



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES (GITI)

**ESTRATEGIAS PARA EL CONTROL
PRIMARIO DE FRECUENCIA ENTRE ÁREAS
ASÍNCRONAS INTERCONECTADAS POR
SISTEMAS VSC-HVDC MULTI-TERMINAL**

Autor: María Balbás de la Fuente

Director: Francisco Javier Renedo Anglada

Co-director: Aurelio García Cerrada

Madrid

Julio, 2019

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1°. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor **D. María Balbás de la Fuente**

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: **Estrategias para el control primario de frecuencia entre áreas asíncronas interconectadas por sistemas VSC-HVDC multi-terminal**, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2°. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3°. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar "marcas de agua" o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducir la en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4°. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5°. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e

intereses a causa de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 28 de JUNIO

.. de 2019

ACEPTA



Fdo. MARÍA BALBÁS DE LA FUENTE

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
**ESTRATEGIAS PARA EL CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA
ENTRE ÁREAS ASÍNCRONAS INTERCONECTADAS POR SISTEMAS VSC-
HVDC MULTI-TERMINAL** en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad
Pontificia Comillas en el

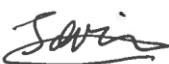
curso académico 2018-2019 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: **MARÍA BALBÁS
DE LA FUENTE**

Fecha: **27. / 06. / 2019**

Autorizada la entrega del proyecto
JAVIER RENEDO ANGLADA

Fdo.: 

Fecha: **27. / 06. / 2019**

AURELIO GARCÍA CERRADA

Fdo.: 

Fecha: **27. / 06. / 2019**



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES (GITI)

**ESTRATEGIAS PARA EL CONTROL
PRIMARIO DE FRECUENCIA ENTRE ÁREAS
ASÍNCRONAS INTERCONECTADAS POR
SISTEMAS VSC-HVDC MULTI-TERMINAL**

Autor: María Balbás de la Fuente

Director: Francisco Javier Renedo Anglada

Co-director: Aurelio García Cerrada

Madrid

Julio, 2019

AGRADECIMIENTOS

Gracias a mis padres, Juanjo y Clara, y a mis hermanas, Patricia y Berta, por ayudarme a llegar hasta aquí y a convertirme en la persona que soy, creer en mí y apoyarme siempre que lo he necesitado.

A mis amigos, por hacerme reír tanto y por hacer mucho más llevaderos los malos momentos.

A mis tutores, Javier y Aurelio, por hacer posible la realización de este Trabajo. En especial a Javier, por su completa dedicación desinteresada y por brindarme su ayuda siempre que la he necesitado.

ESTRATEGIAS PARA EL CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA ENTRE ÁREAS ASÍNCRONAS INTERCONECTADAS POR SISTEMAS VSC-HVDC MULTI-TERMINAL

Autor: Balbás de la Fuente, María

Directores: Javier Renedo Anglada, Aurelio García Cerrada

Entidad colaboradora: ICAI-Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

La introducción de las energías renovables en el panorama eléctrico actual es una necesidad que con el paso del tiempo se va haciendo más urgente debido a muchos factores; entre ellos, los conflictos internacionales derivados de la explotación de los combustibles fósiles o el cambio climático que cada vez se hace más visible. Es por ello que surgen nuevas técnicas para hacer posible este cambio del sistema eléctrico.

La tecnología que se va a tratar en este Trabajo son los enlaces VSC-HVDC. Estos enlaces permiten el transporte de energía en largas distancias a través de corriente continua, con los beneficios que ello conlleva. Gracias a ello, sería posible realizar conexiones subterráneas y submarinas que permitirían introducir los grandes centros de generación aislados en la red.

Con ello, lo que se pretende es rediseñar por completo la red eléctrica actual para conectar entre sí todos los centros de generación renovables, incluso los más alejados, para tener una oferta energética y una red más eficiente y segura.

Será necesario desarrollar estrategias de control que se adapten a estos nuevos enlaces para controlar las variables del sistema. En este Trabajo se hará especial hincapié en estrategias de control que regulen la frecuencia de las áreas asíncronas interconectadas por este tipo de enlaces.

STRATEGIES FOR PRIMARY FREQUENCY CONTROL BETWEEN ASYNCHRONOUS AREAS INTERCONNECTED BY MULTI-TERMINAL VSC-HVDC SYSTEMS

Author: Balbás de la Fuente, María

Directors: Javier Renedo Anglada, Aurelio García Cerrada

Collaborating entity: ICAI-Universidad Pontificia Comillas

PROJECT SUMMARY

The introduction of renewable energies in the current electricity landscape is a need that is becoming more urgent due to many factors; among them, the international conflicts derived from the exploitation of fossil fuel or climate change that is becoming increasingly visible. That is why new techniques arise to make this change in the electrical system possible.

The technology that is going to be treated in this Work are the VSC-HVDC links. These links allow the transport of energy over long distances through direct current, with the benefits that this entails. Thanks to this, it would be possible to make underground and underwater connections that would allow the introduction of large isolated generation centers in the grid.

Eventually, this may lead to a complete redesign of the current electricity grid to connect all the renewable generation centers, even the most remote, to have an a more efficient and safer supply.

It will be necessary to develop control strategies that adapt to these new links to control system variables. This work focuses on control strategies that regulate the frequency of asynchronous areas interconnected by this type of links.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN	22
1.1 Motivación del proyecto	22
1.2 Contexto	22
1.2.1 Interconexiones en España	23
1.3 Descripción de la tecnología HVDC.....	24
1.4 Supergrid europea	25
1.5 Control primario de frecuencia	27
1.6 Simulación dinámica de sistemas eléctricos	28
1.7 Objetivos	29
1.8 Recursos	29
1.9 Organización del documento	29
2. SISTEMAS VSC-MTDC	30
2.1 Tecnología VSC-HVDC	30
2.2 Componentes de un sistema VSC-HVDC	30
3. HERRAMIENTA BEST PATHS	34
3.1 Proyecto Best Paths	34
3.2 Tecnología empleada	34
3.3 Elementos del modelo.....	35
3.4 Estrategias de control.....	38
4. SIMULACIÓN DE SISTEMAS VSC-MTDC	42
4.1 Caso estudio 1: sistema inicial	42
4.1.1 Resultados de la simulación del caso estudio 1.....	44
4.2 Conclusiones con respecto al modelo de simulación y la herramienta Best Paths	47
5. SIMULACIONES CON ESTRATEGIAS DE CONTROL TRAS CONTINGENCIA EN SISTEMAS ASÍNCRONOS INTERCONECTADOS POR SISTEMAS VSC-MTDC	50
5.1 Caso estudio 2: introducción de máquinas síncronas, estrategias de control y contingencia en el sistema	50
5.1.1 Resultados de la simulación del caso estudio 2.....	55
5.2 Conclusiones del caso final.....	57
6. RESUMEN Y CONCLUSIONES	58
APÉNDICES	60
I. PRESUPUESTO.....	60

I.1 COSTE HARDWARE Y SOFTWARE	60
I.2 COSTE DE INGENIERÍA	60
I.3 COSTE TOTAL.....	60
II. ESTUDIO ECONÓMICO	61
III. IMPACTO SOCIAL, TÉCNICO Y MEDIOAMBIENTAL	62
BIBLIOGRAFÍA	64

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: INTERCONEXIONES ENTRE ESPAÑA Y FRANCIA	23
FIGURA 2: ESQUEMA DE TRANSPORTE DE UNA RED HVDC	25
FIGURA 3: MAPA DE LA SUPERGRID EUROPEA.....	27
FIGURA 4: DEMANDA EN EL SISTEMA PENINSULAR ESPAÑOL. FECHA 25/03/2019. FUENTE: REE.....	28
FIGURA 5: ESTACIÓN CONVERTIDORA TIPO VSC-HVDC	31
FIGURA 6: MODELO DE UN VSC	31
FIGURA 7: DETALLE DE LA CONEXIÓN ENTRE LA RED DE ALTERNA Y EL CONVERTIDOR VSC	32
FIGURA 8: ESQUEMA DE UN CONVERTIDOR HALF-BRIDGE	35
FIGURA 9: ESQUEMA DE UN CONVERTIDOR FULL-BRIDGE.....	35
FIGURA 10: BLOQUE CONVERTIDOR VSC.....	36
FIGURA 11: ESTRUCTURA DEL BLOQUE HIGH LEVEL CONTROLLER	37
FIGURA 12: BLOQUE VOLTAGE GRID	37
FIGURA 13: BLOQUE GRID VOLTAGE GENERATION.....	37
FIGURA 14: LAZO INTERNO DE CORRIENTE	38
FIGURA 15: ESQUEMA UNIFILAR DEL CASO INICIAL	40
FIGURA 16: ESQUEMA UNIFILAR DEL CASO INICIAL	42
FIGURA 17: VISIÓN GENERAL DEL CASO ESTUDIO 1	43
FIGURA 18: DETALLE DEL ÁREA 1	44
FIGURA 19: FRECUENCIAS MEDIDAS EN CADA CONVERTIDOR DESPUÉS DEL TRANSITORIO DE ARRANQUE.....	45
FIGURA 20: POTENCIA ACTIVA EN EL LADO DE ALTERNA DE CADA CONVERTIDOR DESPUÉS DEL TRANSITORIO DE ARRANQUE.....	45
FIGURA 21: POTENCIA REACTIVA EN EL LADO DE ALTERNA DE CADA CONVERTIDOR DESPUÉS DEL TRANSITORIO DE ARRANQUE	46
FIGURA 22: TENSIÓN EN EL LADO DE ALTERNA DE CADA CONVERTIDOR DESPUÉS DEL TRANSITORIO DE ARRANQUE.....	46
FIGURA 23: TENSIÓN DE CONTINUA DE CADA CONVERTIDOR DESPUÉS DEL TRANSITORIO DE ARRANQUE.....	47
FIGURA 24: ESQUEMA UNIFILAR DEL CASO ESTUDIO 2.....	50
FIGURA 25: VISIÓN GENERAL DEL CASO ESTUDIO 2	51
FIGURA 26: DETALLE DEL ÁREA 1	52
FIGURA 27: DETALLE DE LA MÁQUINA SÍNCRONA	52
FIGURA 28: BLOQUE GENERADOR DE LA MÁQUINA SÍNCRONA	53
FIGURA 29: DETALLE DEL BLOQUE CON LAS ESTRATEGIAS DE CONTROL.....	54
FIGURA 30: DETALLE DEL BLOQUE DC-VOLTAGE DROOP.....	54
FIGURA 31: MÁQUINA SÍNCRONA 3 CON CONTINGENCIA	55
FIGURA 32: COMPARACIÓN DE FRECUENCIAS CON (AZUL) Y SIN (ROJO) ESTRATEGIA DE CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA.	56
FIGURA 33: COMPARACIÓN DE POTENCIAS INYECTADAS EN EL LADO DE ALTERNA CON (AZUL) Y SIN (ROJO) ESTRATEGIA DE CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA.....	56

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: VALORES BASE DEL SISTEMA	39
TABLA 2: COSTE DE HARDWARE Y SOFTWARE.....	60
TABLA 3: COSTES A TENER EN CUENTA EN UN ENLACE VSC-HVDC	61

1. INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación del proyecto

El enfrentamiento entre corriente continua y corriente alterna se remonta a sus respectivos creadores, Thomas Edison y Nikola Tesla, respectivamente. Las primeras conexiones de corriente continua exigían que los centros de generación estuviesen situados en el mismo sitio o cerca del lugar de consumo debido a que los niveles de tensión no podían variarse, mientras que con corriente alterna esta dificultad no se presentaba, con lo que era compatible con el transporte de energía a largas distancias. La facilidad con la que se puede transformar la energía en corriente alterna, pasando de unos niveles de tensión a otros, resultó decisiva para que la corriente alterna terminase dominando el transporte, la generación y la distribución de electricidad. Sin embargo, el espectacular desarrollo de la electrónica de potencia durante los últimos años ha permitido que se pueda elevar la tensión para, así, cubrir distancias mucho mayores con corriente continua, lo que ha provocado que ésta vuelva a plantearse como forma de transporte de energía.

En este proyecto se estudiará el control de frecuencia de varios sistemas interconectados a través de sistemas multi-terminal VSC-HVDC, destacando la importancia de los enlaces en corriente continua al trabajar con largas distancias. El objetivo principal de estos enlaces es el transporte de potencia, sin embargo, el elevado coste de los mismos incentiva la investigación de nuevas aplicaciones para la mejora de la operación del sistema.

1.2 Contexto

Gracias a que la transmisión de energía eléctrica en corriente continua se ha venido desarrollando durante el último siglo, esta tecnología ha ido cobrando más importancia debido al imparable crecimiento de las energías renovables, que deben ser introducidas en el sistema de transporte, así como a los múltiples beneficios que se derivan del uso de corriente continua para el transporte de energía en largas distancias frente a la corriente alterna (los cuales se expondrán más adelante).

Por lo tanto, en el contexto del transporte de energía en largas distancias, se presentan dos tecnologías básicas: tecnología HVAC (High Voltage Alternating Current) y tecnología HVDC (High Voltage Direct Current). Actualmente, hay dos tecnologías para HVDC, que se explicarán brevemente más adelante: HVDC-LCC (LCC, de sus siglas en inglés *Line Commutated Converter*) y HVDC-VSC (VSC, de sus siglas en inglés *Voltage Source Converter*).

El primer enlace construido con la tecnología HVDC se puso en funcionamiento en el año 1954. Perteneciente a la compañía ABB, realizaba la interconexión entre Suecia continental y la isla de Gotland en el Mar Báltico, con un voltaje de 100 kV y una potencia de 20 MW [1]. Actualmente ya hay varios enlaces de este tipo, debido al creciente

desarrollo de los mismos; algunos de los existentes en Europa se exponen a continuación [2]:

- Plataforma Troll (Noruega): ante la necesidad de transmitir la energía eléctrica desde la plataforma de extracción de gas situada en el Mar del Norte, surgió este enlace entre Kollsnes y dicha plataforma, capaz de transportar 100 MW a lo largo de 70km.
- Interconexión Estlink: une la red de de Harku (Estonia) y Espoo (Finlandia) permitiendo el transporte de 350 MW a través de 74km de cables submarinos y 31km de cables subterráneos.
- Plataforma Vaulhall (Noruega): se trata también de un enlace que permite el transporte de energía entre una plataforma de explotación de gas y petróleo en el Mar del Norte y la red noruega; cuenta con una capacidad de 78 MW a través de 292 km.
- Parques eólicos BorWin 1 y BorWin 2 (Alemania): el segundo forma parte de la ampliación que se llevó a cabo del primer proyecto. Se trata de un plan del Gobierno Alemán para la instalación de parques eólicos en el Mar del Norte. Juntando ambos proyectos, se tiene una capacidad de hasta 1200 MW.
- Interconexión 'East-West' (Irlanda-Reino Unido): conexión formada por 75 km de cables subterráneos y 186 km de cables submarinos con una capacidad de 500 MW.

1.2.1 Interconexiones en España

Hasta 2015 solo existían cuatro líneas en corriente alterna realizando la interconexión entre España y Francia. Estas líneas, dos de 220 kV y dos de 400 kV, constituían el único enlace de la Península Ibérica con el resto del sistema eléctrico europeo:



Figura 1: Interconexiones entre España y Francia [3]

De estas conexiones, la más reciente entró en operación en 1982; sin embargo, con el tiempo surgió la necesidad de aumentar la capacidad de transmisión debido al incremento de la demanda de ambos sistemas, a la liberalización del mercado eléctrico y a los objetivos impuestos en materia de energía a nivel europeo.

Es por ello que, debido a las pocas interconexiones con la Península Ibérica, esta pasó a considerarse una “isla eléctrica”.

Desde 2001, RTE y REE, operadores del sistema eléctrico francés y español respectivamente, comenzaron a trabajar conjuntamente para dar solución a estos problemas de conexión.

La solución que finalmente se adaptó fue una conexión subterránea a través del Pirineo catalán entre Santa Llogaia (España) y Baixas (Francia). Dicho enlace se basa en dos conectores de tipo VSC (que se explicarán más adelante) iguales pero independientes con una potencia nominal de 1000 MW y una tensión de continua de ± 320 kV. Esta conexión permanece operativa desde el año 2015 [4].

Actualmente se plantea una nueva conexión por el Golfo de Bizkaia, entre la subestación francesa de Cubnezais, situada al norte de la ciudad de Burdeos, y la subestación española de Gatika, en Bizkaia. Este enlace, aprobado en el año 2013, combinará 90km de cable subterráneo (10km en zona española y 80km en zona francesa) con 280km de cable submarino, ambos con tecnología HVDC [5].

Además, en España hay otra conexión con tecnología HVDC entre la península y las Islas Baleares, entre las estaciones convertidoras de Morvedre, en Sagunto (Valencia) a 400 kV y de Santa Ponsa, en Calviá (Mallorca) a 220 kV, con una potencia nominal de 200 MW. Operativo desde 2012, es el primer enlace submarino realizado en España. Se realizó en corriente continua debido a las altas potencias requeridas y posee una longitud de 237km y una profundidad de más de 1500m [6].

A pesar de todo ello, España sigue considerándose una “isla eléctrica” que debe aumentar mucho su ratio de interconexión.

1.3 Descripción de la tecnología HVDC

Los enlaces HVDC trabajan con corriente continua en alta tensión y son utilizados para el transporte de energía en largas distancias. Como se ha comentado anteriormente, el desarrollo de esta tecnología en corriente continua viene incentivado, en gran medida, por los múltiples problemas que presenta el transporte de energía en corriente alterna: menor capacidad de transmisión, restricciones de distancia o imposibilidad de conectar directamente dos redes de alimentación con CA a diferentes frecuencias, lo que se conoce como áreas asíncronas.

A pesar de todos estos problemas, la tecnología HVAC sigue siendo la más utilizada para el transporte de energía, ya sea en largas o cortas distancias.

Los beneficios que se derivan del uso de la tecnología HVDC son múltiples [7]:

- Disminución de las pérdidas de potencia que se producen con el transporte en corriente alterna.
- Aumento de la seguridad ante posibles fallos en el sistema.
- Accesibilidad a muchos puntos de generación de energías renovables aislados debido a la imposibilidad de llegar a ellos con corriente alterna.
- Interconexión de sistemas asíncronos y uso de cables submarinos.
- Mayor control del flujo de energía.
- Utilización de un menor espacio que el usado con corriente alterna.
- Menor impacto sobre el medio ambiente.

La Figura 2 muestra la estructura básica de un enlace tipo HVDC:

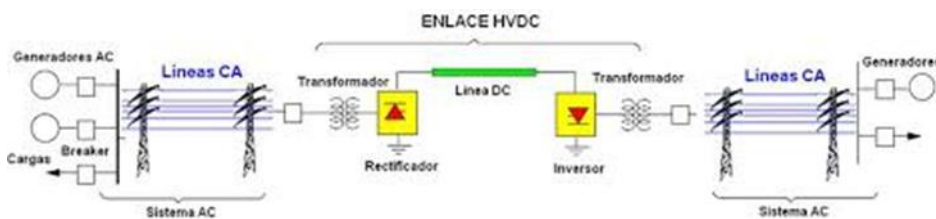


Figura 2: Esquema de transporte de una red HVDC [1]

Los sistemas HVDC se dividen fundamentalmente entre los sistemas LCC-HVDC, más convencionales, y los sistemas VSC-HVDC [7]:

- HVDC convencional o LCC: las siglas LCC hacen referencia a su definición en inglés, *Line Commutated Converter*. Los convertidores de potencia empleados en esta tecnología se basan en semiconductores tipo tiristor. La desventaja principal es, por tanto, que solo se puede controlar el cierre del interruptor y no su apertura, por lo que dependen de la red eléctrica para funcionar. Manejan potencias del orden de 6 GW a 7 GW con altos niveles de tensión que rondan los 800 kV.
- VSC-HVDC: son el tipo de enlaces en los que se hace hincapié en este proyecto y se explican más detalladamente en el Capítulo 2.

El sistema que se va a analizar presenta tres terminales conectados con tecnología VSC-HVDC, como se verá más adelante.

1.4 Supergrid europea

Una de las aplicaciones más ambiciosas que se barajan para la tecnología HVDC es la construcción de una *supergrid* que interconecte los países europeos y las regiones adyacentes, incluyendo África del Norte, Kazajstán y Turquía.

Este plan surge para dar solución a los problemas que presenta la estructura actual: inconvenientes para transmitir la energía desde centros de generación deslocalizados hasta los centros de consumo, dificultad para hacer frente al suministro intermitente e

inestable de las energías renovables, así como la alta densidad de carga que presentan algunas zonas de la red [8].

Este proyecto posibilitaría la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico europeo existente, conectando los diferentes centros de generación alejados a la red a la vez que permitiría un mayor control de las variaciones en la generación, ofrecería un panorama eléctrico más diversificado y aumentaría la estabilidad del suministro [8].

Si se conectan las diferentes fuentes de generación renovable, como la energía eólica, la hidráulica y la solar, sus fluctuaciones se verán reducidas: la escasez de viento en el norte de Europa podría ser equilibrada con el excedente de energía eólica que se produzca en España, de energía solar en el Sáhara, de energía hidráulica en las regiones escandinavas o incluso de energía geotérmica en Islandia. Por tanto, se combinarían dos tecnologías: los centros de generación *off-shore* (centros de generación situados en mares, alejados de la costa) y la transmisión de energía en alta tensión con corriente continua (HVDC) [9].

Sin embargo, la construcción de esta *supergrid* presenta ciertos obstáculos [8] [9]:

- El establecimiento de un nivel de tensión común a todo el sistema supondría tener que cambiar la tensión que presentan las líneas ya existentes.
- Los diferentes fabricantes de enlaces VSC-HVDC deberían ofrecer tecnologías compatibles entre sí, de manera que no se presentasen problemas al unir entre sí dichos enlaces.
- Necesidad de reforzar y reorientar la estructura existente: actualmente la estructura se orienta desde los centros de generación hacia los de consumo, pero habría que tener en cuenta la generación *off-shore* que introduciría la *supergrid* e integrarla y coordinarla con la generación *on-shore*.
- La protección de un sistema en CC es más difícil que la de un sistema en CA:
 - La electrónica de potencia requerida para la conversión CA/CC es muy sensible a sobrecargas.
 - La apertura instantánea de interruptores en corriente continua presenta más problemas, ya que a diferencia de la corriente alterna, nunca pasa por cero, por lo que la extinción del arco que se crea en el interruptor resulta compleja.
 - Las corrientes de falta resultan muy elevadas.
- Altos costes económicos.



Figura 3: Mapa de la supergrid europea

La construcción de esta *supergrid* (que con toda seguridad se tendría que realizar en varias fases) no puede llevarse a cabo en el futuro cercano debido a todos los inconvenientes expuestos, además de los conflictos económicos y políticos que entran en juego. Se plantean además ciertas incógnitas, como si es posible la integración de la tecnología HVDC-LCC (más convencional, como se explicará más adelante) con la tecnología HVDC-VSC.

1.5 Control primario de frecuencia

El objetivo del control de frecuencia es mantener el equilibrio entre generación y demanda, ya que, si ambas son iguales, la frecuencia del sistema permanece constante. Los cambios de generación y demanda afectan directamente a la frecuencia de la red eléctrica: si la generación es mayor que la demanda, la frecuencia aumenta, mientras que si ocurre al revés y la generación está por debajo de la demanda, la frecuencia se reduce. Esto encuentra su explicación en el par en el eje de los generadores síncronos: en la primera situación, la potencia mecánica en el eje del generador es mayor que la potencia eléctrica demandada por el sistema, con lo que el par acelerador es superior que el par de frenado, así que el sistema se acelera. Por ello, la frecuencia se convierte en una variable con la que poder controlar los desequilibrios entre generación y demanda. Estos desequilibrios se deben principalmente a que la carga varía constantemente, pero también puede deberse a cambios repentinos, como la conexión o desconexión intempestiva de uno o varios grupos de generación, con lo que el resto de grupos generadores deben adaptarse a este cambio. Cambios típicos en la demanda pueden verse en la Figura 4:

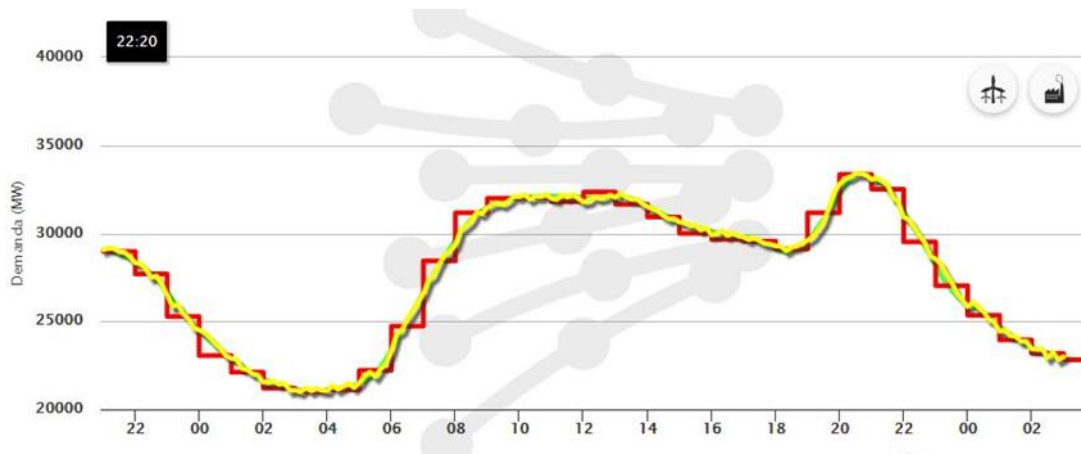


Figura 4: Demanda en el sistema peninsular español. Fecha 25/03/2019. Fuente: REE

En el control de frecuencia entran en juego tres controles principales, aunque también puede presentarse un cuarto [10]:

- Control primario o regulación primaria: su función es estabilizar la frecuencia a un valor constante siempre que abandone su valor en régimen permanente. Este valor puede ser 50 Hz (frecuencia nominal) o no. Se trata de un control proporcional que tiene una actuación rápida de entre uno y diez segundos.
- Control secundario o regulación secundaria: devuelve a la frecuencia su valor en régimen permanente de 50 Hz.
- Control terciario o regulación terciaria: recupera la reserva de potencia de los grupos que han intervenido en la regulación secundaria para hacer frente a posibles contingencias futuras.
- Control de tiempo: se trata de un control adicional que se suma en algunos casos a los tres controles principales ya mencionados. Recupera el sincronismo entre la frecuencia del sistema y el tiempo.

1.6 Simulación dinámica de sistemas eléctricos

Se pueden encontrar dos tipos de simulaciones:

- Simulaciones electromagnéticas: se utilizan para analizar transitorios rápidos en sistemas de potencia, es decir, cuando interesa estudiar dinámicas rápidas. Para ello, poseen un paso de integración muy pequeño y los modelos son muy detallados. En este Trabajo se utilizará este tipo de simulación.
- Simulaciones electromecánicas: estudian dinámicas lentas, propiamente asociadas a máquinas síncronas, y desprecian los transitorios, de manera que resultan mucho más rápidas que las electromagnéticas. Presentan un paso de integración más elevado y modelos menos detallados, por lo que son comunes en estudios de estabilidad de frecuencia.

1.7 Objetivos

Se abordan tres objetivos claros:

- Análisis de la herramienta de código abierto del proyecto Best Paths, basada en Simulink, para la simulación de sistemas VSC-MTDC. En particular, el análisis se centrará en el estudio de la estabilidad de frecuencia en redes híbridas con sistemas VSC-HVDC.
- Verificación de la validez de estrategias para control de frecuencia en sistemas VSC-MTDC interconectando redes asíncronas y utilizando modelos detallados de la tecnología de convertidores VSC más reciente (MMC).
- Estudio de la viabilidad de la herramienta ofrecida por Best Paths para el estudio de estrategias de control primario de frecuencia.

1.8 Recursos

Los recursos utilizados para la consecución de dichos objetivos son:

- Herramienta de código abierto para simulación electromagnética de sistemas VSC-HVDC con tecnología de convertidores MMC, desarrollada en el proyecto europeo Best Paths. [11]
- Versión R2017a de Matlab, así como su aplicación Simulink.
- Bibliografía que puede consultarse en el apartado correspondiente.

1.9 Organización del documento

La redacción de este documento seguirá la progresión que ha tomado la elaboración del trabajo:

- En este primer capítulo introductorio se da una visión general de los temas que se van a tratar, así como se pone en contexto el papel que juega la tecnología VSC-HVDC actualmente.
- En el capítulo 2 se describen más detalladamente los sistemas VSC-HVDC multi-terminal en corriente continua y se explican sus componentes.
- En el capítulo 3 se explica en qué consiste el proyecto Best Paths y qué uso se va a dar de la herramienta durante el Trabajo.
- En el capítulo 4 comienzan a mostrarse resultados de simulaciones en el caso de estudio de partida, ofrecido por la herramienta.
- En el capítulo 5 se comparan las simulaciones del caso final al que se llega con la introducción de la estrategia de control primario de frecuencia y sin la introducción de dicha estrategia.
- En el capítulo 6 se exponen las conclusiones que se derivan de la realización del proyecto.

2. SISTEMAS VSC-MTDC

2.1 Tecnología VSC-HVDC

A diferencia de los HVDC convencionales, la tecnología VSC, *Voltage Source Converter*, utiliza semiconductores de tipo IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*), que permiten transmitir una gran cantidad de energía y controlar sus características según las necesidades de la red. Trabajan con potencias y tensiones inferiores a las que trabajaban los enlaces tipo LCC, siendo estas del orden de 1 GW y 300 kV respectivamente.

Algunas de las ventajas que se presentan son:

- Al trabajar con frecuencias muy altas, del orden de 1 kHz, permiten obtener una respuesta dinámica rápida, reduciendo el número de armónicos, por lo que no son necesarios tantos filtros.
- Controlan de manera independiente potencia activa y reactiva, con lo que se aumenta la estabilidad y la capacidad de transmisión de las redes de corriente alterna a las que se implementan.
- Gracias a sus características, podrían aumentar la estabilidad y la capacidad de transmisión.
- Se analiza si podrían también mejorar la estabilidad transitoria del sistema, es decir, su capacidad para hacer frente a grandes perturbaciones.

Por el contrario, también se presenta una limitación principal: debido a las altas frecuencias de conmutación, que de cierta manera resultan beneficiosas, las pérdidas obtenidas son elevadas, mayores que las que se tiene en los enlaces LCC-HVDC [2].

2.2 Componentes de un sistema VSC-HVDC

Los componentes que presentan estos sistemas son los siguientes [12]:

- Subestación trifásica de corriente alterna.
- Transformadores de potencia.
- Inductancias de línea.
- Filtros de corriente alterna.
- Dos (o más si el sistema es multi-terminal) convertidores (que podrán ser inversores si transforman la CC en CA o rectificadores si la CA es transformada en CC) de potencia tipo VSC, uno en el extremo de envío (rectificador) y otro en el extremo de recepción (inversor) que permiten la conversión de corriente alterna en corriente continua y viceversa.
- Cables conductores que comunican las estaciones y filtros de corriente continua.
- Sistemas auxiliares, tales como sistemas de enfriamiento, sistemas de control y baterías de respaldo.

Dichos elementos se pueden observar en la Figura 5:

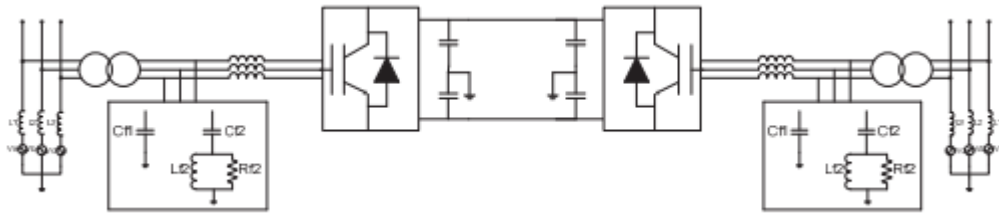


Figura 5: Estación convertidora tipo VSC-HVDC [13]

El modelo que se usa para un convertidor VSC puede verse en la Figura 6:

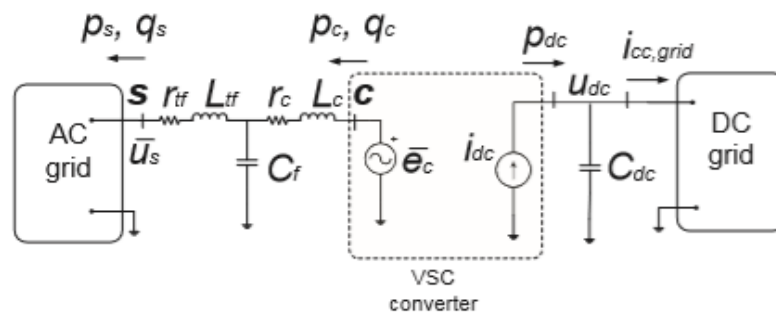


Figura 6: Modelo de un VSC [14]

Es importante hacer especial hincapié en la nomenclatura que se va a emplear. Así, p_s y q_s , términos que se van a utilizar con mucha asiduidad, hacen referencia a la potencia activa y reactiva entrantes en la red de corriente alterna, respectivamente; por su parte, u_s es la tensión en el lado de alterna de la red y e_c la tensión de un convertidor en el lado de alterna y la tensión del convertidor en el lado de continua, u_{dc} .

Cada convertidor puede controlar [15]:

- La potencia activa inyectada en el nudo de corriente alterna (p_s) o la tensión de continua (u_{dc}).
- La potencia reactiva inyectada en el nudo de corriente alterna (q_s) o el módulo de la tensión de alterna (u_s).

En la Figura 7 se analiza en más detalle la conexión entre el convertidor y la red de alterna:

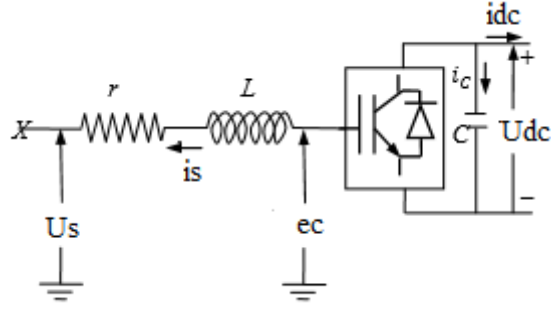


Figura 7: Detalle de la conexión entre la red de alterna y el convertidor VSC [16]

El punto X representa el punto de conexión entre la estación convertidora y la red de alterna. De la Figura 7, tras simplificar el filtro de conexión, se obtiene (2.1):

$$u_s - e_c = -(L * \frac{di_s}{dt} + r * i_s) \quad (2.1)$$

Para modelar matemáticamente en Simulink el convertidor VSC, se utiliza un sistema de referencia móvil en ejes dq girando a una velocidad ω , con lo que se hace coincidir la variable U_s con el eje d, de manera que $U_{sd}=U_s$ y $U_{sq}=0$. Con estos cambios se obtiene (2.2):

$$V_{sdq} - e_{cdq} = -(L * \frac{di_{sdq}}{dt} + j * \omega * L * i_{sdq} + r * i_{sdq}) \quad (2.2)$$

Tras varias transformaciones que pueden verse más detalladamente en [16], se llega al modelo matemático que define el convertidor VSC:

$$-\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{r}{L} & -\omega \\ \omega & \frac{r}{L} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{pmatrix} - \frac{U_{dc}}{L} \begin{pmatrix} m_d \\ m_q \end{pmatrix} + \frac{1}{L} \begin{pmatrix} U_{sd} \\ 0 \end{pmatrix} \quad (2.3)$$

Donde el término $\frac{U_{dc}}{L} \begin{pmatrix} m_d \\ m_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} e_{cd} \\ e_{cq} \end{pmatrix}$. El vector $(m_d, m_q)^t$ permite transformar a ejes dq las variables de la red de alterna expresados en ejes fijos.

3. HERRAMIENTA BEST PATHS

3.1 Proyecto Best Paths

El proyecto Best-Paths [11] surge ante la creciente demanda de energía renovable para la construcción de un panorama eléctrico más sostenible y ante la propuesta de una *supergrid* en CC, de la que ya se ha hablado anteriormente, que conecte los centros de generación europeos entre sí.

Para contribuir a la eliminación de las barreras técnicas que todavía impiden la introducción a gran escala de las energías renovables en Europa, el proyecto Best-Paths ofrece una caja de herramientas de código abierto que contiene todos los elementos necesarios para realizar estudios de simulación. Entre estos elementos, se encuentran modelos promediados y conmutados de convertidores tipo MMC que simulan estaciones VSC, controladores de convertidor de alto nivel (*High Level Controller*), una red de corriente alterna que incluye generadores, cargas, transformadores y líneas de transmisión de alta tensión, modelos de cable de corriente continua dependientes de la frecuencia y un modelo agregado de parque eólico *offshore* (OWF por sus siglas en inglés, *Offshore Wind Farms*) [17].

Los objetivos que se pretenden cumplir con esta herramienta son los siguientes [17]:

- Ampliar el conocimiento sobre la integración de los parques eólicos *offshore* a través de enlaces tipo HVDC.
- Mejorar los esquemas de conexión de los parques *offshore* conectados a redes multi-terminal en corriente continua.
- Identificar posibles interacciones entre los convertidores, los enlaces HVDC y la red.

3.2 Tecnología empleada

El modelo utilizado se corresponde con un convertidor modular (*Modular Multilevel Converter* o MMC), que es la topología más utilizada, y la única alternativa en la actualidad, en las conexiones VSC-HVDC. Un MMC se caracteriza por presentar bajas pérdidas de conmutación, ajustar con gran precisión la tensión de corriente alterna, permitir eliminar componentes, tales como filtros de corriente alterna e interruptores, y garantizar una buena gestión de los cortocircuitos entre los terminales de corriente continua, entre otras cosas. Esta tecnología basa su funcionamiento en la reducción de los armónicos y del ruido de alta frecuencia variando la tensión de corriente alterna a través de escalones muy pequeños [18].

Los convertidores que se encuentran en el modelo presentan una tipología *Half-Bridge* o de medio-puente. Estos convertidores presentan varios beneficios con respecto a otras topologías, como puede ser la de puente completo o *Full-Bridge*, ya que tiene unas

pérdidas menores de conmutación y el transformador que utiliza es más pequeño y óptimo [19]:

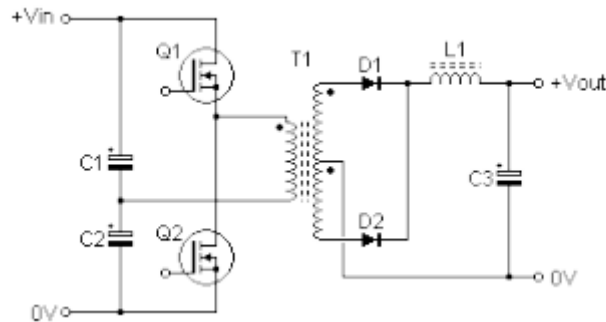


Figura 8: Esquema de un convertidor Half-Bridge [19]

La otra tecnología más utilizada, la de *Full-Bridge* o puente completo, presenta más pérdidas de conmutación, ya que tiene un mayor número de transistores. Sin embargo, puede transmitir más potencia que la tipología *Half-Bridge* [19]:

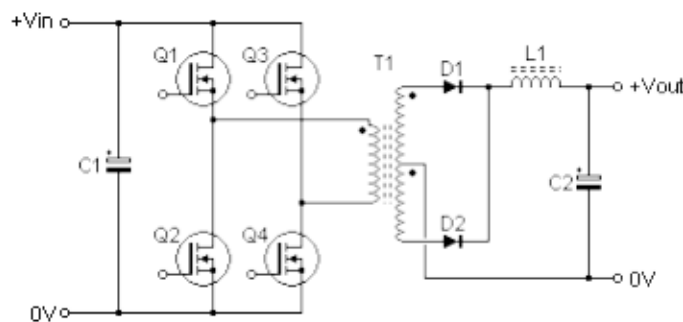


Figura 9: Esquema de un convertidor Full-Bridge

3.3 Elementos del modelo

Como ya se ha comentado, se trabaja con un sistema de tres terminales interconectados entre sí. El caso de partida que se ofrece en la herramienta se verá en el Capítulo 4. Los principales elementos que presenta dicho sistema son [17]:

- Estaciones convertidoras: se simulan a partir de los bloques *HVDC Converter Station Half Bridge* (Figura 10). La estructura de estos bloques es lo suficientemente sólida y rápida para permitir realizar simulaciones electromagnéticas, faltas en corriente continua o analizar las interacciones entre los componentes de un enlace HVDC. Este modelo consta de dos bloques principales:
 - Electrónica de potencia: incluye submódulos con configuraciones de puente completo, así como un interruptor de circuito de corriente alterna.

- Controladores internos: se presentan tres controles internos:
 - Control de corriente: permite controlar la tensión.
 - Estrategia de modulación: normaliza la tensión de referencia con la tensión total.
 - Balance de tensión: genera niveles de tensión de referencia.

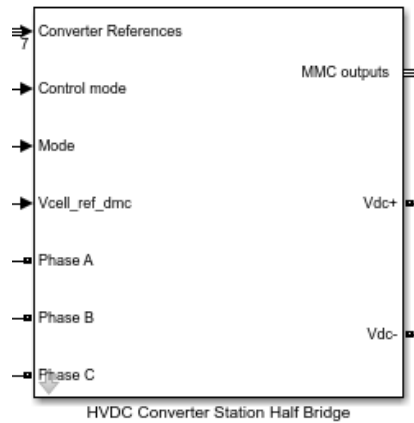


Figura 10: Bloque convertidor VSC

- High Level Controller: este bloque permite el funcionamiento del convertidor HVDC con tres tipos de control:
 - Control de tensión de CA: establece la tensión y la frecuencia.
 - Control de tensión de CC y potencia reactiva: presenta una estructura en cascada en la que en el lazo interno se controlan las corrientes de alterna a través de las señales de tensión, la tensión de continua se regula con el eje d del sistema de referencia móvil en ejes dq y la potencia reactiva con el eje q. Por su parte, en el lazo externo, un droop en el eje d (que puede funcionar de dos modos: modo tensión de continua y potencia reactiva o modo potencia activa y potencia reactiva, en función de si el terminal actúa como nudo generador o nudo demanda, respectivamente) controla la tensión de continua y el intercambio de potencia.
 - Control de potencia activa y reactiva: utiliza una estructura similar al control anterior, pero teniendo en cuenta que la potencia activa se regula utilizando el eje d del sistema de referencia móvil en ejes dq.

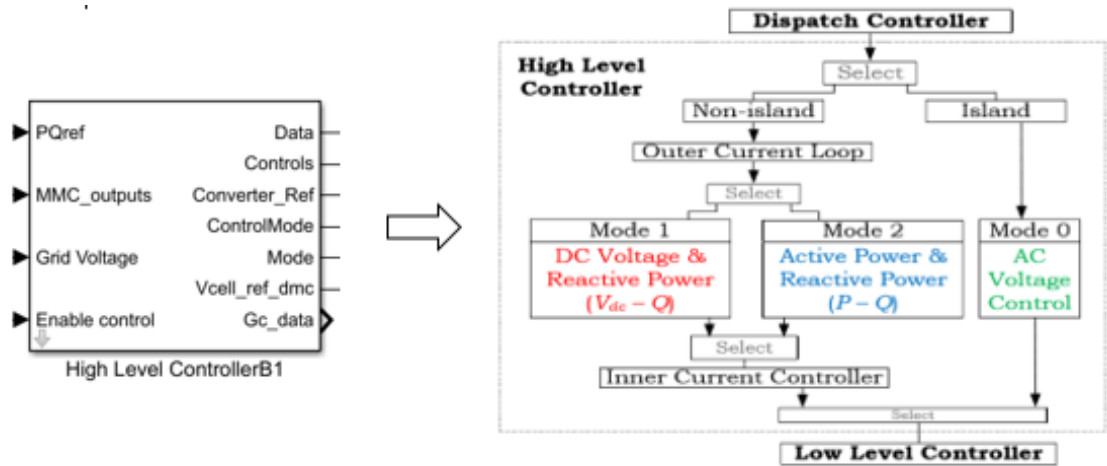


Figura 11: Estructura del bloque High Level Controller

- Red de alterna: se corresponde con el bloque *Voltage Grid*:

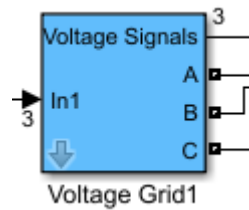


Figura 12: Bloque Voltage Grid

- Cable de corriente continua: se modela como un modelo equivalente de Norton, presentando una fuente de corriente regulable y una inductancia constante.
- Grid Voltage Generation: pretende simular parques eólicos de generación. Este modelo incluye:
 - Un modelo de generador síncrono.
 - Un transformador.
 - Algoritmos de control internos.

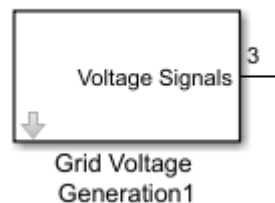


Figura 13: Bloque Grid Voltage Generation

3.4 Estrategias de control

El control de los convertidores VSC está también basado en el sistema de referencia móvil dq girando a velocidad ω . La estructura de este control se organiza de manera jerárquica, presentando un lazo de corriente en la posición más interna para llegar a controlar las potencias activa y reactiva.

El lazo interno de corriente se representa en la Figura 14 [16]:

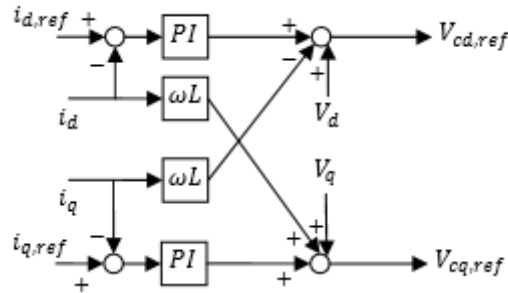


Figura 14: Lazo interno de corriente

En este proyecto se analizan dos estrategias de control:

1. Lazo de control de tensión en corriente continua (droop Vdc).

Esta estrategia debe asegurar que la tensión de continua de la red HVDC está controlada en todo momento. Esto puede lograrse de dos maneras [15]:

- Con un control centralizado, en el que un convertidor actúa como nudo balance y controla la tensión de continua.
- Con un control distribuido, en el que varios convertidores participan en el control de tensión de continua a través de un lazo de control. Este es el control que se va a implementar en el modelo.

Con ello, se permite que, ante cambios de potencia en uno de los convertidores, bien debido a una contingencia bien a un escalón que sea introducido, dicho desequilibrio se reparta entre todos los terminales, de manera que no solo el nudo slack del sistema tenga que hacerlo frente. Se trata de un control proporcional que en la mayoría de los casos introducirá un error en la frecuencia en régimen permanente.

La ecuación que define esta estrategia es la que sigue:

$$P_{s,i}^{ref} = P_{s,i}^0 - \frac{1}{K_{dc,i}} * (U_{dc,i}^0 - U_{dc,i}) \quad (2.4)$$

La herramienta de código abierto presenta su propio lazo de control de tensión de corriente continua, el cual puede activarse en el bloque *High Level Controller* de cada terminal.

Todos los términos de (2.4) se introducen en magnitudes unitarias y se explican a continuación:

- $P_{s,i}^{ref}$: potencia activa del lado de alterna entrante al convertidor i ; este término será negativo si dicha potencia es saliente, mientras que será positivo si es entrante.
- $P_{s,i}^0$: escalón de potencia activa introducido en el lado de corriente alterna del convertidor i .
- $K_{dc,i}$: ganancia del control proporcional; se establece en 0.1 p.u.
- $U_{dc,i}^0$: tensión nominal del convertidor i ; toma el valor de 1 p.u. al coincidir con el valor base de tensión.
- $U_{dc,i}$: tensión CC medida en el convertidor i .

Es importante insistir en que este lazo de control se aplica en la parte de CC.

2. Lazo de control primario de frecuencia (frequency droop).

Se habló sobre el control primario de frecuencia y su funcionamiento en la Sección 1.5.

Esta estrategia de control es la base para el correcto funcionamiento de las redes de corriente alterna. Se trata de un control primario de frecuencia, por lo que es un control proporcional que introduce un cierto error en régimen permanente con respecto al valor nominal de la frecuencia.

En (2.5) se define esta estrategia:

$$\Delta P_{s,i}^{ref} = \frac{1}{K_f} * (\omega_0 - \omega_i) \quad (2.5)$$

Al igual que en la estrategia anterior, estos valores también se introducen en magnitudes unitarias:

- K_f : estatismo del sistema; se establece en un valor constante del 4%.
- ω_0 : frecuencia nominal del sistema, que se establece en 1 p.u. por coincidir con el valor base de frecuencia.
- ω_i : frecuencia medida en el convertidor.

Los valores base establecidos en ambas estrategias se reflejan en la Tabla 1:

Potencia aparente	1200 MVA
Tensión	640 kV
Frecuencia	50 Hz

Tabla 1: Valores base del sistema

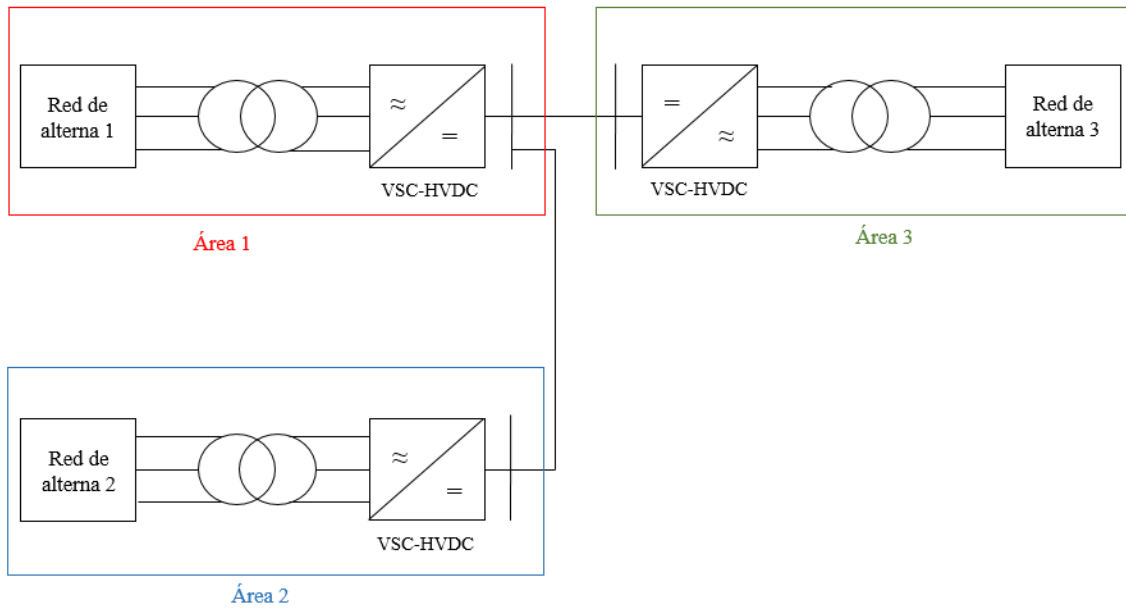


Figura 15: Esquema unifilar del caso inicial

Como se mostrará más adelante, este es el esquema unifilar del modelo que se va a analizar.

La estrategia de control de tensión de corriente continua se introducirá en los convertidores de las áreas 1 y 2, mientras que la estrategia de control primario de frecuencia se introducirá en el área 3. Con esto se pretende que las áreas 1 y 2 contribuyan al control de frecuencia del área 3. Todo esto se verá en los Capítulos 4 y 5.

4. SIMULACIÓN DE SISTEMAS VSC-MTDC

4.1 Caso estudio 1: sistema inicial

Para empezar, se ha simulado la herramienta de código abierto desarrollada por el proyecto europeo de Best Paths [11].

Este caso inicial, como puede verse en el esquema unifilar de la Figura 16, presenta tres terminales acoplados entre sí a través de líneas en corriente continua. Estos terminales a su vez están conectados a centros de generación que pretenden simular parques eólicos. Se introducirán escalones de potencia activa para analizar cómo evolucionan las variables del sistema, más concretamente la frecuencia.

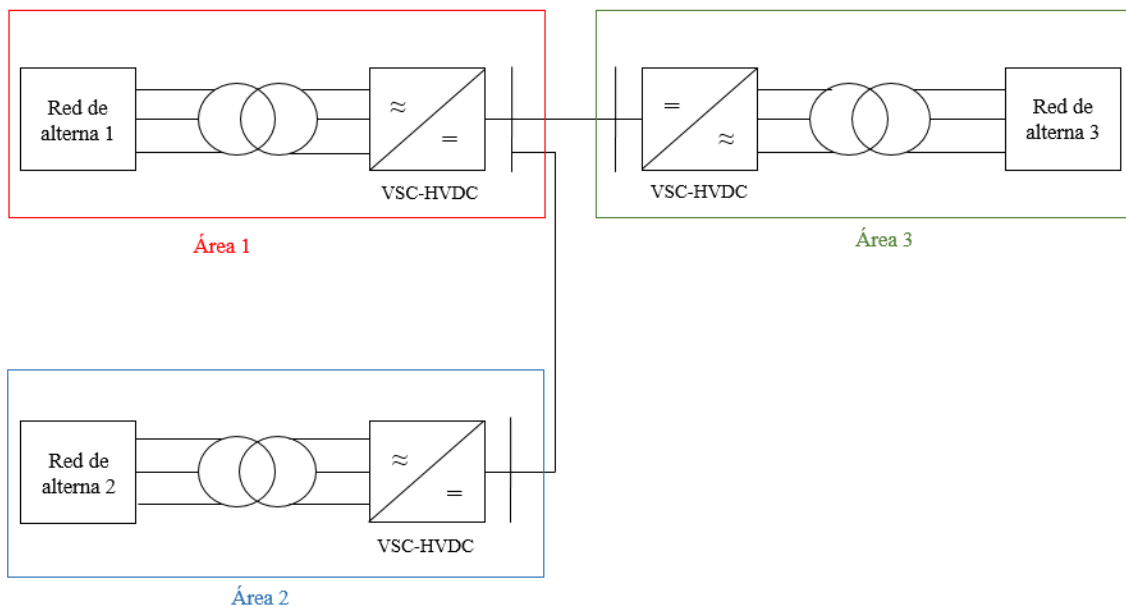


Figura 16: Esquema unifilar del caso inicial

En la Figura 17 se da una visión general del sistema inicial y la Figura 18 representa en detalle el área 1:

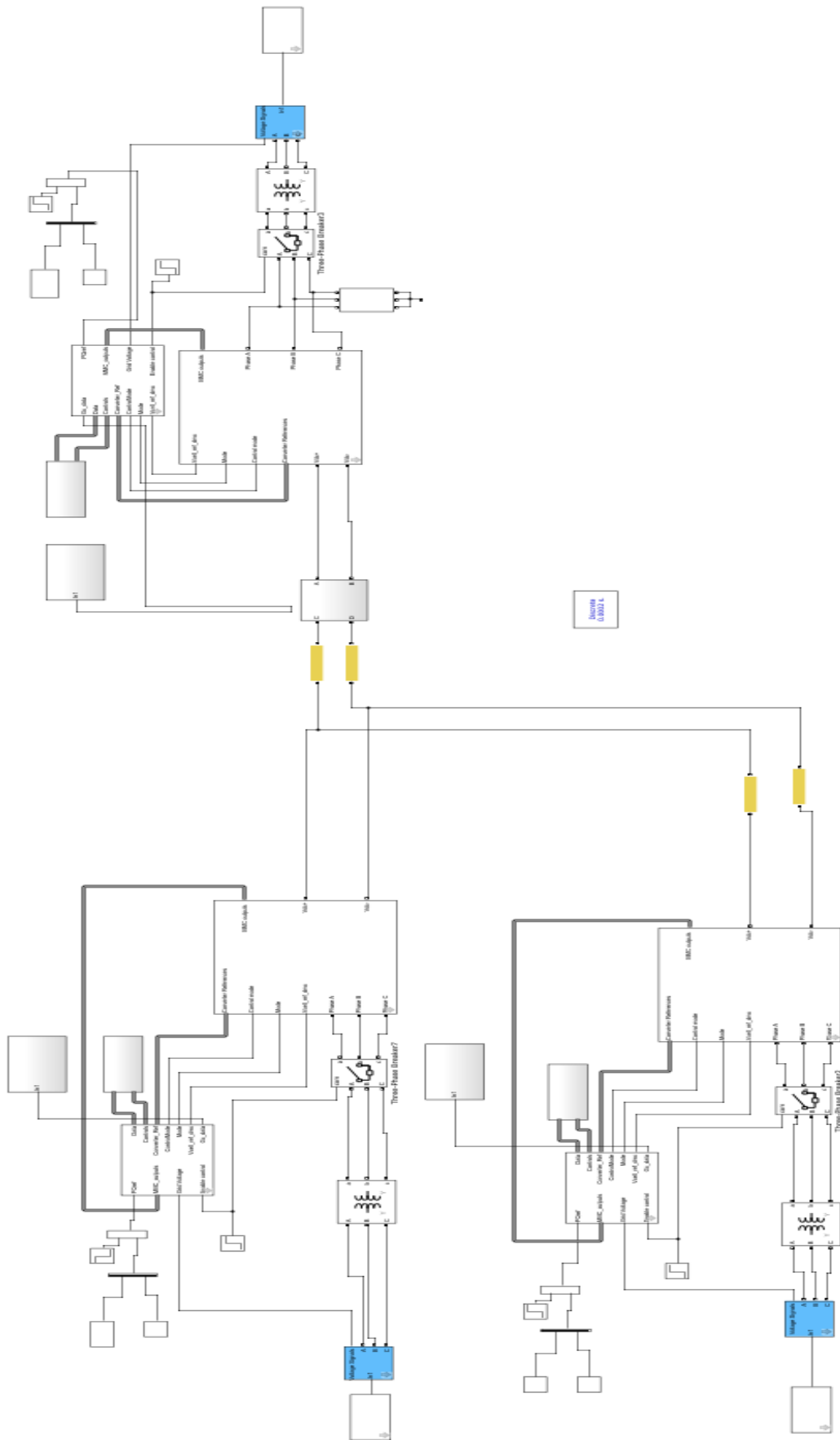


Figura 17: Visión general del caso estudio 1

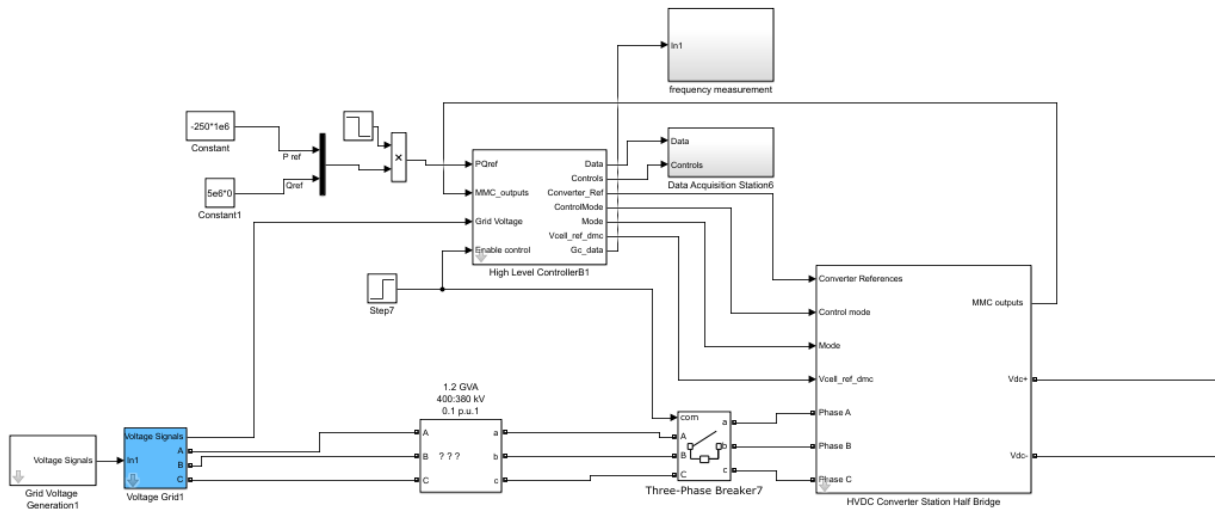


Figura 18: Detalle del área 1

De aquí en adelante, se denominará VSC1 al convertidor situado en la esquina superior izquierda, VSC2 al de la esquina inferior izquierda y VSC3 al de la esquina superior derecha.

4.1.1 Resultados de la simulación del caso estudio 1

Es importante señalar el criterio de signos con el que se ha trabajado: el sentido de las potencias del que se parte en el modelo es entrante en el nudo; por lo tanto, si una potencia es negativa, significa que sale del área, mientras que, si es positiva, entra en la misma.

A continuación, se muestran los resultados de la simulación del sistema inicial para el siguiente caso:

- La potencia del convertidor 1 sufre un escalón en $t=1s$, pasando de un valor inicial de -250 MW a un valor final de 0 MW . Así, esta potencia es saliente, por lo que se generan 250 MW en dicho terminal.
- La potencia del convertidor 3 experimenta un escalón en $t=2s$, pasando de un valor inicial de 0 MW a un valor final de 500 MW , lo que significa que este terminal consume 500 MW .
- El convertidor 2 actúa como nudo balance de corriente continua, adaptándose a los cambios de los terminales anteriores.

Se muestran los resultados obtenidos de frecuencia y potencia para cada convertidor:

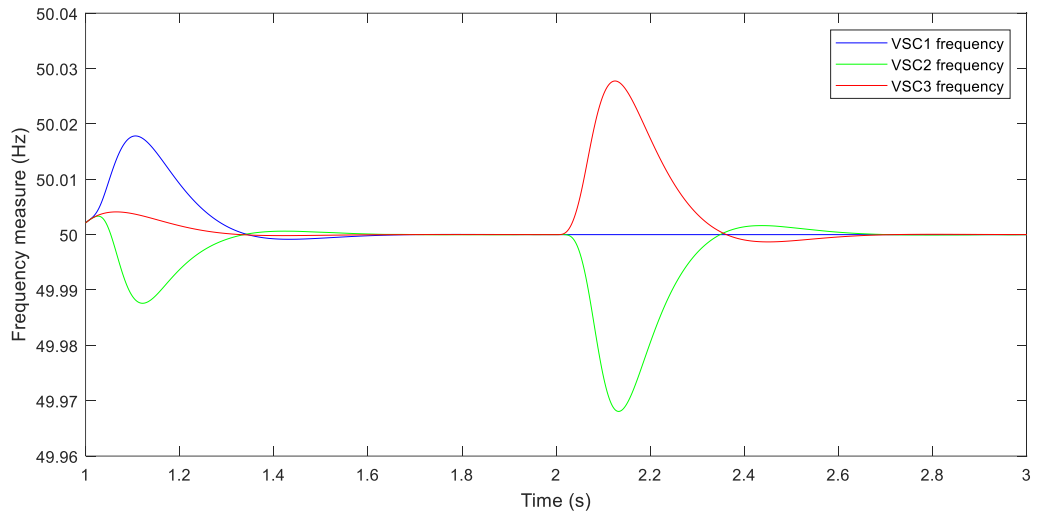


Figura 19: Frecuencias medidas en cada convertidor después del transitorio de arranque

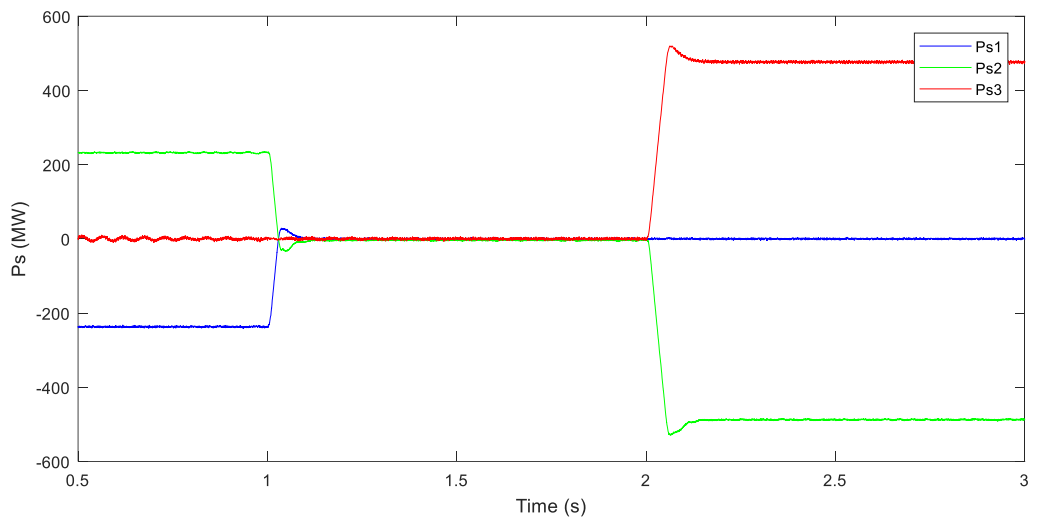


Figura 20: Potencia activa en el lado de alterna de cada convertidor después del transitorio de arranque

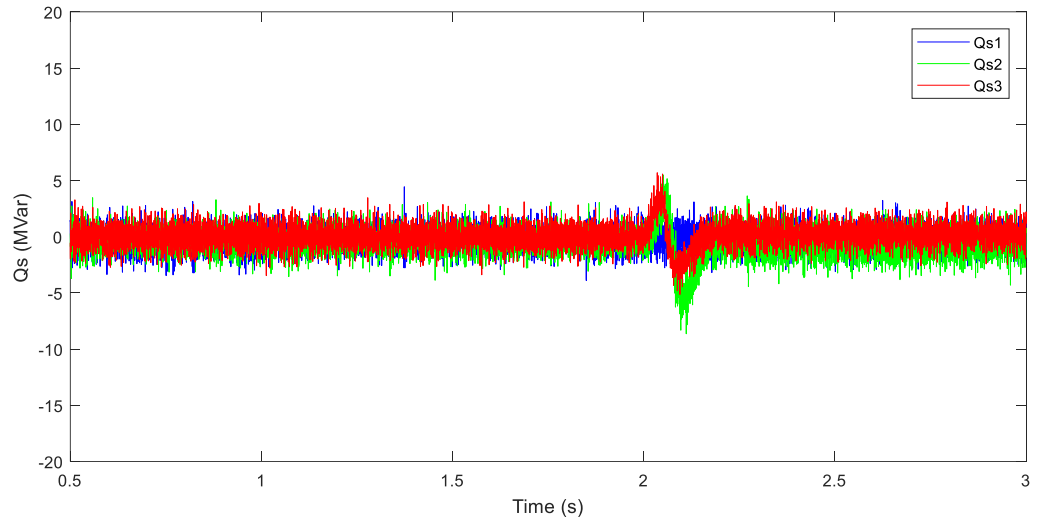


Figura 21: Potencia reactiva en el lado de alterna de cada convertidor después del transitorio de arranque

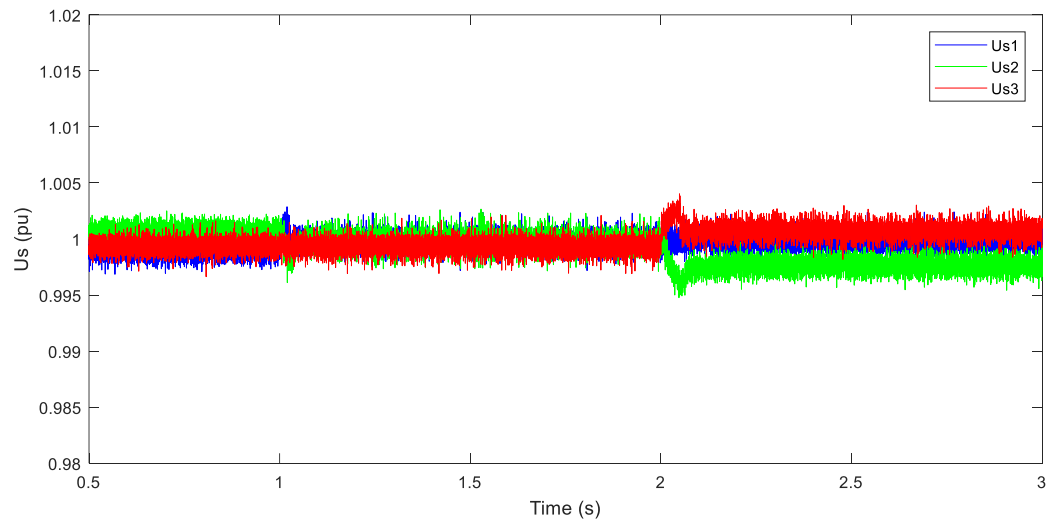


Figura 22: Tensión en el lado de alterna de cada convertidor después del transitorio de arranque

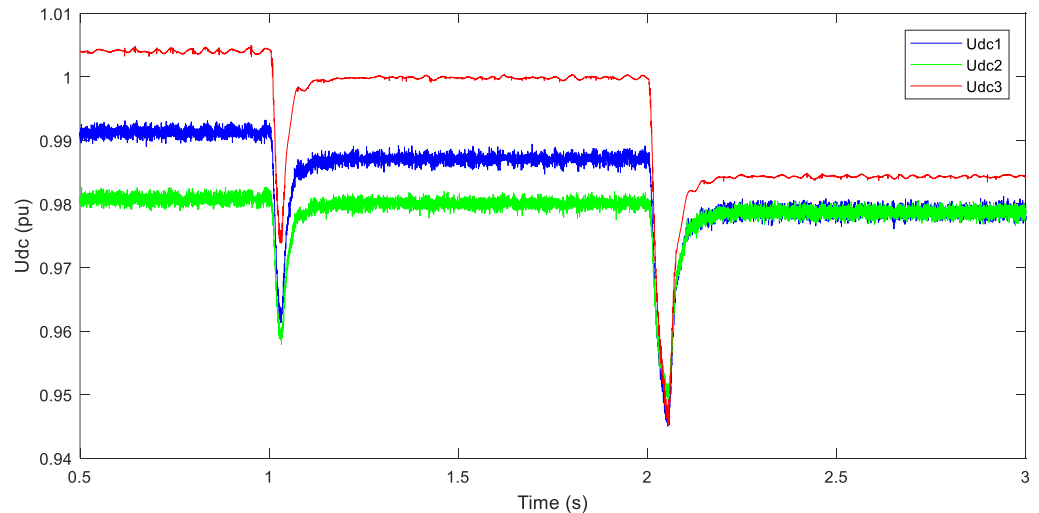


Figura 23: Tensión de continua de cada convertidor después del transitorio de arranque

Con las gráficas se comprueba que el sistema está completamente amortiguado: las frecuencias de todos los convertidores se estabilizan en 50 Hz y los cambios en la potencia son perfectamente compensados por el convertidor 2. Como es lógico, cada vez que se introduce un cambio en la potencia, se produce un pequeño transitorio en todas las variables.

4.2 Conclusiones con respecto al modelo de simulación y la herramienta Best Paths

Los aspectos positivos que ofrece dicha herramienta podrían resumirse en los siguientes puntos:

- Disponer de un modelo tan complejo de manera libre y gratuita resulta difícil, y el hecho de poder haber trabajado libremente con él nos ha beneficiado en gran medida.
- Este modelo forma parte de un proyecto europeo de gran importancia dada la necesidad del desarrollo de nuevas técnicas para la implementación de las energías renovables en el panorama eléctrico europeo y al creciente interés en los enlaces en corriente continua.
- Se pone atención hasta en el mínimo detalle, lo cual permite obtener unos resultados completamente estables en el modelo original, con unas frecuencias iguales a 50Hz y unos convertidores que responden perfectamente a los cambios que se producen en el sistema.

Sin embargo, también se derivan algunas dificultades:

- Al tratarse de una simulación electromagnética, presenta un modelo muy detallado y complejo, con lo que las simulaciones resultan lentas. Es por ello que

se decidió aumentar el paso de integración de un valor inicial de 20 microsegundos a un valor final de 200 microsegundos. A pesar de que con ello se logró reducir notablemente el tiempo de simulación, se ha tenido que lidiar durante toda la realización del trabajo con simulaciones de más de 15 minutos de duración.

5. SIMULACIONES CON ESTRATEGIAS DE CONTROL TRAS CONTINGENCIA EN SISTEMAS ASÍNCRONOS INTERCONECTADOS POR SISTEMAS VSC-MTDC

5.1 Caso estudio 2: introducción de máquinas síncronas, estrategias de control y contingencia en el sistema

Para este caso estudio, se han sustituido las redes del caso anterior por máquinas síncronas y se ha introducido un bloque adicional que contiene las estrategias de control que se quieren estudiar.

El esquema unifilar del sistema es el siguiente:

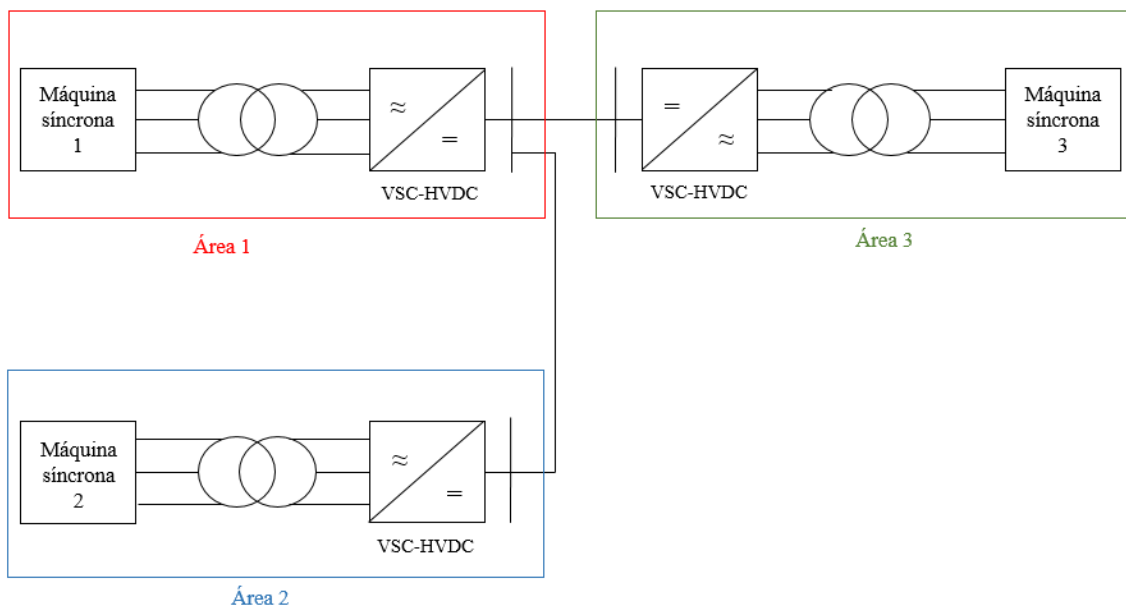


Figura 24: Esquema unifilar del caso estudio 2

Se diferencia del diagrama unifilar anterior en que ahora los convertidores están conectados a elementos con inercia: máquinas síncronas.

El esquema completo del sistema aparece reflejado en la Figura 25 y el detalle del área 1 es representado en la Figura 26:

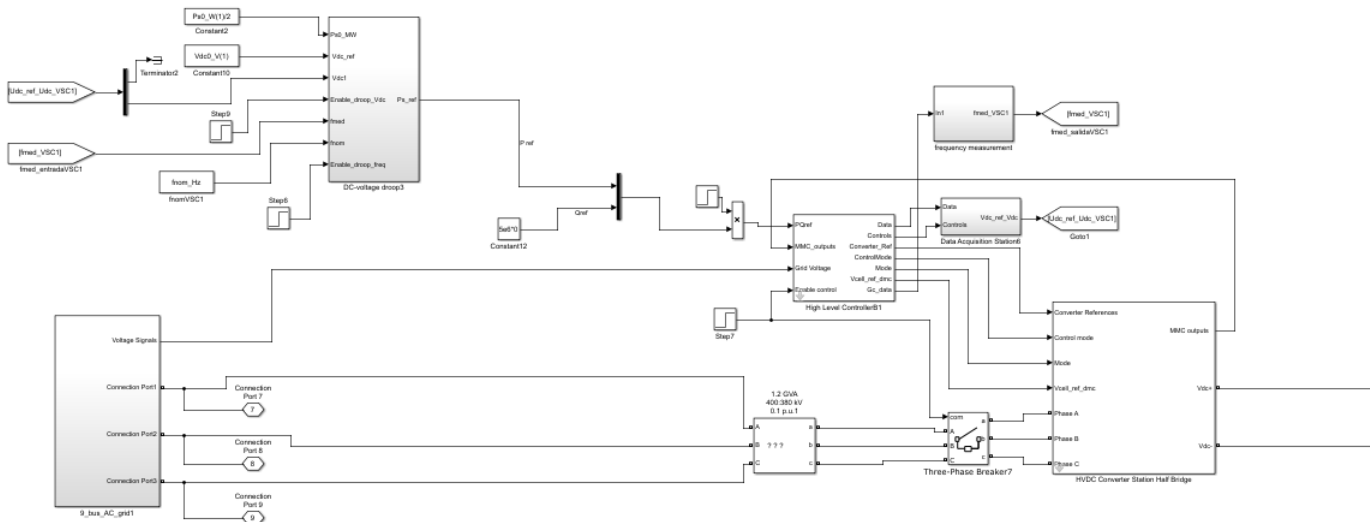


Figura 26: Detalle del área 1

Por una parte, después de varios análisis, se decidió poner la misma máquina síncrona en todos los terminales, ya que, de otra manera, se presentaban ciertas incompatibilidades, debido a la imposibilidad de llegar a un punto de trabajo inicial adecuado para el sistema en cuestión, que llevaban a un sistema menos amortiguado. Dichas máquinas síncronas presentan los siguientes componentes:

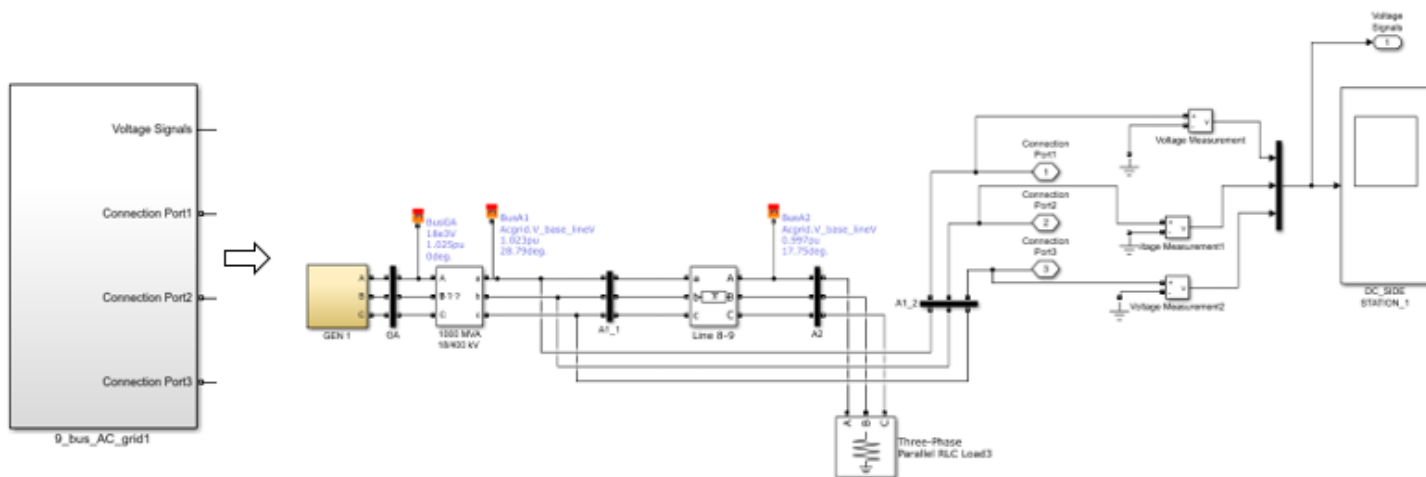


Figura 27: Detalle de la máquina síncrona

Como puede verse en la Figura 27, las máquinas síncronas constan principalmente de un generador, un transformador y una carga conectada a través de una línea:

- Generador: el interior del bloque “GEN 1” puede verse en la Figura 28:

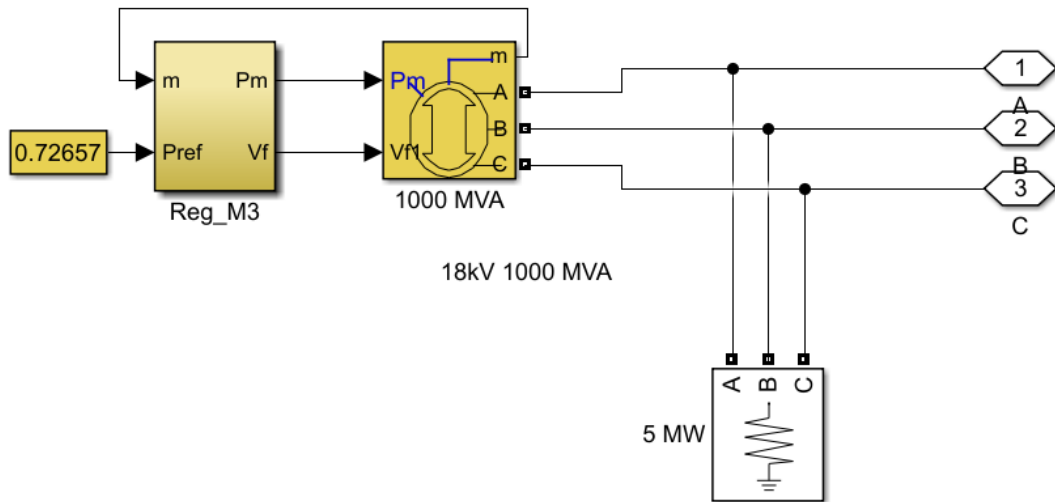


Figura 28: Bloque generador de la máquina síncrona

Véase cómo la máquina síncrona consta de un generador síncrono de 1000 MVA que devuelve las tres fases de corriente alterna y el par, el cual es entrada del bloque que representa la turbina, “REG_M1” junto con la potencia de referencia resultante del flujo de cargas inicial; este bloque tiene como salidas la potencia y la tensión que utilizará la máquina síncrona.

- Transformador de potencia: con la misma potencia que la máquina síncrona, convierte la tensión de 18 kV a su entrada en la tensión común a la que trabaja el sistema, 400 kV.
- Carga: representa la demanda del terminal correspondiente, con lo que se puede variar en función de lo que se quiera consumir. Es puramente resistiva, ya que el proyecto se centrará en el análisis de potencia activa.

Por otra parte, se sustituye el escalón de potencia activa por el bloque que se analiza en la Figura 29:

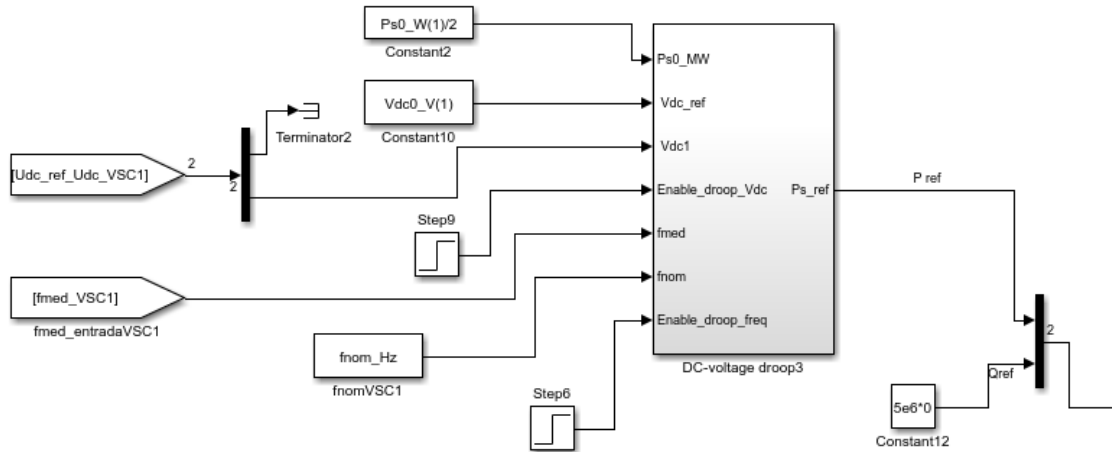


Figura 29: Detalle del bloque con las estrategias de control

El interior de este bloque se analiza en la Figura 30:

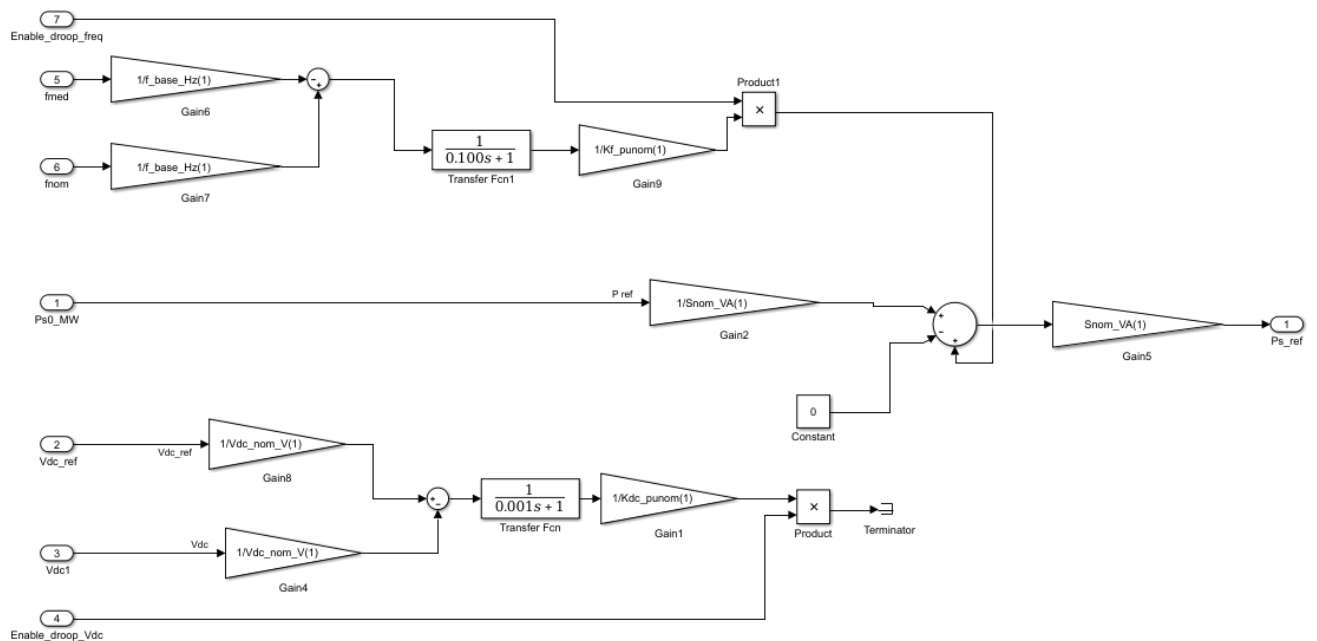


Figura 30: Detalle del bloque DC-voltage droop

Se aprecian dos diagramas de bloques diferenciados: por una parte, el superior se corresponde a la estrategia de control primario de frecuencia (frequency droop), mientras que el inferior modela la estrategia de control de tensión de continua (droop Vdc). Ambas estrategias se han explicado detalladamente en la Sección 3.4.

Por último, se introduce una contingencia en la máquina síncrona del área 3, la cual se refleja en la Figura 31:

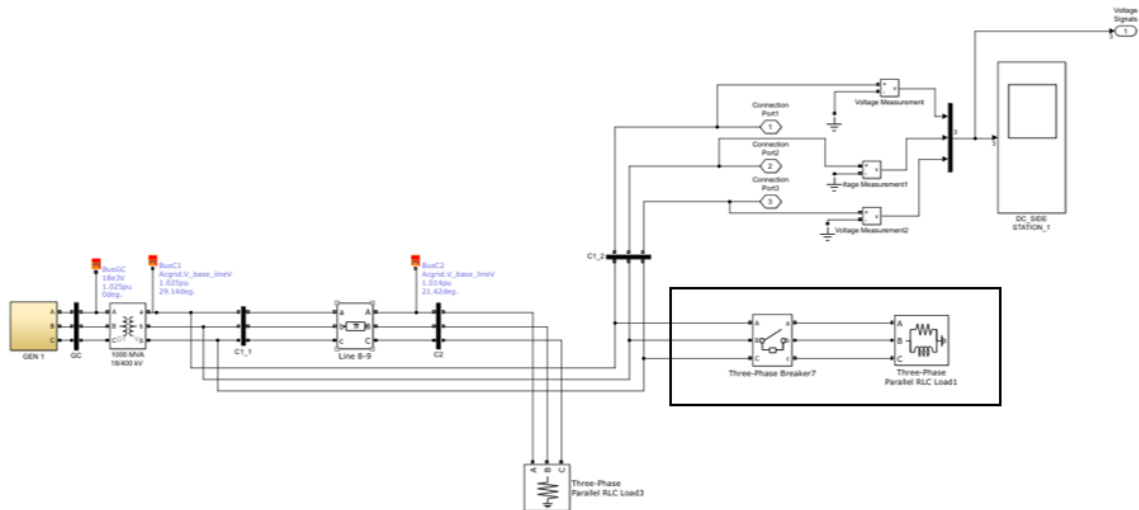


Figura 31: Máquina síncrona 3 con contingencia

La contingencia que se introduce consiste en una conexión intempestiva de carga en el área 3 de 150 MW en el instante $t=2s$, de manera que el sistema deberá ser capaz de hacer frente a dicho desequilibrio y reestablecer la estabilidad a partir de este momento.

5.1.1 Resultados de la simulación del caso estudio 2

El caso que va a analizarse es el siguiente:

- El convertidor VSC2 actúa como nudo balance de corriente continua del sistema.
- El convertidor VSC1 presenta una generación constante de 250 MW, mientras que el convertidor 3 presenta una demanda constante de 500 MW.
- Se produce una conexión de carga en $t=2s$ en la máquina síncrona del nudo 3 que hace aumentar la demanda de este convertidor en 150 MW.
- Para estabilizar el sistema, se introduce la estrategia de control de tensión en corriente continua (droop Vdc) en los convertidores VSC1 y VSC2 en $t=0.5s$, y la estrategia de control primario de frecuencia en el convertidor VSC3 en $t=1.5s$.

Se comparan dos casos:

- Caso A: los convertidores VSC1 y VSC2 presentan la estrategia de control de tensión de continua, pero el convertidor VSC3 no presenta la estrategia de control primario de frecuencia. Se representa en las gráficas en color rojo.
- Caso B: a diferencia del caso anterior, ahora el convertidor VSC3 sí que presenta el droop de frecuencia. Los otros dos convertidores siguen

presentando la estrategia de control de tensión de continua. Se representa en color azul.

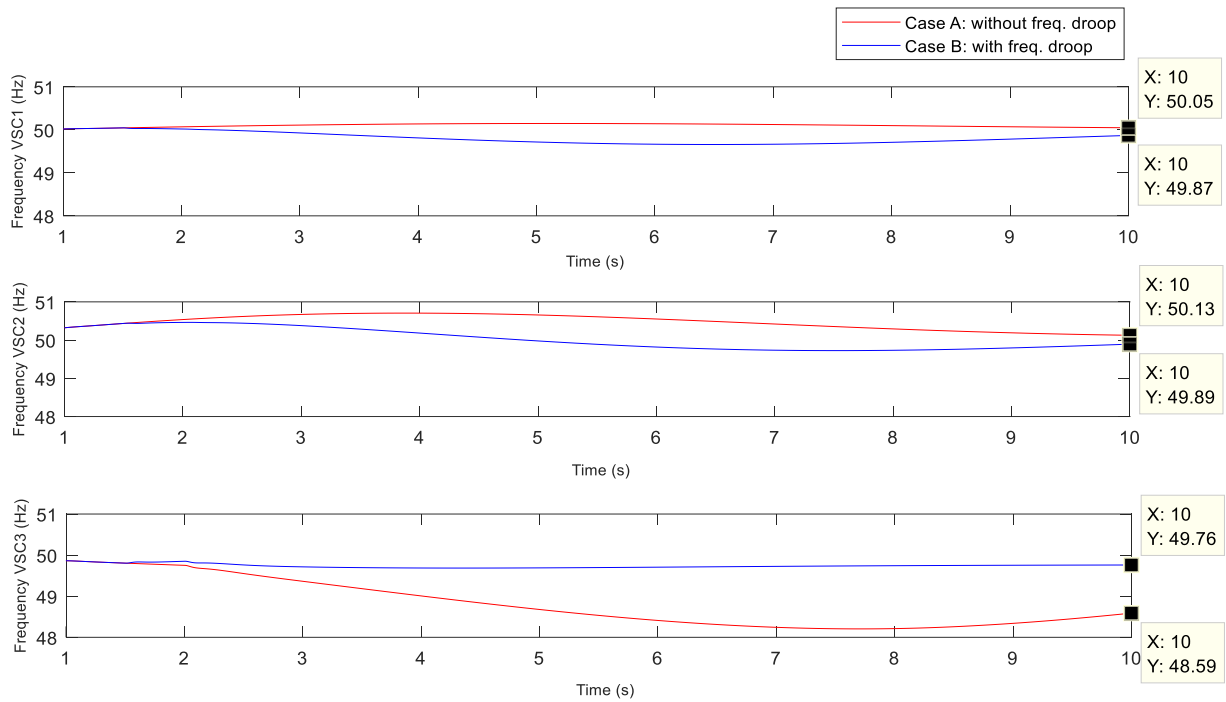


Figura 32: Comparación de frecuencias con (azul) y sin (rojo) estrategia de control primario de frecuencia.

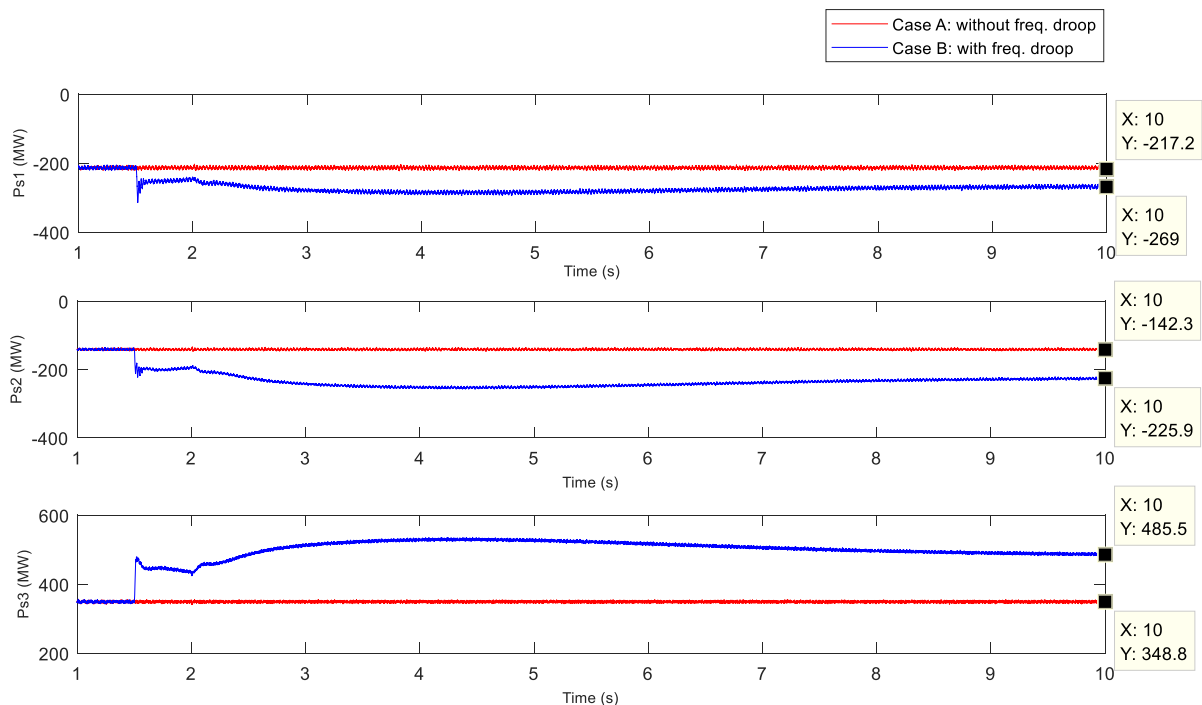


Figura 33: Comparación de potencias inyectadas en el lado de alterna con (azul) y sin (rojo) estrategia de control primario de frecuencia

Como puede verse en la Figura 32 , las frecuencias de los convertidores VSC1 y VSC2 no toman el valor exacto de 50 Hz. Esto se debe a los problemas que se han tenido para alcanzar un punto de trabajo inicial adecuado. Si se hubiese llegado al punto de trabajo inicial adecuado, estas frecuencias tomarían un valor constante de 50 Hz.

5.2 Conclusiones del caso final

Se concluyen los siguientes aspectos después de la introducción de los cambios necesarios para llegar a este Caso estudio 2 y tras la simulación del mismo:

- Se sustituyeron las redes de CA del Caso estudio 1 por máquinas síncronas con sus correspondientes reguladores. Con ello se consiguió construir el sistema apropiado para el estudio de estabilidad de frecuencia entre sistemas asíncronos interconectados por sistemas VSC-HVDC.
- Se implementaron las estrategias de control explicadas: la estrategia de control de tensión de corriente continua en los convertidores VSC1 y VSC2 y la estrategia de control primario de frecuencia en el convertidor VSC3, de manera que las áreas 1 y 2 pudiesen ser capaces de dar soporte de control primario de frecuencia al área 3 a través del sistema VSC-HVDC.
- Tras estos cambios se ha comprobado que la herramienta de Best Paths puede emplearse en estudios de estabilidad de frecuencia en sistemas híbridos con redes de corriente alterna asíncronas interconectadas entre sí.
- Sin embargo, se han identificado algunas limitaciones en el uso de la herramienta:
 - Al tratarse de una simulación electromagnética, los modelos son muy detallados, como se ha comentado anteriormente, con lo que las simulaciones resultan lentas. Para compensar este efecto, se decidió aumentar el paso de integración, que pasó de un valor de $20e^{-6}$ a $200e^{-6}$.
 - Como se trata de un modelo tan detallado, resulta muy difícil llegar al punto de operación inicial deseado, ya que no se puede hacer uso del flujo de cargas ofrecido por la herramienta.
- Como las dinámicas de interés en estudios de estabilidad de frecuencia son lentas (del orden de 1s a 20s), se considera más práctico el uso de modelos de tipo electromecánico, que ofrecen simulaciones más rápidas al no tener en cuenta los transitorios.
- Se ha comprobado que áreas asíncronas de corriente alterna interconectadas entre sí por sistemas VSC-HVDC pueden contribuir a la regulación primaria de frecuencia entre ellas mediante las estrategias de control apropiada en los convertidores.

6. RESUMEN Y CONCLUSIONES

El proceso seguido en este Trabajo se puede sintetizar en los siguientes puntos:

1. Simulación del caso inicial, ofrecido por la herramienta Best Paths.
2. Sustitución de las redes infinitas de corriente alterna que presentaba el caso inicial por máquinas síncronas en todas las áreas.
3. Introducción de la estrategia de control de tensión de continua en los convertidores VSC1 y VSC2.
4. Introducción de la estrategia de control primario de frecuencia en el convertidor VSC3.
5. Conexión intempestiva de carga en la máquina síncrona del área 3.
6. Repetición de los puntos 3 y 4 sobre el sistema con contingencia.
7. Comparación de resultados de simulaciones con y sin estrategia de control de frecuencia en el convertidor VSC3 en el sistema que presenta la contingencia.

Se decidió introducir la contingencia en el área 3 por tratarse de la red más pequeña, de manera que se beneficia de la ayuda de las otras dos redes asíncronas, recibiendo su potencia.

Las principales conclusiones que se obtienen de los dos casos de estudio expuestos en el Trabajo son:

- La herramienta Best Paths resulta útil y permite simulaciones de tipo electromagnético de gran precisión; además, puede hacer frente a los cambios que se introducen en el sistema, reflejando unos resultados coherentes.
- Es de gran utilidad poder acceder a herramientas tan complejas de una manera libre y gratuita.
- Las simulaciones son lentas cuando se incluyen elementos nuevos con respecto al caso de partida.
- Es difícil llegar a un punto de trabajo inicial válido con el que poder inicializar las simulaciones, ya que no se puede hacer un flujo de cargas del sistema CA/CC.
- Las estrategias utilizadas tienen sentido dentro de la herramienta y resultan útiles para conseguir la estabilidad.
- Se ha verificado que redes de corriente alterna asíncronas interconectadas por un sistema VSC-HVDC pueden darse soporte de control primario de frecuencia mediante estrategias de control en las estaciones convertidoras.

APÉNDICES

I. PRESUPUESTO

En este apartado se exponen los costes hipotéticos que tendría la realización del proyecto. Estos costes se dividen en dos partes:

- Coste del material utilizado y los recursos empleados.
- Coste de ingeniería.

I.1 COSTE HARDWARE Y SOFTWARE

Se muestran en el cuadro los diferentes recursos que se han utilizado junto con su coste:

Elemento	Cantidad	Coste unitario (€/ud)	Coste total (€)
Ordenador	1	650	650
Licencia MATLAB	1	2000	2000
Licencia Simulink	1	3000	3000
Licencia Simscape	1	2000	2000
Licencia Simscape electrical	1	3000	3000

Tabla 2: Coste de hardware y software

En total, aquí se refleja un coste de 10650€.

I.2 COSTE DE INGENIERÍA

Se estima que se han empleado unas 300 horas en la realización de este trabajo, por lo que considerando que un ingeniero podría cobrar 30€ por hora, el coste total personal es de unos 9000€.

I.3 COSTE TOTAL

El coste total del proyecto se calcula como la suma de los dos costes anteriores, resultando un coste total aproximado de 19650€.

II. ESTUDIO ECONÓMICO

En este apéndice se analizan los costes aproximados de subestaciones tipo VSC-HVDC en comparación con subestaciones de corriente alterna comunes. No se ha encontrado información precisa sobre estos costes, así que la mayoría de datos se han tomado del documento [20].

Se comprueba que resultan mucho más caros los enlaces VSC-HVDC que los enlaces HVAC y los enlaces LCC-HVDC.

Para este cálculo hay que tener en cuenta: el coste de la instalación, de la línea y las pérdidas en los convertidores y en la línea. Se analizará una subestación para una línea aérea de ± 320 kV y 1000 MW. Los costes para cables subterráneos y submarinos serían mayores.

En la instalación se presentan a su vez varios gastos: coste de ingeniería, de ingeniería civil, de las subestaciones, de los sistemas de control, de la instalación y la puesta en servicio, de filtros, de transporte y de transformadores de conversión. El principal importe lo asumen las subestaciones, que dependen de la potencia que se esté manejando.

Todos estos costes se reflejan en la Tabla 3:

TIPO DE COSTE	IMPORTE (M€)
Subestaciones	220
Pérdidas de los convertidores	61
Líneas	61
Pérdidas de la línea	22
Total	364

Tabla 3: Costes a tener en cuenta en un enlace VSC-HVDC

Además, cabe destacar que los costes en sistemas multi-terminal interconectados mediante enlaces VSC-HVDC resulta menor que en sistemas interconectados por VSC-HVDC aislados.

Sin embargo, no se puede cuantificar con exactitud el beneficio económico que se obtendría del control primario de frecuencia en este tipo de sistemas.

III. IMPACTO SOCIAL, TÉCNICO Y MEDIOAMBIENTAL

Se derivan numerosos beneficios ambientales del uso de enlaces VSC-HVDC. Algunos de ellos se valoran a continuación [20] [21]:

- Permiten integrar ampliamente las energías renovables, incluso de los centros de generación localizados en zonas alejadas, lo cual contribuye directamente a la reducción de la contaminación por el uso de combustibles fósiles.
- Impacto visual menor: cada vez hay una mayor oposición a las conexiones aéreas, por lo que es necesario recurrir a conexiones subterráneas y/o submarinas, las cuales resultan más rentables en corriente continua que en corriente alterna. Además, debido a la flexibilidad de los conductores utilizados con CC, estas conexiones se pueden trasladar a zonas donde no se afecte a los núcleos urbanos o a la fauna y la flora.
- El espacio ocupado por las líneas aéreas es menor en CC que en CA. Esto depende de las restricciones de seguridad impuestas y del nivel de tensión. Como la capacidad de transporte de una línea en CC es mayor que la de una línea en CA, se necesita un menor número de cables para transportar la energía, por lo que el espacio ocupado por las líneas en este último caso será mayor que por las líneas en CC.

Además, cabe destacar que, con la integración de las energías renovables en el panorama eléctrico, se mejoraría la eficiencia del sistema, su seguridad y aumentaría la oferta de energía, con lo que los precios para el consumidos resultarían mucho más competentes.

Sin embargo, hay que tener en cuenta que la corriente continua es más peligrosa que la corriente alterna por varios motivos; entre ellos, porque los dos polos son conductores, así que al entrar en contacto con cualquiera de los dos hay riesgo de accidente y porque la onda de corriente continua no pasa por cero, con lo que resulta mucho más difícil (prácticamente imposible) dejar de hacer contacto mientras la corriente eléctrica atraviesa el cuerpo.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] V. F. Lescale, «Tecnología HVDC,» 15 Abril 2015. [En línea]. Available: <https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/chile-documentos/novenas-jornadas-tecnicas-2015/ps/v%C3%ADctor-lescale-hcdc-parte-1.pdf?sfvrsn=2>. [Último acceso: 14 Marzo 2019].
- [2] M. Monterrubio Díez, Transporte de energía eléctrica en corriente continua. Enlaces HVDC-VSC. Proyecto Fin de Carrera, Valladolid: Universidad de Valladolid, 2013.
- [3] The Diplomat, «España y Francia abre su primera interconexión eléctrica en 30 años,» 18 Febrero 2015. [En línea]. Available: <https://thediplotatinspain.com/2015/02/espana-y-francia-abren-su-primera-interconexion-electrica-en-30-anos/>. [Último acceso: 10 Junio 2019].
- [4] P. Labra Francos, S. Sanz Verdugo y S. Guyomarch, New French-Spanish VSC link, París: Cigre, 2012.
- [5] Red Eléctrica de España, Interconexión eléctrica España-Francia por el Golfo de Bizkaia, Madrid: Red Eléctrica de España.
- [6] Red Eléctrica de España, «Red Eléctrica de España,» Red Eléctrica de España, [En línea]. Available: <https://www.ree.es/es/actividades/proyectos-singulares/interconexion-peninsula-baleares>. [Último acceso: 04 Junio 2019].
- [7] ABB, «HVDC: efficiency and reliability,» 2008. [En línea]. Available: [http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/56a27c94b60d6374c12574c6004e9268/\\$file/HVDC+-+efficiency+and+reliability_040908.pdf](http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/56a27c94b60d6374c12574c6004e9268/$file/HVDC+-+efficiency+and+reliability_040908.pdf). [Último acceso: 29 Abril 2019].
- [8] D. Van Hertem y M. Ghandhari, «Multi-terminal VSC-HVDC for the European supergrid: Obstacles,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 14, pp. 3156-3163, 2010.
- [9] M. Adnan, A. Israr, A. Khan y M. Irfan, «A Load Flow Study in European Super Grid Using High Voltage Alternating Current (HVAC), High Voltage Direct Current (HVDC) and Flexible AC Transmission System (FACTS),» *International Journal of Scientific & Engineering Research*, vol. 6, n° 12, pp. 838-856, 2015.
- [10] I. Egidio Cortés, Control de sistemas de energía eléctrica: regulación frecuencia-potencia, Madrid: Universidad Pontificia de Comillas, ICAI, 2018.
- [11] Best Paths, «Best Paths,» Octubre 2014. [En línea]. Available: <http://www.bestpaths-project.eu/>. [Último acceso: 24 Abril 2019].
- [12] J. S. Contreras-Jiménez y F. Rivas-Dávalos, «Reliability and Availability of VSC-HVDC links: A State of the Art,» de *2015 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, Ixtapa, Mexico, 2015.
- [13] F. J. Rodríguez Ramiro, Comparativa convertidores HVDC-VSC, Trabajo Fin de Carrera, Sevilla: Universidad de Sevilla, 2011.

- [14] J. Renedo, A. García-Cerrada, L. Rouco, L. Sigrist, I. Egido y S. Sanz Verdugo, «Development of a PSS/E tool for power-flow calculation and dynamic simulation of VSC-HVDC multi-terminal systems,» de *13th IET International Conference on AC and DC Power Transmission*, Manchester, 2017.
- [15] J. Renedo, A. García-Cerrada y L. Rouco, «Active Power Control Strategies for Transient Stability Enhancement of AC/DC Grids with VSC-HVDC Multi-Terminal Systems,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, n° 6, pp. 4595-4604, 2016.
- [16] T. M. Haileselassie y K. Uhlen, «Primary Frequency Control of Remote Grids Connected by Multi-terminal HVDC,» Department of Electric Power Engineering, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway, 2010.
- [17] C. E. Ugalde-Loo, O. D. Adeuyi, S. Wang, J. Liang, N. Jenkins, S. Ceballos, M. Santos, I. Vidaurrazaga, S. D'Arco, G. Bergna, M. Barenys, M. Parker, S. Finney, A. Gatti, A. Pitto, M. Rapizza, D. Cirio, P. Lund, A. Castro y I. Azpiri, «Open access simulation toolbox for the grid connection of offshore wind farms using multi-terminal HVDC networks,» de *13th IET International Conference on AC and DC Power Transmission*, Manchester, UK, 2017.
- [18] S. Hoyos, J. W. González, H. A. Cardona, I. A. Isaac y G. J. López, «Tecnología Modular Multilevel Converter (MMC) en sistemas HVDC,» *Revista Investigaciones Aplicadas*, vol. 7, n° 1, pp. 37-47, 2013.
- [19] D. Gil Rubio, Diseño y optimización de un prototipo de convertidor medio puente de alta densidad de potencia y eficiencia, Trabajo de Fin de Grado, Madrid: Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Universidad Politécnica de Madrid, 2017.
- [20] J. Renedo Anglada, A. García Cerrada, J. L. Zamora Macho, L. Rouco Rodríguez, P. García González, S. Sanz Verdugo y M. Alonso-Majagranzas, «Evaluación técnico-económica y ambiental de la tecnología HVDC. Alternativas HVAC, HVDC-LCC, HVDC-VSC y redes HVDC.,» ESP-LIDER, Madrid, 2015.
- [21] J. A. Terrones Ranz, Transporte de energía eléctrica en corriente continua. Estudio técnico-económico de la tecnología HVDC. Proyecto Fin de Carrera, Zaragoza: Universidad de Zaragoza, 2014.
- [22] ecointeligencia, «Supergrid: la red inteligente europea de energías renovables,» 8 Septiembre 2010. [En línea]. Available: <https://www.ecointeligencia.com/2010/09/supergrid-la-red-inteligente-europea-de-energias-renovables/>. [Último acceso: Marzo 2019].
- [23] P. Ledesma, Regulación de frecuencia y potencia, Madrid: Universidad Carlos III de Madrid, 2008.
- [24] E. Burguete Archel, Análisis, diseño y control de convertidores multinivel, Tesis Doctoral, Navarra: Universidad Pública de Navarra, 2016.

