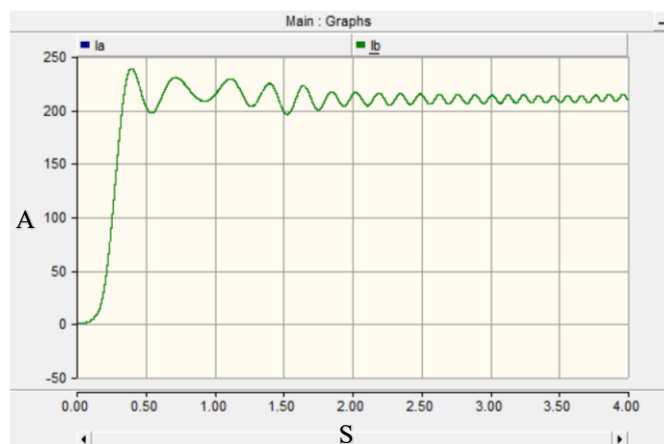


Figura 7-18. Corriente a la entrada del inversor.

La Figura 7-19 muestra la corriente total obtenida al final en el rectificador y en el inversor.

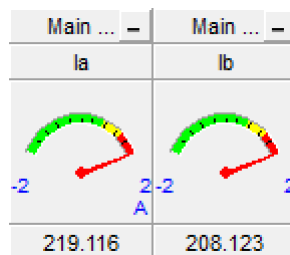


Figura 7-19. Corriente final medida en el enlace en amperes.

Para la potencia transmitida en el lado DC se tendría lo siguiente.

- Tensión. $T = 6000$ Volts.
- Corriente. $I = 220$ Amperes.

$$P = (6000 \text{ V})(220 \text{ A}) = 1.320 \text{ MW}$$

La potencia tiende a mejorar pero el costo por mejorar aproximadamente 0.414 MW en el lado de DC es agregar un valor de 1 MVAR en el lado de AC lo cual es una solución bastante costosa si se quisiera implementar en una situación real.

- Justificación de la pérdida de potencia en el enlace.

Con los resultados obtenidos se puede observar que la potencia que se pierde es de una cantidad considerable. Es importante aclarar que el enlace HVDC-LCC presentado el CIGRE Benchmark se encuentra pensado para potencias aproximadamente cercanas a los 1000 MW para redes con características óptimas (fuertes).

Los transformadores que se utilizan son de tensiones cercanas a los 200 kV - 300 kV para la entrada a los primarios y de 200 kV – 250 kV para la salida en los secundarios. Un par de aerogeneradores conectados para otorgar la potencia que necesita un enlace de 100 órdenes pudiera otorgar un punto de partida en el cual determinar las acciones a realizar. Algunos de estos puntos pudieran ser los siguientes:

- Colocación de la cantidad necesaria de aerogeneradores que otorguen la potencia necesaria que necesita el enlace.
- Dimensionamiento de los aerogeneradores para entregar una potencia mayor.

Realizar un ajuste en los elementos que conforman en enlace pudiera ser una opción pero se da el caso en que el costo se eleva de manera exponencial, para este escenario la mejor opción es la utilización de un enlace VSC que es el más probado para los parques eólicos marinos. La potencia activa en el enlace HVDC-LCC se pierde debido a los parámetros del núcleo magnético y las pérdidas en el hierro del transformador. Los parámetros utilizados de los transformadores son los mismos que los del enlace original modificado y que fue presentando en el capítulo 6.

Los enlaces HVDC-LCC claramente encuentran su lugar en transmisión de potencia con características de red fuertes y de una potencia bastante alta a comparación de los enlaces HVDC-VSC.

8 TECNOLOGÍAS PARA REALIZAR DERIVACIONES EN EL ENLACE HVDC

Los enlaces HVDC se están convirtiendo en la mejor opción para transportar grandes cantidades de potencia entre puntos cercanos a los 50-100 km, en el camino del cable pudiera encontrarse una población que necesite acceso a energía eléctrica por lo cual es necesario crear una derivación del bus DC para otorgar corriente alterna. Este procedimiento se logra mediante la estrategia del tapping, que podría entenderse como crear un punto en el cual tomar potencia en DC y convertirla a potencia en AC. Para este procedimiento se hace uso de convertidores basados en IGBTs y el convertidor más extendido es el MMC (Modular Multi-Level Converter) que será explicado en este capítulo más no será simulado.

8.1 Convertidor Modular Multinivel (MMC).

EL convertidor MMC es un módulo que puede dimensionarse para los parámetros de potencia que se necesiten. Básicamente es la colocación de convertidores de medio puente aunque puede utilizarse también puente completo para transformar la señal DC en AC, de forma sencilla es la adición de submódulos colocados en cascada los que generan un convertidor MMC. La Figura 8-1 muestra una configuración típica.

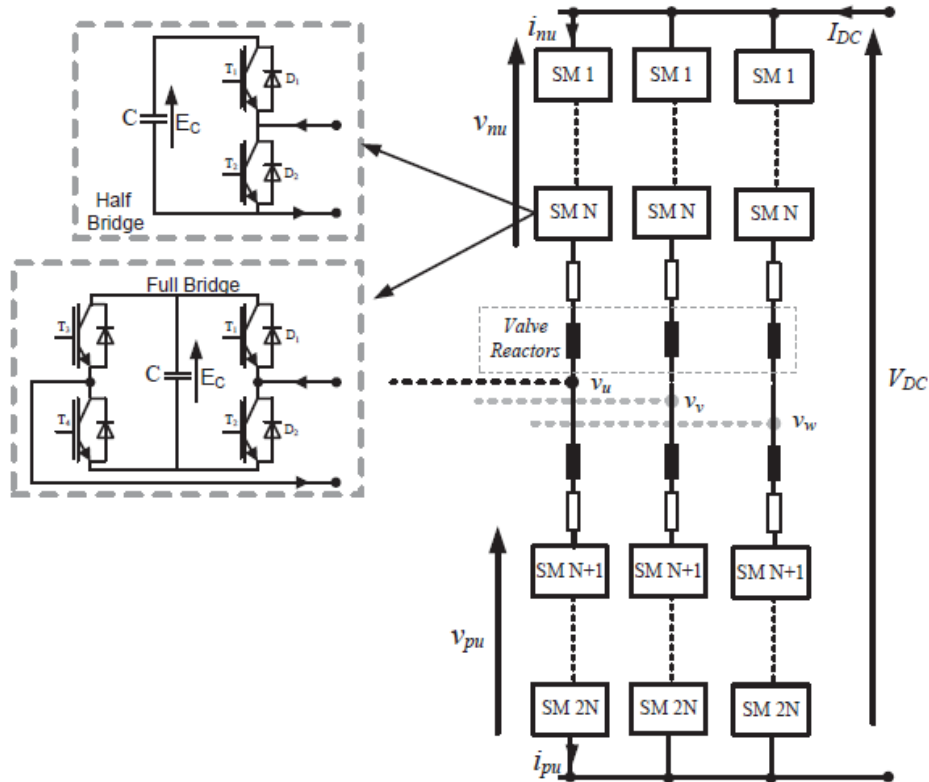


Figura 8-1. Diagrama esquemático de una topología MMC.

El convertidor se divide en 3 ramas para obtener la característica de sistema trifásico y a su vez disponer de una mayor potencia, las ramas superiores manejan el valor de tensión de $VDC/2$ mientras que las ramas inferiores manejan el valor de $-VDC/2$ además deberán agregarse inductores para alisar la señal AC de salida. Mientras más submódulos se tengan, la señal AC de salida tendrá mejor calidad y las prestaciones para realizar conexiones serán mucho mejores.

En los equipos actuales se puede tener una cantidad muy grande de submódulos por rama, cercanos a los 100 submódulos por rama, lo que dificulta la simulación debido a la utilización de los nodos y la capacidad del programa para resolverlos, la simulación puede hacerse tan pesada que tardaría mucho tiempo en realizarse.

En [24], se muestra como la adición de los submódulos contribuye a mejorar la señal AC de salida. El uso de los convertidores multinivel MMC habilita trabajar con un alto nivel de tensión con una alta calidad en la señal [25]. En la Figura 8-2 se muestra la señal que se obtendría de una sola fase.

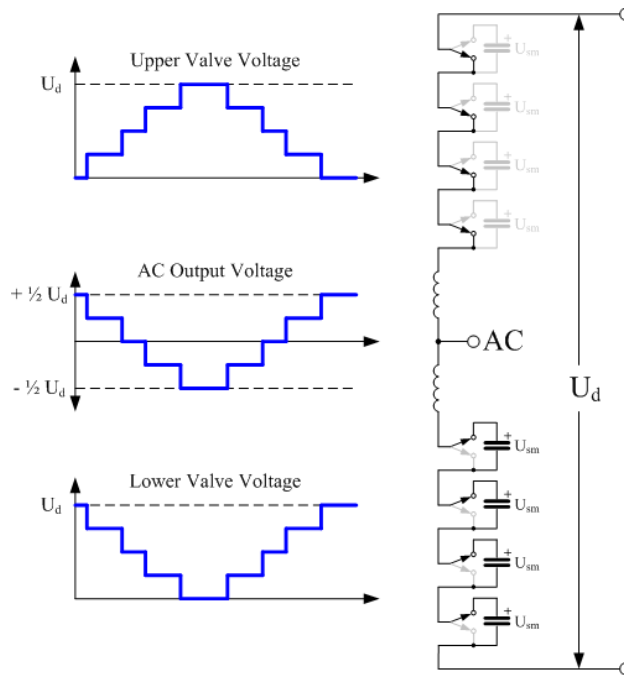


Figura 8-2. Señal de salida obtenida en el MMC.

Las principales ventajas de utilizar un sistema MMC para algún tipo de derivación es la siguiente.

- Colocación de submódulos con las mismas características.
- Bajo nivel de contenido armónico que depende de la cantidad de submódulos.
- Pérdidas por conmutación bajas a comparación de un convertidor de 2 niveles.
- Ocupan un espacio reducido.

Las principales desventajas estarían dadas por las siguientes características.

- El algoritmo de control se vuelve más complicado.

8.2 Aplicación del convertidor MMC.

El primer tapping fue realizado en el año 1987. Consiste en una derivación hecha a partir de un enlace HVDC que conecta la isla italiana de Cerdeña con la región principal de Italia, entregando potencia a la isla francesa de Córcega. La Figura 8-3 muestra la localización del enlace y la derivación. Los parámetros para los que esta derivación se encuentra funcionando son.

- Tensión DC a 200 kV.
- Potencia a 300 MW.



Figura 8-3. Localización de la derivación HVDC en la Isla de Córcega.

9 CONCLUSIONES

9.1 Conclusión general

La realización de este trabajo ha demostrado cómo es posible utilizar un rectificador de 12 pulsos basado en diodos y controlar mediante los aerogeneradores los parámetros de la red de corriente alterna del parque eólico marino utilizando una estrategia de control sencilla que se implementa en los aerogeneradores comerciales.

Realizadas las simulaciones se tiene un acercamiento muy completo al tipo de problemas que pudieran surgir para llevar el funcionamiento a condiciones de laboratorio para posteriormente llevarlo a una puesta en marcha real. Además se ha determinado como el rectificador basado en diodos otorgaría una reducción de costos, espacio y elementos externos de control en la estación rectificadora marina.

Los sistemas electrónicos de potencia deben ser cada vez más inteligentes y modulares por lo cual es posible lograr desempeños muy buenos aún en condiciones adversas. Lo anterior utilizando controles externos que puedan actuar en puntos desfavorables. Comprobado el uso del rectificador de diodos se presentó una aproximación a lo que sería una conexión del parque eólico con un enlace HVDC-LCC cuyo principal problema es el consumo de potencia reactiva de los tiristores. Además se pudo observar que porcentaje de potencia se perdería en las transiciones; AC a DC, DC a AC, ésta última definida como la red utilitaria.

Para solventar el problema de consumo de potencia reactiva es posible utilizar un statcom encargado de entregar la potencia reactiva sin embargo se deben atender los requerimientos de posible costo y espacio lo que tendrá como resultado una toma de decisión y definición del objetivo que se esté buscando.

El enlace HVDC se encuentra en una etapa madura y de popularidad debido a la reducción de costos en las conexiones y la posibilidad de actuar como punto intermedio entre frecuencias. El acercamiento del control HVDC para la transmisión de potencia es importante para futuros sistemas. Tal es el caso del tapping que se encuentra en una etapa importante de desarrollo de cara a lo que podría ser un cambio de las redes comunes de AC a redes en DC.

Con el estudio realizado se han obtenido puntos de partida sobre lo que es posible esperar cuando 2 tecnologías diferentes se unen para formar un todo. Es importante hacer notar que si bien el caso presentado en este proyecto no fue del todo favorable, se pueden aplicar otro tipo de tecnologías.

9.2 Trabajo a futuro

- Simulación de aerogeneradores de mayor capacidad para emular un conjunto de aerogeneradores en un solo convertidor.
- Mejora del control externo para evitar posibles fallas ante problemas que pudieran suceder por desconexiones, a prueba de fallas.
- Mejora de la THD en el caso del rectificador de 12 pulsos basado en diodos.
- Transmisión bidireccional utilizando alguna topología híbrida. Unión de LCC con VSC en sentidos contrarios.
- Simulación de un enlace HVDC con tecnología VSC y determinar los principales problemas y ventanas.
- Colocación en el enlace HVDC submódulos MMC para realizar derivaciones en simulaciones, incluso ante fallos.

REFERENCIAS

- [1] P. L. Thomas Lagier, «A comparison of insulated DC-DC converter for HVDC off-shore wind farms,» 2015.
- [2] «World Wind Energy Association,» 10 10 2016. [En línea]. Available: <http://www.wwindea.org/wwea-half-year-report-worldwind-wind-capacity-reached-456-gw/>. [Último acceso: 24 02 2017].
- [3] S.-N. Y. J.-C. H. Chun-Yu Hsiao, «Design of High Performance Permanent Magnet Synchronous Wind Generators,» *Open Access Energies*, 2014.
- [4] G. M. S. M. G. M. Comech MP, «Wind Farms and grid codes,» *Turbines to wind farms*, 2011.
- [5] S. A.-V. J. R.-D. F. M. a. S. B. R. Blasco-Gimenez, «Distributed Voltage and Frequency Control of Off-shore Wind Farms Connected with a Diode Based HVDC Link,» 2010.
- [6] X. Zhao, J. M. Guerrero y X. Wu, «Review of Aircraft Electric Power Systems and Architectures,» *Proceedings of the 2014 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, 2014.
- [7] H. Akagi y E. Watanabe and M. Aredes, «Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning,» *Wiley-IEEE Press*, April 2007.
- [8] E. Clarke, «Circuit Analysis of A-C Power Systems,» 1943.
- [9] R. Park, «Two-Reaction Theory of Synchronous Machines: Generalized Method of Analysis - Part I,» *Transactions of the AIEE*, 1929.
- [10] Ivan Andrade A., Rubén Peña G., Ramon Blasco-Gimenez, Javier Riedemann A., «Control Strategy of a HVDC-Diode Rectifier Connected Type-4 Off-Shore Wind Farm,» 2015.
- [11] S. A.-V. J. R.-D. S. B.-P. R. Blasco-Gimenez, «Diode Based HVDC Link for the Connection of Large Off-shore Wind Farms with Self Start Capability,» 2010.
- [12] M. M. Alejandro Garces, «A Control Strategy for Series Connected Offshore Wind Turbines,» 2011.
- [13] L. J.-L. a. J. D.-G. D.A. Carreón-Luna, «Experimental Evaluation of a Back to Back Power Interface to Grid Integration of a Wind Turbine,» *2016 International Conference on Mechatronics, Electronics and Automotive Engineering*, 2016.
- [14] D. d. B. Herrera, «Method for controlling voltage and frequency of the local offshore grid responsible for connecting large offshore commercial wind turbines with the rectifier diode-base HVDC link applied to and external controller,» *IET Electric Power Applications*.

-
- [15] A. AB, «The early HVDC development, The key challenge in the HVDC technique,» 2014.
- [16] R. A. Mukhedkar, «Introduction to HVDC: LCC & VSC Comparison,» 2016.
- [17] C. Du, The control of VSC-HVDC and its use for large industrial power system, Gotemburgo, Suecia: School of Electrical Engineering, 2003.
- [18] A. A. D. J. M. G. Ahmed F. Abouzeid, «Factors Affecting Offshore Wind Power Integration to Grid through VSC-HVDC,» 2016.
- [19] T. W. C. T. M. Szechman, «First benchmark model for HVDC control studies,» *Electra*, pp. 54-67, April 1991.
- [20] Å. M. H. Kjørholt, HVDC Transmission using a bipolar configuration composed of an LCC and MMC, Trondheim, 2014.
- [21] D. d. B. Herrera, «Novedoso método de control de tensión y frecuencia de la red local en altamar responsable por la conexión de parques eólicos offshore con el puente rectificador de diodos, enlace HVDC,» Sevilla, 2013.
- [22] K. Strunz, «Real Time High Precision Simulation of the HVDC Extinction Advance Angle,» 2000.
- [23] S.-A. Z. M.-K. F. Mohamed Khatir, «Performance evaluation of an HVDC Link with a capacitor commutated inverter connected to a very weak receiving AC network,» *Journal of Electrical Engineering*, vol. 60, n° 4, pp. 209-214, 2009.
- [24] F. M. Juan Carlos Garcia, «MMC-Technologies,» Manitoba HVDC Research Centre, February 26 - 2015.
- [25] H. Z. W. S. N. S. A. C. Paolo Bordingnon, «HV Submodule Technology Based on Press Pack IGBT for Largest Scale VSC-HVDC Applications».