

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE LA SANTÍSIMA CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



UCSC

Sistema de Almacenamiento de Energía Híbrido basado en Convertidor Multinivel Serie-Paralelo con capacidad para realizar Peak-Shaving

Matías Esteban Correa Peña

Informe de Habilitación Profesional para optar al título de:
Ingeniero Civil Eléctrico

Profesor Patrocinante:
Dr. Ricardo A. Lizana F.

Profesores Guía:
Dr. Guillermo E. Ramírez A.
Dr. Samuel A. Vergara R.

Concepción, Diciembre de 2022

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE LA SANTISIMA CONCEPCION
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante:
Dr. Ricardo A. Lizana F.

Sistema de Almacenamiento de Energía Híbrido basado en Convertidor Multinivel Serie-Paralelo con capacidad para realizar Peak-Shaving

Matías Esteban Correa Peña

Informe de Habilitación Profesional
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Diciembre 2022

Resumen

En este trabajo se investigó la tecnología de sistemas de almacenamiento energético (ESS) en un CHB trifásico que es capaz de autobalancear el voltaje de sus módulos, esto mediante la utilización de la topología MMSPC que permite una conexión serie y conexión en paralelo entre los módulos, permitida por la utilización de módulos doble puente H o doble medio puente H. La conexión en paralelo entre los módulos puede balancear los voltajes de los sistemas energéticos sin la necesidad de sensores. Por otro lado, se tiene un convertidor capaz de tener características de alta densidad de energía y alta densidad de potencia al utilizar sistemas híbridos de almacenamiento de energía eléctrica (para este caso supercondensadores y baterías). El convertidor tiene la capacidad de realizar una operación efectiva de la estrategia peak shaving mediante un lazo de control de corriente que permite que el convertidor se adapte a las variaciones de la carga conectada a la red y así la red inyecte potencia de forma constante y sin perturbaciones ocasionadas por los requerimientos energéticos de la carga. Además, el convertidor puede activar o desactivar los módulos si es que los requerimientos de corriente lo solicitan, por lo que se puede tener un convertidor de 2 módulos activos a uno de 7 dependiendo de los límites de corriente máxima que se dispongan para cada módulo y de los requerimientos de potencia determinados por la carga trifásica. El convertidor se simuló en el programa SIMULINK en conjunto a una red eléctrica trifásica con una carga resistiva trifásica variable son el sistema eléctrico de potencia. Finalmente, en el Anexo A se podrá ver una parte experimental en la cual se da uso de módulos MOSFET SIC controlados mediante un lazo que se realiza en el programa SIMULINK, pero que se utiliza en conjunto con programas de la B-BOX de Imperix.

Agradecimientos

Enseñanza básica, enseñanza media, universidad... Todo es parte de un proceso, de un ciclo que es rutinario. Uno vive, aprende y sufre mucho. Aspectos familiares, aspectos de escuela, aspectos amorosos... Es parte de la vida seguir creciendo y esta tesis va dedicada al crecimiento que he tenido a lo largo de la vida y también a esas cosas que están en mi pasado, algunas hermosas, otras horribles. Todos hemos pasado por situaciones de ese estilo, así como también por traumas intensos que hasta el día de hoy nos acechan.

Cuando entré a la universidad nadie daba un peso por mí, aunque yo jamás dudé de mis cualidades, porque de alguna forma antes de entrar no me había esforzado lo suficiente para lograr cosas realmente importantes y creo que hasta el día de hoy solo me he esforzado realmente, dando sudor y sangre haciendo música que es a lo que dedico mi vida de ahora en adelante y que no se malinterprete, me gusta mucho lo que estudio.

Ha sido un largo camino, fueron duros los cambios de liceo a universidad, pasaron compañeros, pasaron amores, pasaron penurias, pero aquí estoy en la recta final después de 6 años. Y por eso quiero agradecer a todas las personas que están en mi vida, a mi madre y a mi padre que se esforzaron constantemente para sacar a su familia adelante, a esos amores que pasaron por mi vida y que hoy en día ya no están, a mis compañeros, que de alguna forma no fuimos tan unidos, pero siempre pude contar con ellos sobre todo en la época de pandemia en la cual pasé por momentos psicológicos duros lo cual me hizo atrasar mis ramos y así mi tesis. Quiero agradecer a los amigos que me acompañan a día de hoy, con los cuales tenemos proyectos hermosos que cada día crecen más y más. Quiero agradecer también a mi voluntad, de seguir luchando por los objetivos, la entrega de esta tesis es uno de estos objetivos y estoy muy contento de poder haberla terminado independiente de lo que pase el día de mañana. Quiero agradecer a mi hermana que es un amor de persona y me mostró la hermosa música coreana la cual estoy escuchando en estos momentos inspirándome para escribir estos agradecimientos. También quiero agradecer a mi profesor guía, que de alguna forma me dio la fortaleza y la confianza para poder estar aquí escribiendo estos agradecimientos la madrugada del 09-08-2022. A todas esas personas que están o estuvieron, muchas gracias.

Tabla de Contenidos

LISTA DE FIGURAS	VIII
ABREVIACIONES.....	XI
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	12
1.1. INTRODUCCIÓN GENERAL	12
1.2. TRABAJOS PREVIOS	14
1.2.1 <i>Discusión</i>	16
1.3. HIPÓTESIS DE TRABAJO	16
1.4. OBJETIVOS	16
1.4.1 <i>Objetivos Específicos</i>	16
1.5. ALCANCES Y LIMITACIONES	17
1.6. TEMARIO Y METODOLOGÍA.....	17
CAPÍTULO 2. PEAK SHAVING.....	18
2.1. INTRODUCCIÓN	18
2.2. PEAK SHAVING Y SU RELACIÓN CON LOS ESS.	19
2.3. FUNCIONAMIENTO DEL PEAK SHAVING.	21
2.4. BENEFICIOS DEL PEAK SHAVING	22
2.4.1 <i>Beneficios para el operador de la red</i>	22
2.4.2 <i>Beneficios para el consumidor final</i>	23
2.4.3 <i>Beneficios medioambientales</i>	24
CAPÍTULO 3. ESS BASADAS EN TOPOLOGÍAS DE VSC CAPACES DE DAR PRESTACIONES DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.	25
3.1. INTRODUCCIÓN	25
3.2. TOPOLOGÍAS	25
3.2.1 <i>SVC PLUS Frequency Stabilizer</i>	26
3.2.2 <i>E-STATCOM</i>	27
3.2.3 <i>E-STATCOM con H-ESS</i>	32
3.2.4 <i>Partially Rated Storage MMC</i>	38
3.2.5 <i>VSC con BESS como fuente de alimentación.</i>	40
3.2.6 <i>MMC-HESS</i>	41
3.3. DISCUSIÓN	44
CAPÍTULO 4. MMSPC.....	45
4.1. INTRODUCCIÓN	45
4.2. OPERACIÓN	45
4.2.1 <i>Modulación</i>	49
4.3. DISCUSIÓN	50
CAPÍTULO 5. MMSCP/CHB CON H-ESS INTEGRADA	51
5.1. INTRODUCCIÓN	51
5.2. CONDICIONES CONSIDERADAS PARA LA SIMULACIÓN	53
5.3. LAZOS DE CONTROL.....	54
5.4. RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN	56
5.4.1 <i>Corrientes</i>	56
5.4.2 <i>Voltaje del convertidor</i>	57
5.4.3 <i>Índice de modulación</i>	60
5.4.4 <i>Voltaje de los dispositivos de almacenamiento.</i>	61
5.4.5 <i>SOC de las baterías.</i>	65
CONCLUSIONES	68
6.1 SUMARIO	68
6.2 CONCLUSIONES	68

6.3	TRABAJO FUTURO	68
BIBLIOGRAFÍA		70
ANEXO A. IMPLEMENTACIÓN DE UN INVERSOR MEDIO PUENTE CON MOSFET SIC		
	INTEGRADOS	72
A.1.	INTRODUCCIÓN	72
A.2.	INVERSOR MEDIO PUENTE.	72
A.3.	B-Box RCP	73
A.4.	MÓDULO PEB 8024 MOSFET SIC HALF-BRIDGE	75
A.5.	RESULTADOS	77

Lista de Tablas

TABLA 2.1 Tecnologías de ESS (Energy Storage System).....	19
TABLA 3.1 Parámetros del E-STATCOM	29
TABLA 3.2 Parámetros del E-STATCOM con H-ESS	37
TABLA 3.3 Parámetros del PRS-MMC.....	39
TABLA 3.4 Parámetros del MMC-HESS	44
TABLA 5.1 Parámetros utilizados para la simulación del MMSPC/CHB.....	53
TABLA 5.2 Intervalos de corriente necesarios para la activación de los módulos	55
TABLA 5.3 Variación de voltajes en los módulos para la combinación B-B-B-B-UC-UC-UC	64
TABLA 5.4 Variación de voltajes en los módulos para la combinación UC-B-UC-B-UC-B-UC ...	65

Lista de Figuras

Fig. 2.1 Demanda real del SEN entre los días 24 y 25 de Septiembre	18
Fig. 2.2 Esquema para realizar peak shaving.....	19
Fig. 2.3 Comparación de la densidad energética para distintas baterías	20
Fig. 2.4 Peak Shaving utilizando BESS	21
Fig. 3.1 SVC PLUS Frequency Stabilizer.	26
Fig. 3.2 Esquema del E-STATCOM.	27
Fig. 3.3 Conexión del E-STATCOM a la salida de una planta PV de 10[MW]	28
Fig. 3.4 Esquema de control del E-STATCOM	29
Fig. 3.5 Equivalente de Thévenin para una batería plomo-ácido.	30
Fig. 3.6 Formas de onda de la planta PV.	30
Fig. 3.7 Potencias de la planta PV y el E-STATCOM.....	31
Fig. 3.8 Esquema del E-STATCOM con H-ESS	32
Fig. 3.9 Caso de estudio para el E-STATCOM con H-ESS.	33
Fig. 3.10 Esquema del convertor DC-DC	33
Fig. 3.11 Esquema de control del E-STATCOM con H-ESS.....	34
Fig. 3.12 Diagrama en bloques para el control de la corriente circulante.	34
Fig. 3.13. Segregación entre baterías y supercondensadores.	35
Fig. 3.14 Control de los convertidores DC-DC	35
Fig. 3.15 Potencia activa y reactiva inyectadas a la red	36
Fig. 3.16 Esquema del PRS-MMC.	38
Fig. 3.17 VSC en conexión con un BESS en su lado DC.....	40
Fig. 3.18 Lazos de control del VSC	40
Fig. 3.19 Esquema del MMC-HESS	41
Fig. 3.20 Resumen del esquema de control.	42
Fig. 3.21 Control del desacoplamiento de potencia.	42
Fig. 3.22 Control del SoC de las baterías.	43
Fig. 3.23 Control para balancear el voltaje de los supercondensadores	44
Fig. 4.1 Módulo Serie/Paralelo	45
Fig. 4.2 Esquema referencial de un MMSPC típico.....	46
Fig. 4.3 Estados de operación de los módulos doble puente H	47
Fig. 4.4 Estados de operación de los módulos doble puente H	48
Fig. 4.5 Proceso de operación de la modulación PSC para N=3	49
Fig. 5.1 MMSPC/CHB trifásico	52
Fig. 5.2 Sistema eléctrico de potencia utilizado para la simulación	52
Fig. 5.3 Lazo de control utilizado	54
Fig. 5.4 Corrientes trifásicas de red, convertidor y carga para combinación B-B-B-B-UC-UC-UC.....	56
Fig. 5.5 Corrientes trifásicas de red, convertidor y carga para combinación UC-B-UC-B-UC-B-UC.....	57
Fig. 5.6 Voltaje del convertidor para combinación B-B-B-B-UC-UC-UC	58
Fig. 5.7 Acercamiento del voltaje del convertidor para combinación UC-B-UC-B-UC-B-UC	59
Fig. 5.8 Voltaje del convertidor para combinación UC-B-UC-B-UC-B-UC	59
Fig. 5.9 Acercamiento del voltaje del convertidor para combinación UC-B-UC-B-UC-B-UC.....	60
Fig. 5.10 Índices de modulación para combinación UC-B-UC-B-UC-B-UC	61
Fig. 5.11 Índices de modulación para combinación B-B-B-B-UC-UC-UC	62
Fig. 5.12 Voltaje de las baterías para combinación B-B-B-B-UC-UC-UC.....	63

Fig. 5.13 Voltaje de las baterías para combinación UC-B-UC-B-UC-B-UC	66
Fig. 5.14 SOC de las baterías para combinación B-B-B-B-UC-UC-UC.....	66
Fig. 5.15 SOC de las baterías para combinación UC-B-UC-B-UC-B-UC.....	67
Fig. 5.16 SOC de las baterías para combinación B-B-B-B-UC-UC-UC y con máxima corriente permitida	72
Fig. 6.1 Circuito a implementar del inversor medio puente	72
Fig. 6.2 Voltaje de salida del inversor medio puente	73
Fig. 6.3 B-Box RCP.....	73
Fig. 6.4 Lazo de control utilizado	74
Fig. 6.5 Módulo PEB8024	75
Fig. 6.6 Esquema principal del PEB 8024	75
Fig. 6.7 Pines del punto de conexión DPWR.....	76
Fig. 6.8 Información de los LED de fallas del PEB 8024	76
Fig. 6.9 Voltaje de Salida del Inversor Medio Puente.....	77

Nomenclatura

Escalares

P_g	: potencia total suministrada a la red.
V_{g_x}	: voltaje de la red de la fase “x”.
I_{g_x}	: corriente de la red de la fase “x”.
I_{L_x}	: corriente de la carga R de la fase “x”.
$i_{sd,q}^*$	: corriente de referencia en su componente d o q.
$i_{sd,q}$	: corriente del convertidor en su componente d o q.
$i_{ld,q}$	: corriente de la carga R en su componente d o q.
m_{ref}	: índice de modulación referencial.
C_i	: señal portadora para los módulos $i=1,2,3\dots5,6,7$.
L_i	: interconexiones entre módulos del MMSPC para $i=1,2,3\dots5,6,7$.
P_{ES}	: potencia suministrada por el E-STATCOM.
P_{PV}	: potencia suministrada por la planta PV.
P_{bat}	: potencia suministrada por las baterías del E-STATCOM
P_{uc}	: potencia suministrada por los supercondensadores del E-STATCOM
SOC_{ave}	: promedio de los SOC de todas las baterías.
SOC_x	: promedio de los SOC de todas las baterías de la fase “x”.
SOC_{xi}	: SOC de cada batería de la fase “x” en el módulo “i”.
$\Delta\theta$	: desfase entre las señales portadores C_i
$\Delta V_{Mxcasoy}$	: diferencia de voltaje máximo y voltaje mínimo para el módulo “x” en el caso “y”.

.

Abreviaciones

Mayúsculas

SEN	: Sistema Eléctrico Nacional
BESS	: Sistema de almacenamiento energético de baterías
FESS	: Sistema de almacenamiento energético de flywheels
UC	: Super Condensador (Ultra-Capacitor)
ESS	: Sistema de almacenamiento energético
H-ESS	: Sistema de almacenamiento energético híbrido
HVDC	: Corriente continua en alta tensión
EV	: Electromovilidad
ER	: Energías Renovables
ERV	: Energías Renovables Variables
VSC	: Convertidor fuente de voltaje
MMC	: Convertidor Modular Multinivel
PRS-MMC	: Almacenamiento parcialmente clasificado basado en MMC.
HB	: Medio puente (Half Bridge)
STATCOM	: Compensador sincrónico estático
MMSPC	: Convertidor Modular Multinivel con Conexión Serie/Paralelo.
CHB	: Puente H en Cascada
THD	: Distorsión Armónica Total
PWM	: Modulación por ancho de pulsos (Pulse Width Modulation)
PSC-PWM	: PWM con Portadora desfasada (Phase-Shifted Carrier PWM)
SOC	: Estado de carga (State of charge)
DC	: Corriente continua (Direct Current)
AC	: Corriente alterna (Alternating Current)
PV	: Fotovoltaica (Photovoltaic)
PCC	: Punto de acoplamiento común.
BT1	: Tarifa de Baja Tensión 1.
GEI	: Gases de Efecto Invernadero
CO ₂	: Dióxido de Carbono.

Capítulo 1. Introducción

1.1. Introducción General

Ante la problemática del cambio climático es que en el año 2016 se llega a un acuerdo histórico en París para acelerar e intensificar las acciones para un futuro sostenible con bajas emisiones de carbono, lo cual demuestra un compromiso ambiental a nivel mundial. Por otro lado, también se han elaborado políticas nacionales para reducir las emisiones de GEI (Gas de Efecto Invernadero) de los Sistemas Eléctricos utilizando las Energías Renovables Variable, como lo es la política Energía 2050. La política energética anteriormente mencionada tiene como uno de sus objetivos que al menos el 70% de la energía eléctrica generada anualmente sea proveniente de ERNC al año 2050, también tiene por objetivo que la indisponibilidad de suministro eléctrico promedio, sin considerar fuerza mayor, no supere la hora/año en cualquier localidad del país. Esta política se propuso en Chile el año 2015, donde se formaron mesas de trabajo para finalmente empezar a promoverse el año 2016.

Ahora, por la inserción de centrales de Energía Renovable Variable (ERV), aumento de la generación distribuida, retiros de centrales de base que aportan inercia a los sistemas eléctricos, entre otros, es que se produce una mayor variabilidad e incertidumbre en la disponibilidad eléctrica y de la oferta variable de generación. Esta incertidumbre puede ocasionar variaciones en la frecuencia y el voltaje y por consecuencia, los transformadores, generadores sincrónicos y otros elementos que están presentes en el sistema eléctrico pueden sobrecalentarse o tener una sobrecarga, además si las desviaciones son muy grandes pueden provocarse blackouts, lo cual puede dejar sin suministro eléctrico a muchas cargas industriales y residenciales lo que trae consigo múltiples pérdidas económicas y hasta podrían lamentarse algunos daños o pérdidas humanas.

Por lo anterior es que se torna cada vez más necesario que la operación y las instalaciones que participan en el sistema eléctrico puedan responder de forma rápida, sin perder la seguridad y confiabilidad. Se necesita también un sistema flexible y estable, es decir, que sea capaz de enfrentar la variabilidad e incertidumbre de la generación y demanda de manera segura y además que sea capaz de recuperar un estado de operación estable en caso de ser sometido a una perturbación en distintas escalas de tiempo. Una de las opciones que podrían ayudar a mitigar los efectos del desbalance entre generación y demanda son los sistemas de almacenamiento de energía.

Los sistemas de almacenamiento de energía (ESS) son capaces de inyectar o absorber energía eléctrica, por lo que podrían absorber, por ejemplo, rampas de generación de fuentes ERV o también realizar peak shaving o regulación de frecuencia. Por otro lado, tenemos los sistemas híbridos de almacenamiento de energía (HESS) los cuales tienen mezclas de sistemas de almacenamiento con distintos valores de densidad de energía y densidad de potencia, por lo que podrían inyectar o absorber energía a distintos valores y escalas de tiempo. Últimamente, los HESS se han fortalecido en la industria en materias de estabilidad y flexibilidad de la red interconectada. Una forma de implementar los HESS se basa en utilizar convertidores de potencia multinivel los cuales son capaces de transformar la corriente continua a corriente alterna o viceversa y gestionar el manejo de corriente mediante un lazo de control a altos niveles de eficiencia.

En este trabajo se propone el uso de una configuración basada en MMSPC la cual trae implementada un HESS. Esta configuración se diferencia de las topologías clásicas de los convertidores modular multinivel (MMC) debido a que no solo permite la conexión en serie de sus módulos, sino que además permite una conexión en paralelo lo cual trae consigo un balance energético sin la necesidad de utilizar sensores en las unidades de almacenamiento energético.

1.2. Trabajos Previos

Los documentos que se presentarán a continuación contienen información esencial y específica con respecto a la topología del módulo de un MMSPC, también con respecto al uso de H-ESS en los MMC y al uso de convertidores y ESS para realizar efectivamente la estrategia de peak shaving.

- ♣ J. Fang, F. Blaabjerg, S. Liu and S. M. Goetz, "A Review of Multilevel Converters With Parallel Connectivity," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 36, no. 11, pp. 12468-12489, Nov. 2021.

La importancia de este trabajo es que contiene bases con respecto a la topología de convertidores modulares multinivel con conexión serie/paralelo cubriendo varios tipos de submódulos, desafíos de implementación a nivel macro, así como esquemas de control y optimización.

- ♣ Z. Li, R. Lizana F., S. Sha, Z. Yu, A. V. Peterchev and S. M. Goetz, "Module Implementation and Modulation Strategy for Sensorless Balancing in Modular Multilevel Converters," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 34, no. 9, pp. 8405-8416, Sept. 2019.

Este trabajo tiene por contenido una revisión estructural y un análisis dinámico del MMSPC, además, se realiza la implementación del MMSPC con una estrategia de modulación para balanceo sin sensores. El documento es clave, ya que genera una base de control y funcionalidad con respecto a la topología principal.

- ♣ Chivukula, Anil & Maiti, Suman & Dhal, Nirmalya & Chakraborty, Shuvam. (2019). Control and sizing of modular multilevel converter-based STATCOM with hybrid energy storage system for large-scale integration of wind farms with the grid. Electrical Engineering.

Este documento muestra el control y dimensionamiento de un MMC basado en un STATCOM el cual contiene tecnología de HESS. Este convertidor está conectado entre una planta eólica y una red eléctrica, por lo que se muestra la capacidad de absorber e inyectar potencia respecto a los límites de potencia establecidos para mitigar la variación de potencia de la planta eólica.

- ♣ Y. Shi, B. Xu, D. Wang and B. Zhang, "Using Battery Storage for Peak Shaving and Frequency Regulation: Joint Optimization for Superlinear Gains," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 3, pp. 2882-2894, May 2018.

En este documento se presenta un análisis económico acerca del uso de almacenamiento energético basado en baterías para las estrategias de peak shaving y regulación de frecuencia. De forma general, se propone no solo utilizar las baterías para peak shaving o regulación de frecuencia, si no que utilizarlas de forma que puedan prestar los dos servicios para una mayor eficiencia económica.

- ♣ R. Alvarez, M. Pieschel, H. Gambach and E. Spahic, "Modular multilevel converter with short-time power intensive electrical energy storage capability," 2015 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC), 2015, pp. 131-137.

En este trabajo se muestran los distintos tipos de ESS que se pueden utilizar en los módulos de un MMC. Hacen un énfasis especial en los supercondensadores y se muestran resultados acerca de la implementación de estos ESS en los módulos del MMC.

- ♣ P. D. Judge and T. C. Green, "Modular Multilevel Converter With Partially Rated Integrated Energy Storage Suitable for Frequency Support and Ancillary Service Provision," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 34, no. 1, pp. 208-219, Feb. 2019.

Este trabajo que presenta la idea de integrar diferentes ESS en los módulos del MMC, así teniendo módulos con baterías en las ramas superiores de cada fase y supercondensadores en las ramas de las ramas inferiores de cada fase. Además, utilizan el MMC para soportes de frecuencia y algunos servicios complementarios. Por otro lado, también prueban módulos puente H y medio puente H, por lo que es un MMC híbrido con respecto a la topología del módulo, así como también del ESS presente.

1.2.1 Discusión

Los documentos anteriores presentan las bases para poder realizar la simulación de la topología propuesta. En los dos primeros mencionados se muestran las bases estructurales del MMSPC en general (con condensadores en sus módulos) y en el último se muestra un tipo de STATCOM que incluye H-ESS por lo que aquí es donde se ve el impacto que esta tecnología puede tener debido a la mezcla de dos o más tecnologías con distintas características de almacenamiento, como son la densidad de energía y potencia. Luego, se presenta la oportunidad de mejora de utilizar los módulos del MMSPC e implementarlos en un CHB con H-ESS teniendo así un balance sin necesidad de uso de sensores (sensorless) entre los módulos.

1.3. Hipótesis de Trabajo

El uso de tecnologías de almacenamiento de energía híbrido en un convertidor modular multinivel podría permitir una mayor versatilidad con respecto a las características de transferencia de energía que pueda tener el convertidor y así mismo ayudar a la red a ser más robusta y estar preparada en caso de variaciones de carga.

1.4. Objetivos

- Validar el correcto funcionamiento de los sistemas de almacenamiento de energía híbrido (H-ESS) basado en un convertidor modular multinivel con conexión serie/paralelo.
- Demostrar que se puede realizar un balance de energía inherente y sensorless entre los módulos del convertidor, aunque el almacenamiento energético sea de distintos tipos de fuentes.

1.4.1 Objetivos Específicos

- Estudiar el peak shaving y sus beneficios a la red.
- Aprender acerca de los distintos tipos de ESS.
- Estudiar distintas topologías de VSC que están en el mercado o se han propuesto en el área de la investigación ingenieril.
- Estudiar el funcionamiento de un MMSPC
- Demostrar que el convertidor propuesto sea capaz de realizar peak shaving y tener un balance de energía inherente entre sus módulos.

1.5. Alcances y Limitaciones

El proyecto abarca una revisión bibliográfica respecto al peak shaving, topologías de VSC, MMC o CHB que hayan tenido tecnología H-ESS o ESS integrada, así como la simulación de un CHB trifásico que permite la conexión serie/paralelo de módulos con H-ESS integrada. Con respecto a la simulación, el número de módulos utilizados es igual a 7, esto fue elegido debido a las limitaciones tecnológicas del dispositivo electrónico utilizado para realizar la simulación. Por el mismo lado, se toman en consideración un lazo de control y un SEP simple con una red y carga trifásica, donde el convertidor inyectará o absorberá energía dependiendo de las variaciones de la carga para que así la red no sufra los impactos. Para la simulación se considera que la red inyecte $20[A_{peak}]$ de forma constante.

1.6. Temario y Metodología

El capítulo 2 cubre lo que es y los tipos de peak shaving, así como también información con respecto a los tipos de ESS. Más adelante en el capítulo 3 se muestran distintas topologías de VSC en las cuales se estudia cuáles son las topologías de los módulos que utilizan, así como también cuáles son sus esquemas de control de corriente, voltaje, entre otros. Luego, en el capítulo 4 se presenta el MMSPC con sus características, esquemas principales, estados de operación y modulación PWM, esto para luego dar paso al capítulo 5 donde se ve todo lo que es simulación del CHB trifásico basado en MMSPC con H-ESS integrada. Finalmente, en el capítulo 6 se realiza la implementación de un inversor monofásico medio puente con modulación PWM.

Capítulo 2. Peak Shaving

2.1. Introducción

Es común que cargas residenciales o industriales varíen su consumo de energía durante el día debido al aumento o disminución de las actividades realizadas, por ejemplo, por electrodomésticos, motores eléctricos o cargas. Lo anterior se puede ver reflejado en un plano a macroescala. La fig. 2.1 muestra la variación de la demanda de potencia en el tiempo durante poco más de 1 día, donde se aprecia un mínimo de 7.950[MW] a las 6:30h del día 25 de Septiembre y un máximo que sobrepasa los 10.000[MW] a las 21:00h del día 24 de Septiembre.

Si lo llevamos a un plano industrial, es normal que se produzcan grandes consumos de energía en intervalos cortos de tiempo debido a la entrada y salida de motores eléctricos u otros dispositivos que demanden una gran cantidad de potencia. Estos peaks de potencia pueden traer distintas complicaciones tanto para el cliente como al suministrador.

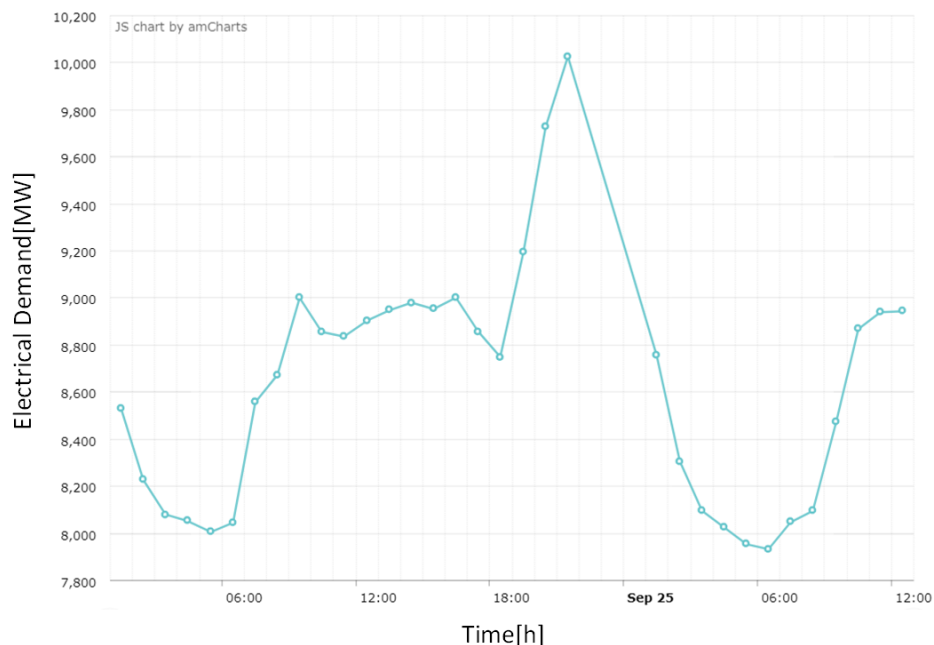


Fig. 2.1 Demanda real del SEN entre los días 24 y 25 de Septiembre del 2021.

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional, 2021.

2.2. Peak Shaving y su relación con los ESS.

La estrategia de peak shaving consiste en reducir la cantidad de energía que es suministrada por la red eléctrica durante las horas de mayor demanda. Para este propósito se puede utilizar otro medio que sea capaz de suministrar energía eléctrica como lo son los sistemas de almacenamiento de energía (BESS, FESS, Super-Condensadores, etc) [1]. (Ver Tabla 2.1). En la Fig. 2.2. se presenta un esquema con el cual se puede realizar peak shaving, donde un elemento condicionador de potencia está conectado a una fuente, una carga y a un ESS.

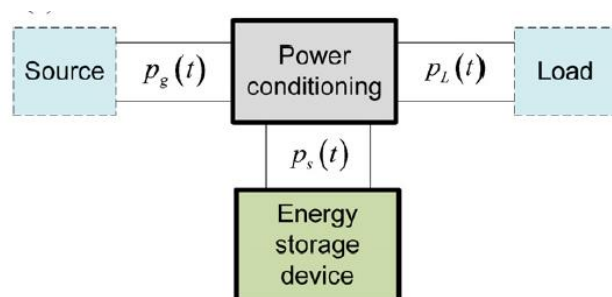


Fig. 2.2 Esquema para realizar peak shaving.

Fuente: Energy Journal, Vol. 196, 2020.

TABLA 2.1 Tecnologías de ESS (Energy Storage System)	
Tipo	Tecnología de Almacenamiento
<i>Electroquímica</i>	Sodio-Azúfre (NaS)
	Líquido Metal (Mg-Sb)
	Níquel-Metalhidruro
	Plomo-Ácido
	Batería Zebra (NaNiCl)
	Níquel-Cadmio
	<u>Baterías de flujo:</u>
	Redox de Vanadio (VRB)
	Zinc-Bromuro (ZnBr)
	Polisulfuro de bromuro (PSBr).
<i>Electromagnética</i>	Celdas de Combustibles
	Super-Condensadores
<i>Termodinámica</i>	Almacenamiento de energía magnética por superconducción
	Almacenamiento de energía de aire comprimido
<i>Mecánica</i>	Almacenamiento de energía termoquímica (TCES)
	Pumped hydroelectric energy storage (PHES)
	Flywheel energy storage systems (FESS)

Por un lado, tenemos la densidad de energía, la cual representa la cantidad de energía que es capaz de almacenar una región del espacio por unidad de masa. La densidad de energía tiene por unidad de medida [Wh/kg], por lo tanto, se tiene una relación entre la energía almacenada y la masa que es capaz de mover esta energía. Por otro lado, tenemos la densidad de potencia, la cual define una tasa a la que la energía almacenada será emitida. Estas unidades son importantes para caracterizar los distintos tipos de ESS que existen, ya que algunos gozan de una alta densidad energética como son los BESS, pero que a la vez cuentan con una baja densidad de potencia. Se puede ver en la Fig. 2.3 una comparación de la densidad energética de algunos tipos de baterías, siendo la batería de ion-litio la que tiene una mayor densidad energética volumétrica y específica, por lo que puede almacenar mayor energía en un espacio más pequeño y con una masa más ligera.

Por otro lado, también tenemos el caso de los supercondensadores donde tienen una alta densidad de potencia (100000 [W/kg]), pero con una baja densidad energética (<60 [Wh/kg]).

Tener una mezcla de sistemas de almacenamiento haría que el sistema energético en sí fuese más versátil con respecto a los requerimientos que pueda tener la red.

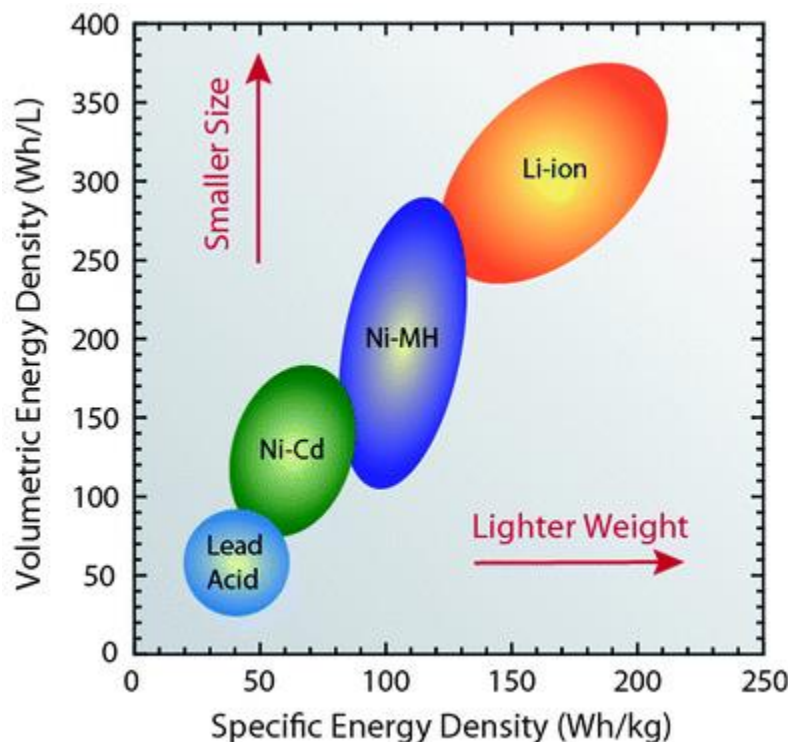


Fig. 2.3 Comparación de la densidad energética para distintas baterías.

Fuente: EPEC-TEC.

2.3. Funcionamiento del Peak Shaving.

El esquema de referencia para poder hacer uso de la estrategia de peak shaving se presenta en la Fig. 2.2, donde $p_g(t)$ es la potencia suministrada por la red, $p_s(t)$ es la potencia suministrada por el sistema de almacenamiento de energía y $p_L(t)$ es la potencia total que es suministrada a la carga.

En la Fig. 2.3 podemos ver la curva de demanda antes y después de aplicar el peak shaving mediante un BESS. En horas de baja demanda (12 am – 6 am) el BESS se carga desde la red, por lo que hay un mayor consume base. Luego, en horas de alta demanda el BESS suministra potencia realizando así el peak shaving. [2]

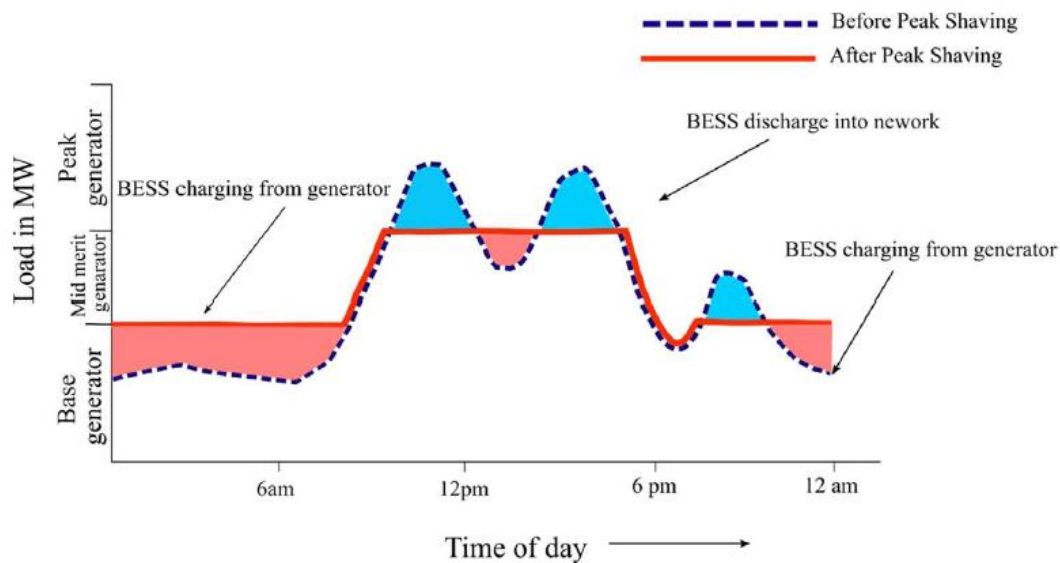


Fig. 2.4 Peak shaving utilizando BESS.

Fuente: Energy Journal, Vol. 196, 2020.

Además, se pueden utilizar distintos tipos de sistemas de generación eléctrica para poder realizar el peak shaving. Por otro lado, una aplicación interesante del peak shaving es dar uso a las baterías de los E.V para este fin [3]. Otros artículos mencionan que se puede realizar peak shaving, regulación de voltaje o regulación de frecuencia mediante BESS a través de algoritmos que analizan la curva de demanda y el estado de carga y descarga de las baterías [4], [5]

Con el peak shaving, el consumidor reduce el consumo de energía rápidamente y evita un peak de energía durante cierto periodo. Estos peak de consumo son, por lo general, de corta duración y no son programados, por lo que no se sabe cuándo van a ocurrir ni con que intensidad.

Existen múltiples tecnologías y formas para poder utilizar la estrategia de peak shaving, por ejemplo: En [6] se ha utilizado un control de umbral para realizar peak shaving, mientras que en [7] se utilizó un modelo predictivo de control para dar uso de la estrategia en un edificio.

2.4. Beneficios del Peak Shaving

Se dice mucho acerca de los beneficios económicos que podría traer consigo el peak shaving, ya que al hacer uso de este método se pueden mitigar los cobros por alta demanda. Aun así, el hecho de que se utilice esta estrategia podría estar enfocada a un uso de la energía de forma más eficiente. En general, los beneficios del peak shaving pueden ser agrupados en 3 categorías [2]:

- Beneficios para el operador de la red.
- Beneficios para el consumidor final.
- Beneficios al reducir las emisiones de CO₂.

2.4.1 Beneficios para el operador de la red

Mejora en la Calidad del Suministro Eléctrico: Los desbalances entre la generación y la carga pueden generar problemas de inestabilidad y fluctuaciones de voltaje, lo que ocasionaría estrés mecánico o térmico en el generador (y también en otros dispositivos electrónicos de potencia) y así afectaría la calidad del suministro eléctrico. Se puede utilizar la estrategia de peak shaving para mitigar ese desbalance entre generación y carga. Por ejemplo, en caso de sobregeneración energética un ESS podría absorber la energía que la carga no utilizará y así se lograría mitigar el desbalance energético.

Mejora en el factor de carga: El factor de carga es una medida que determina que tan eficientemente se utiliza la energía eléctrica de una planta y está definido por la siguiente expresión;

$$LF(\%) = \frac{P_{AVG}}{P_{peak}} \quad (2.1)$$

donde,

P_{AVG} : potencia activa promedio

P_{peak} : potencia activa peak.

Tener un factor de carga elevado significa que la potencia activa peak es cercana a la potencia activa promedio lo que resulta en bajos costos de energía. Al hacer uso de la estrategia de peak shaving la potencia activa peak P_{peak} se vería reducida llegando a un valor cercano de la potencia activa promedio P_{AVG} , y en consecuencia aumenta el factor de carga.

Mejora en la eficiencia del sistema: Para poder responder a los peaks de potencia de las cargas eléctricas, la corriente suministrada desde la red debe aumentar respondiendo rápidamente a los requerimientos de potencia, por lo que se producirían mayores pérdidas debido al aumento repentino de corriente eléctrica inyectada y por ende también se reduciría la eficiencia del sistema.

Al aplicar la estrategia de peak shaving se tendría la red eléctrica y se tendría el ESS, por lo que se podrían amortiguar los impactos de carga y así aumentar la eficiencia del sistema.

Reducción de costos: Como se mencionó anteriormente, la estrategia de peak shaving puede mitigar los desbalances entre generación y carga lo que ayuda a evitar la sobregeneración de energía eléctrica y a reducir los costos de generación. Además, como el proveedor no va a suministrar la potencia peak que el consumidor requiera, el proveedor reducirá costos de combustible y de mantenimiento.

Mejora en la confiabilidad de la red: Al instalar BESS para peak shaving, este puede ayudar a mejorar la confiabilidad de la red, así como también puede ayudar a la regulación de voltaje.

2.4.2 Beneficios para el consumidor final

Se ha indicado con anterioridad acerca de los beneficios económicos que trae consigo el peak shaving para el consumidor final (ya sea residencial o industrial). Los clientes industriales pueden ahorrar trabajando fuera de las horas punta para que el cobro por energía sea menor, además, obtienen una mejor calidad de suministro eléctrico y con mayor confiabilidad. Los clientes residenciales con tarifa BT1 pueden verse beneficiados al realizar peak shaving utilizando algún tipo de fuente ERV como lo son los paneles fotovoltaicos en conjunto con BESS y así evitar los cargos por energía adicional, lo cual se da cuando el consumo de energía al mes es mayor a 430[kWh] y superior al límite de invierno. De todas formas, la implementación de un sistema de generación

eléctrica requiere costos que no siempre el consumidor final está dispuesto a pagar. Finalmente, los beneficios económicos estarían mayormente destinados a clientes industriales.

2.4.3 Beneficios medioambientales

Reducción de emisiones de CO_2 : Un mayor consumo de energía eléctrica produce que los generadores consuman mayor combustible y por lo tanto haya mayores emisiones de CO_2 . Por ejemplo, si tenemos un sistema eléctrico de potencia con 2 fuentes distintas de generación, 1 central termoeléctrica y 1 central PV, donde existen cargas conectadas a la central termoeléctrica. Ahora, si las ESS se cargan mediante la central PV, se puede usar esa energía disponible para reducir el consumo peak de la carga, también se reduce la generación de la central termoeléctrica y por ende, los generadores consumen menos combustible y hay menores emisiones de CO_2 .

Capítulo 3. ESS basadas en topologías de VSC capaces de dar prestaciones de servicios complementarios.

3.1. Introducción

Mediante el proceso de descarbonización se apagan grandes generadores sincrónicos que aportan inercia al sistema eléctrico. Ahora, como las ERV no tienen inercia, es que la red es más susceptible, por ejemplo, a variaciones de frecuencia. Un soporte rápido de frecuencia puede emular las características de la inercia tradicional, por lo que al tener un VSC con almacenamiento de energía integrado se puede otorgar un control dinámico de frecuencia. Hoy en día se estudian diversas topologías de VSC que sean capaces de almacenar energía para dar prestaciones de servicios complementarios. A continuación, se presentan algunas de estas topologías.

3.2. Topologías

Las topologías descritas a continuación fueron seleccionadas por su innovación con respecto a la integración de ESS o H-ESS en los módulos de los VSC. Algunas de estas topologías son capaces de realizar servicios complementarios como regulación de frecuencia o regulación de voltaje, lo cual de cierta manera es inherente al uso de ESS. Las topologías son las siguientes:

- SVC PLUS Frequency Stabilizer
- E-STATCOM
- E-STATCOM con H-ESS
- Partially Rated Storage MMC
- VSC con BESS como fuente de alimentación
- MMC-HESS

3.2.1 SVC PLUS Frequency Stabilizer

El SVC PLUS [8] (ver Fig. 3.1) está compuesto por un Puente H en cascada, el cual funciona como STATCOM. Además, en sus módulos presenta Super-condensadores los cuales están dedicados al almacenamiento de energía, los cuales el autor los nombra como “frequency stabilizer”

El STATCOM tiene la capacidad de inyectar o alimentarse de potencia reactiva con la red manteniendo el voltaje del convertidor en fase con el voltaje de la red.

Ahora, el SVC PLUS Frequency Stabilizer se basa en un almacenamiento intensivo de energía de corto tiempo la cual debe dar soporte a la red en caso de eventos en los cuales la estabilidad de la frecuencia se pueda ver afectada, como por ejemplo peaks de gran magnitud de potencia en intervalos cortos de tiempo del orden de los segundos. Como los soportes de frecuencia deben ser de alta potencia y de intervalos pequeños de tiempo es que se eligen los supercondensadores como medio de almacenamiento energético, lo cual tiene relación con lo que se mencionó en el capítulo 2.2.

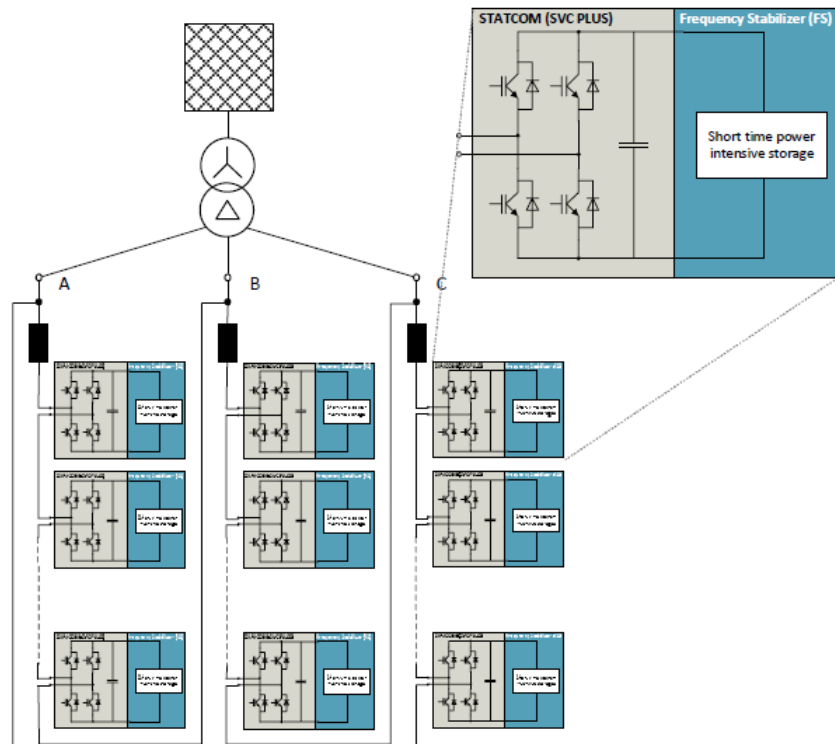


Fig. 3.1 SVC PLUS Frequency Stabilizer

Fuente: [8]

3.2.2 E-STATCOM

En [9] se propone utilizar un STATCOM basado en un MMC con almacenamiento de energía integrado. Los autores lo nombran como “E-STATCOM”. El E-STATCOM, el cual se puede ver en la Fig. 3.2, actúa como un STATCOM para la mejora de la calidad de suministro y además tiene la capacidad de dar soporte de potencia activa. Por otro lado, también puede mejorar la estabilidad del sistema dando servicios complementarios como regulación de voltaje y regulación frecuencia, damping para oscilaciones de potencia, etc. Principalmente convertidores de dos o tres niveles son usados para las aplicaciones mencionadas, pero la desventaja que tienen son las elevadas pérdidas (3-4%) y la necesidad de filtros para mantener el THD en su límite.

Modular Multilevel Converters (MMC) pueden ser usados para el E-STATCOM debido a su alta eficiencia (99%). Los módulos del E-STATCOM son medio-puente y el almacenamiento de energía está integrado en el DC Link del MMC. El almacenamiento de energía del E-STATCOM absorbe las fluctuaciones de potencia.

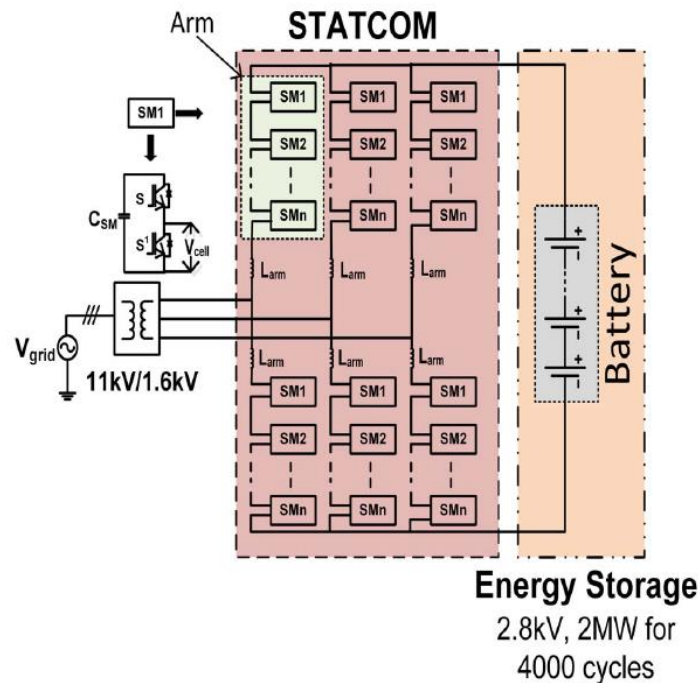


Fig. 3.2 Esquema del E-STATCOM.

Fuente: [9]

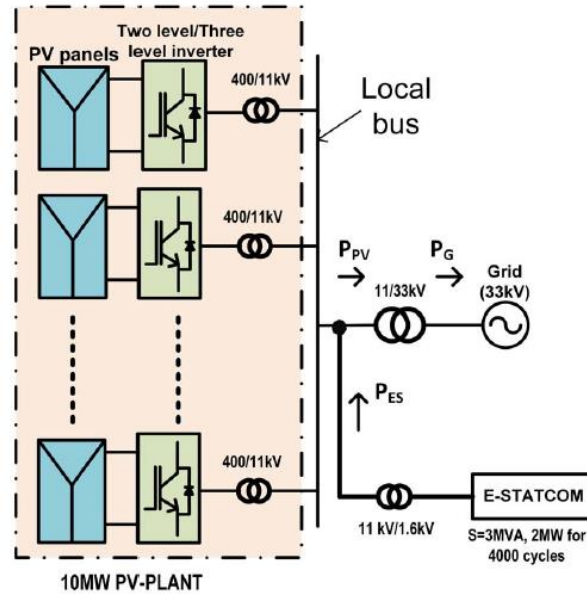


Fig. 3.3 Conexión del E-STATCOM a la salida de una planta PV de 10[MW]

Fuente: [9]

Como la planta PV tiene fluctuaciones de potencia, se decidió conectar el E-STATCOM para que suministre y absorba potencia a la salida de la planta PV y así realizar peak shaving lo que evitaría las fluctuaciones de potencia. El sistema eléctrico se puede ver en la Fig. 3.3.

Por otro lado, el lazo de control del E-STATCOM se presenta en la Fig. 3.4. La idea general es hacer que la potencia suministrada a la red P_G no tenga cambios bruscos y sea lo más estable posible, por lo que se utiliza la referencia de potencia activa P_{ES}^* la que se calcula de acuerdo con

$$P_{ES}^* = P_G - P_{PV} \quad (3.1)$$

donde,

P_{ES}^* : potencia de referencia suministrada por el E-STATCOM

P_G : potencia total suministrada a la red

P_{PV} : potencia suministrada por la planta PV

Ahora, como el BESS proporciona el soporte de potencia activa, la referencia de corriente i_d^* debe modificarse de acuerdo con el SOC (State of Charge) de la batería.

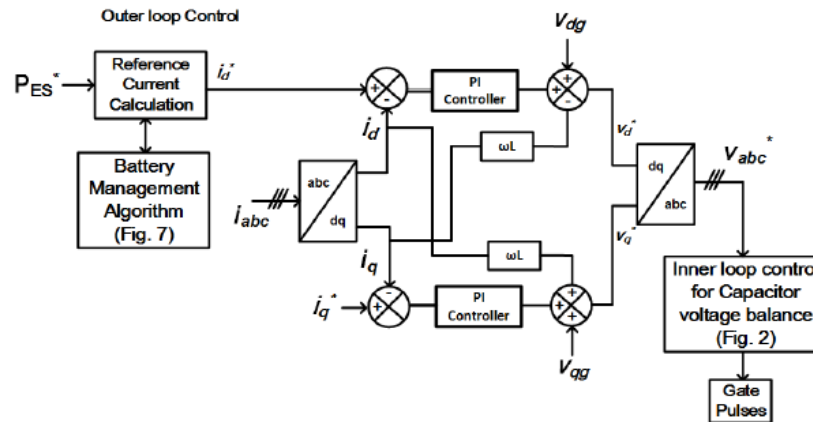


Fig. 3.4 Esquema de control del E-STATCOM

Fuente: [9]

En la tabla 3.1 se presentan los parámetros del E-STATCOM, donde se pueden ver valores utilizados para el MMC y para el banco de baterías.

TABLA 3.1 Parámetros del E-STATCOM

Parámetros	Valor
Rating of Converter (S)	3MVA
Active power Support (P)	2MW
Dc link Voltage (Vdc)	2.8kV
No.of sub-modules per arm (N)	10
Sub-module voltage (Vsm)	0.28kV
Sub-module Capacitance (Csm)	50 mF
Arm Inductance (Larm)	5 mH
Capacity of Battery Bank (C)	250Ah
Internal voltage (Eb)	2.8 kV
Internal resistance (Rb)	10000Ω
Internal capacitance (Cb)	690000F

Además, en la Fig. 3.5 se puede observar el circuito utilizado para simular el banco de baterías.

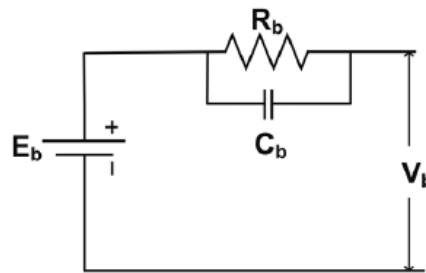


Fig. 3.5 Equivalente de Thévenin para una batería plomo-ácido.

Fuente: [9]

Por otro lado, la potencia inyectada por la planta PV se puede ver reflejada en la Fig. 3.6 b) donde se notan claras fluctuaciones de potencia debido a la variación de la irradiancia solar.

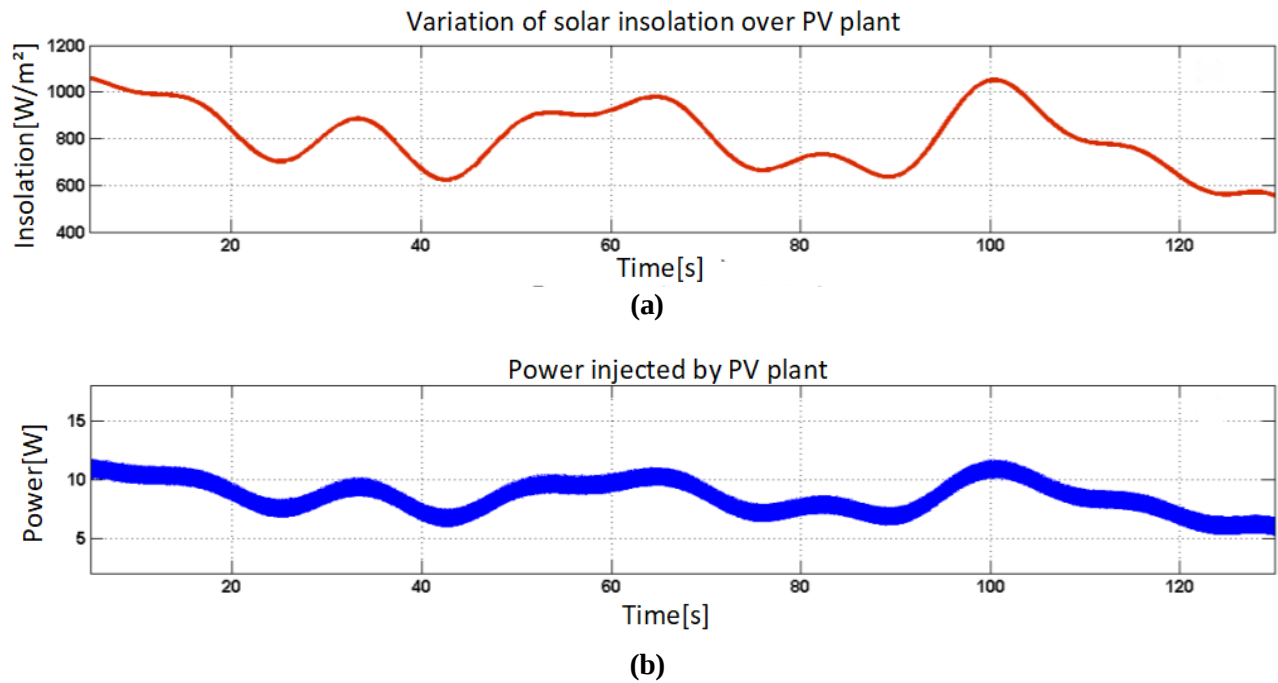
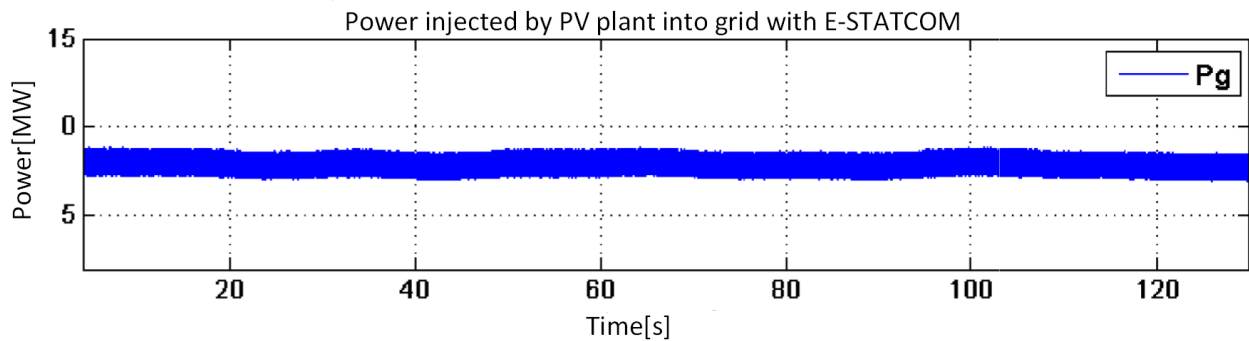


Fig. 3.6 Formas de onda de la planta PV.

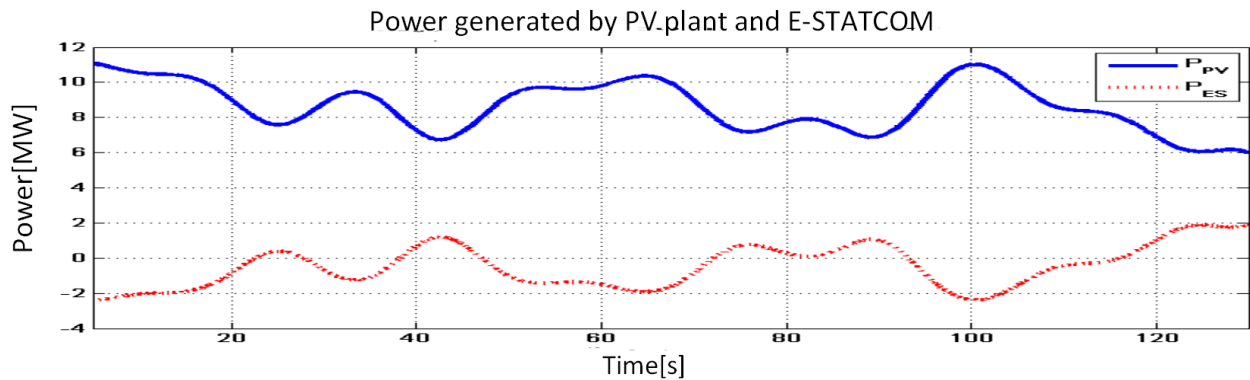
(a) Variación de la irradiancia solar en la planta PV; **(b)** Potencia inyectada por la planta PV.

Fuente: [9]

Ahora, al conectar el E-STATCOM se puede apreciar en la Fig 3.7 que la potencia inyectada a la red es mucho más plana que antes y mantiene un valor que rodea los 8[MW]. Además, el E-STATCOM absorbe o suministra potencia acorde a las fluctuaciones de potencia de la planta PV, es decir, si la potencia inyectada por la planta PV supera los 8[MW] el E-STATCOM absorbe potencia, si la potencia inyectada por la planta PV es menor a los 8[MW] el E-STATCOM suministra potencia.



(a)



(b)

Fig. 3.7 Potencias de la planta PV y el E-STATCOM

(a) Potencia inyectada a la red por la planta PV y el E-STATCOM; **(b)** Potencia generada por la planta PV y el E-STATCOM.

Fuente: [8]

3.2.3 E-STATCOM con H-ESS

En [10] se propone utilizar un MMC como STATCOM, la diferencia con el que se presentó anteriormente es que es de almacenamiento híbrido (H-ESS). En la Fig. 3.8 se presenta el STATCOM con H-ESS, vemos que El MMC tiene baterías conectadas a sus módulos y supercondensadores conectados al DC Link, los dos conectados mediante convertidores DC/DC bidireccionales. La ventaja de tener convertidores DC/DC es hacer que el sistema de almacenamiento no sea capaz de recibir la potencia reactiva. La principal ventaja de combinar dos o más sistemas de almacenamiento de energía es intentar cubrir las escalas de tiempo al proporcionar soporte de frecuencia. La combinación ayuda a mejorar la vida útil de la batería y reduce el tamaño del sistema de almacenamiento de energía

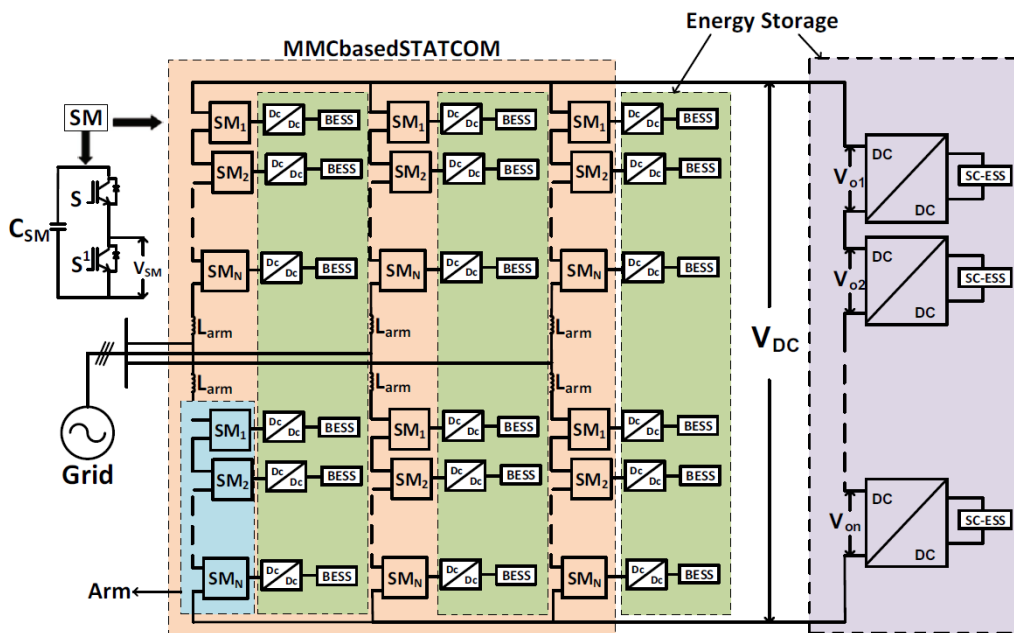


Fig. 3.8 Esquema del E-STATCOM con H-ESS

Fuente: [10]

Los objetivos del E-STATCOM para el autor son inyectar potencia constante a la red absorbiendo las fluctuaciones de potencia presentes del parque eólico y regular el voltaje de PCC mediante el soporte de potencia reactiva. El sistema en estudio se presenta en la Fig. 3.9.

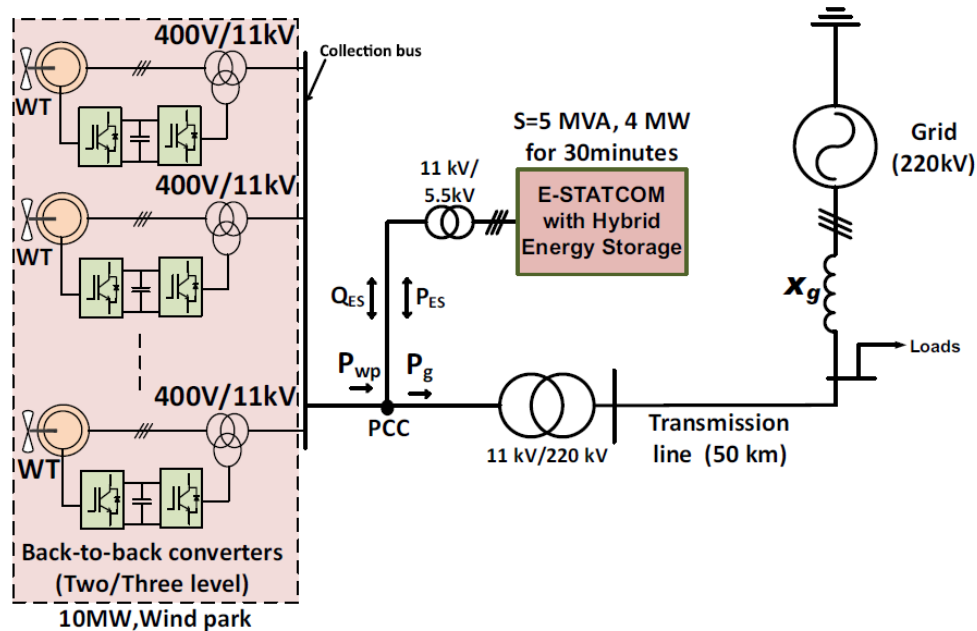


Fig. 3.9 Caso de estudio para el E-STATCOM con H-ESS.

Fuente: [10]

El convertor DC-DC propuesto se muestra en la Fig. 3.10 y se utiliza para integrar BESS de bajo voltaje. Se utilizan convertidores similares para los supercondensadores del DC Link.

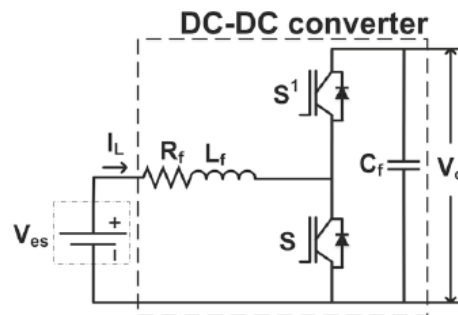


Fig. 3.10 Esquema del convertor DC-DC

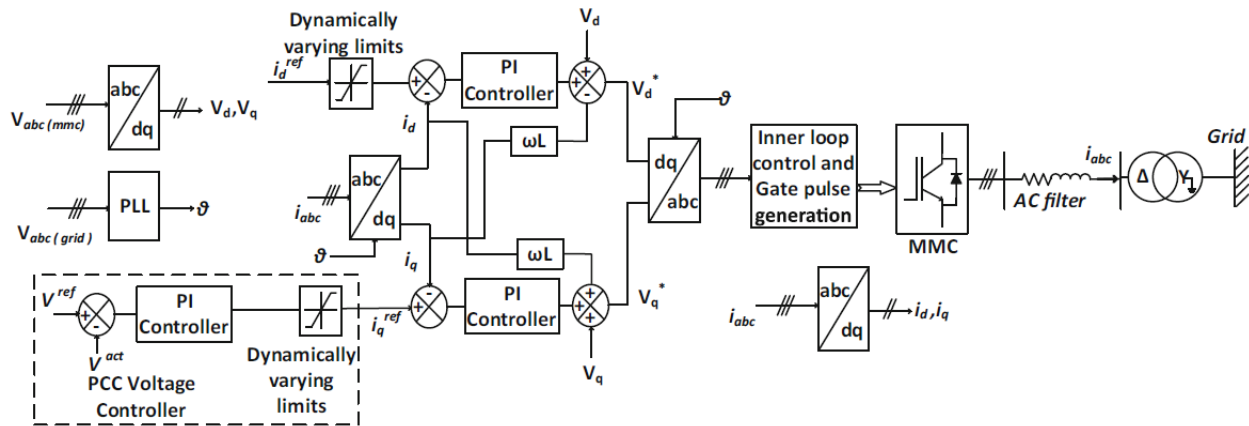
Fuente: [10]

Para el E-STATCOM con H-ESS se utilizan 2 esquemas de control.

1. Para el MMC: Control P-Q.
2. Para el H-ESS: Segregación entre baterías y supercondensadores, control de los convertidores DC-DC y balance del SOC.

Para el MMC se utilizan dos loops, los cuales son llamados loop de control de voltaje (loop exterior) y loop de control de la corriente circulante (loop interior)

En la Fig. 3.11 se puede apreciar el diagrama de control del E-STATCOM con H-ESS y en la Fig.



3.12 el diagrama en bloques para el control de la corriente circulante.

Fig. 3.11 Esquema de control del E-STATCOM con H-ESS

Fuente: [10]

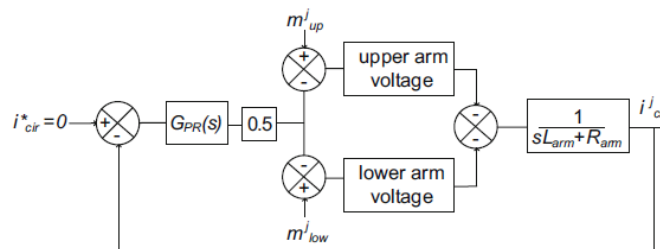


Fig. 3.12 Diagrama en bloques para el control de la corriente circulante.

Fuente: [10]

Como se menciona anteriormente, para el control del H-ESS se utiliza la segregación entre las baterías y los supercondensadores, ya que estas dos tecnologías de almacenamiento son las que entregan la potencia activa de soporte, la cual se define de la siguiente manera:

$$P_{ES} = P_{bat} + P_{uc} \quad (3.2)$$

donde,

P_{ES} : potencia suministrada por el E-STATCOM H-ESS

P_{bat} : potencia activa de las baterías

P_{uc} : potencia activa de los supercondensadores

Ahora, para realizar la segregación entre las baterías y los supercondensadores se utiliza un low pass filter, el cual está destinado para extraer las componentes de baja frecuencia de P_{ES} (ver Fig. 3.13)

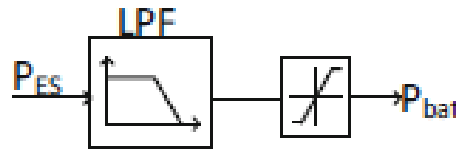


Fig. 3.13. Segregación entre baterías y supercondensadores.

Fuente: [10]

Por otro lado, el lazo de control para los convertidores DC-DC se puede observar en la Fig. 3.14

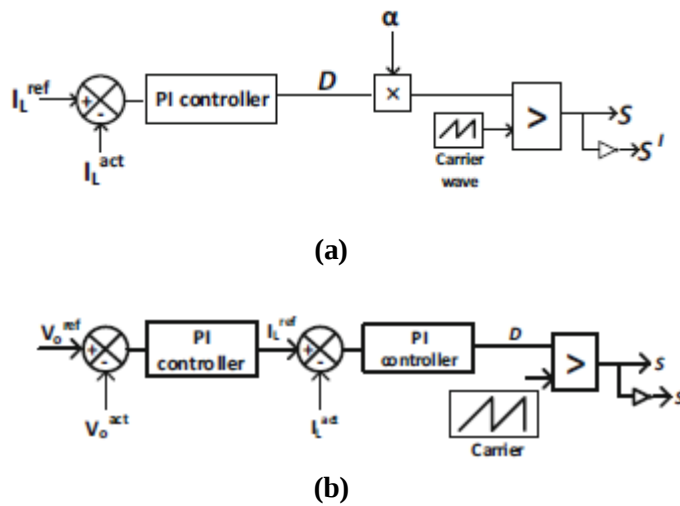
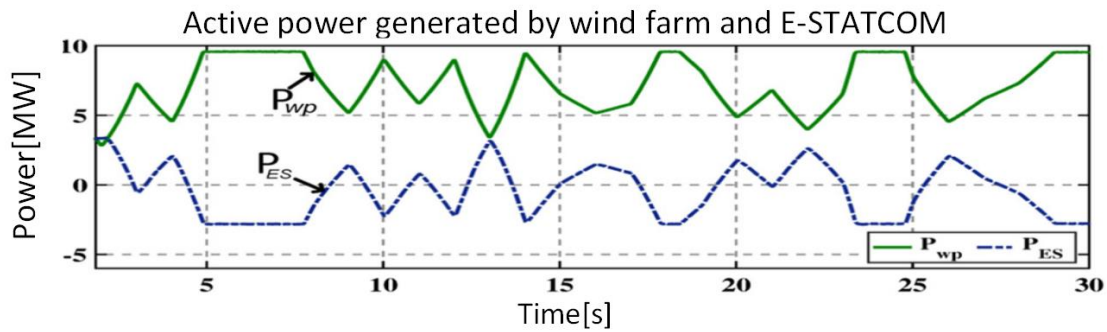


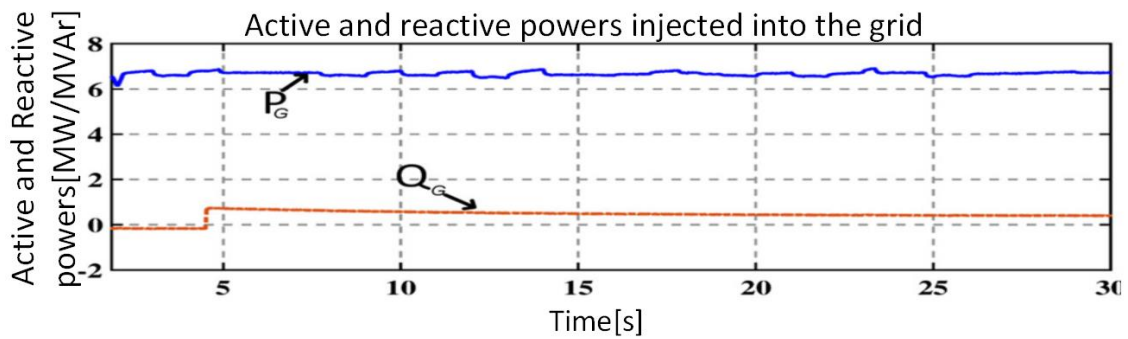
Fig. 3.14 Control de los convertidores DC-DC

(a) Control de los convertidores DC-DC para las baterías; **(b)** Control de los convertidores DC-DC para los UC. **Fuente: [10]**

Finalmente, en la Fig. 3.15 a) se muestra la potencia activa generada por el parque eólico y la forma de onda de la potencia activa del convertidor. Observando la Fig. 3.15 b) se puede ver que se busca mantener la potencia activa igual a 7[MW], por lo que se utiliza el convertidor para regenerar o inyectar potencia activa/reactiva dependiendo de la curva de potencia generada por el parque eólico. Por otro lado se concluye que el uso de sistemas de almacenamiento de energía híbridos funcionan correctamente al estar integradas en un convertidor.



(a)



(b)

Fig. 3.15 Potencia activa y reactiva inyectadas a la red.

(a) Potencia activa generada por el parque eólico y el convertidor E-STATCOM H-ESS; (b) Potencia activa y reactiva inyectada a la red. **Fuente: [10]**

En la Tabla 3.2 se pueden visualizar los datos del E-STATCOM con H-ESS.

TABLA 3.2 Parámetros del E-STATCOM con H-ESS

Parámetros	Valor
<i>Rating of Converter (S)</i>	5 MVA
<i>Active power Support (P)</i>	3.5MW
<i>Dc link Voltage (Vdc)</i>	12kV
<i>No.of sub-modules per arm (N)</i>	4
<i>Sub-module voltage (Vsm)</i>	3kV
<i>Sub-module Capacitance (Csm)</i>	5mF
<i>Arm Inductance (Larm)</i>	25 mH
<i>Switching frequency for a submodule (fsw)</i>	500 Hz
<i>Rating of each BESS unit</i>	12V, 180 Ahr
<i>Total power given by BESS (Pbat)</i>	2.0 MW for 15 min
<i>Voltage rating of BESS module connected to each submodule of MMC (Vbat)</i>	1.65 kV
<i>Rating of each DC–DC converter</i>	100 kW
<i>Number of battery units connected in series</i>	138
<i>Filter inductance (Lf)</i>	20 mH
<i>Switching frequency of DC-DC converter for BESS(fSW)</i>	1kHz
<i>Rating of each ultracapacitor unit</i>	125 V, 63 F
<i>Total power given by ultracapacitors (Puc)</i>	1.5 MW for 2 min
<i>Number of ultracapacitor units connected in series</i>	24
<i>Number of ultracapacitor units connected in parallel</i>	7
<i>Filter inductance (Lf)</i>	6mH
<i>Filter capacitance (Cf)</i>	2500 μ F
<i>Rating of each DC–DC converter for ultracapacitors</i>	380 kW
<i>Output voltage of each DC–DC converter at the DC-link (Vo)</i>	3 kV
<i>Maximum voltage of ultracapacitor module (VUC,max)</i>	3 kV
<i>Minimum voltage of ultracapacitor module (VUC,min)</i>	1.875 kV
<i>Switching frequency (fSW)</i>	1kHz

3.2.4 Partially Rated Storage MMC

Se propone un MMC llamado Partially Rated Storage MMC (PRS-MMC), el cual se puede observar en la Fig. 3.16. Cada rama del convertidor tiene una mezcla entre módulos Half-Bridge (Medio-Puente o HB) y módulos que contienen almacenamiento de energía (ESE-SMs). Luego, cada capacitor de los módulos mencionados está enlazado a una fuente de energía mediante un convertidor DC-DC. Ahora, controlando el voltaje generado por los ESE-SMs se puede suministrar energía a la red. Durante la operación normal del convertidor, este actúa como un sistema HVDC-VSC. [11]

En los resultados se muestra que utilizar módulos Puente H con ESE otorga un decrecimiento en el número requerido de ESE-SMs para otorgar un adecuado flujo de potencia [11].

Los datos de simulación del PRS-MMC se pueden ver en la Tabla 3.3.

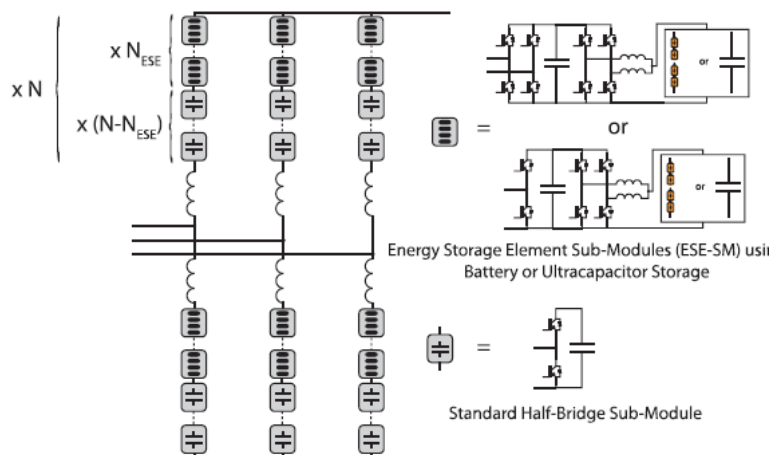


Fig. 3.16 Esquema del PRS-MMC.

Fuente: [11]

TABLA 3.3 Parámetros del PRS-MMC

Parámetros	Valor
<i>Rated Power</i>	960 MW
<i>Active power Support (P)</i>	96 MW (0,1 pu)
<i>Dc link Voltage (Vdc)</i>	320kV
<i>Total Number of SMs</i>	356
<i>Number of Standard SMs</i>	331
<i>Number of ESE-SMs</i>	15
<i>Equivalent Stored Energy</i>	35 kJ/MVA
<i>Nominal SM Voltage</i>	1800 V
<i>SM Capacitor</i>	9,7 mF
<i>Controller Frequency</i>	10 kHz
<i>Simulation Time-Step</i>	1 μ s

3.2.5 VSC con BESS como fuente de alimentación.

Este convertidor propuesto tiene un BESS conectado a la red mediante un VSC y un filtro LC que se puede ver en la Fig. 3.17. El VSC está trabajando en modo isla y tiene 3 grandes lazos de control: el control de la corriente interna, control de la potencia de salida y el control de frecuencia y voltaje. (Ver Fig. 3.18) [12]. El primer lazo de potencia que es el de control de frecuencia y voltaje son los que definen las referencias de potencia activa y reactiva que luego dan paso al lazo de control de potencia activa y reactiva. Luego se tiene el lazo de control de corriente circulante, el cual mediante un controlador PI y una retroalimentación sacada del lazo de potencia reactiva entrega las componentes d y q del voltaje de salida del convertidor.

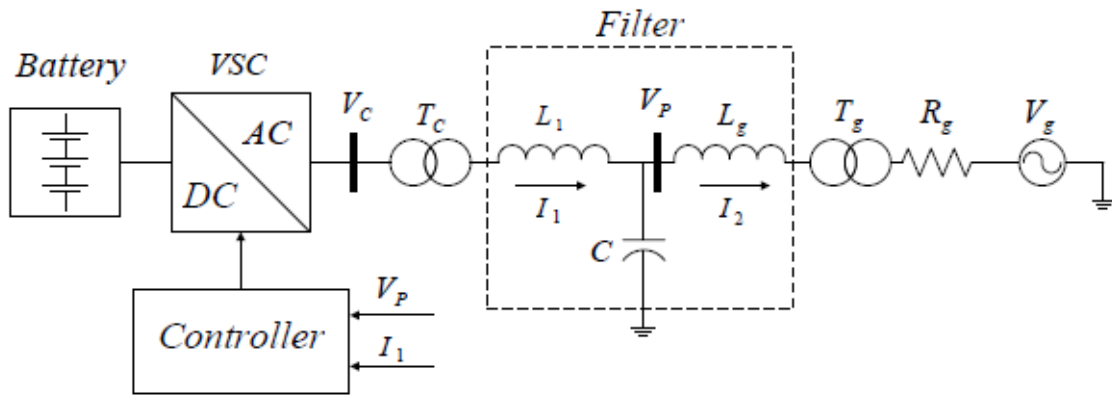


Fig. 3.17 VSC en conexión con un BESS en su lado DC

Fuente: [12]

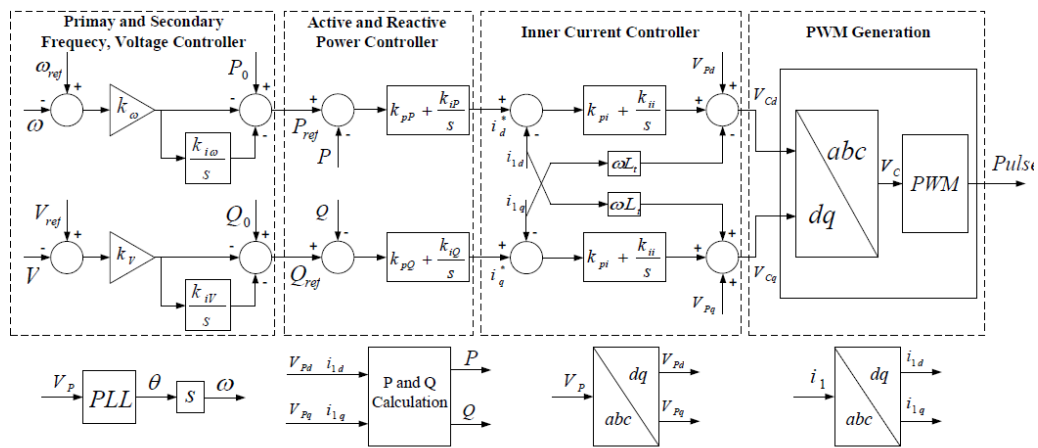


Fig. 3.18 Lazos de control del VSC.

Fuente: [12]

3.2.6 MMC-HESS

En la Fig. 3.19. se presenta esta topología de MMC que contiene en su rama positiva módulos medio puente con baterías y en su rama negativa contiene módulos medio puente con super capacitores. Al tener una mezcla entre ESS se puede mejorar la vida útil de las baterías, así como también reducir la capacidad de las baterías y de los supercondensadores, además se puede reducir el estrés eléctrico y térmico en estos dispositivos de almacenamiento. Debido a la alta densidad de potencia de los supercondensadores estos pueden responder de forma más rápida y efectiva que las baterías, así las baterías solo deberían compensar las variaciones de potencia de baja frecuencia. [13]

La estrategia de control está dividida en 4 partes: control de la potencia de salida, control del desacoplamiento de potencia de potencia (rama positiva y negativa), control de balance del SOC de las baterías y control de voltaje de los supercondensadores. Un resumen del esquema de control se puede ver en la Fig. 3.20

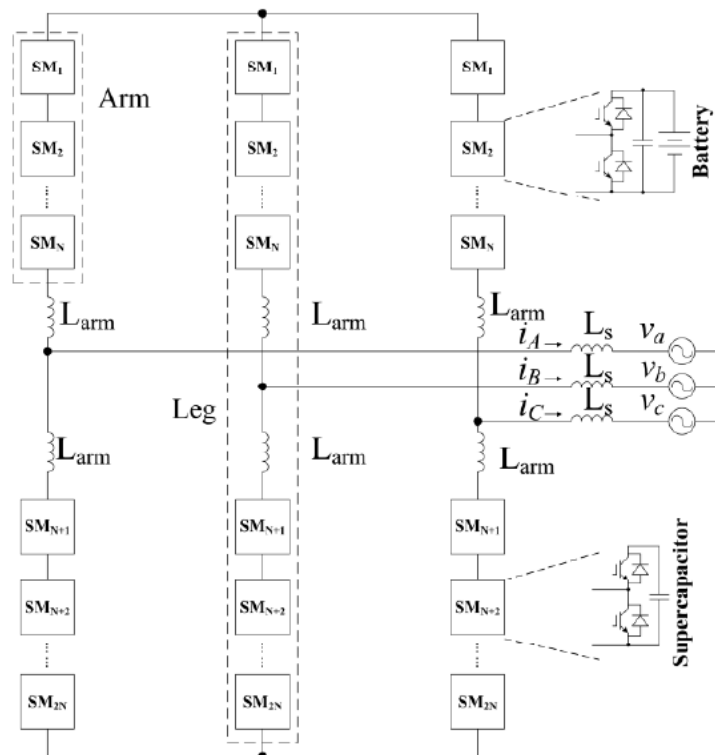


Fig. 3.19 Esquema del MMC-HESS

Fuente: [13]

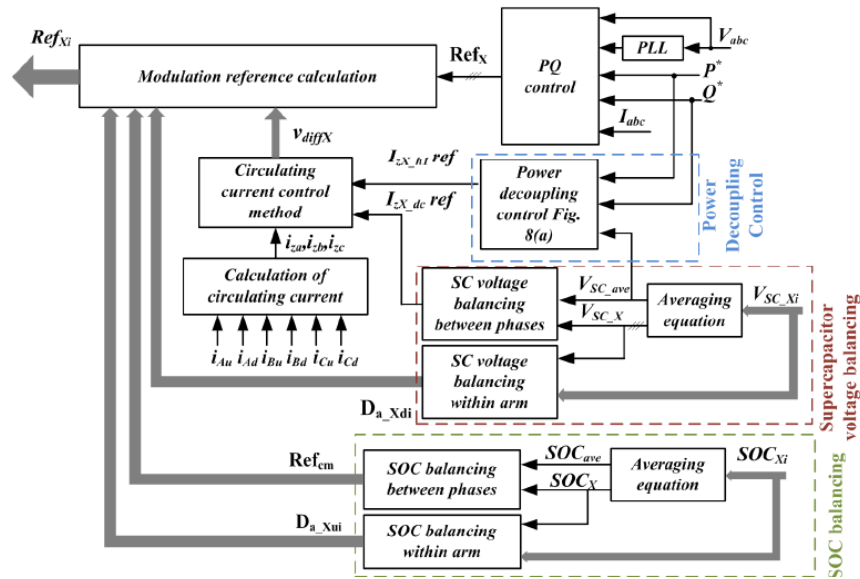


Fig. 3.20 Resumen del esquema de control.

Fuente: [13]

Según [13], se usan las baterías para inyectar potencia activa y los supercondensadores para inyectar potencia reactiva, por lo que mediante control de las corrientes circulantes se puede distribuir la potencia inyectada entre la rama positiva y la rama negativa. El autor lo llama como “desacoplamiento del control de potencia” el cual se puede ver en la Fig. 3.21.

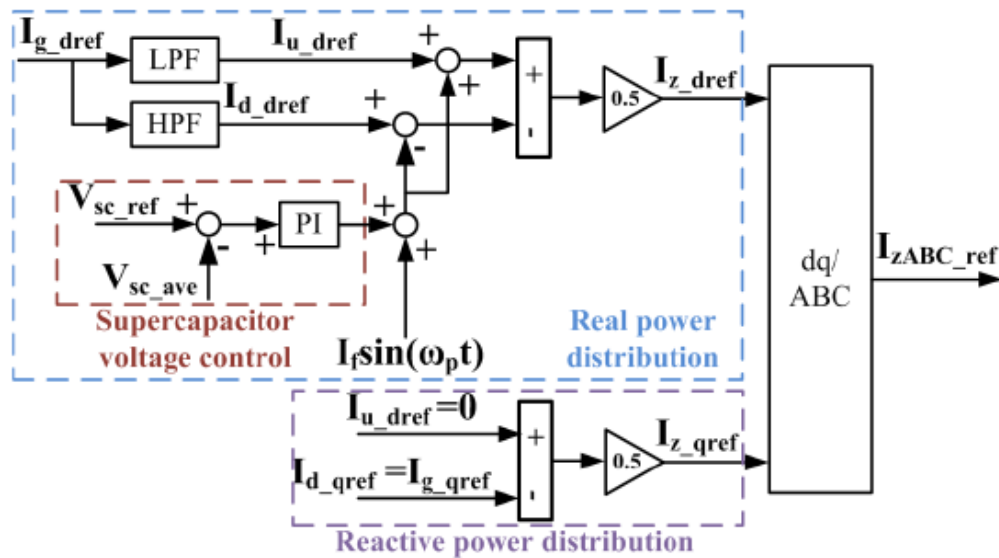


Fig. 3.21 Control del desacoplamiento de potencia.

Fuente: [13]

La estrategia de control para el balance del SOC se muestra en la Fig. 3.22. donde SOC_{ave} es el promedio de los SOC de todas las baterías, SOC_X es el promedio de los SOC de cada batería en la fase X, SOC_{Xi} se refiere al SOC de cada batería de cierto módulo.

Por lo general, para mantener a los supercondensadores con la suficiente capacidad energética de almacenamiento, los voltajes de los supercondensadores deben volver a un valor nominal de operación después de una compensación de fluctuación de potencia.

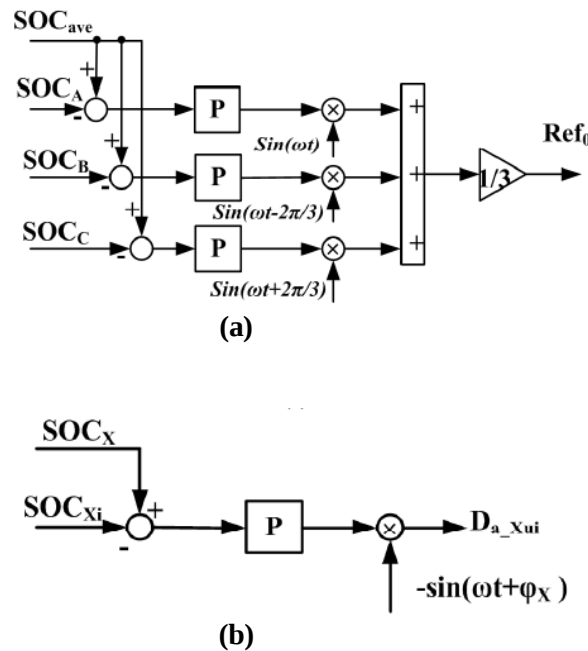


Fig. 3.22 Control del SoC de las baterías.

(a) Control entre diferentes fases; **(b)** Control dentro de cada rama.

Fuente: [13]

La estrategia de control entre el balance del SOC y el balance del voltaje de los supercondensadores son parecidas, por lo que para esto se puede controlar la componente DC de la corriente circulante. La estrategia de control para el balance del voltaje de los supercondensadores se puede ver en la Fig. 3.23.

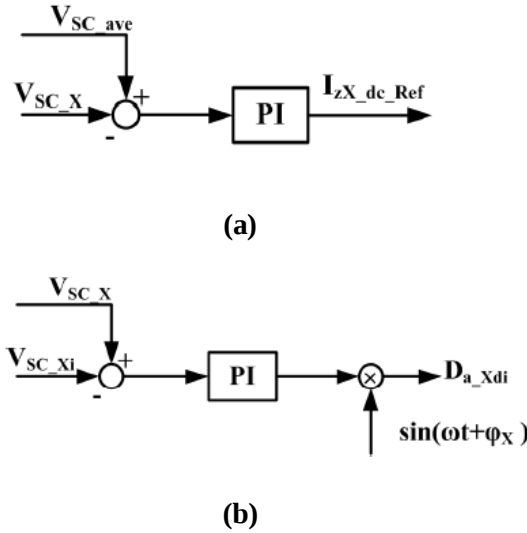


Fig. 3.23 Control para balancear el voltaje de los supercondensadores.

(a) Control entre diferentes fases; **(b)** Control dentro de cada rama

Fuente: [13]

Los parámetros utilizados para realizar la implementación experimental del sistema se presentan en la Tabla 3.4

TABLA 3.4 Parámetros del MMC-HESS

Parámetros	Valor
Battery unit	Lead-acid battery 48V,7Ah ×3
Active power Support (P)	96 MW (0,1 pu)
Module number in each arm	3
Arm inductance	5mH
AC inductance	5mH
DC capacitor	470μF
Supercapacitor	4,7mF
SM Capacitor	9,7 mF
PWM carrier frequency	2000Hz
grid phase rms voltage	40V

3.3. Discusión

La importancia de la revisión bibliográfica que se realiza en este capítulo es la investigación de ciertos métodos de control, esquemas eléctricos, parámetros de convertidores eléctricos de potencia con capacidad de tener implementados tecnología de almacenamiento energético híbrido que se han propuesto a lo largo de los años. Por ejemplo, el Partially Rated MMC entrega una idea de como podrían implementarse los H-ESS, pero adaptados al contexto de un CHB.

Capítulo 4. MMSPC.

4.1. Introducción

Los MMCs tienen múltiples ventajas debido a su modularidad y excelente calidad de suministro, sin embargo, como vimos en el capítulo anterior, es necesario mantener balanceados los condensadores de los módulos mediante el control de la corriente circulante, lo cual es aún más complejo cuando el número de módulos aumenta. Para evitar esto se propuso un Modular Multilevel Converter With Series and Parallel Module Connectivity (MMSPC), el cual tiene por característica principal el autobalance de los condensadores en los módulos sin la necesidad de sensores. [14]

4.2. Operación

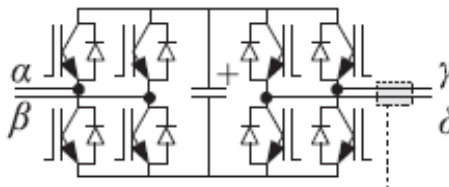


Fig. 4.1 Módulo Serie/Paralelo

Fuente: [14]

El módulo utilizado por el MMSPC se presenta en la Fig. 4.1. Este módulo presenta interconexiones de dos puertos, por lo que se puede extender la conexión en toda la rama. Además, está formado por dos puentes H conectados a un dispositivo de almacenamiento (también se puede utilizar módulos medio puente H).

Por otro lado, la conexión en paralelo distribuye la corriente del brazo entre los módulos de almacenamiento y reduce la pérdida de conducción en los mismos, además de igualar los voltajes de los condensadores de los módulos, obteniendo una dinámica similar a los convertidores de condensadores conmutados (switched-capacitor converters). Como se provee de una alternativa para el balance de voltaje, el MMSPC es capaz de mitigar las desviaciones de voltaje en aplicaciones de baja frecuencia. El hecho de remover los sensores de voltaje y los controladores asociados a los condensadores en los MMC se traduce en mejoras significativas en términos de costos y confiabilidad para el sistema.

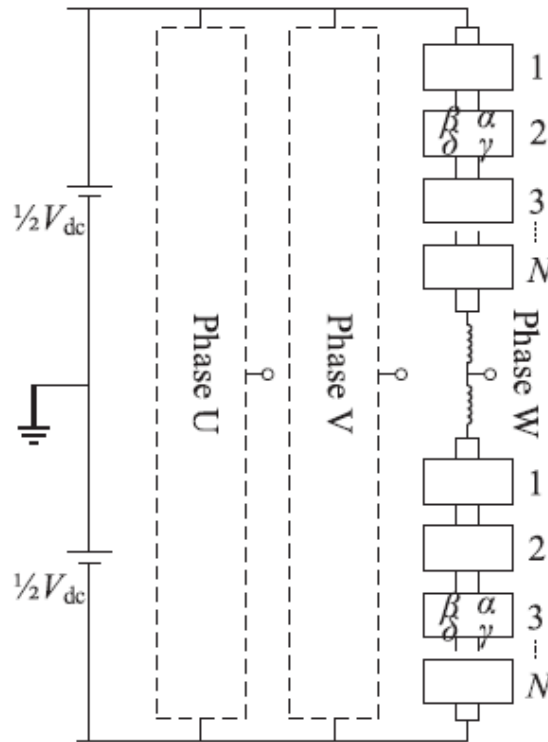


Fig. 4.2 Esquema referencial de un MMSPC típico.

Fuente: [14]

En la Fig. 4.2 se presenta el esquema referencial del MMSPC, el cual tiene tres fases y además ramas positivas y negativas en cada una de ellas.

Una de las grandes diferencias entre el MMC y el MMSPC es que en este último se realiza el control en las interconexiones de entre los módulos, por lo que se deben controlar 8 dispositivos semiconductores en vez de 4, considerados para un módulo puente H en un MMC.

Los estados de operación del MMSPC se presentan en la Fig. 4.3 [15], en donde se destacan los estados de Serie+, Serie- y Paralelo+, además, se muestran dos módulos adyacentes para la simplificación del esquema. Al ver la Fig. 4.3 a) y la Fig. 4.3 b), se aprecia el estado de operación Serie+ y Serie- respectivamente, los cuales son estados inherentes de los módulos Puente H. La conexión de 2 módulos en estado Serie+ o Serie - incrementa o decrementa el voltaje de fase de salida del convertidor en un nivel. El estado Serie+ se obtiene al tener una combinación de los dispositivos semiconductores superiores de $S_{i5} = 0$; $S_{i7} = 0$; $S_{(i+1)1} = 1$; $S_{(i+1)3} = 1$ y el estado Serie- se consigue al tener una combinación de $S_{i5} = 1$; $S_{i7} = 1$; $S_{(i+1)1} = 0$; $S_{(i+1)3} = 0$ en los dispositivos superiores, considerando que los dispositivos semiconductores inferiores reciben señales negadas de los semiconductores superiores para todos los estados posibles.

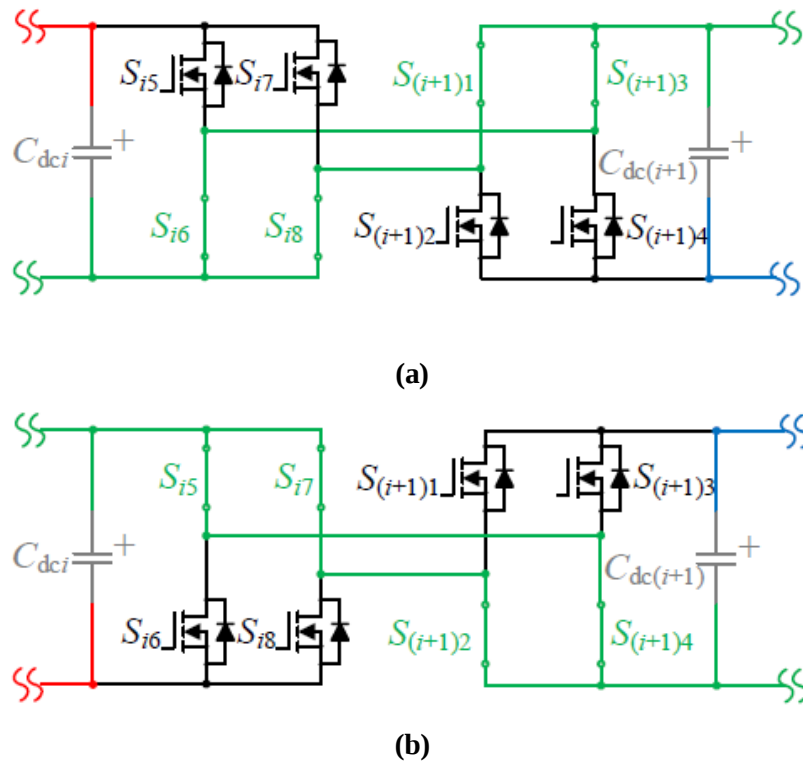


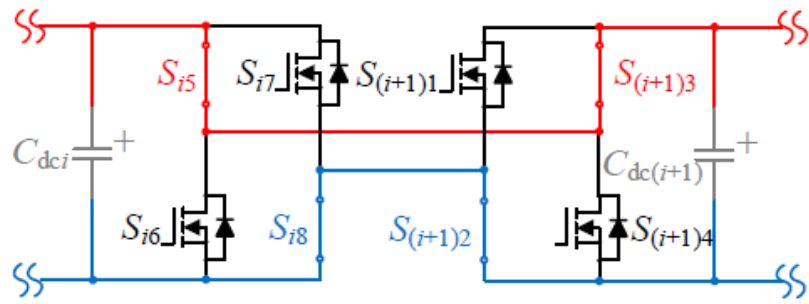
Fig. 4.3 Estados de operación de los módulos doble puente H.

(a) Estado Serie+; (b) Estado Serie

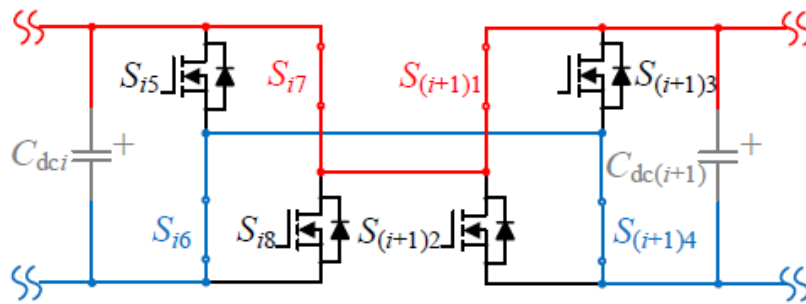
Fuente: [15]

Por otro lado, en la Fig. 4.4 a) y b) se pueden presentar los estados de operación Paralelo+ o Paralelo. Estos estados se consiguen al generar una combinación de los semiconductores superiores $S_{i5} = 1; S_{i7} = 0; S_{(i+1)1} = 0; S_{(i+1)3} = 1$ o $S_{i5} = 0; S_{i7} = 1; S_{(i+1)1} = 1; S_{(i+1)3} = 0$ respectivamente. En estas condiciones los dos condensadores o dispositivos de almacenamiento de energía de los módulos están conectados en paralelo, por lo que los módulos permiten la creación de corrientes circulantes de balance y además generar un balance de voltaje inherente entre ellos sin la necesidad del uso de sensores.

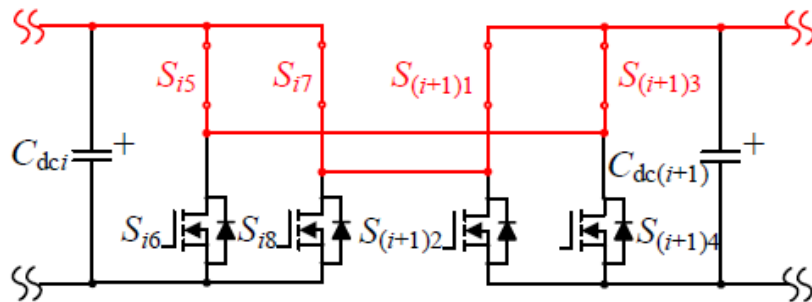
Finalmente, el estado de operación Bypass genera un voltaje igual a 0 y este se consigue generando una combinación igual a $S_{i5} = 1; S_{i7} = 1; S_{(i+1)1} = 1; S_{(i+1)3} = 1$ en los dispositivos semiconductores superiores, por otro lado, también se puede generar un estado de Bypass una combinación igual a $S_{i5} = 0; S_{i7} = 0; S_{(i+1)1} = 0; S_{(i+1)3} = 0$ para los dispositivos semiconductores superiores. Los estados de operación mencionados con anterioridad (Paralelo, Bypass) no modifican el voltaje de salida de la rama.



(a)



(b)



(c)

Fig. 4.4 Estados de operación de los módulos doble puente H.

(a) Estado Paralelo+; (b) Estado Paralelo-; (c) Estado Bypass

Fuente: [15]

4.2.1 Modulación

La modulación que se propuso se es llamada Phase-Shifted Carrier PWM (PSC-PWM). Esta señal tiene una redundancia negativa en su señal portadora y, además, para una rama con N módulos, la modulación deberá tener N señales portadoras con un desfase de $\Delta\theta = 2\pi/N$ lo cual se puede ver representado en la Fig. 4.5, donde $N=3$.

El índice de modulación determina la velocidad de descarga del condensador y debe minimizarse debido a la corriente de carga-balance [14], la cual se da en los estados de operación en paralelo.

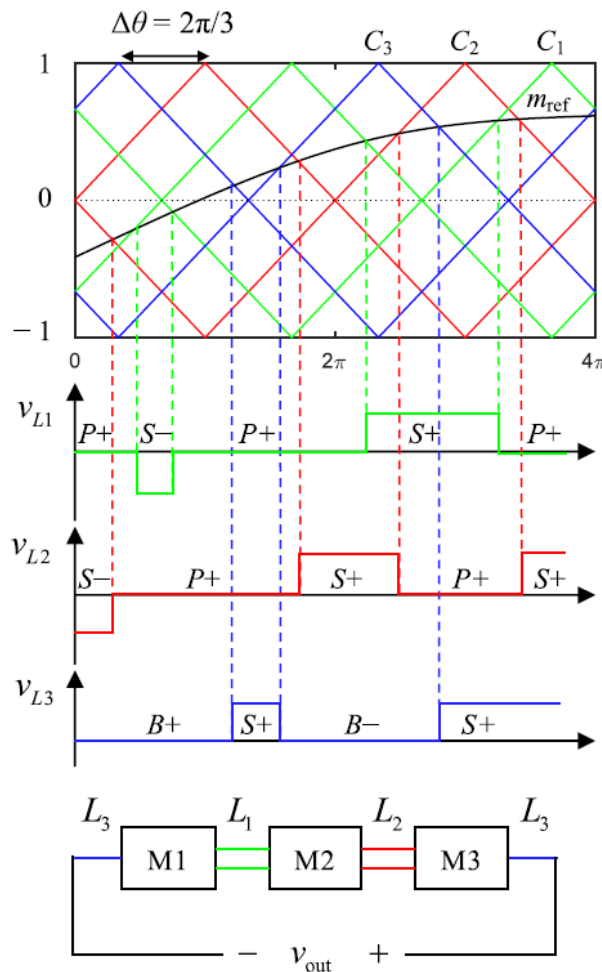


Fig. 4.5 Proceso de operación de la modulación PSC para $N=3$.

Fuente: [14]

En la parte media y superior de la Fig. 4.5 se pueden apreciar los estados de operación llamados S+ para Serie+, S- para Serie-, P+ para Paralelo+, B+ para Bypass+ y B- para Bypass-. Por otro lado, en la parte inferior de la Fig. 4.5, también podemos ver el circuito que se utilizó para la representación del esquema de modulación, donde M1, M2 y M3 son los módulos doble-puente H.

Ahora, considerando m_{ref} como el índice de modulación y C_i como la señal portadora para las interconexiones L_i con $i=1,2$. tenemos que para el estado S+ se debe cumplir que $m_{ref} > C_i \wedge m_{ref} > -C_i$. Por otro lado, para el estado S- se debe cumplir que $m_{ref} < C_i \wedge m_{ref} < -C_i$. Para el estado P+ se debe cumplir la condición de $-C_i < m_{ref} < C_i$, lo cual se puede ver reflejado en la Fig. 4.4. Sin embargo, para la interconexión L_3 , la cual está en los extremos de la rama, se debe considerar que el estado de Bypass (B) reemplazará a la conexión en paralelo.

4.3. Discusión

Se vio que los módulos basados en MMSPC tienen la característica de tener un balance de energía inherente entre los dispositivos de almacenamiento energético. Los condensadores entregan al esquema de modulación cierto margen de libertad alternando en conexiones serie, paralelo o incluso en un estado Bypass para no alterar el voltaje de fase de salida y todo lo anterior sin la necesidad de sensores que generan un costo y una complejidad mayor al uso e implementación del convertidor.

Capítulo 5. MMSPC/CHB con H-ESS integrada.

5.1. Introducción

En este capítulo se simulará un MMSPC/CHB de 3 fases con “N” módulos FB en cada una. En este caso se utilizó un número de módulos $N=7$ debido a las limitaciones del dispositivo electrónico utilizado para simular. A diferencia del esquema referencial que se utilizó en la Fig. 4.2, este MMSPC/CHB solo tiene una rama por cada fase como se puede ver en la Fig. 5.1, además este MMSPC/CHB contiene elementos de almacenamiento de energía híbrido (H-ESS) los cuales son los que inyectan o absorben potencia acorde a las necesidades de la red y la carga. Dentro de cada módulo hay baterías o supercondensadores, los que estarán ordenados según la configuración que se utilice. Para una configuración “UC-B-UC-B-UC-B-UC” (ver Fig. 5.1), el primer módulo (de izquierda a derecha) tendrá un supercondensador y el siguiente una batería, por lo que se van intercalando hasta llegar al módulo 7. Por otro lado, para una configuración “B-B-B-B-UC-UC-UC” los primeros 4 módulos tendrán baterías y los 3 restantes tendrán supercondensadores. Además, se mostrará los efectos en las variables eléctricas del convertidor y del sistema eléctrico de potencia que se puede ver en la Fig. 5.2, que se pueden tener para una configuración del convertidor “B-B-B-B-UC-UC-UC” o “UC-B-UC-B-UC-B-UC”. Se mostrará el SOC de las baterías y los voltajes de los dispositivos de almacenamiento, así como también otros valores del MMSPC/CHB como son los índices de modulación, voltajes y corrientes del convertidor. Por otra parte, el uso de supercondensadores y baterías en conjunto le dan al convertidor características de alta densidad de energía y alta densidad de potencia.

Como se mencionó anteriormente, en la Fig 5.2 se puede ver el sistema eléctrico de potencia implementado en el software de simulación. Este sistema está compuesto por una red trifásica y una carga resistiva trifásica conectada al convertidor. El sistema eléctrico presentado en la Fig. 5.2 le permite al convertidor hacer uso de la estrategia de peak shaving.

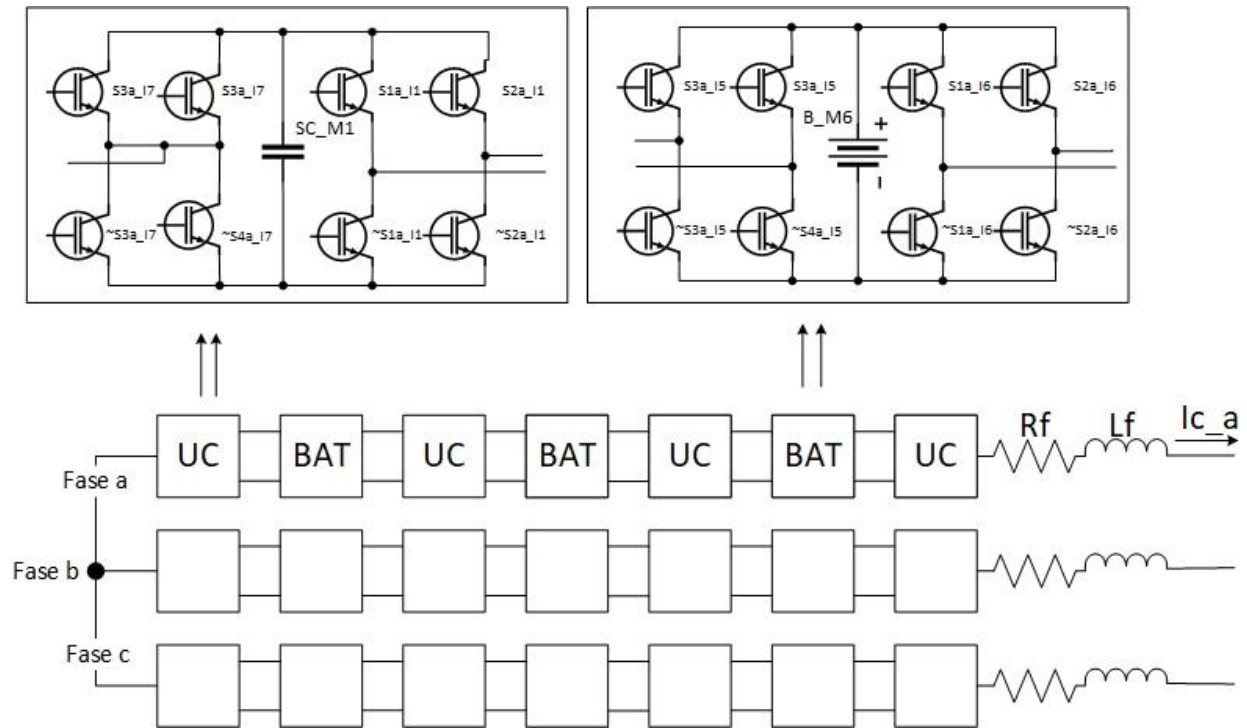


Fig. 5.1 MMSPC/CHB trifásico

Fuente: Elaboración Propia.

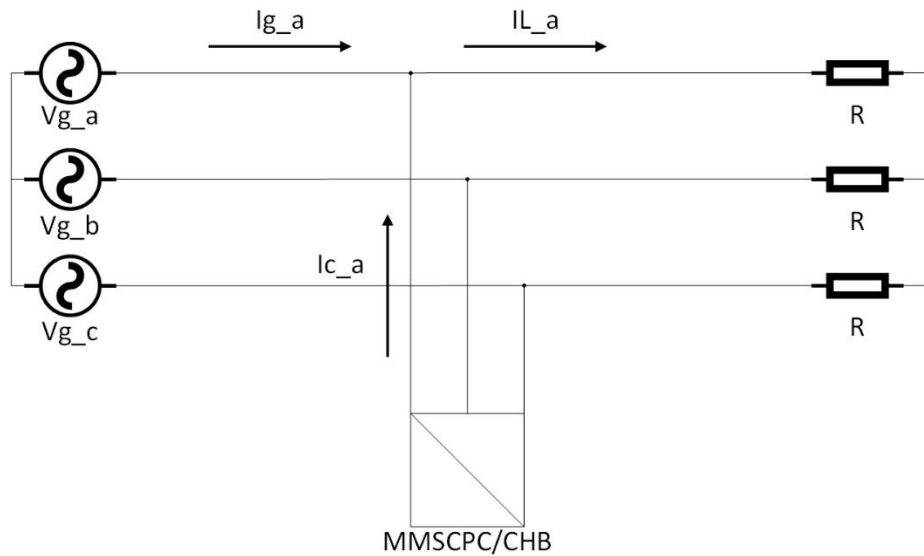


Fig. 5.2 Sistema eléctrico de potencia utilizado para la simulación.

Fuente: Elaboración Propia.

5.2. Condiciones consideradas para la simulación

Para la simulación se considerarán las 2 configuraciones mencionadas anteriormente y 4 impactos de carga. El primer impacto (caso 1) se da entre los instantes de tiempo $t_1 = 0[s]$ y $t_2 = 0.15[s]$ donde la carga tiene un valor de $R_{c1} = 10[\Omega]$. El segundo impacto (caso 2) se da entre $t_2 = 0.15[s]$ y $t_3 = 0.30[s]$ donde se reduce la carga a $R_{c2} = 2[\Omega]$, después el tercer impacto (caso 3) se da entre los instantes de tiempo $t_3 = 0.30[s]$ y $t_4 = 0.50[s]$ donde la carga tendrá un valor de $R_{c3} = 5[\Omega]$ para finalmente pasar al cuarto impacto (caso 4) donde la carga es igual a $R_{c4} = 20[\Omega]$ entre los instantes de tiempo $t_4 = 0.50[s]$ y $t_5 = 0.7[s]$.

La red eléctrica inyectará una corriente I_g con un peak fijo de 20[A] debido a las referencias del lazo de control de corriente del MMSPC/CHB que se adaptan a la variabilidad de las cargas y mantienen una corriente peak fija en la red. El voltaje peak de la red es de 200[V] por lo que el valor que corresponde a R_{c1} produce que el convertidor inyecte una corriente igual a 0[A] para los intervalos de tiempo t_1 y t_2 . En la tabla 5.1 se encuentra un resumen con los parámetros más importantes utilizados en la simulación.

TABLA 5.1 Parámetros utilizados para la simulación

Parámetros	Valor
<i>Frecuencia de la señal portadora de la modulación PWM</i>	4.5[kHz]
<i>UC en los módulos (F/p.u)</i>	15.5[F]/0.246[p.u]
<i>Resistencia en la carga</i>	10[Ω]
<i>Frecuencia de salida AC</i>	50[Hz]
<i>Amplitud del voltaje AC de la red</i>	200[V]
<i>Voltaje DC de los módulos</i>	102.434[V]
<i>Filtro Inductivo</i>	15[mH]
<i>Filtro resistivo</i>	0.1[Ω]

5.3. Lazos de control

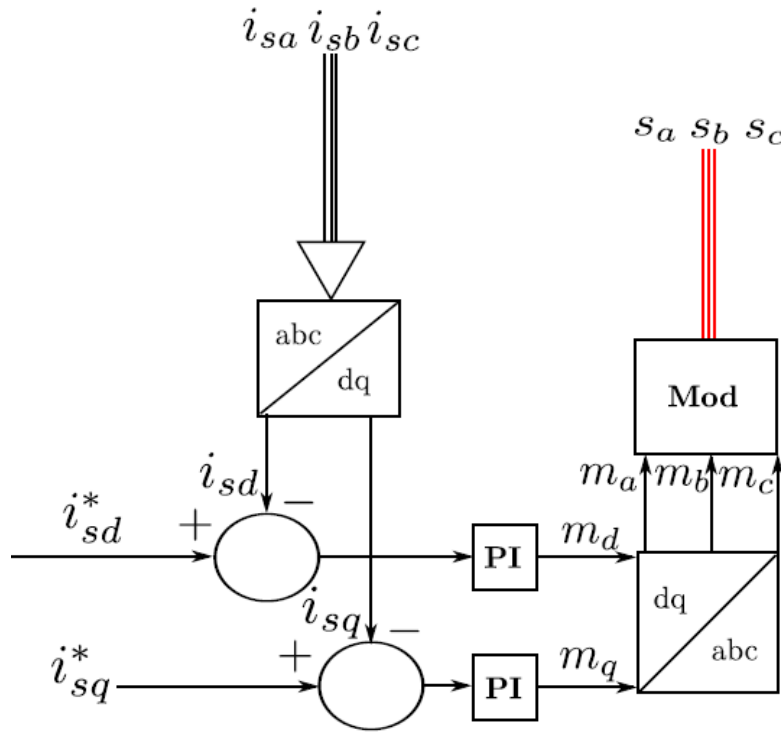


Fig. 5.3 Lazo de control utilizado.

Fuente: Elaboración Propia.

El lazo de control utilizado se presenta en la Fig. 5.3, donde i_s , también denotada como i_c en otras figuras, es la corriente de línea del convertidor. Ahora, la referencia i_{sd}^* estará definida por $i_{ld} - 20[A]$, donde i_{ld} es la corriente de la carga en su componente d. Se utiliza la corriente de la carga como referencia porque la carga R varía, por lo que se busca que el convertidor inyecte o regenere potencia dependiendo de las necesidades de la carga. Además, se define que la red inyectará constantemente $20[A_{peak}]$, razón por la cual se toma en consideración $-20[A_{peak}]$ en la referencia i_{sd}^* .

Por otro lado, dependiendo de las corrientes que se utilicen como referencia es que el convertidor utilizará más módulos o menos módulos, por ejemplo, si el límite de corriente máxima para 3 módulos activos es $20[A_{peak}]$ y la referencia de corriente del convertidor es $18[A_{peak}]$ existirán 3

módulos activos con 7 niveles de voltaje (-300[V], -200[V], -100[V], 0[V], 100[V], 200[V], 300[V]) y si supera los 20[Apeak] se activaría el módulo 4, por otro lado, la corriente máxima para 6 módulos activos es de 85[Apeak] y si se eleva la corriente superando los 85[Apeak] se activaría el módulo 7. En la tabla 5.2 se puede encontrar una tabla que resume los intervalos de corriente en los cuales se activaran los módulos.

TABLA 5.2 Intervalos de corriente necesarios para la activación de los módulos

Límites de corriente utilizados para la activación de los módulos.	Módulos activados
$0 [A] \leq i_{sd}^* < 10[A]$	2
$10 [A] \leq i_{sd}^* < 20[A]$	3
$20 [A] \leq i_{sd}^* < 40[A]$	4
$40 [A] \leq i_{sd}^* < 60[A]$	5
$60 [A] \leq i_{sd}^* < 85[A]$	6
$85 [A] \leq i_{sd}^* < 140[A]$	7

5.4. Resultados de la simulación

5.4.1 Corrientes

Observando la fig. 5.4, para el caso 1 con R_{c1} la corriente del convertidor es igual a 0[Apeak]. La carga solo necesita 20[Apeak] los cuales son suministrados por la red. Los módulos que están en funcionamiento son el M1 y el M2, el resto de los módulos estarían en bypass. Para el caso 2 con R_{c2} la corriente del convertidor aumentará a 80[Apeak], ya que la carga requiere una corriente de 100[Apeak] y los 20[Apeak] restantes son dados por la red. Para este caso 2, se activarán los módulos M3, M4, M5 y M6. Para el caso 3, como se aumenta la resistencia la corriente que necesita la carga es menor, por lo que la corriente peak del convertidor para esos intervalos es de 20[Apeak] y por ende la corriente peak de la carga es de 40[Apeak]. Para el caso 4 la corriente necesaria es de 10[Apeak] para la carga, y como la red debe inyectar constantemente 20[Apeak] hay una diferencia de 10[Apeak] que se van al convertidor, por lo que los sistemas de almacenamiento se cargan al tener el convertidor en modo de regeneración.

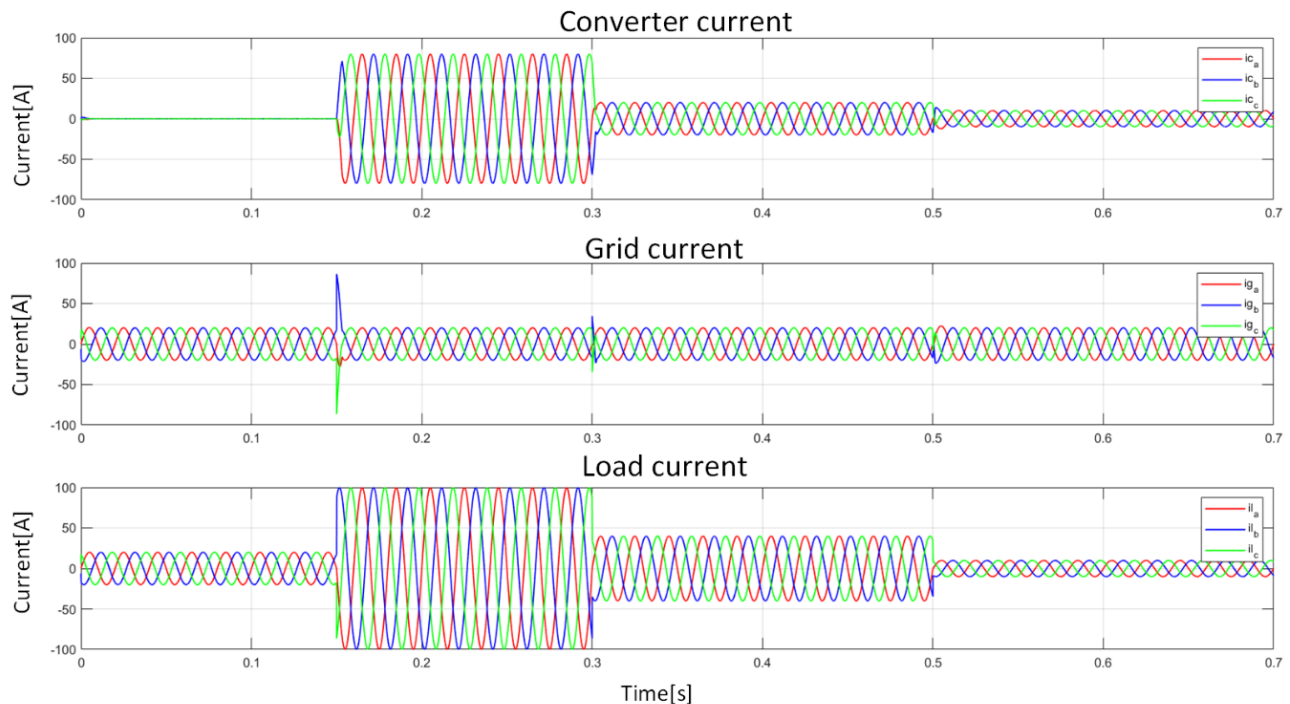


Fig. 5.4 Corrientes trifásicas de red, convertidor y carga para combinación B-B-B-B-UC-UC-UC

Fuente: Elaboración Propia.

También, si vamos a las figuras 5.4 y 5.5 podemos ver explícitamente lo comentado anteriormente y además las diferencias entre las combinaciones B-B-B-B-UC-UC-UC y UC-B-UC-B-UC-B-UC que son mínimas y producto del controlador PI, las cuales no son visibles a simple vista.

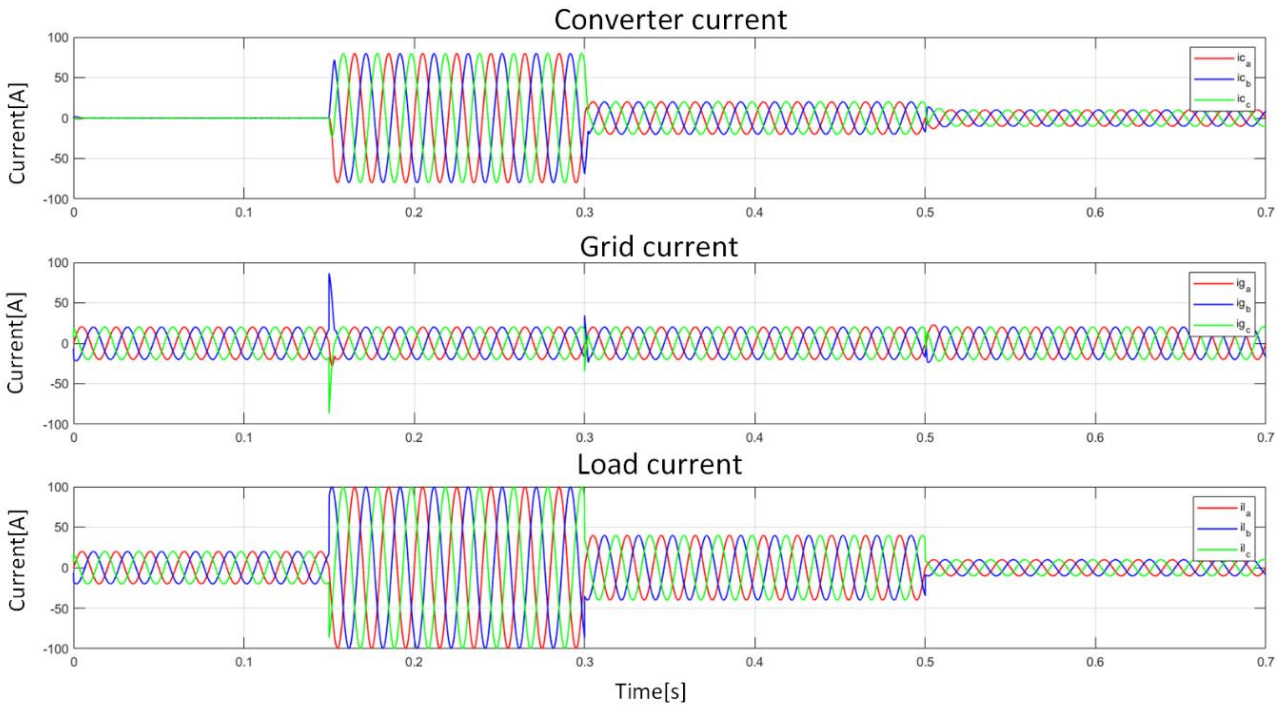


Fig. 5.5 Corrientes trifásicas de red, convertidor y carga para combinación UC-B-UC-B-UC-B-UC

Fuente: Elaboración Propia.

5.4.2 Voltaje del convertidor

Observando la fig. 5.6 y 5.8, vemos que variarán los niveles del convertidor dependiendo del impacto de carga. Por ejemplo, para el caso 1 siempre hay 2 módulos funcionando, por lo que existirán 3 niveles de voltaje en el convertidor. Luego, para el caso 2 se activan 6 módulos, por lo que debería haber 12 niveles (con un máximo de 600[V]), pero el índice de modulación del convertidor no es lo suficientemente alto (se mostrará en el inciso siguiente) como para que existan los 12 niveles, por lo que solo hay 10. El caso 3 es similar al caso 2, ya que se activan 4 módulos, pero existen 7 niveles. Finalmente, para el caso 4 hay 3 niveles con 2 módulos activos.

Por el lado del voltaje del convertidor vemos que no existen grandes diferencias al comparar las dos combinaciones de H-ESS. En las fig. 5.7 y 5.9 se puede ver un acercamiento a los instantes de tiempo donde aparecen los impactos de carga. El único punto para considerar es el rizado con cierta pendiente que tienen los niveles de voltaje del convertidor para la configuración B-B-B-B-UC-UC-UC, esto producto de las dinámicas de las baterías lo cual produce que tarden más tiempo en descargarse y cargarse.

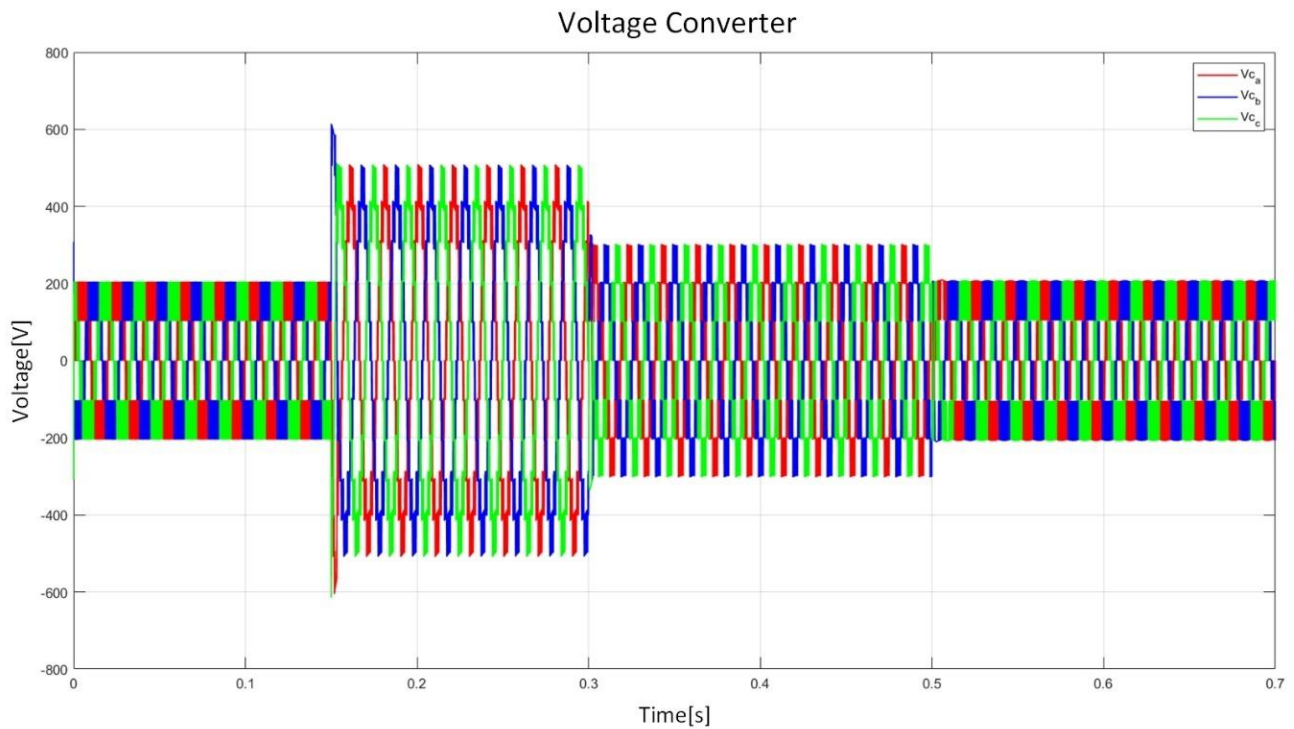


Fig. 5.6 Voltaje del convertidor para combinación B-B-B-B-UC-UC-UC

Fuente: Elaboración Propia.

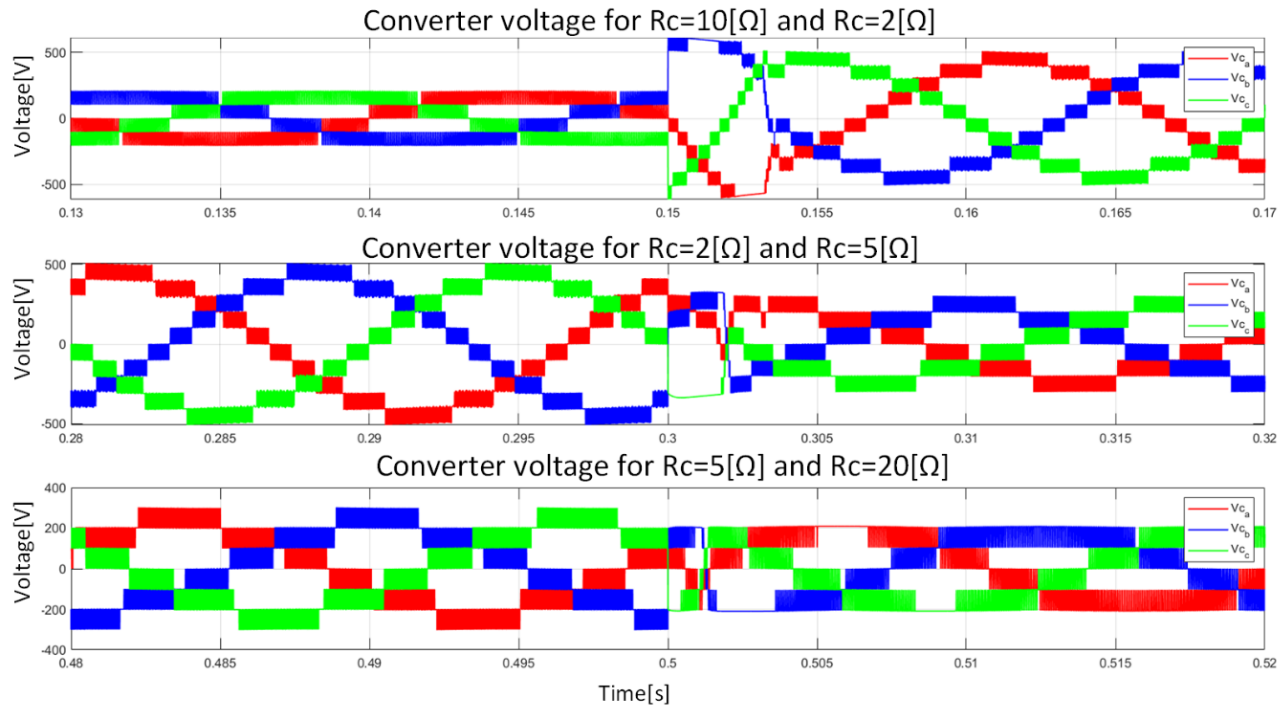


Fig. 5.7 Acercamiento del voltaje del convertidor para combinación B-B-B-B-UC-UC-UC

Fuente: Elaboración Propia.

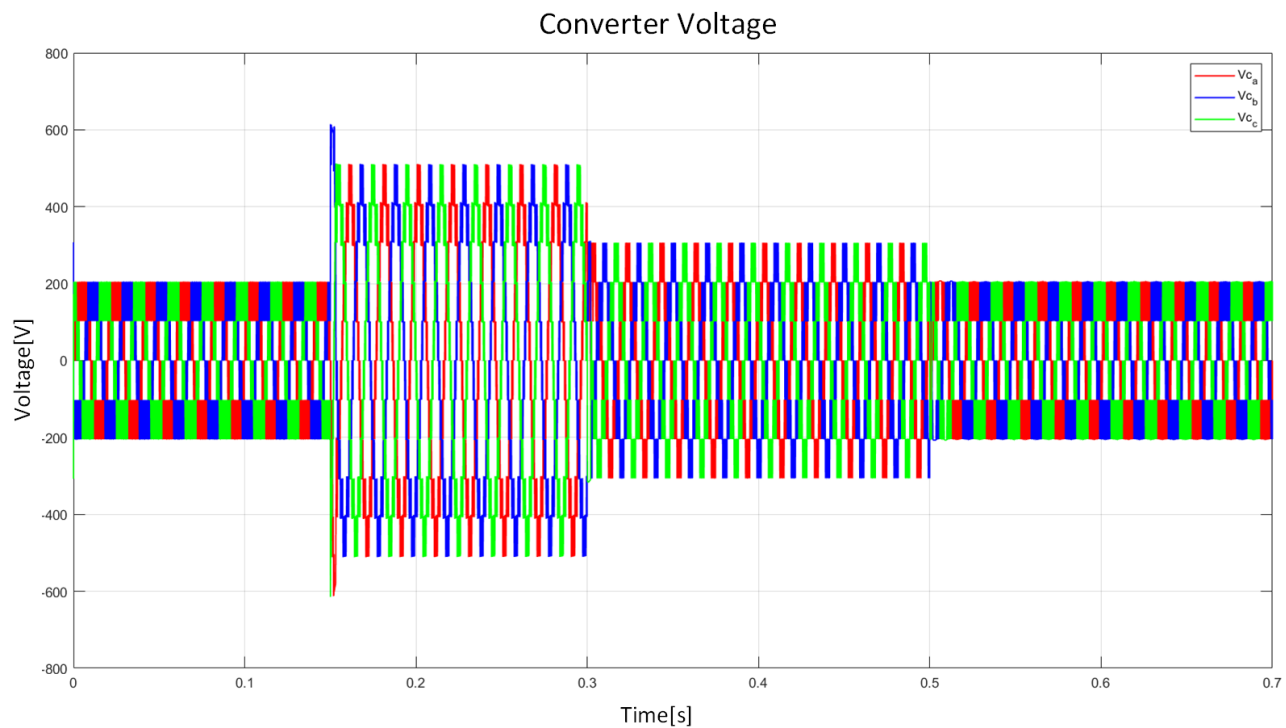


Fig. 5.8 Voltaje del convertidor para combinación UC-B-UC-B-UC-B-UC

Fuente: Elaboración Propia.

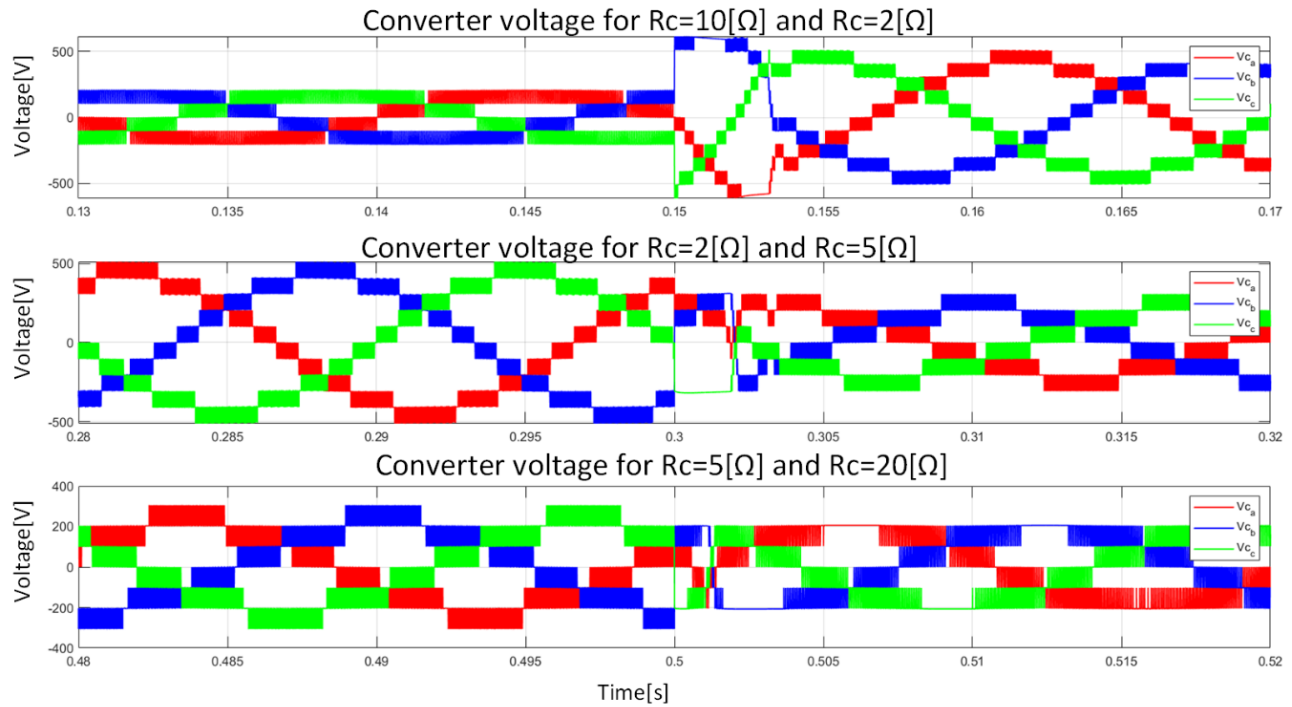


Fig. 5.9 Acercamiento del voltaje del convertidor para combinación UC-B-UC-B-UC-B-UC

Fuente: Elaboración Propia.

5.4.3 Índice de modulación

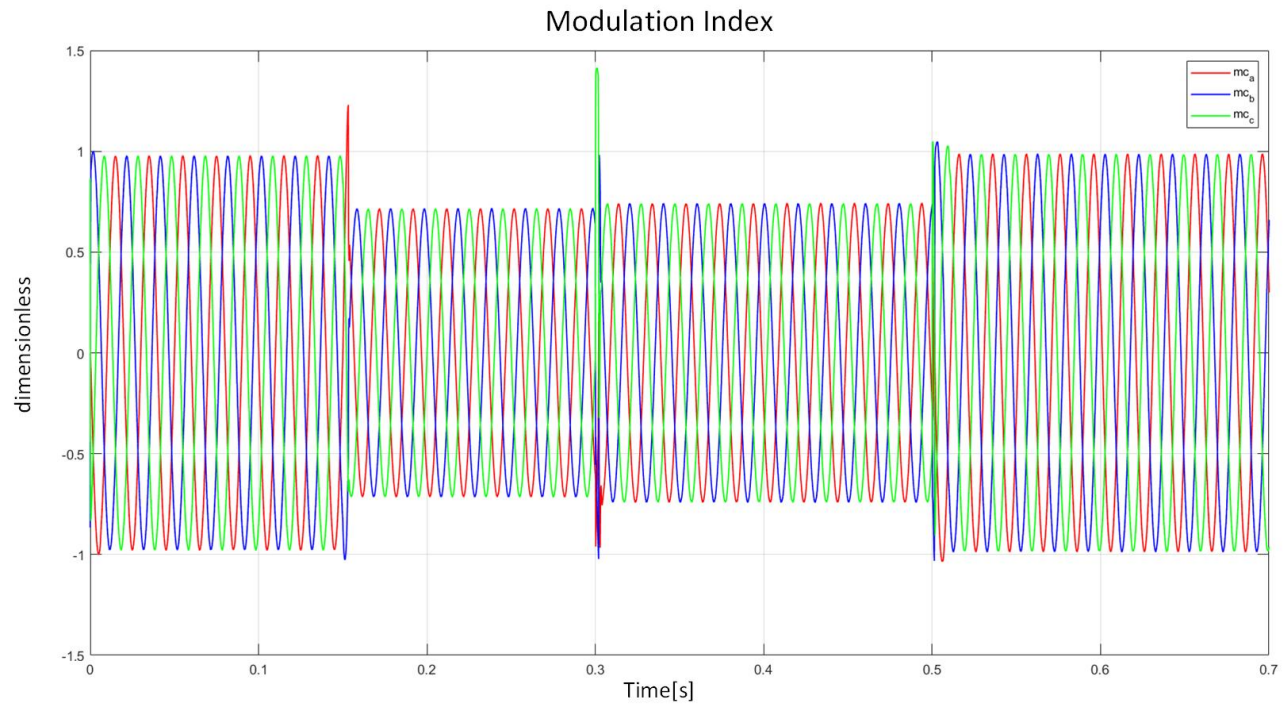


Fig. 5.10 Índices de modulación para combinación UC-B-UC-B-UC-B-UC

Fuente: Elaboración Propia.

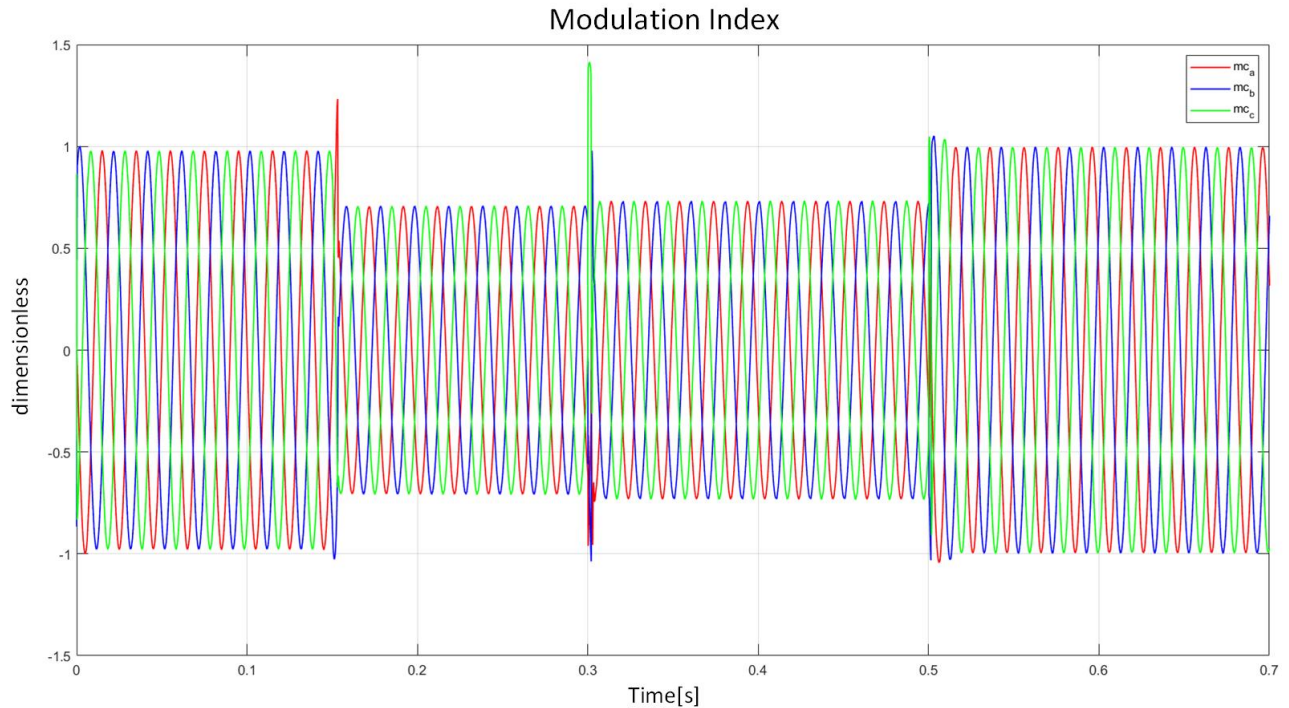


Fig. 5.11 Índices de modulación para combinación B-B-B-B-UC-UC-UC

Fuente: Elaboración Propia.

Los índices de modulación para las dos configuraciones son muy similares, no hay diferencias notorias a simple vista (comparar fig. 5.10 y fig. 5.11). Para el caso 1 y el caso 4 los índices de mantienen en 1, luego para el caso 2 y 3 tienen un valor de 0.7 aproximadamente, lo cual explica por qué no se observan todos los niveles en la Fig. 5.10 que corresponde al voltaje del convertidor. Observar para $t = 0.2[s]$ donde se tiene un índice de modulación cercano al 0.7 y se tienen 11 niveles visibles, cuando por la cantidad de módulos activados (6) deberían existir 13. Lo anterior se soluciona aumentando la referencia de corriente para obtener un índice de modulación cercano al 1.

5.4.4 Voltaje de los dispositivos de almacenamiento.

Por otro lado, tenemos que al aumentar la corriente inyectada por el convertidor también se produce una mayor oscilación en el voltaje de las baterías. Las baterías para la combinación B-B-B-B-UC-UC-UC (ver fig. 5.12) se mantienen con un voltaje constante para el **caso 1**, luego para el **caso 2** oscilan de mayor a menor desde el módulo M1 hasta el módulo M4. Para el módulo M1 las variaciones de voltaje son 105.2[V] a un mínimo de 93.7[V], por ende, habría un $\Delta V_{M1caso2} = 11.5[V]$ para cuando la corriente del convertidor es de 80[A_{peak}]. Analizando el voltaje de la

batería del módulo M4 tenemos que varía a un máximo de 104.55[V] a un mínimo de 96.1[V], por lo que existiría un $\Delta V_{M4caso2} = 8.45[V]$. Para el **caso 3** solo están oscilando las baterías de los módulos M1, M2 y M3 debido a que son los 3 módulos que se necesitan para inyectar 20[Apeak]. Los valores de la variación de voltaje en la batería del módulo M1 son de 102.6[V] a un mínimo de 99.48[V] teniendo un $\Delta V_{M1caso3} = 3.12[V]$. Para la batería del módulo M3 existe una variación de voltaje con un máximo de 102.55[V] y un mínimo de 99.4[V], por lo que el delta de voltaje será de $\Delta V_{M3caso3} = 3.15[V]$. No existe una gran diferencia entre la variación de voltaje para corrientes más pequeñas, las cuales requieren una menor cantidad de módulos activos. Para el **caso 4** hay 2 módulos activos los cuales son los módulos M1 y M2, para este caso se regeneran -10[Apeak] por lo cual la oscilación entre las dos baterías es muy similar. Las variaciones de voltaje son de 104.2[V] a 102.4[V] obteniendo un $\Delta V_{M1caso4} = 1.8[V]$.

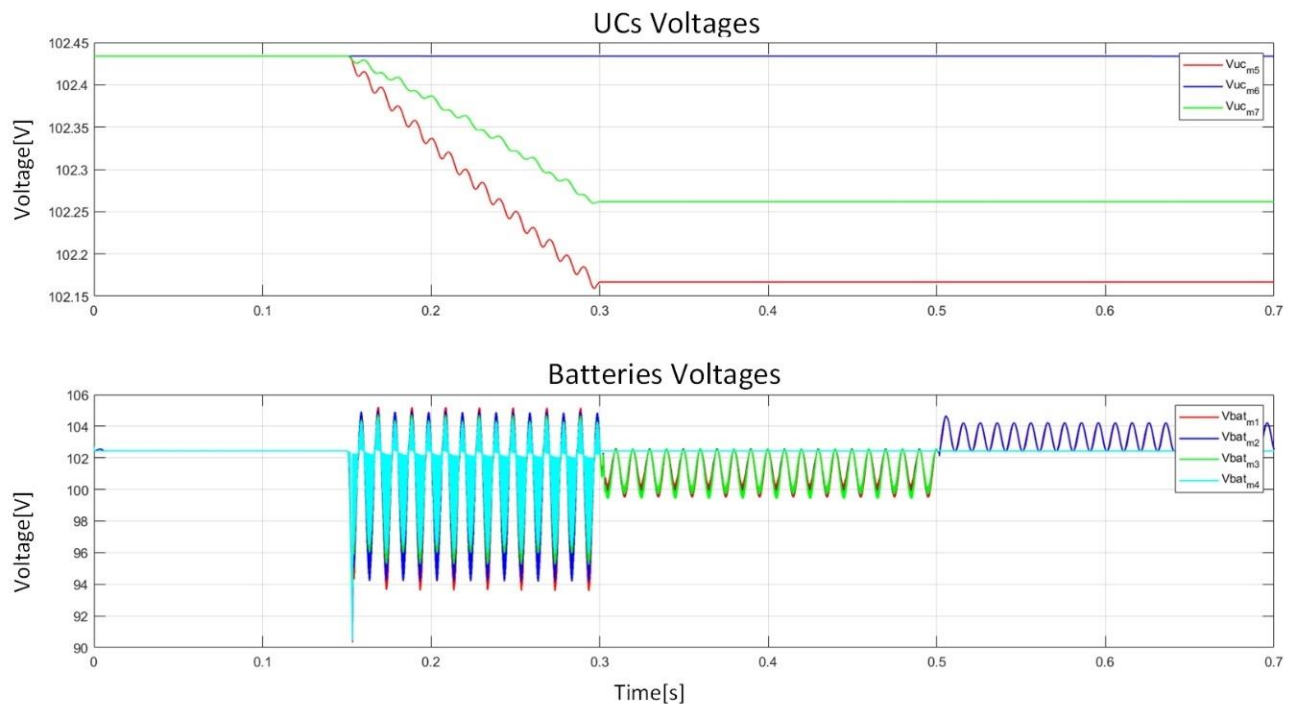


Fig. 5.12 Voltaje de las baterías para combinación B-B-B-B-UC-UC-UC.

Fuente: Elaboración Propia

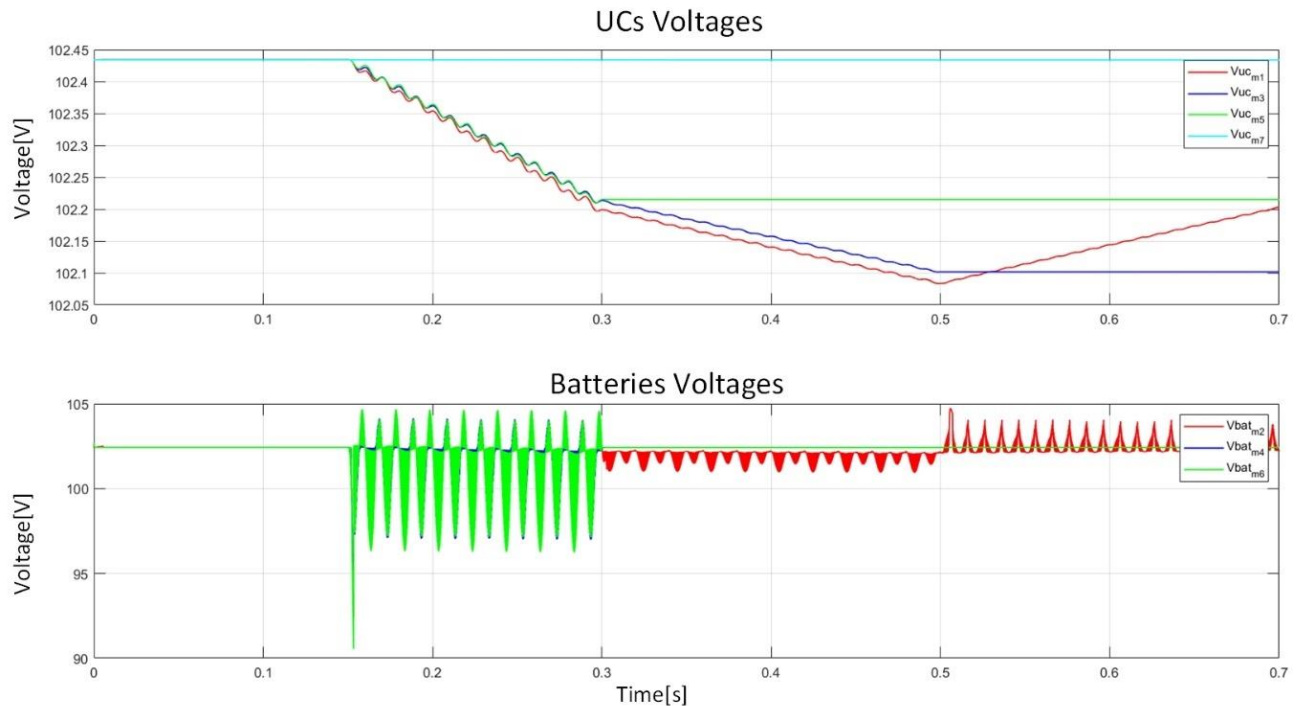


Fig. 5.13 Voltaje de las baterías para combinación UC-B-UC-B-UC-B-UC

Fuente: Elaboración Propia

Para la combinación UC-B-UC-B-UC-B-UC (ver fig. 5.13) se utilizan solo 3 baterías las cuales están distribuidas en los módulos M2, M4 y M6. Para el **caso 1** vemos que no existe variación de voltaje para la batería del módulo M2 ya que la corriente necesaria del convertidor es igual a 0[A], luego al llegar al **caso 2** vemos que la batería que más oscila su voltaje es la del módulo M6, la cual tiene valores de 104.7[V] como máximo y de 96.3[V] como mínimo por lo que tendría una variación de voltaje de $\Delta V_{M6caso2} = 8.4[V]$. Si comparamos con el caso 2 de la configuración B-B-B-B-UC-UC-UC tenemos que la mayor variación de voltaje se daba en la batería del M1 por lo que hay una disminución de un 27% aproximadamente en la variación de voltaje de la batería. Por otro lado, la batería que menos varía su voltaje en la combinación UC-B-UC-B-UC-B-UC es la batería del módulo M2, la cual tiene un máximo de voltaje de 103.9[V] y un mínimo de 98.4[V] por lo que el delta de voltaje sería $\Delta V_{M2caso2} = 5.5[V]$ y al comparar con la batería que menos oscila de la combinación B-B-B-B-UC-UC-UC vemos que al implementar una combinación intercalada partiendo con supercondensadores se reduce la variación de voltaje en un 35% aproximadamente. Luego, para el **caso 3** solo está en operación la batería del módulo M2 y vemos que su oscilación es muy pequeña, tiene un máximo de 102.8[V] como máximo y un mínimo de 100.97[V] obteniendo

así un delta de voltaje de $\Delta V_{M2caso3} = 1.83[V]$. Comparando con la combinación anterior tenemos que hay una significativa reducción de oscilación de voltaje en un 41%.

Si analizamos los voltajes de los supercondensadores en la fig. 5.12 vemos que para la combinación B-B-B-B-UC-UC-UC estos solo están activos para el **caso 2** debido a que los requerimientos de corriente hacen que se activen los módulos M5 y M6 donde hay supercondensadores. El voltaje del supercondensador del módulo M7 se mantiene constante debido a que está en bypass porque no está activo tal módulo. El voltaje del supercondensador del módulo M5 varía desde 102.44[V] hasta 102.16[V] lo cual da una variación de voltaje de $\Delta V_{M5caso2} = 0.28[V]$ y el voltaje del módulo del supercondensador del módulo M6 varía desde 102.44[V] hasta 102.26[V] lo cual da una variación de voltaje de $\Delta V_{M6caso2} = 0.18[V]$. Podemos concluir que mientras más lejos esté el supercondensador del punto neutro este se descargará más lento.

Luego, para la combinación UC-B-UC-B-UC-B-UC en la fig. 5.13 vemos que para el caso 1 el supercondensador del módulo M1 mantiene su voltaje nominal y luego al pasar al **caso 2** los supercondensadores de los módulos M1, M3 y M5 comienzan a disminuir su voltaje ya que están entregando potencia. La variación de los voltajes de los SC de los módulos M1, M3 y M5 es muy parecida, pasan de 102.43[V] a 102.2 [V] aproximadamente por lo que la variación de voltaje para los módulos M1, M3 y M5 es de $\Delta V_{M1,3,5caso2} = 0.23[V]$. Luego para el caso 3 los condensadores del M1 y M3 siguen descargándose hasta llegar a 102.08[V] y 102.1[V] respectivamente para que luego en el caso 4 el módulo M3 se ponga en estado bypass y el condensador del módulo M1 empiece a cargarse pasando de 102.08 a 102.2[V].

A continuación, se presentan tablas resumen con los datos mencionados en esta sección del capítulo.

TABLA 5.3 Variación de voltajes en los módulos para la combinación B-B-B-B-UC-UC-UC

Caso	Módulo	Variación
2	1	11.5[V]
	4	8.45[V]
	5	0.28[V]
	6	0.18[V]
3	1	3.12[V]
	3	3.15[V]
4	1	1.8[V]

TABLA 5.4 Variación de voltajes en los módulos para la combinación UC-B-UC-B-UC-B-UC

Caso	Módulo	Variación
2	2	5.5[V]
	6	8.4[V]
	1,3,5	0.23[V]
3	2	1.83[V]
	1	0.1[V]
	3	0.12[V]
4	1	1.2[V]

5.4.5 SOC de las baterías.

Una de las grandes diferencias entre las combinaciones es que en la combinación UC-B-UC-B-UC-B-UC hay una batería menos en comparación con la otra combinación. Además, cada batería se activa en una menor cantidad de veces, al menos para los casos presentados, producto que las baterías están en el módulo 2, 4 y 6, donde la batería del módulo 2 está siempre inyectando potencia a diferencia de las baterías del módulo 4 y 6, que se activan a medida que los requerimientos de potencia lo pidan. Vemos que en la fig. 5.15 entre los intervalos de tiempo $t_2 = 0.15[s]$ y $t_3 = 0.3[s]$ los cuales corresponden al caso 2, están descargándose las 3 baterías, en cambio para la configuración de la fig. 5.14 se descargan las 4 baterías. Ahora, para el caso 3 en la fig. 5.15 solo está la batería del módulo M2 inyectando potencia y para el caso 3 en la fig. 5.14 están las baterías del módulo M1 al módulo M3.

El punto mínimo del SOC se da en $t_5 = 0.5[s]$ para la batería del módulo M1 de la fig. 5.14 y tiene un valor de 99.984% aproximadamente. En el caso de la fig. 5.15 el punto mínimo del SOC se da también en $t_5 = 0.5[s]$, pero para la batería del módulo M2 y tiene un valor de 99.96% aproximadamente. Para el caso 3 las baterías del módulo M4 y M6 están en bypass por lo que mantienen su SOC constante. Para el caso 4 se cargan 2 baterías para la fig. 5.14 y se carga solo 1 para la fig. 5.15. Al tener una configuración UC-B-UC-B-UC-B-UC existe una menor variación en el estado de carga de las baterías lo cual colabora a aumentar su vida útil. Por último, podemos ver en la fig. 5.16 la forma en la que los SOC de las baterías convergen entre ellos producto de la paralelización que se produce en el MMSPC/CHB a corriente máxima permitida por el convertidor.

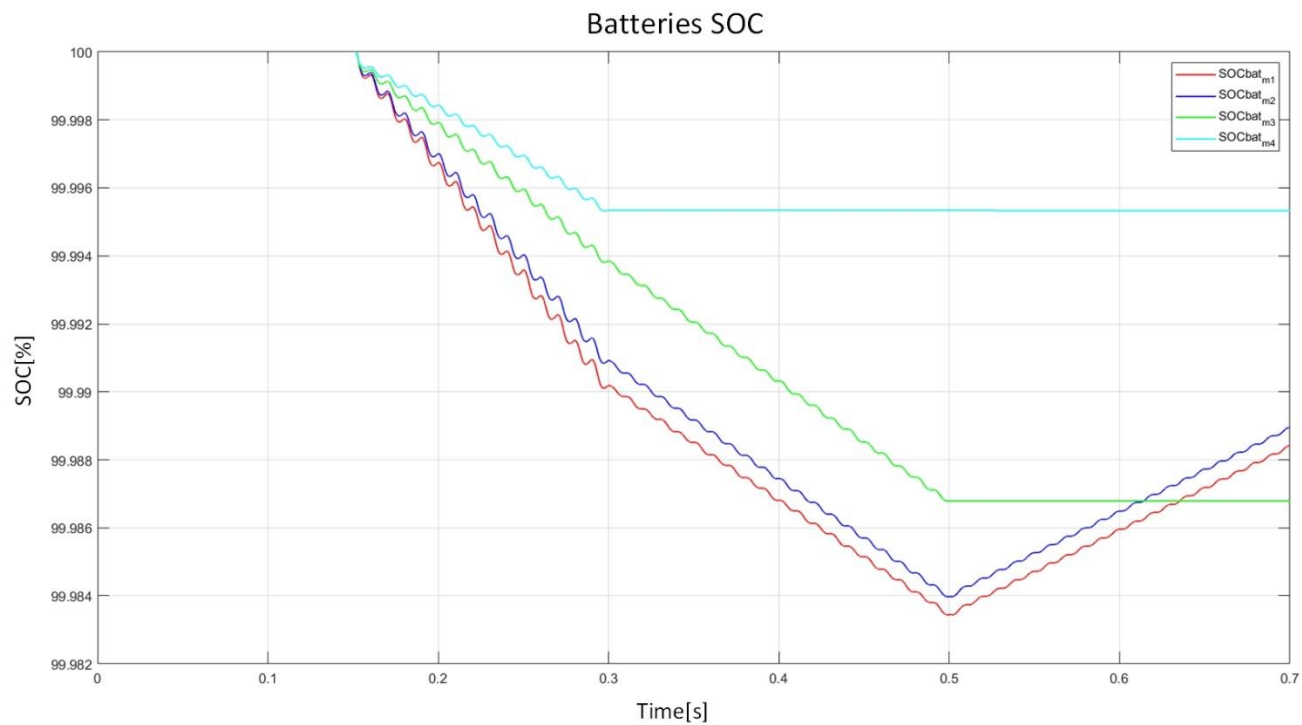


Fig. 5.14 SOC de las baterías para combinación B-B-B-B-UC-UC-UC

Fuente: Elaboración Propia

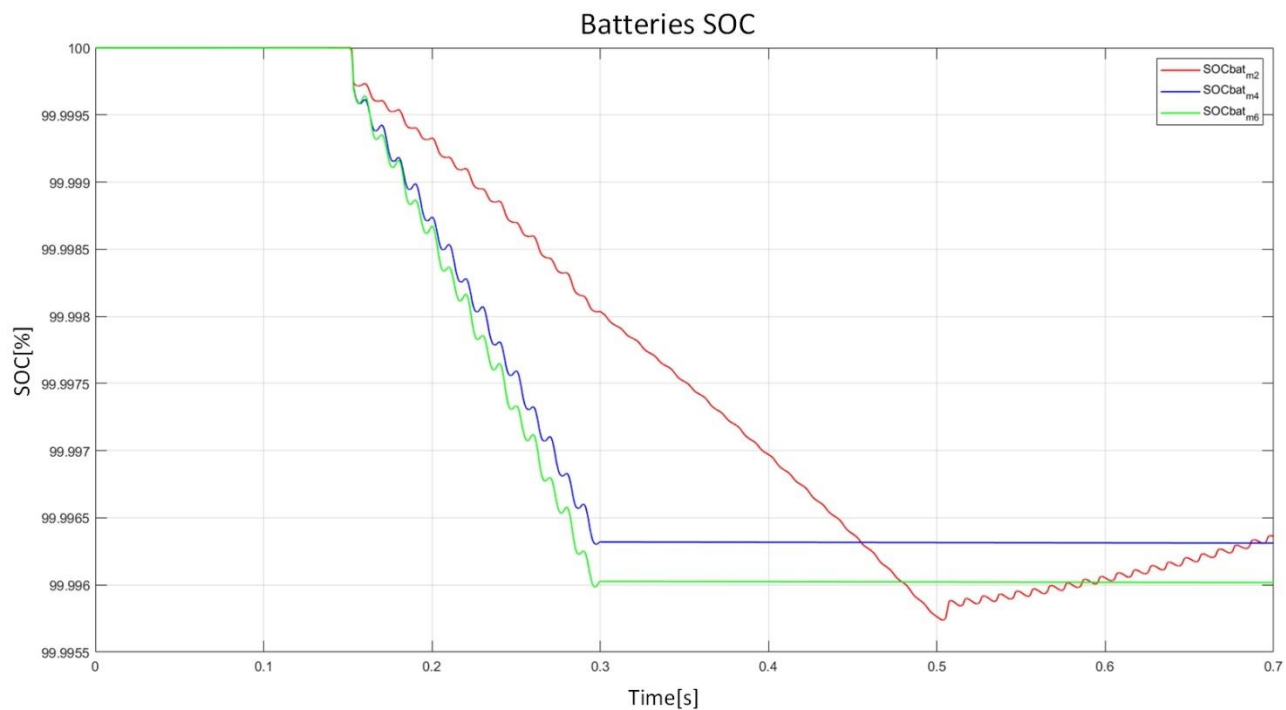


Fig. 5.15 SOC de las baterías para combinación UC-B-UC-B-UC-B-UC

Fuente: Elaboración Propia

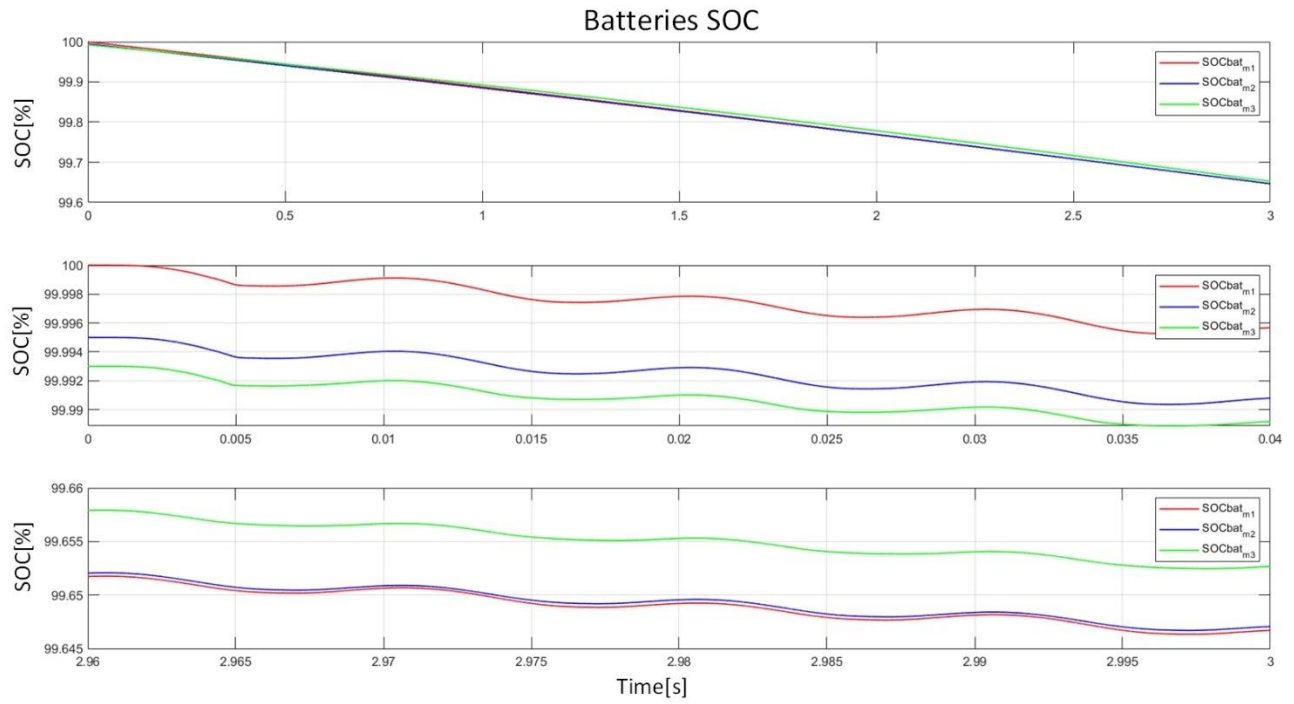


Fig. 5.16 SOC de las baterías para combinación B-B-B-B-UC-UC-UC y con máxima corriente permitida.

Fuente: Elaboración Propia.

Conclusiones

6.1 Sumario

En el presente documento se realizó un estudio con respecto al peak shaving, a los beneficios que puede traer a una red el uso de esta estrategia, así como también estudios con respecto a la ESS y a las topologías de VSC que han tenido ESS o H-ESS. Por otro lado, el estudio que se realizó con respecto al MMSPC y la simulación del CHB trifásico basado en tecnología MMSPC con H-ESS integrada se realizó con éxito obteniendo resultados convincentes y beneficiosos.

6.2 Conclusiones

De este trabajo podemos concluir que es necesaria la implementación de sistemas de almacenamiento de energía híbridos en los sistemas eléctricos de potencia debido a la inserción de ERV, entre otros, que requieren que la red sea más flexible.

Además, el convertidor propuesto tiene integrada tecnología H-ESS, por lo que permite una mayor versatilidad con respecto a las características de transferencia de energía que pueda tener este convertidor y así mismo también ayuda a la red a ser más flexible frente a variaciones de carga.

Los resultados mostrados en el capítulo 5 dan la validación de lo mencionado anteriormente, además del autobalance del voltaje de los módulos que tiene el convertidor.

Por otro lado, en el caso de las baterías, los estados de carga o SOC's convergen, por lo cual no solo no se necesita un lazo de control para el balance de los voltajes de los módulos, sino que también no se necesita un lazo de control para el SOC. Por otro lado, la diferencia entre los peaks máximos y mínimos de los voltajes de las baterías se ven reducidos considerablemente si es que el almacenamiento se ordena de forma intercalada (UC-B-UC-B-UC-B-UC).

Finalmente, producto de la diferencia de los voltajes de las baterías se vea disminuida por la combinación UC-B-UC-B-UC-B-UC se evita un sobrecalentamiento en las baterías así extendiendo su vida útil.

6.3 Trabajo Futuro

Como trabajo a futuro se puede realizar la implementación del CHB trifásico basado en tecnología MMSPC con H-ESS integrada, así también podría estar enfocada en la regulación de frecuencia

mediante inyección de potencia activa o en la regulación de voltaje mediante la inyección de potencia reactiva, lo cual se puede realizar implementando un lazo de control adecuado.

Bibliografía

- [1] G. Parise, L. Parise, A. Malerba, F. M. Pepe, A. Honorati and P. B. Chavdarian, "Comprehensive Peak-Shaving Solutions for Port Cranes," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 53, no. 3, pp. 1799-1806, May-June 2017.
- [2] Uddin, M., "A review on peak load shaving strategies" in Renewable and Sustainable Energy Reviews. (2017)
- [3] M. J. E. Alam, K. M. Muttaqi and D. Sutanto, "A Controllable Local Peak-Shaving Strategy for Effective Utilization of PEV Battery Capacity for Distribution Network Support," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 51, no. 3, pp. 2030-2037, May-June 2015
- [4] Y. Yang, H. Li, A. Aichhorn, J. Zheng and M. Greenleaf, "Sizing Strategy of Distributed Battery Storage System With High Penetration of Photovoltaic for Voltage Regulation and Peak Load Shaving," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 5, no. 2, pp. 982-991, March 2014
- [5] Y. Shi, B. Xu, D. Wang and B. Zhang, "Using Battery Storage for Peak Shaving and Frequency Regulation: Joint Optimization for Superlinear Gains," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 3, pp. 2882-2894, May 2018.
- [6] J. Leadbetter and L. Swan, "Battery storage system for residential electricity peak demand shaving," Energy Build., vol. 55, pp. 685–692, Dec. 2012
- [7] M. Koller, T. Borsche, A. Ulbig, and G. Andersson, "Review of grid applications with the Zurich 1 MW battery energy storage system," Elect.Power Syst. Res., vol. 120, pp. 128–135, Mar. 2015.
- [8] E. Spahic, M. Pieschel, R. Alvarez, G. Kuhn, V. Hild, G. Beck, N. Platt, "Power Intensive Energy Storage and Multilevel STATCOM for frequency and voltage grid support" in CIGRE, 2016
- [9] A. Bharadwaj Ch. and S. Maiti, "Modular multilevel STATCOM with energy storage," 2016 11th International Conference on Industrial and Information Systems (ICIIS), Roorkee, India, 2016, pp. 730-735.
- [10] Chivukula, Anil & Maiti, Suman & Dhal, Nirmalya & Chakraborty, Shuvam. (2019). Control and sizing of modular multilevel converter-based STATCOM with hybrid energy storage

system for large-scale integration of wind farms with the grid. Electrical Engineering.

- [11] P. D. Judge and T. C. Green, "Modular Multilevel Converter With Partially Rated Integrated Energy Storage Suitable for Frequency Support and Ancillary Service Provision," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 34, no. 1, pp. 208-219, Feb. 2019.
- [12] O. Adeyemo, S. Shushekar, J. Khazaei, P. Idowu and A. Asrari, "Small Signal Analysis of a VSC-Based Battery Energy Storage System with V/f Control," 2018 North American Power Symposium (NAPS), 2018, pp. 1-6.
- [13] L. Zhang, Yi Tang, Shunfeng Yang and F. Gao, "A modular multilevel converter-based grid-tied battery-supercapacitor hybrid energy storage system with decoupled power control," 2016 IEEE 8th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia), Hefei, China, 2016, pp. 2964-2971.
- [14] Z. Li, R. Lizana F., S. Sha, Z. Yu, A. V. Peterchev and S. M. Goetz, "Module Implementation and Modulation Strategy for Sensorless Balancing in Modular Multilevel Converters," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 34, no. 9, pp. 8405-8416, Sept. 2019.
- [15] J. Fang, F. Blaabjerg, S. Liu and S. M. Goetz, "A Review of Multilevel Converters With Parallel Connectivity," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 36, no. 11, pp. 12468-12489, Nov. 2021.

Anexo A. Implementación de un Inversor Medio Puente con MOSFET SIC integrados

A.1. Introducción

La temática de este anexo es la implementación de un Inversor medio puente con MOSFET SIC integrados, esto mediante el uso de módulos medio puente PEB 8024 de Imperix® y uso de la B-Box RCP (Rapid control prototyping) con la cual se realizará la modulación PWM y el lazo de control respectivo.

El objetivo de este capítulo es familiarizarse con la tecnología de módulos medio puente y el controlador B-Box de Imperix®.

A.2. Inversor medio puente.

El Inversor medio puente está caracterizado por transformar energía eléctrica DC a AC a través de dispositivos semiconductores que sean capaces de conmutar como lo son los Diodos, Transistores (IGBT, MOSFET, etc), Tiristores, etc, donde cada uno de los mencionados anteriormente se clasifican de acuerdo a la capacidad de control de su encendido/apagado, frecuencia de conmutación, potencia máxima, corriente máxima, etc. Para esta implementación se utilizarán dos MOSFET SIC. El circuito que se implementará se puede ver en la Fig. 6.1.

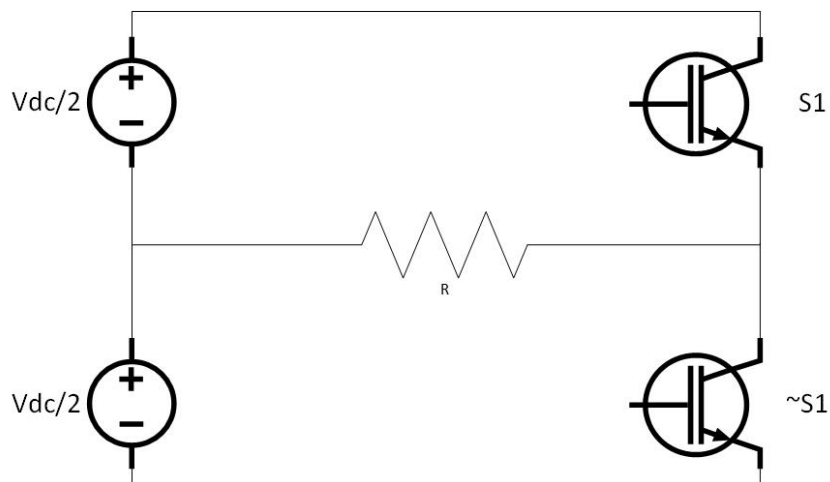


Fig. 6.1 Circuito a implementar del inversor medio puente.

Cuando $S_1 = 1$, $\sim S_1$ será igual a 0, por lo que el voltaje de salida en la resistencia V_o será $+V_{dc}/2$. Por otro lado, cuando $S_1 = 0$, $\sim S_1$ será igual a 1, por lo que $V_o = -V_{dc}/2$. Ahora, si tomamos en cuenta los dos estados se tendría un voltaje de salida igual a la Fig. 6.2, donde $V_s = V_{dc}$ es el voltaje de la fuente DC, T_d es el time dead o tiempo muerto de los MOSFET.

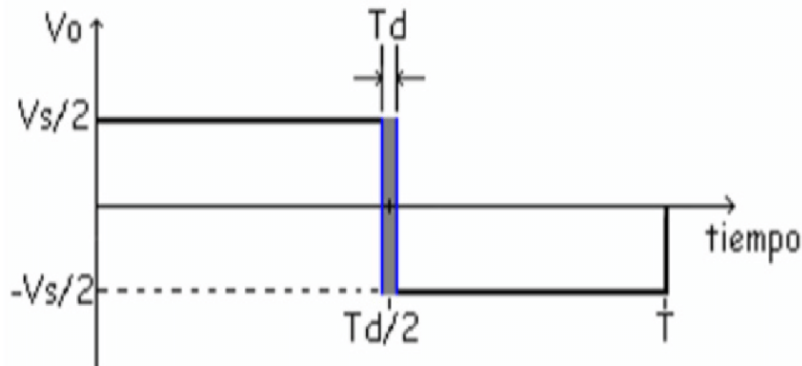


Fig. 6.2 Voltaje de salida del inversor medio puente.

A.3. B-Box RCP

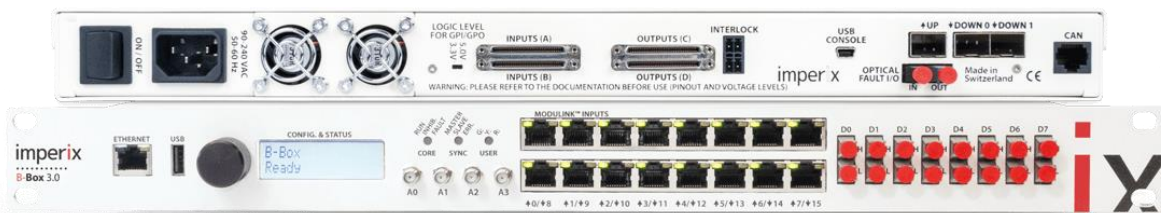


Fig. 6.3 B-Box RCP.

La B-Box RCP (ver Fig. 6.3) es una plataforma de control modular de donde saldrán los pulsos a los MOSFET por medio de fibra óptica. La conexión se realiza mediante Ethernet hacia un computador y el lazo de control se configura por medio del programa SIMULINK. Además, tiene unos canales de entradas analógicas mediante cables RJ45 donde van las señales de medición del módulo.

Por otro lado, el lazo de control que se utilizará en SIMULINK se puede ver en la Fig. 6.4, donde se utiliza una PWM Carrier-Based con un duty cycle que varía desde 0 a 1 en forma senoidal.

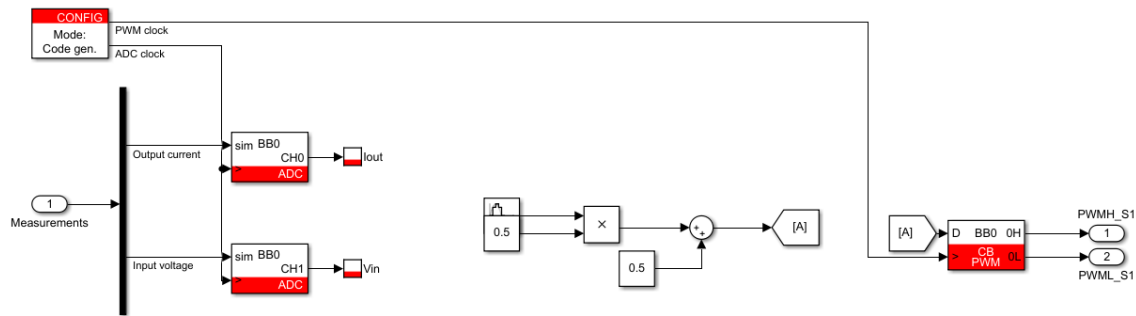


Fig. 6.4 Lazo de control utilizado.

De aquel bloque CB PWM salen los pulsos de disparo que van directo a la conexión de fibra óptica del módulo PEB 8024.

Para que el lazo de control puede generar el código que va a la B-Box hay que crear un Código C presionando “Build” en SIMULINK, al tener los controladores de la B-Box y su respectivo enlace con el computador se debe abrir el programa Imperix Cockpit® en donde se pueden activar los pulsos PWM.

A.4. Módulo PEB 8024 MOSFET SiC Half-Bridge

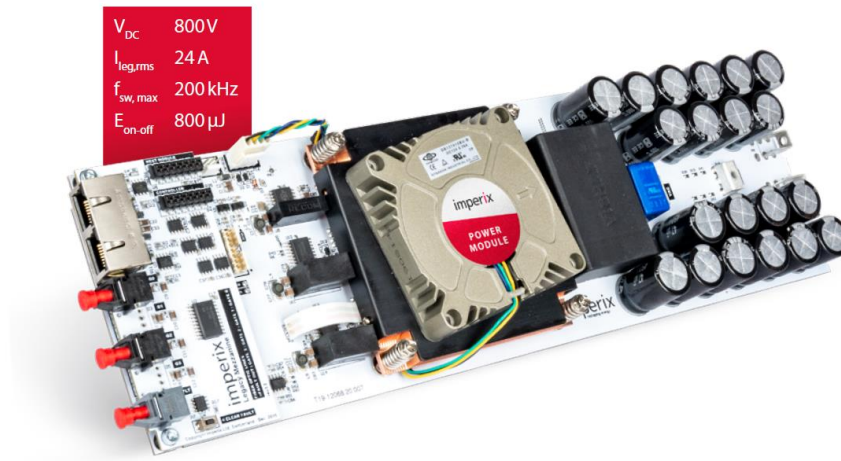


Fig. 6.5 Módulo PEB8024.

Este módulo medio puente fabricado por Imperix® trae consigo dos MOSFET SiC (Carbon de Silicio) los cuales tienen un mejor rendimiento respecto a densidad de potencia, corriente máxima o frecuencia de conmutación máxima que los MOSFET pueden soportar normalmente. Este módulo es capaz de medir el voltaje de entrada, así como también de medir la corriente que fluye por el punto común AC de los MOSFET, lo cual se puede ver en la Fig. 6.4 en los puntos I_{AC} y V_{DC} . Por otro lado, vemos los puntos de conexión DC+, DC-, AC y M. En DC+ y DC- se conecta en este caso una fuente DC. En

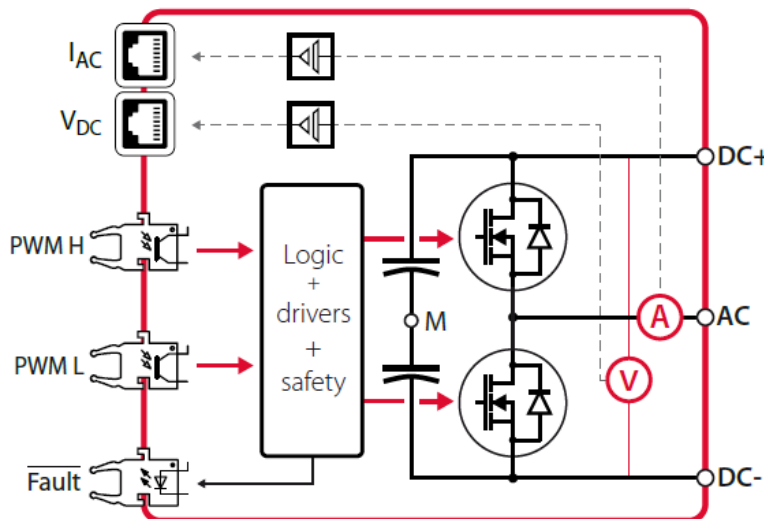


Fig. 6.6 Esquema principal del PEB 8024.

el punto medio M (con notación “N” en el cifrado real del MOSFET) se tomaría la mitad del valor de la fuente DC el cual sería nuestro $V_{dc}/2$. En los puntos de PWM H y PWM L es donde van las conexiones de fibra óptica donde se reciben los pulsos desde la B-Box.

Además, existe un punto de conexión llamado DPWR que sirven para activar los sensores y compuertas lógicas del módulo. Este punto es necesario alimentarlo con fuentes DC de 12V y 5V con neutro compartido.

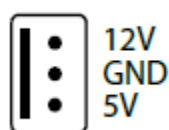


Fig. 6.7 Pines del punto de conexión DPWR.

Por otro lado, este módulo tiene protecciones ante sobrecorrientes, sobrevoltajes, cortocircuitos, etc. Además, existen LEDs que nos indican ciertas fallas, como, por ejemplo, fallas respecto a la alimentación del módulo, fallas de sobrecorrientes, etc, (ver Fig. 6.6). Es necesario que todos los LEDs estén apagados para que el módulo puede aceptar los pulsos de modulación y así funcionar correctamente.

N°	Text	Description
1	VOLT.	Over-voltage detected on the DC bus
2	CURR.	Over-current detected on the switching point (AC)
3	DESAT.	Excessive drain-source voltage during on-state
4	P.SUP.	Inadequate power supply voltage
5	T.FAN	Over-temperature on the cooler or fan fault
6	RMT	Remote fault (shared fault line)

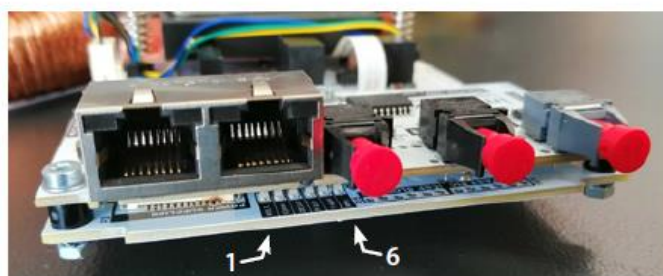


Fig. 6.8 Información de los LED de fallas del PEB 8024.

A.5. Resultados

Para medir el voltaje de salida se utilizará una sonda de voltaje conectada a un osciloscopio.

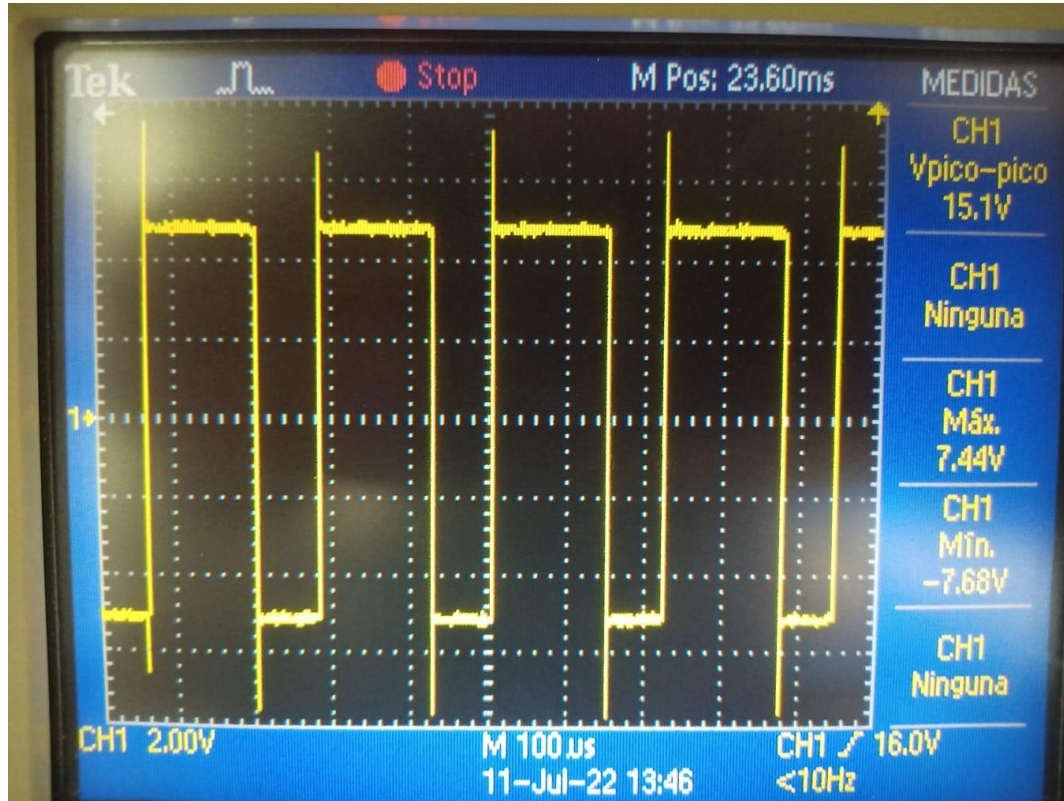


Fig. 6.9 Voltaje de Salida del Inversor Medio Puente.

En la Fig. 6.9 se puede ver la medición del voltaje de salida. En las mediciones se puede apreciar el aumento de voltaje que existe cuando hay cambios en la conmutación de los MOSFET esto producto del tiempo muerto de los dispositivos semiconductores. Por otro lado, vemos que el voltaje en el semiciclo positivo, sin considerar el aumento de voltaje en el tiempo muerto, llega a los 5[V] al estar el PEB 8024 energizado por una fuente DC de 10[V]. También el semiciclo negativo llega a los -5[V] correspondientes. Por lo tanto, se obtiene lo esperado con respecto a la Fig. 6.2.

