



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

**Concepción del proceso de diseño de un Sistema
Híbrido de Almacenamiento de Energía
compuesto por baterías y supercondensadores,
con aplicación a microrredes eléctricas
residenciales**

Eider Alexander Narváez Cubillos

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Bogotá, Colombia
2023

Concepción del proceso de diseño de un Sistema Híbrido de Almacenamiento de Energía compuesto por baterías y supercondensadores, con aplicación a microrredes eléctricas residenciales

Eider Alexander Narváez Cubillos

Tesis doctoral presentada como requisito parcial para optar al título de:
Doctor en Ingeniería – Ingeniería Eléctrica

Director:

Camilo Andrés Cortes Guerrero, PhD.

Codirector:

César Leonardo Trujillo Rodríguez, PhD.

Línea de Investigación:

Microgrids and Energy Storage

Grupo de Investigación:

EMC-UN Research Group

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Bogotá, Colombia

2023

*A Quien es mi luz en la oscuridad
A mi gran Mentor, Maestro y Protector
En Quien todo lo puedo, sin Quien nada soy
Al Que nunca me abandona, siempre me
abraza y siempre cree en mí, sin importar mis
dudas, mis faltas y mis miedos*

Declaración de obra original

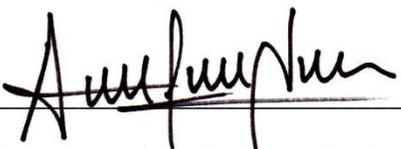
Yo declaro lo siguiente:

He leído el Acuerdo 035 de 2003 del Consejo Académico de la Universidad Nacional. «Reglamento sobre propiedad intelectual» y la Normatividad Nacional relacionada al respeto de los derechos de autor. Esta disertación representa mi trabajo original, excepto donde he reconocido las ideas, las palabras, o materiales de otros autores.

Cuando se han presentado ideas o palabras de otros autores en esta disertación, he realizado su respectivo reconocimiento aplicando correctamente los esquemas de citas y referencias bibliográficas en el estilo requerido.

He obtenido el permiso del autor o editor para incluir cualquier material con derechos de autor (por ejemplo, tablas, figuras, instrumentos de encuesta o grandes porciones de texto).

Por último, he sometido esta disertación a la herramienta de integridad académica, definida por la universidad.



Eider Alexander Narváez Cubillos

Fecha 30/01/2024

Agradecimientos

El autor agradece a las diferentes instituciones y personas que hicieron posible la realización de este trabajo.

En primera instancia a la Universidad Distrital Francisco José de Caldas que me apoyó financieramente por medio de la comisión de estudios remunerada y que ha destinado equipos, recursos y espacios para el desarrollo y la construcción de una microrred DC experimental que se constituye como una plataforma para la creación y el desarrollo de diferentes proyectos y nuevas líneas de investigación en el campo de microrredes y de los sistemas de almacenamiento de energía. Se agradece a los profesores César Trujillo y Nelson Díaz, de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas, expertos en electrónica de potencia y en control para convertidores conmutados. Gracias por la gestión y las incontables horas de tiempo dedicado al desarrollo del presente proyecto.

Se agradece a la Universidad Nacional y en particular al liderazgo del ingeniero y profesor Camilo Andrés Cortés Guerrero. Gracias por su gestión, su paciencia y sus constantes y provechosas correcciones en las diferentes etapas del proyecto. Creo que el desarrollo del presente proyecto de investigación ha beneficiado directa o indirectamente a las personas y grupos de trabajo en las instituciones que han colaborado, y confío que a su vez generará nuevas líneas y proyectos de investigación en el tema de sistemas de almacenamiento de energía, control para convertidores conmutados o electrónica de potencia, con aplicación a diferentes tipos de sistemas eléctricos.

Resumen

Concepción del proceso de diseño de un Sistema Híbrido de Almacenamiento de Energía compuesto por baterías y supercondensadores, con aplicación a microrredes eléctricas residenciales

El presente documento de Tesis de Doctorado aborda de forma integral las diferentes etapas en materia de diseño e implementación de un Sistema de Almacenamiento Híbrido de Almacenamiento de Energía (SHAE), compuesto por baterías de la familia de iones de litio y supercondensadores, con una aplicación potencial para microrredes eléctricas de tipo residencial. La forma de interconectar los elementos de almacenamiento y las características operativas de este tipo de sistemas eléctricos, generan condiciones específicas para el diseño, construcción y operación de los sistemas de almacenamiento de energía. Si bien las exigencias para los sistemas de almacenamiento de energía en microrredes residenciales, respecto a grandes densidades de potencia o de energía, no son muy altas, el cambio porcentual tan alto en los parámetros de corriente o potencia, cuando se conectan o se desconectan cargas o cuando hay pulsos o intermitencias en la generación local, propician un alto estrés eléctrico en las baterías, lo que conlleva a una disminución en su vida útil. Con la integración de un elemento almacenador que maneje un alto número de ciclos de carga y descarga, al igual que altas densidades de potencia, como es el caso de los condensadores de doble capa o supercondensadores, se puede reducir significativamente el estrés eléctrico de la batería y la vez prolongar su vida útil. Los objetivos del presente proyecto de investigación fueron formulados y desarrollados en torno a las actividades de definición y diseño de los algoritmos de control, evaluación y selección de las topologías para la interconexión y finalmente las etapas de diseño y construcción de un SHAE en una microrred DC de tipo residencial.

Palabras clave: Baterías de iones de Litio, Supercondensadores, SHAE, Microrred DC, convertidores conmutados de potencia, topologías para la interconexión.

Abstract

Conception of the design process for a Hybrid Energy Storage System composed of batteries and supercapacitors, with application to residential electrical microgrids

The present Doctoral Thesis document comprehensively addresses the different stages regarding the design and implementation of a Hybrid Energy Storage System (HESS), composed of lithium-ion batteries and supercapacitors, with a potential application for residential-type electric microgrids. The way storage elements are interconnected and the operational characteristics of these types of electrical systems generate specific conditions for the design, construction, and operation of energy storage systems. Although the requirements for energy storage systems in residential microgrids, in terms of high power or energy densities, are not very high, the high percentage change in current or power parameters when loads are connected or disconnected, or when there are pulses or intermittences in local generation, leads to high electrical stress on the batteries, resulting in a decrease in their lifespan. By integrating a storage element capable of handling a high number of charge-discharge cycles, as well as high power densities, such as electric double-layer capacitors or supercapacitors, the electrical stress on the battery can be significantly reduced, thereby prolonging its lifespan. The objectives of this research project were formulated and developed around the activities of definition and design of control algorithms, evaluation and selection of topologies for interconnection, and finally the stages of design and construction of a HESS in a residential-type DC microgrid.

Keywords: Lithium-ion Batteries, EDLC, Supercapacitors, HESS, DC Microgrid, Power Electronic Converters, Interconnection topologies.

Contenido

	Pág.
Resumen	IX
Lista de figuras	XIV
Lista de tablas	XVII
Lista de Símbolos y abreviaturas	XVIII
Introducción	1
1 Capítulo 1. Marco conceptual	5
1.1 Microrredes eléctricas	5
1.1.1 Microrredes Eléctricas residenciales.....	7
1.2 Tecnologías de almacenamiento de energía y características	9
1.3 Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE)	13
1.4 Sistemas Híbridos de Almacenamiento de Energía (SHAE)	15
1.4.1 Aplicaciones para SAE y SHAE	16
1.4.1.1 Aplicaciones de SAE y SHAE para Movilidad Eléctrica	17
1.4.1.2 Aplicaciones de SAE y SHAE en Sistemas Eléctricos de Potencia	18
1.4.1.3 Aplicaciones de SAE y SHAE en Microrredes Eléctricas.....	19
1.4.2 Dimensionamiento y optimización de un SHAE	21
1.4.3 Estrategias de control para SHAE	23
1.4.4 SHAE – Baterías y Supercondensadores	25
1.4.4.1 Topologías para la interconexión de Baterías y Supercondensadores	26
1.5 Alcance del presente proyecto de investigación	26
2 Capítulo 2. Topologías para la Interconexión de baterías y supercondensadores	29
2.1 Topología del convertidor DC/DC escogido. Sistema de almacenamiento basado en baterías.....	29
2.2 Familias de topologías para la interconexión de baterías y supercondensadores	32
2.2.1 Topología híbrida semi-activa en paralelo.....	33
2.2.2 Topología híbrida semi-activa de la batería	34
2.2.3 Topología híbrida activa en paralelo.	35
2.2.4 Topología híbrida activa serie del condensador	38
2.3 Conclusiones del capítulo.....	39

3	Capítulo 3. Descripción de las estrategias utilizadas para el control de un SHAE.....	41
3.1	Control modo corriente promedio. Primer nivel de control.....	41
3.2	Reparto dinámico de la carga. Segundo nivel de control.....	46
3.2.1	Efecto de la variación de la ganancia del lazo externo de control.....	49
3.2.2	Efecto en el perfil de tensión de la batería por el uso de SHAE	51
3.3	Sistema de gestión de energía para el SHAE. Tercer nivel de control	53
3.3.1	Algoritmo de carga y descarga del Supercondensador.....	53
3.3.2	Algoritmo de carga y descarga de la Batería. Microrred operando en modo Isla. 57	
3.3.2.1	Descarga de la batería y reconexión de la carga	59
3.3.2.2	Batería llega a su máxima carga, desconexión y reconexión de la generación60	
3.3.3	Algoritmo de carga y descarga de la Batería. Microrred operando en modo Interconectado.	62
3.4	Estructura general del sistema de control para un SHAE que opera en una microrred eléctrica DC, de tipo residencial	66
3.5	Conclusiones del capítulo	67
4	Capítulo 4. Propuesta para el diseño e implementación de un SHAE.....	69
4.1	Aspectos adicionales para el diseño de un SHAE.....	69
4.1.1	Dimensionamiento de la batería	70
4.1.2	Dimensionamiento del supercondensador.....	72
4.2	Construcción de un SHAE para una microrred DC.....	76
4.2.1	Carga Resistiva	78
4.2.2	Banco de baterías	78
4.2.3	Supercondensador	81
4.2.4	Fuente DC Bidireccional.....	82
4.2.5	Convertidores DC bidireccionales para el banco de baterías, el Supercondensador y la fuente DC Bidireccional.	83
4.2.6	OPAL - RT.....	84
4.2.7	Tarjetas para el acondicionamiento de los disparos de los convertidores.....	84
4.2.8	Osciloscopio Digital SIGLENT	86
4.3	Reporte del funcionamiento del SHAE implementado en la microrred DC experimental.....	86
4.4	Conclusiones del capítulo	91
5	Conclusiones y recomendaciones	93
5.1	Conclusiones	93
5.2	Recomendaciones	95
5.3	Aportes de la tesis doctoral.....	96
A.	Anexo: Especificaciones técnicas de operación de las baterías	101
B.	Anexo: Especificaciones técnicas del supercondensador	101
C.	Anexo: Especificaciones de la fuente bidireccional DC62120D-600	101
D.	Anexo: Sensor de corriente LA 55-P	102
E.	Anexo: Sensor de tensión LV 25-P	102

F. Anexo: Pines de conexión del convertidor DC bidireccional.....	102
G. Anexo: Descripción general del OPAL OP4510	103
H. Anexo: H. Osciloscopio Digital SIGLENT. SDS2354X Plus	103
Bibliografía	105

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1. Tipos de microrredes eléctricas. a. DC. b. AC. Adaptado de [3].	7
Figura 2. Elementos constitutivos de una microrred residencial. Adaptado de [6].	8
Figura 3. Clasificación de tecnologías de almacenamiento de energía. Adaptado de [1].	9
Figura 4. Tecnologías de almacenamiento según el tiempo de acción requerido. Adaptado de [1].	10
Figura 5. Clasificación de las tecnologías de almacenamiento de energía de acuerdo con su capacidad de almacenamiento. Adaptado de [1].	11
Figura 6. Comparación entre diversos tipos de baterías. Tomado de [11].	12
Figura 7. Estructura de un sistema de almacenamiento de energía.	14
Figura 8. Curvas de Ragone para un SAE y un SHAE de la misma capacidad [44].	21
Figura 9. Técnicas para el control y la gestión de la energía en un SHAE. Adaptado de [14].	24
Figura 10. Convertidor DC Bidireccional <i>Half-Bridge</i> .	30
Figura 11. Carga variable con baterías como único elemento almacenador. a) Corriente de carga pulsante [A]. b) Voltaje en el bus DC [V]. c) Corriente en la batería [A].	31
Figura 12. Topología híbrida semi-activa en paralelo. Adaptada de [18].	33
Figura 13. Gráficas de la simulación de la topología semi-activa en paralelo. a) Corriente de carga pulsante [A]. b) Corriente en el inductor [A]. c) Corriente del supercapacitor [A]. d) Corriente de la batería [A].	34
Figura 14. Topología híbrida semi-activa de la batería. Adaptada de [18].	35
Figura 15. Gráficas de la simulación de la topología semiactiva de la batería. a) Corriente de carga pulsante [A] b) Corriente de la batería [A]. c) Corriente del supercondensador [A].	35
Figura 16. Topología híbrida activa en paralelo. Adaptada de [18].	36
Figura 17. Gráficas de la simulación de un SHAE para la topología activa en paralelo. a) Corriente de la carga pulsante [A]. b) Corriente del supercondensador [A]. c) Corriente en la batería [A] d) Voltaje en terminales del supercondensador [V].	38
Figura 18. Topología híbrida activa serie del condensador. Adaptada de [18].	38
Figura 19. Estrategia de control en modo corriente promedio aplicada sobre el convertidor DC bidireccional <i>Half- Bridge</i> .	42
Figura 20. Diagramas de bode de los lazos de control de corriente (Ti) y tensión (Tv) para el convertidor de la batería.	44
Figura 21. Diagramas de bode de los lazos de control de corriente (Ti) y tensión (Tv) para el convertidor del supercondensador.	45

Figura 22. Datos de Irradiancia en un día nublado en zona tropical. Laboratorio de la Facultad Ciencias. Universidad Nacional de Colombia.....	47
Figura 23. Topología activa en paralelo con el esquema de control primario.....	48
Figura 24. Comportamiento de un SHAE en una microrred en modo Isla con $K_{SC}=4$. a) Corriente neta inyectada en el Bus DC. b) Corriente en la batería. c) Corriente en el SC. d) Tensión en terminales del Bus DC	50
Figura 25. Comportamiento de un SHAE en una microrred en modo Isla con $K_{SC}=0.5$. a) Corriente neta inyectada en el Bus DC. b) Corriente en la batería. c) Corriente en el SC. d) Tensión en terminales del Bus DC	50
Figura 26. Comportamiento de un SHAE en una microrred en modo Isla con $K_{SC}=0.05$. a) Corriente neta inyectada en el Bus DC. b) Corriente en la batería. c) Corriente en el SC. d) Tensión en terminales del Bus DC	51
Figura 27. Variación del voltaje en terminales de la batería para una microrred en modo Isla. Sistema de almacenamiento basado solo en baterías. a) Corriente neta inyectada en el Bus DC. b) Corriente en la batería. c) Tensión en terminales de la batería.....	52
Figura 28. Variación del voltaje en terminales de la batería para una microrred en modo Isla. Sistema de Almacenamiento Híbrido. a) Corriente neta inyectada en el Bus DC. b) Corriente en la batería. c) Corriente en el SC. d) Tensión en terminales de la batería....	52
Figura 29. Sistema de gestión de energía en el SC. Cualquier modo de operación de la microrred.....	55
Figura 30. Operación del algoritmo de control del SC. El SC se descarga y se restaura su tensión. a) Corriente inyectada en el bus DC. b) Corriente en la batería. c) Corriente en el supercondensador. d) Voltaje en terminales del SC	56
Figura 31. Operación del algoritmo de control del SC. El SC se carga a su máxima tensión y luego se descarga. a) Corriente inyectada en el bus DC. b) Corriente en la batería. c) Corriente en el supercondensador. d) Voltaje en terminales del SC	57
Figura 32. Sistema de gestión de energía para la batería, para un funcionamiento en modo isla de la microrred.	58
Figura 33. Simulación del algoritmo para el control de la carga en la batería. La batería se descarga. a) Corriente inyectada en el Bus DC. b) Corriente en la Batería. c) Corriente en el supercondensador. d) SoC de la batería	59
Figura 34. Reconexión de la carga cuando el SoC llega a un 60%. a) Corriente neta inyectada en el Bus DC. b) Corriente en la Batería. c) Corriente en el Supercondensador. d) SOC de la batería	60
Figura 35. Simulación del algoritmo para el control de la carga en la batería. La batería llega a su carga máxima. a) Corriente inyectada en el Bus DC. b) Corriente en la Batería. c) Corriente en el supercondensador. d) SoC de la batería	61
Figura 36. Reconexión de la generación cuando el SoC llega a un 60%. a) Corriente neta inyectada en el Bus DC. b) Corriente en la Batería. c) Corriente en el Supercondensador. d) SOC de la batería	61
Figura 37. Algoritmo para la gestión de la energía en la batería para el modo de operación interconectado de la microrred.....	62

Figura 38. La microrred cambia su modo de operación de isla a interconectado en $t=140s$. a) Corriente neta inyectada en el bus DC. b) Corriente inyectada de la red eléctrica. c) Corriente de la batería. d) SoC de la batería.....	64
Figura 39. La batería alcanza un SoC de 90% con la microrred en modo interconectado. a) Corriente neta inyectada en el Bus DC. b) Componente de la corriente que se inyecta desde la red eléctrica. c) Corriente de la batería. d) SOC de la batería.....	65
Figura 40. Cambio del modo de operación de la Microrred de interconectado a modo Isla en $t=160s$. a) Corriente neta inyectada en el Bus DC. b) Componente de la corriente que se inyecta desde la red eléctrica. c) Corriente de la batería. d) SoC de la batería.....	66
Figura 41. Estructura general del sistema de control propuesto para un SHAE	67
Figura 42. Datos de irradiancia en un día nublado en una zona tropical. Laboratorio de la Facultad de Ciencias. Universidad Nacional de Colombia	74
Figura 43. Simulación de un pulso de corriente generada para el dimensionamiento de la capacidad del SC.....	75
Figura 44. Diagrama general de conexión de los elementos que constituyen la microrred experimental con un SHAE.	76
Figura 45. Fotografías de la microrred DC experimental, con un SHAE compuesto por baterías y supercondensadores.	77
Figura 46. Banco de cargas resistivas para emular la carga en la Microrred DC.....	78
Figura 47. Modelo eléctrico del banco de baterías	79
Figura 48. Banco de baterías de la microrred DC experimental. Marca K2 Energy	80
Figura 49. Curvas de descarga de las baterías usadas en el montaje experimental.	80
Figura 50. Supercondensador utilizado en la microrred DC experimental. Marca Maxwell	81
Figura 51. Modelo eléctrico del supercondensador	81
Figura 52. Fuente DC programable, bidireccional, marca Chroma.	82
Figura 53. Convertidores tipo Half-Bridge, marca Semikron.....	83
Figura 54. OPAL OP4510, para las tareas de simulación en tiempo real y la ejecución de los algoritmos de control	84
Figura 55. Tarjeta para el acondicionamiento de los disparos y aislamiento optoelectrónico [115].....	85
Figura 56. Osciloscopio Digital SIGLENT. SDS2354X Plus.....	86
Figura 57. Funcionamiento del SHAE ante variaciones de carga. Prueba 1.....	87
Figura 58. Funcionamiento del SHAE ante variaciones de carga. Prueba 2.....	87
Figura 59. Influencia de la variación de las constantes del tercer lazo. Prueba 3.....	89
Figura 60. Influencia de la variación de las constantes del tercer lazo. Prueba 4.....	89
Figura 61. Restauración de la tensión en el SC. Simulación 1	90

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1. Tipos de baterías usadas en sistemas eléctricos [11]	11
Tabla 2. Comparación de la eficiencia de diferentes tecnologías de almacenamiento de energía. Adaptado de [12]–[14].	12
Tabla 3. Características operativas de tecnologías de almacenamiento. Adaptado de [12]	13
Tabla 4. Resumen de aplicaciones de las diferentes tecnologías de almacenamiento en sistemas eléctricos [1], [15]	19
Tabla 5. Parámetros del convertidor DC/DC para la batería	31
Tabla 6. Parámetros del convertidor DC/DC para el Supercondensador	37
Tabla 7. Funciones de transferencia de interés para el convertidor DC Bidireccional [92], [93], [99]	43
Tabla 8. Ganancias del tercer lazo de control del convertidor del SC	49
Tabla 9. Relación costo vs capacidad de almacenamiento de las tecnologías constitutivas de un SHAE	71
Tabla 10. Relación de la tensión en terminales con el SoC del banco de baterías, según los procesos de carga o descarga	80
Tabla 11. Relación de la ganancia del tercer lazo de control del convertidor del SC con el tiempo de establecimiento, frente a un cambio de carga	88

Lista de Símbolos y abreviaturas

I_{SC}	Corriente del supercondensador
V_{SC}	Tensión del supercondensador
I_{BATT}	Corriente de la batería
V_{BATT}	Tensión de la batería
I_{SC_H}	Corriente de salida del convertidor del supercondensador
I_{BATT_H}	Corriente de salida del convertidor de la batería
I_{BATT_K}	Corriente constante de carga de la batería, cuando la microrred opera en modo interconectado
I_{GRID}	Corriente inyectada desde la red eléctrica a la microrred
I_{LOAD}	Corriente de carga
I_{PV}	Corriente inyectada de generación PV
K_{BATT}	Ganancia del tercer lazo de control del convertidor de la batería
K_{SC}	Ganancia del tercer lazo de control del convertidor del SC
$G_{i_BATTERY}$	Controlador de corriente de la batería
$G_{v_BATTERY}$	Controlador de tensión de la batería
G_{i_SC}	Controlador de corriente del supercondensador
G_{v_SC}	Controlador de tensión del supercondensador
K_i	Ganancia del lazo de corriente
K_v	Ganancia del lazo de tensión
w_{z1}	Cero en la función de transferencia del controlador
w_{p1}	Polo en la función de transferencia del controlador
V_{SC_RATED}	Tensión nominal del supercondensador
E_{SC}	Energía acumulada en el supercondensador
E_{SC_RATED}	Energía acumulada en el SC con su tensión nominal
E_{REF}	Energía acumulada en el SC con su tensión de referencia
V_{REF}	Tensión de referencia en el supercondensador
C_{BATT}	Capacidad de la batería

Introducción

La evolución de los sistemas eléctricos ha instaurado nuevos retos en la ingeniería, frente al desarrollo de nuevas tecnologías de dispositivos eléctricos y electrónicos, materiales, algoritmos para el control y la gestión de la energía. El cambio de un modelo centralizado de grandes centrales de generación por un esquema de generación in situ, aprovechando el potencial energético de cada región, de la mano con las necesidades energéticas locales, han permitido la integración de nuevas fuentes de generación como solar y eólica. No obstante, el recurso derivado de estas fuentes de energía, presenta una naturaleza intermitente que es difícil de despachar con una potencia correspondiente a los perfiles de carga. A pesar de que los sistemas eléctricos ya están acoplados con sistemas de generación alternativa, cuya totalidad de energía generada se inyecta en el sistema eléctrico, la creciente penetración y proliferación de estas tecnologías de generación conlleva la necesidad de implementar sistemas de almacenamiento de energía (SAE). Estos sistemas son cruciales para mantener un equilibrio de carga en tiempo real entre la demanda existente y la generación disponible, mediante la absorción de los excedentes de generación y el suministro de la energía necesaria en momentos en que la demanda supera a la generación [1].

La integración de fuentes de generación distribuida se ha venido implementando cada vez con mayor frecuencia en los sistemas eléctricos en los últimos años, tanto a un nivel macro, con conexión a los sistemas de transmisión, como a nivel micro, para el abastecimiento de las necesidades energéticas de pequeñas poblaciones o cargas, especialmente en zonas no interconectadas. Una parte del sistema eléctrico que integra cargas y fuentes de generación distribuida, y puede funcionar como una entidad controlable conectada a la red o en modo isla, constituye una microrred eléctrica. El departamento de Energía de los Estados Unidos define una microrred como *“Un grupo de cargas y de fuentes de generación distribuida (GD) interconectadas dentro de unos límites o fronteras eléctricas claramente definidas, que actúan como un solo elemento controlable con respecto a una*

red eléctrica. Una microrred puede conectarse y desconectarse de la red de manera que puede funcionar de forma interconectada o en modo isla" [2]. Como complemento a esta definición, se podría hablar de una microrred eléctrica residencial, que cuenta con las características constructivas y operativas de una microrred, pero con aplicación en instalaciones eléctricas de uso final, de tipo residencial. Los SAE que realizan el balance de potencia en este tipo de microrredes, se basan convencionalmente en baterías, con una marcada tendencia hacia el uso de baterías derivadas de la tecnología de iones de litio. A diferencia de una microrred con fuentes y carga de mayor capacidad o potencia, una microrred residencial presenta grandes variaciones porcentuales en sus cambios de carga y generación. Esto hace que las baterías sean sometidas a un mayor estrés eléctrico, por los cambios súbitos de corriente derivados de la conexión y desconexión de carga o de la intermitencia en los aportes de generación. El constante ciclo de carga y descarga en los sistemas de almacenamiento de energía (SAE) basados en baterías reduce significativamente su vida útil, lo que conlleva impactos negativos tanto económicos como ambientales. Una solución potencial a este problema es la integración de dos o más tecnologías de almacenamiento con distintas características operativas. Esta combinación permitiría una respuesta más equilibrada ante fluctuaciones bruscas en la carga o la generación, mitigando así el desgaste acelerado de las baterías. Entre las combinaciones de tecnologías de almacenamiento más estudiadas, se encuentran las de baterías con supercondensadores. En contraste con las baterías, los supercondensadores pueden soportar cambios bruscos en su corriente de salida sin afectar significativamente su vida útil, ya que pueden manejar más de 10.000 veces los ciclos de carga-descarga para los que está diseñada una batería. El papel del supercondensador, consistirá en suministrar o absorber de manera transitoria, la energía en un cambio súbito de carga, mientras que la batería cambia su corriente de una forma suavizada, reduciendo el estrés eléctrico sobre la misma mientras se contribuye con el aumento de su vida útil. No obstante, para que se produzca un reparto de carga dinámico y efectivo, el sistema del almacenamiento, ahora llamado un sistema híbrido de almacenamiento de energía (SHAE), será un sistema más costoso y más complejo, no solo en relación con la parte constructiva, sino también en los algoritmos de control para la gestión de la energía asociada con cada almacenador.

A partir de la problemática expuesta anteriormente, se crea la necesidad de investigar en la temática de los SAE y de los SHAE, utilizados en microrredes eléctricas, en la que se plantea diferentes retos asociados al dimensionamiento de la capacidad de

almacenamiento, al tipo, uso y control de los convertidores que conectan los medios de almacenamiento a los sistemas eléctricos y a los algoritmos de nivel superior para la gestión de la energía y para los sistemas de carga y descarga (EMS). El proyecto de investigación culmina con la puesta en funcionamiento de un SHAE implementado en una microrred experimental, en la que se pone a prueba el diseño integral del SHAE. Los resultados obtenidos a la fecha de culminación del proyecto muestran un buen desempeño en el funcionamiento del SHAE y generan nuevos retos de mejora en la implementación de los SHAE en sistemas eléctricos.

1 Capítulo 1. Marco conceptual

Este capítulo detalla el contexto y el alcance del problema de investigación, conforme a los objetivos establecidos en la propuesta de tesis que fue evaluada y aprobada a mediados de 2017. Incluye una revisión teórica sobre las microrredes eléctricas y las tecnologías de almacenamiento para diversas aplicaciones, enfocándose también en las estrategias de configuración, interconexión e integración con los sistemas eléctricos existentes. Adicionalmente, se ofrece una visión general sobre las distintas alternativas de control para un Sistema Híbrido de Almacenamiento de Energía en varios niveles operativos.

1.1 Microrredes eléctricas

A partir su definición [2], una microrred se diferencia de cualquier otra red o subsistema eléctrico, fundamentalmente por las siguientes características:

- Es un sistema o hace parte de un sistema eléctrico, con unos límites o fronteras claramente definidas
- El sistema incluye cargas y sistemas de generación distribuida.
- La microrred actúa como un ente o elemento controlable respecto a una red eléctrica.
- Tiene la capacidad de desconectarse de una red eléctrica de manera que pueda trabajar de forma interconectada o en modo isla.

Cumpliendo con estas características constituyentes de una microrred eléctrica, quedan muchos otros aspectos por definir en las diversas variaciones que puede adoptar la configuración de una microrred. Todos estos aspectos contribuyen a la creación de múltiples tipos de microrredes que se pueden clasificar según el tipo de generación que se emplea, el tipo de cargas que se alimentan, el nivel de tensión empleado, las características eléctricas (DC o AC), el tipo de tecnologías de almacenamiento de energía,

las topologías para la integración de los elementos que componen la microrred y el tipo de estrategias de control para la gestión de la energía [3].

Las microrredes ofrecen diversos beneficios técnicos y económicos a los sistemas eléctricos de distribución. Entre los principales se tienen la reducción de las pérdidas por la disminución de los flujos de potencia en las redes de transmisión y distribución, una mejor calidad de potencia a través del control de la potencia reactiva y el despacho de potencia activa con restricciones, disminución de la congestión de líneas y redes y mejora en la confiabilidad del suministro de energía eléctrica [4].

En la Figura 1 se muestran dos ejemplos de topologías de microrredes en la clasificación DC y AC. Aunque en la actualidad los grandes sistemas eléctricos de potencia a lo largo de todo el mundo son basados en la tecnología AC, debido a la tecnología disponible en el momento de su planeación y construcción, la proliferación de las cargas en DC para diversas aplicaciones hacen que las microrredes en DC sean atractivas por mejoras en términos de simplicidad, costo y eficiencia. En síntesis se pueden enunciar algunas de las principales ventajas del uso de microrredes DC [5]:

- **Fuentes de generación en DC y tecnologías de almacenamiento:** Algunos sistemas de generación y tecnologías de almacenamiento tienen su salida en DC.
- **Cargas en DC:** Cada vez más presentes en los sistemas eléctricos, gracias a la proliferación de dispositivos electrónicos en casas y edificios.
- **Integración de vehículos eléctricos:** Se constituyen como otro tipo más de cargas DC, cada vez con mayor presencia e importancia en las instalaciones eléctricas de uso final. Sus sistemas de carga de baterías, se pueden acondicionar fácilmente a una red en DC.
- **Eficiencia:** Los sistemas eléctricos en DC son intrínsecamente más eficientes ya que no se cuenta con los problemas asociados al efecto piel o a la carga reactiva en las líneas de distribución.
- **Reducción de las etapas de conversión:** al haber un mayor número de cargas y aplicaciones de alimentadores en DC, se hacen innecesarias las etapas de convertidores DC- AC y AC-DC, que repercuten en mayores pérdidas de energía.

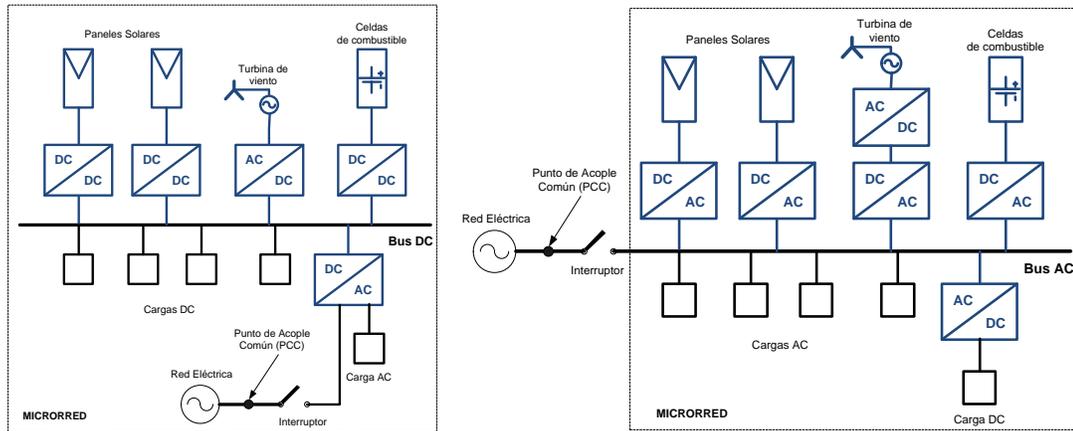


Figura 1. Tipos de microrredes eléctricas. a. DC. b. AC. Adaptado de [3].

1.1.1 Microrredes Eléctricas residenciales.

A pesar de que no hay una definición ampliamente aceptada para este tipo de microrredes, se deduce que se refiere a una microrred diseñada para aplicaciones en instalaciones eléctricas domiciliarias. En este contexto, las cargas y potencias manejadas son congruentes con las necesidades y capacidades de una casa individual o un conjunto de viviendas. La potencia instalada en una vivienda varía según diversos factores, como el estrato socioeconómico y las necesidades energéticas básicas, las cuales dependen de la ubicación geográfica del inmueble. Para aplicaciones domiciliarias, es común encontrar un rango de potencia instalada entre 2 kVA y 15 kVA.

Los componentes de una microrred residencial se ilustran en la Figura 2. De igual manera, las fuentes de generación integradas en la microrred están dimensionadas proporcionalmente a la potencia instalada del conjunto de usuarios. La expansión de este tipo de sub-sistemas eléctricos está influenciada por factores como el costo, la calidad y la confiabilidad del suministro eléctrico, así como por la disponibilidad de fuentes alternativas para la generación de energía local.

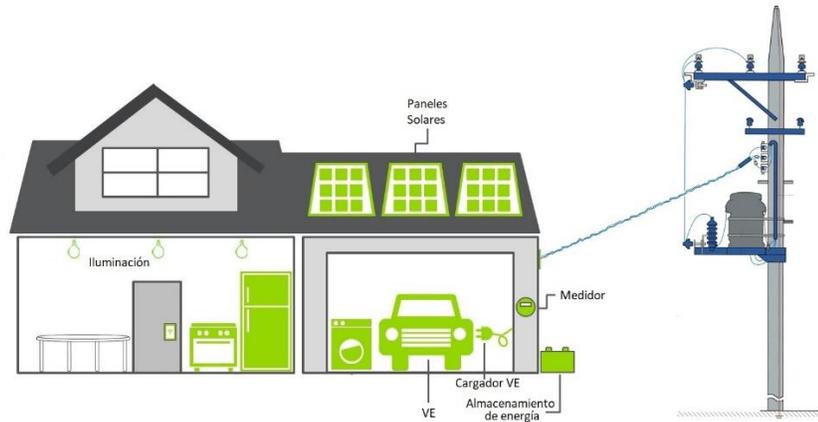


Figura 2. Elementos constitutivos de una microrred residencial. Adaptado de [6].

En la actualidad hay varias iniciativas para la implementación de sistemas de generación distribuida en microrredes para aplicaciones residenciales [7]–[9], siendo dominante la topología AC, en razón de la normalización de los niveles de tensión y frecuencia de las instalaciones de uso final. No obstante, conscientes de los beneficios de las microrredes en DC, se empiezan a desarrollar e implementar los primeros prototipos para aplicación residencial. El reto para el futuro de este tipo de sistemas eléctricos es superar las barreras en materia de conectividad, falta de regulación y normalización, esquemas de protecciones eléctricas, estándares y reglamentos, entre otras [5].

Como consecuencia del ejercicio de la implementación de microrredes DC con aplicaciones residenciales, algunos investigadores han evidenciado una mejor respuesta del sistema en términos de estabilidad y calidad de potencia. Un ejemplo de lo anterior es que frente a perturbaciones temporales en la red eléctrica, como la reducción de la tensión a un 50% de su valor nominal, no se presenta una variación significativa de la tensión en las cargas conectadas a un bus DC, gracias a la acción del inversor como interfaz de acople entre la microrred y la red eléctrica [10].

Para el eventual funcionamiento en modo isla de una microrred residencial que integra fuentes renovables de energía, los dispositivos o tecnologías para el almacenamiento de la energía se deben escoger y dimensionar de acuerdo con las necesidades de operación de la microrred, el tipo de cargas que se conectan, la autonomía prevista ante la ausencia de generación y la naturaleza intermitente de las fuentes de generación.

A diferencia de las microrredes con punto de acople común (PCC por sus siglas en inglés) en nodos de distribución asociados a niveles de media tensión, o en nodos con niveles de alta tensión, en las microrredes residenciales se puede presentar grandes variaciones porcentuales de la corriente neta inyectada por la conexión y desconexión súbita de cargas con alta potencia (aire acondicionado, sistemas de calefacción, calentamiento de agua, vehículos eléctricos). De manera adicional, la naturaleza intermitente de los aportes de energía de fuentes alternativas presenta variaciones importantes en la corriente inyectada en el sistema. Las grandes variaciones de corriente desde y hacia las baterías reducen considerablemente su vida útil. Para dar solución a esta problemática, el SAE convencional de la microrred residencial se cambia por un SHAE compuesto por baterías de iones de litio y supercondensadores. La forma como se integran al sistema eléctrico, su dimensionamiento y las técnicas de control para el reparto de carga y la gestión de la energía constituyen un proceso de diseño que se explica en las siguientes secciones.

1.2 Tecnologías de almacenamiento de energía y características

Durante décadas se han usado diferentes formas para el almacenamiento de la energía con múltiples aplicaciones. Las tecnologías más usadas para el almacenamiento de energía se clasifican en cuatro grandes familias tal como se ilustra en la Figura 3. El uso de una tecnología de almacenamiento en particular, varía de acuerdo con su costo, capacidad de almacenamiento o tecnología disponible.

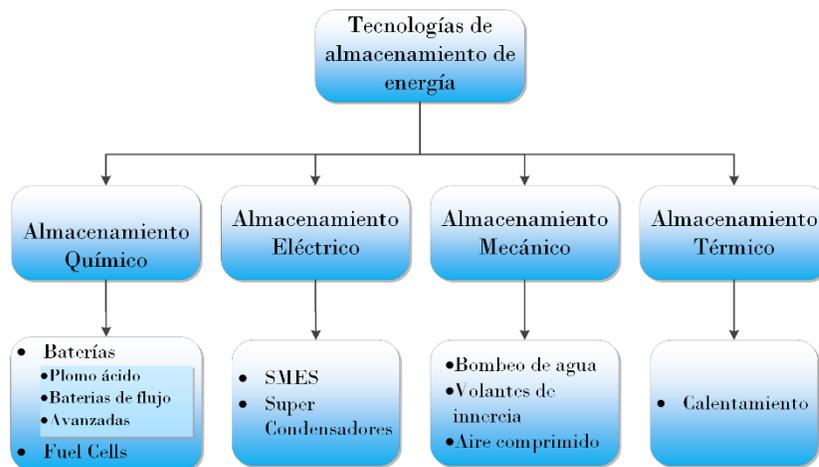


Figura 3. Clasificación de tecnologías de almacenamiento de energía. Adaptado de [1]

Existen aplicaciones en las que se requiere la capacidad de poder almacenar energía en cortos periodos de tiempo, así como la facilidad de restituir rápidamente esta energía en el sistema. En la Figura 4 y Figura 5 se hace una división entre las tecnologías de almacenamiento para aplicaciones de corta duración y aplicaciones de larga duración. Las primeras normalmente tienen asociada una baja capacidad de almacenamiento de energía, pero pueden responder satisfactoriamente frente a cambios súbitos de carga o descarga profunda, esto se relaciona con altos valores de densidad de potencia. En contraste, los métodos con altos rangos de densidad de energía pueden tener una mayor capacidad de almacenamiento de energía pero con una respuesta limitada ante cambios rápidos de carga [1].

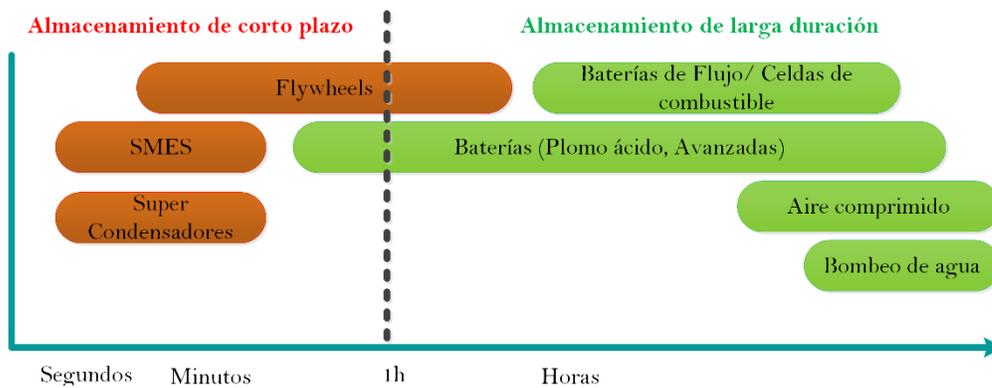


Figura 4. Tecnologías de almacenamiento según el tiempo de acción requerido.

Adaptado de [1]

Las baterías han sido utilizadas como el medio de almacenamiento principal en aplicaciones de baja y mediana potencia. Las características de operación de las baterías son muy variadas de acuerdo con el tipo de batería utilizada. Estas características se muestran en la Tabla 1, que presenta un cuadro comparativo entre los tres tipos de baterías más usadas. A pesar de que las baterías de ion-litio tienen los costos más altos de fabricación, la tendencia es a convertirse en el medio de almacenamiento de energía más utilizado en la categoría de almacenamiento químico.

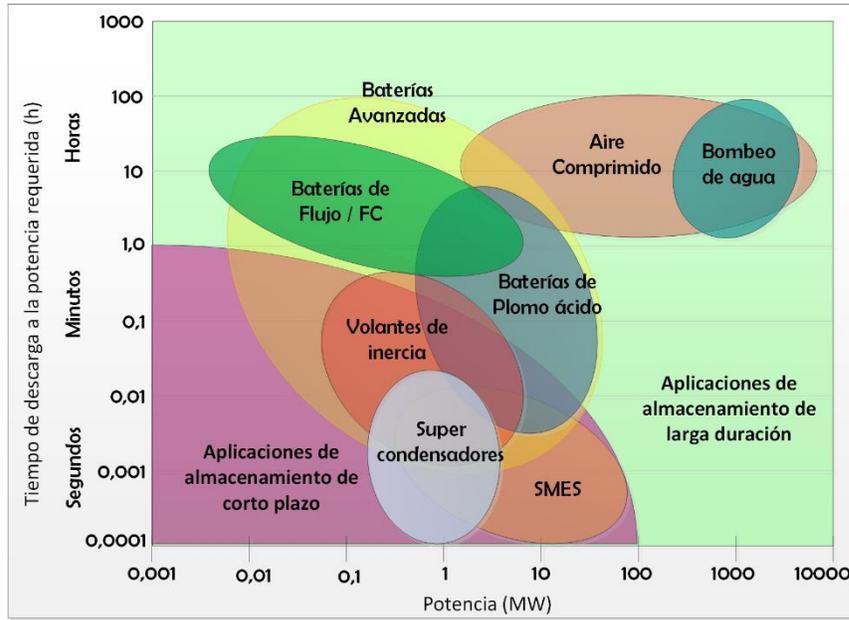


Figura 5. Clasificación de las tecnologías de almacenamiento de energía de acuerdo con su capacidad de almacenamiento. Adaptado de [1]

Tabla 1. Tipos de baterías usadas en sistemas eléctricos [11]

	Plomo ácido	Ni-MH	Li-ion
Densidad de Energía [Wh/kg]	30-50	60-70	70-160
Densidad de Potencia [W/kg]	300-80	1500-200	2000-650
Ciclos de carga (Profundidad de descarga al 80%)	200-300	300-500	>1000
Tiempo de carga rápida	8-16 h	2-4 h	1h o menos
Tolerancia a la sobrecarga	Alta	Baja	Baja
Autodescarga/ Mensual	5%	30%	<10%
Costo	Bajo	Alto	Muy Alto

La Figura 6 representa las curvas de Ragone para diferentes tecnologías de baterías, usadas en sistemas eléctricos y vehículos eléctricos. Como se puede observar, las baterías de ion-litio tienen asociados altos valores de densidad de potencia y de densidad de energía, es decir que pueden suplir una carga que demande altos valores de potencia y energía y su tamaño o peso es reducido en comparación con otras tecnologías para almacenamiento.

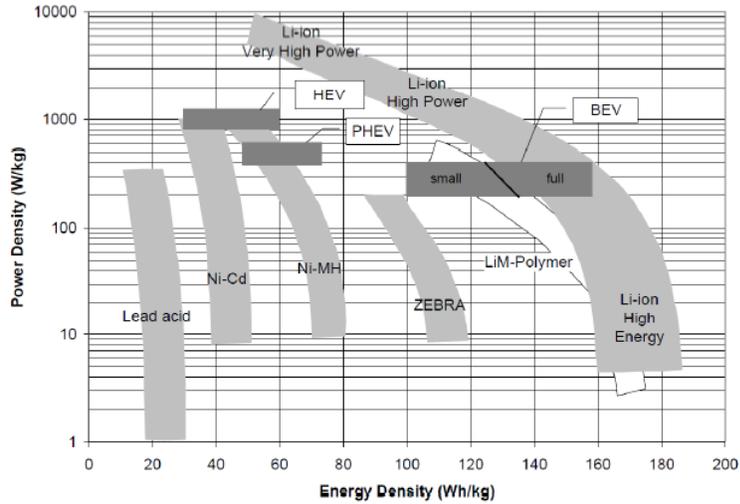


Figura 6. Comparación entre diversos tipos de baterías. Tomado de [11]

En cuanto a las tecnologías de almacenamiento de energía para aplicaciones de corta duración, tales como los supercondensadores, SMES y volantes de inercia, sus características operativas resultan atractivas en relación a su alta eficiencia, vida útil y alto número de ciclos de carga y descarga. No obstante, sus aplicaciones son limitadas debido a su baja capacidad de almacenamiento [1], [12]. En la Tabla 2 se muestra un cuadro comparativo entre diferentes tecnologías de almacenamiento en términos de su eficiencia y vida útil.

Tabla 2. Comparación de la eficiencia de diferentes tecnologías de almacenamiento de energía. Adaptado de [12]–[14].

Tecnología de almacenamiento	Tiempo de vida (ciclos)	Eficiencia (%)
Baterías de plomo Ácido	500-2000	70-75
(NaS) Baterías de sulfuro de sodio	5000-10000	68-75
Baterías (MH) Metal Air	100-200	50
Baterías de ion de Litio	2000-7000	80-85
Baterías de Flujo	>10000	70-80
Supercondensadores	>10 ⁶	77-83
Flywheels (FES)	>10 ⁶	80-95
SMES	>10 ⁶	80-90

De forma complementaria, en la Tabla 3 se hace un cuadro comparativo general de las ventajas y desventajas para el uso de diversas tecnologías de almacenamiento de energía. La determinación de usar una tecnología u otra está sujeta a las restricciones o necesidades de cada aplicación en particular.

Tabla 3. Características operativas de tecnologías de almacenamiento. Adaptado de [12]

Tecnología de almacenamiento	Ventajas	Desventajas
Baterías de plomo ácido	Alta capacidad, bajo volumen por capacidad de energía, bajo costo, larga vida útil	Baja eficiencia, potenciales impactos ambientales adversos
Baterías de sulfuro de sodio (NaS)	Capacidad de energía y potencia muy altas, alta densidad de energía, larga vida útil	Costos de producción, problemas de seguridad.
Baterías (MH) Metal-Air	Densidad de energía muy alta	Poca disponibilidad de baterías recargables
Baterías de ion de Litio	Densidad de energía y eficiencia muy altas	Bajo número de ciclos de carga
Baterías de Flujo	Capacidad de energía y potencia muy altas, larga vida útil	Baja densidad de energía, baja eficiencia
Supercondensadores	Alta eficiencia	Baja densidad de energía, pocas aplicaciones en sistemas de potencia
Flywheels (FES)	Alta capacidad de potencia, tiempo de acceso corto, larga vida útil, bajo mantenimiento, alta eficiencia, bajo impacto ambiental.	Baja densidad de energía

1.3 Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE)

El proceso de almacenar energía para su posterior utilización en un dispositivo o tecnología de almacenamiento específicos implica la incorporación de elementos adicionales. Estos son esenciales para garantizar un uso adecuado y seguro de la energía almacenada. Todos estos elementos se integran y constituyen un Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE). Un SAE consta principalmente de las siguientes elementos [15].

- **Medio para almacenamiento de energía:** se refiere al medio, dispositivo o sistema para el almacenamiento de la energía. Por ejemplo, baterías, supercondensadores, etc.
- **Sistema de carga:** está asociado con las estrategias de control para el proceso de almacenamiento de energía. Permite el flujo de energía desde la red hasta el dispositivo de almacenamiento.

- **Sistema de descarga:** está asociado con las estrategias de control para que haya un suministro de energía desde el medio de almacenamiento hacia la carga, cuando sea requerido.
- **Sistema de control:** gobierna la operación del sistema de almacenamiento de energía. Teniendo en cuenta las estrategias para carga y descarga, emite acciones automatizadas sobre una interfaz que separa el sistema eléctrico y el sistema de almacenamiento
- **Interfaz:** a través de la interfaz, que se asocia con un convertidor de potencia bidireccional, fluye la energía desde la red eléctrica hacia el SAE y viceversa. Diversas topologías de convertidores bidireccionales se han ensayado con aplicación a los SAE. Un resumen de las principales topologías de convertidores y sus ventajas operativas se resumen en la referencia [16].

Aunque la estructura de un SAE puede ser diferente dependiendo de cada aplicación, la Figura 7 muestra una posible integración de los componentes de un SAE.

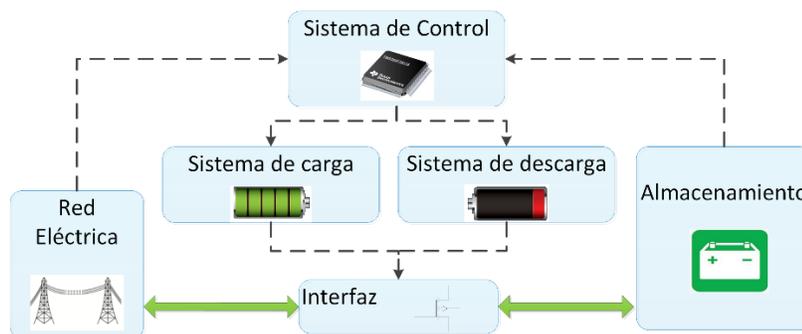


Figura 7. Estructura de un sistema de almacenamiento de energía.

A continuación se definen algunos conceptos básicos relacionados con los SAE [17]:

- **Energía:** se relaciona con la cantidad de energía que puede ser almacenada por un SAE. Esta depende del tamaño y el tipo de medio de almacenamiento.
- **Potencia:** se refiere a la velocidad a la cual un SAE puede almacenar o devolver la energía a un sistema eléctrico. Algunas tecnologías de almacenamiento como los supercondensadores, los SMES (*Superconducting Magnetic Energy Storage*), y algunos tipos de baterías son capaces de liberar rápidamente la energía almacenada previamente. Ver Figura 5 y Figura 6.

- **Densidad:** es la relación entre las variables de potencia o energía de un SAE y el peso o el tamaño de este. La densidad de energía indica que tanta energía puede ser almacenada en relación con el peso del SAE (densidad de energía gravimétrica) o en relación con volumen (densidad de energía volumétrica). La densidad de potencia establece la relación entre la potencia de un SAE y su peso (densidad de potencia gravimétrica) o en relación con su tamaño (densidad de potencia volumétrica). Estos parámetros son importantes a la hora del diseño de un SAE en aplicaciones de movilidad eléctrica, pero normalmente no son una gran restricción en aplicaciones estacionarias tales como SAE para la solución de problemas en sistemas eléctricos de potencia.
- **Vida útil:** la capacidad y efectividad de almacenar energía en un SAE disminuye con el tiempo. Esto se relaciona principalmente con el tipo de tecnología que se usa y en cómo se usa la energía. Los sistemas de carga y descarga normalmente son diseñados para lograr una extensión en la vida útil de los SAE.

1.4 Sistemas Híbridos de Almacenamiento de Energía (SHAE)

En diferentes aplicaciones, desde comunicaciones espaciales hasta vehículos eléctricos, existe una gran variedad de cargas con corriente pulsante. Estas corrientes se caracterizan por demandar de los sistemas de alimentación un amplio espectro de potencia y energía. Como se expuso anteriormente, muy pocas tecnologías de almacenamiento tienen altas densidades de potencia y energía a la vez, con la capacidad de alimentar eficientemente este tipo de cargas. Algunas de baterías derivadas de la tecnología de ion-litio pueden funcionar satisfactoriamente ante este tipo de cargas; sin embargo, los constantes cambios de carga, afectan los ciclos efectivos de carga-descarga que se relacionan con la vida útil de la batería. Por esto, la combinación de diferentes tecnologías de almacenamiento de energía se convierte en una alternativa atractiva y factible de implementar [18].

Un SAE que usa dos o más medios para el almacenamiento de la energía se conoce como un Sistema Híbrido de Almacenamiento de Energía (SHAE). La idea de usar un SHAE es atractiva por obtener los beneficios operativos de cada tecnología por separado [19]. Una combinación estratégica de tecnologías de almacenamiento de energía es aquella que utiliza un medio con una alta capacidad de almacenamiento (por ejemplo, baterías), con

otro medio de almacenamiento rápido (Supercondensador, SMES). La idea es que el primer elemento supla la componente promedio de una corriente de carga, mientras que el segundo elemento responda ante una rápida fluctuación de la misma corriente, disminuyendo el esfuerzo eléctrico en el primer medio de almacenamiento. Sin embargo, la implementación de un SHAE depende factores técnicos y económicos, que en algunos casos compromete su factibilidad.

De manera continua la industria y el sector productivo demandan mejores características físicas, constructivas y operativas de los SAE o de los SHAE. Algunas de estas características se enlistan a continuación [1], [20].

- Capacidad en términos de energía y potencia específica
- Peso y volumen
- Eficiencia energética
- Temperatura de operación
- Rangos de operación de tensión
- Tiempos de carga y capacidad de descarga
- Vida útil
- Respuesta rápida ante cambios súbitos de carga
- Alto número de ciclos de carga
- Bajo costo
- Bajo impacto ambiental

Dependiendo de cada aplicación en particular, cada una de las características enunciadas anteriormente se convertirá en un parámetro de diseño o en una restricción con diferente peso, para la construcción e implementación de un sistema de almacenamiento de energía.

1.4.1 Aplicaciones para SAE y SHAE

Para cada una de las aplicaciones de pequeña, mediana y gran potencia, que abarcan desde el uso de dispositivos eléctricos o electrónicos portátiles, hasta los grandes sistemas de generación de energía eléctrica, existe un sistema de almacenamiento de energía idóneo, que bien puede ser de tipo convencional (usa solamente una tecnología para el almacenamiento) o de tipo híbrido (dos o más tecnologías de almacenamiento). En el

amplio espectro de aplicaciones de estos sistemas se destacan las que han demandado una notable y constante evolución de los mismos en los últimos años. Por lo anterior, a continuación, se hace un breve resumen de las aplicaciones de los SAE y SHAE en movilidad eléctrica y en sistemas eléctricos de potencia, con un apartado de las aplicaciones para microrredes eléctricas.

1.4.1.1 Aplicaciones de SAE y SHAE para Movilidad Eléctrica

En las dos últimas décadas, los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías con aplicación en vehículos eléctricos y vehículos híbridos han sido constantemente analizados y mejorados, gracias a la permanente necesidad de mejorar la eficiencia de los motores de combustión interna, y a la creciente inversión en el desarrollo de tecnologías limpias y eficientes para la movilidad eléctrica [11]. Las baterías se constituyen como la fuente principal de alimentación de los vehículos eléctricos, con una constante necesidad de aumentar su vida útil, así como su densidad de energía, que se traduce en mayor potencia y autonomía [12], [21], [22].

Los SAE para vehículos eléctricos pueden usar más de un medio para el almacenamiento de la energía debido a los diversos modos de operación en la conducción. Las características operativas de ciertos dispositivos de almacenamiento de energía, como la rapidez de carga y el alto número de ciclos de carga de los supercondensadores, los hace atractivos para ayudar en los procesos de carga y descarga de las baterías [23]. Con base en esto se han estudiado diferentes combinaciones de medios de almacenamiento en la constitución de SHAEs para aplicaciones de vehículos eléctricos, entre las que se destaca la combinación de baterías con supercondensadores, cuyos beneficios se exponen con mayor amplitud en la sección 1.4.4.

Desde el principio del presente siglo se han realizado numerosos estudios en el tema de SHAE para vehículos eléctricos. Las investigaciones se han enfocado en la evaluación del rendimiento y la estabilidad de los SHAE [24], [25], en nuevas formas o topologías para la interconexión de dispositivos de almacenamiento [18] y en nuevas estrategias de control para la gestión de la energía en los SHAE [23], [26], [27].

1.4.1.2 Aplicaciones de SAE y SHAE en Sistemas Eléctricos de Potencia

Los sistemas eléctricos de potencia modernos enfrentan diversos problemas técnicos en materia de predicción de carga y de aportes de generación, baja utilización de la generación o generación insuficiente en ciertas horas del día, congestión, seguridad y mala calidad de potencia. Los SAE pueden ayudar en gran parte a la solución de cada uno de estos problemas. De esta forma un SAE puede conectarse en diferentes partes de un sistema eléctrico (generación, transmisión, distribución o usuario final), dependiendo del problema que se requiera resolver.

Los SAE y las diferentes tecnologías de almacenamiento de energía son ampliamente utilizados en sistemas eléctricos de generación de energía. Su aplicación es útil en diversas tareas como lo son el mejoramiento y control de la estabilidad, la reserva rodante y control automático en la generación, entre otras [15], [28]. Los sistemas de generación basados en energías renovables (solar, eólica), normalmente son diseñados con un SAE, debido a la naturaleza intermitente de este tipo de fuentes [19], [29].

En sistemas de potencia, los SAE pueden aplanar la curva típica de carga con múltiples beneficios para el sistema eléctrico como un aumento en la eficiencia, una operación más económica, mejor seguridad, confiabilidad y calidad de potencia [15]. La diversidad en las aplicaciones de los SAE para sistemas eléctricos está ligada al tipo de tecnología de almacenamiento de energía utilizado. Dependiendo de la cantidad de energía o potencia requerida, en algunos casos algunas tecnologías resultan más propicias que otras. En la Tabla 4 se presenta un resumen de las principales aplicaciones de las tecnologías de almacenamiento de energía en sistemas eléctricos, así como los rangos de capacidad en los que puede operar cada una de ellas.

En los últimos años se han realizado diversas aplicaciones de los SHAE en sistemas eléctricos de potencia. Algunas de ellas simplemente se han implementado tratando de lograr un mejor rendimiento de los SAE convencionales, pero con objetivos específicos de aplicación similares a los de la Tabla 4. A continuación se listan algunos ejemplos de combinaciones [19].

- Baterías (energía) y supercondensadores (potencia) [30]–[32].
- Baterías (energía) y volantes de inercia (potencia) [33].

- Baterías (energía) y SMES (potencia) [34]–[36].
- Celdas de combustible (energía) y baterías (potencia) [37], [38].
- Sistemas de aire comprimido (CAES) (energía), con batería o Supercondensador (potencia) [39].

Tabla 4. Resumen de aplicaciones de las diferentes tecnologías de almacenamiento en sistemas eléctricos [1], [15]

Tecnología de almacenamiento	Potencia	Aplicación
SCES	~ 300 kW	Regulación primaria de frecuencia Nivel y forma de voltaje Estabilidad transitoria
FES	~ 250 kW	
SMES	100 kW - 10 MW	
Lead-acid	~ 20 MW	Seguimiento de carga Confiabilidad Reserva rodante Predicción
Ni-Cd	~ 40 MW	
Ni-MH	~ 10 kW	
Li-ion	~ 100 kW	
CAES	5 MW - 300 MW	Recorte del pico de carga Nivelación de carga Capacidad para restablecer el sistema
PHS	100 MW - 5 GW	
TES	~ 60 MW	
High Energy BES	30 kW - 8 MW	

1.4.1.3 Aplicaciones de SAE y SHAE en Microrredes Eléctricas

La creciente tendencia de integración de fuentes de energía renovable en los sistemas eléctricos ha incrementado el uso de los SAE para solucionar los problemas derivados de la naturaleza intermitente de las fuentes de generación [40]. Un sistema eléctrico que incluye generación distribuida, y que cumple con algunas características operativas adicionales, puede llegar a constituir una microrred eléctrica. En la revisión del estado del arte se documentan diferentes iniciativas con éxito en la implementación de microrredes que incluyen SAE para facilitar la incorporación de GD [8], [9]. El diseño y la implementación de los SAE y SHAE, con aplicación a microrredes eléctricas, deben hacerse teniendo en cuenta diversas restricciones económicas y operativas de la microrred y de los sistemas de almacenamiento. Algunas de estas restricciones son la naturaleza de

las fuentes de generación, el modo de operación de la microrred (interconectada o aislada), el tipo de microrred (DC o AC), la naturaleza de las cargas (DC, AC no-lineales, pulsantes, monofásicas, trifásicas, desbalanceadas o balanceadas), la estabilidad asociada a las topologías de los convertidores usados, los valores nominales de tensión, corriente, potencia y energía entre otros [3].

Varios estudios sobre SHAE aplicados a microrredes eléctricas han demostrado los beneficios de combinar tecnologías de almacenamiento de energía de respuesta lenta y rápida en sistemas eléctricos reales. Sin embargo, existe una notable carencia de información en lo que respecta a los aspectos de diseño, particularmente en áreas como las topologías de integración de tecnologías, las configuraciones de los convertidores y el dimensionamiento de los sistemas. Por ejemplo, en [8], se estudia el efecto de la integración de unidades de supercondensadores en un sistema fotovoltaico con potencial aplicación en instalaciones domiciliarias de uso rural. Se comprueba que las unidades de supercondensadores suplen de forma satisfactoria la energía asociada a los picos de carga de corta duración, disminuyendo el estrés por corriente en la batería y prolongando su vida útil. No obstante, la forma como se conectan los dispositivos de almacenamiento y el dimensionamiento en cuanto a la capacidad de los mismos es un interrogante en la publicación. Por otra parte, en [41] se implementa una microrred de prueba de tipo residencial en la que se prueba un SAE basado en baterías y posteriormente un SHAE con celdas de combustible y supercondensadores. La arquitectura para la integración de los sistemas de generación y de almacenamiento de energía es un poco más compleja que en [8], y se habla de ciertos criterios para el dimensionamiento del banco de condensadores. Sin embargo, no hay claridad o justificación en cuanto a las topologías para la interconexión de tecnologías de almacenamiento o de convertidores empleados.

En aplicaciones de microrredes residenciales se ha documentado la reducción de la vida útil y el necesario sobredimensionamiento de los sistemas de almacenamiento basados en baterías, en relación con una variación estocástica de las cargas y los aportes de generación por la inclusión de fuentes de generación distribuida [42].

En el análisis del estado del arte se evidencia entonces un gran interés en los SHAE con aplicación en microrredes eléctricas, pero hasta el momento se cuenta con un incipiente y poco estructurado proceso para el diseño e implementación de estos sistemas, especialmente en microrredes residenciales.

1.4.2 Dimensionamiento y optimización de un SHAE

Con una adecuada cuantificación de los beneficios por la utilización de SHAE, su posible implementación debe tener en cuenta otras restricciones adicionales, tales como el aumento del volumen, peso y costo del sistema. En la combinación de tecnologías de almacenamiento de batería con condensador, integrados en un SHAE, se ha demostrado que la batería presenta una extensión de su vida útil, con respecto a un SAE que usa solamente baterías [24], [43]. Sin embargo, esto se logra a costa del incremento del peso y del volumen del SAE [44], [45], lo que representa una importante desventaja, especialmente en ciertas aplicaciones como los vehículos eléctricos o en ciertas aplicaciones para sistemas eléctricos en zonas no interconectadas, que requieran de un SHAE con característica portátil.

En la Figura 8 se muestra una comparación entre una topología pasiva de un SHAE y un SAE con baterías de la misma capacidad. Como se mencionó en la sección 1.3, uno de los efectos de la combinación de tecnologías es la reducción de la densidad gravimétrica y volumétrica de energía y potencia. No obstante, este cambio no representa una importante restricción a la hora del diseño y utilización de un SHAE para la mayoría de aplicaciones estacionarias.

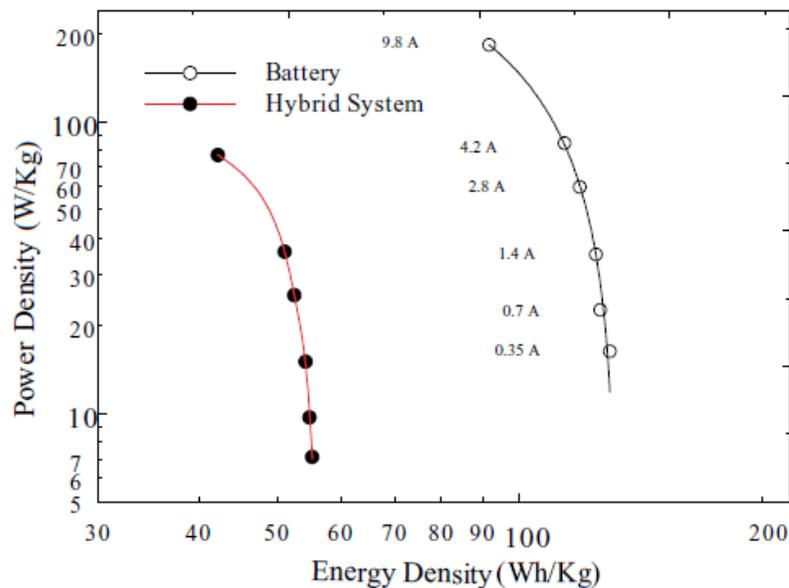


Figura 8. Curvas de Ragone para un SAE y un SHAE de la misma capacidad [44].

Adicionalmente, el tipo de SAE o SHAE debe escogerse de acuerdo con las necesidades específicas de cada aplicación. Por ejemplo para aplicaciones con cargas con pequeñas variaciones en periodos cortos de tiempo, un SAE basado en baterías puede ser la mejor opción; para otros casos en que la carga no demande grandes cantidades de energía pero altos niveles de potencia, el supercondensador puede ser la mejor tecnología de almacenamiento [46]. Para aquellas aplicaciones que demanden un alto número de ciclos de carga, por la naturaleza pulsante de las cargas, así como altos valores de densidad de energía y potencia, la alternativa de combinar baterías y supercondensadores presenta una alta relación beneficio costo [25].

A pesar de un evidente incremento en el peso y tamaño de un SHAE de cierta capacidad, se espera que las baterías tengan una reducción en su tamaño al lograr separar las componentes dinámica y promedio de la corriente de una carga de naturaleza pulsante. Para el dimensionamiento apropiado de los componentes de un SHAE se han empleado diversas técnicas de optimización, tales como programación dinámica y optimización convexa, cuyo objetivo principal es la prolongación de la vida útil de la batería [47]–[49]. Adicionalmente, frente a las restricciones de peso y tamaño de los SHAE, con aplicaciones en vehículos eléctricos, se han empleado técnicas de optimización multiobjetivo [50], [51].

Frente a las diferentes alternativas de combinación de tecnologías de almacenamiento de energía para la conformación de un SHAE, y basándose en la madurez y en el desarrollo de la tecnología de baterías de ion-litio para aplicaciones de mediana y baja potencia, así como en la conveniente y ampliamente estudiada combinación de baterías y supercondensadores, para el presente proyecto se considera el estudio de un SHAE compuesto por baterías y supercondensadores, que solucione problemas específicos y responda ante las necesidades de operación de una microrred residencial. El dimensionamiento del SHAE dependerá pues, de los problemas que se abordarán, de acuerdo con las características particulares de la microrred. Una descripción más detallada sobre la metodología empleada para el dimensionamiento en la capacidad de un Sistema Híbrido compuesto por baterías de iones de litio y supercondensadores se puede consultar en el capítulo 4.

1.4.3 Estrategias de control para SHAE

En este apartado es pertinente mencionar que las estrategias de control para un SHAE se dividen según los objetivos de control o las tareas asignadas a los diferentes niveles de control. Se puede hablar de un control de primer nivel enfocado al establecimiento de los niveles de tensión requeridos para la alimentación de una carga o la conexión en el PCC de un sistema eléctrico. Las diferentes alternativas dependerán de las tareas asignadas al SAE respecto al sistema eléctrico. En el caso de microrredes eléctricas, un SAE puede funcionar como una unidad formadora en la que convencionalmente se usa una topología de control de doble lazo. Las demás unidades de convertidores pueden funcionar como unidades seguidoras en las que se podría usar una topología de control de corriente de lazo sencillo [52].

En el contexto de un SHAE, ciertas topologías de interconexión, como la activa en paralelo, requieren la implementación de una estrategia de control de nivel superior. Esta estrategia es crucial para gestionar de manera dinámica la distribución de la carga entre los dispositivos de almacenamiento de corta y larga duración [53], [54].

Como una alternativa de fácil implementación del control en el primer nivel, se encuentran los métodos de control clásico o control lineal basados en controladores P-I. Estos métodos resultan fáciles de ajustar, basándose en la dinámica del sistema y los objetivos de control. Los convertidores conmutados, que se utilizan como interfaces para la integración de las tecnologías de almacenamiento, son sistemas no lineales. No obstante, estos sistemas admiten técnicas de control lineal en torno a un punto estable en la operación. Para el cálculo de los controladores se requiere de un modelo lineal del sistema en pequeña señal. Desde un punto de vista estático en la operación, los controladores pueden mantener estable la tensión de salida del convertidor ante variaciones en la tensión de entrada y variaciones de carga. Desde un punto de vista dinámico mejora el rechazo de perturbaciones externas. Entre los métodos de control lineal más conocidos y utilizados está el control por modo de tensión, control en modo corriente pico y el control en modo corriente media [55]–[57]. No obstante, algunos autores han encontrado que ciertas estrategias de control lineal no presentan un desempeño óptimo, comprometiendo la estabilidad del sistema [58]–[60]; por lo tanto, se han propuesto diversas topologías de integración de tecnologías de almacenamiento de energía en un SHAE. De manera

adicional, se han propuesto diferentes estrategias de control primario, otras estrategias para un adecuado reparto de carga o incluso algoritmos para una adecuada gestión de la energía [61]–[67].

Para un adecuado funcionamiento de un SHAE se debe contar con una apropiada estrategia de control de nivel superior para la gestión de la energía en los almacenadores (EMS). Esta estrategia puede variar de acuerdo con los objetivos de control. La Figura 9 muestra un compendio de las principales técnicas de control utilizadas en la gestión de la energía de los SHAE, la mayoría de ellas con aplicación en vehículos eléctricos [14].



Figura 9. Técnicas para el control y la gestión de la energía en un SHAE. Adaptado de [14].

Estas técnicas se han clasificado en dos grandes familias. La familia de las estrategias de control basado en reglas suele tener un buen desempeño en aplicaciones de tiempo real. Estas reglas normalmente son definidas por un experto o a partir de modelos matemáticos. Para mejorar la confiabilidad y resolver los problemas relacionados con los sistemas de comunicación, se han desarrollado algunas estrategias de control basadas en lógica difusa [63]–[65].

En el otro grupo de la clasificación anterior se encuentran las estrategias de control basadas en optimización, cuya principal característica es la minimización de una función objetivo de costo. Estos métodos de optimización pueden dividirse en globales y en tiempo real [14]. Un tipo de estrategia de control para la gestión de energía desde la red eléctrica hacia cada uno de los dispositivos de almacenamiento es el desacople de frecuencia. Esta técnica de control requiere que una corriente de carga variable se divida en componentes de baja y alta frecuencia; de esta forma es posible asignar dichas componentes a los

medios de almacenamiento de alta y baja capacidad de almacenamiento con baja y alta densidad de potencia. Un ejemplo de esta dupla es la combinación de batería con supercondensador [68]–[71]. Para lograr esta descomposición se puede usar un filtro pasa bajos o un filtro avanzado basado en la transformada Wavelet o en la transformada de Fourier [66]. Sin embargo, esta técnica de control, que requiere una coordinación centralizada, tiene asociados algunos problemas operativos [3]. El tiempo de retardo requerido para la determinación de la potencia en el sistema, la descomposición de las componentes de alta y baja frecuencia y los flujos asignados a los medios de almacenamiento, degradan significativamente la precisión de la potencia del sistema en tiempo real [72]. Para disminuir los problemas derivados de los retardos de tiempo se ha propuesto algunas técnicas de predicción [73], [74], aunque el tiempo de predicción no es tan rápido como el que se requiere para la operación de la microrred en tiempo real [72].

1.4.4 SHAE – Baterías y Supercondensadores

Una de las configuraciones más usadas para el uso de SHAE es la combinación de baterías y supercondensadores, que viene siendo estudiada desde finales de la década de los 90s [31], [75]. La mayoría de aplicaciones de este tipo de SHAE ha sido en vehículos eléctricos [76], aunque se han implementado como sistemas de almacenamiento de energía para aerogeneradores [19], [70], sistemas fotovoltaicos [77], y en UPS, [78], [79]. Algunas de las ventajas de la combinación de Baterías con Supercondensadores se listan a continuación:

- ***Prolongación de la vida útil de la batería:*** lo que se convierte en uno de los principales propósitos de la presente investigación. Esto frente a la exigencia de algunas cargas con naturaleza pulsante, que demandan altos niveles de densidad de potencia de los SAE. Para un SAE con solo baterías, se traduce en una descarga rápida y profunda de las mismas, que compromete su vida útil [43].
- ***Almacenamiento rápido de energía:*** en aplicaciones de vehículos eléctricos esta forma operativa de las tecnologías de almacenamiento de energía permite tener un sistema más eficiente por el aprovechamiento de la energía cinética del automóvil en sistemas de freno regenerativo [80].
- ***Almacenamiento de energía en fuentes intermitentes de energía:*** el amplio espectro de frecuencias de la energía generada por fuentes de energía

intermitentes, como los aerogeneradores y los generadores fotovoltaicos, exigen tecnologías de almacenamiento con diferentes respuestas en el tiempo y características operativas [70], [77].

- **Reducción del impacto ambiental:** una prolongación de la vida útil de la batería puede traducirse en una reducción del impacto ambiental por la contaminación derivada de los procesos de fabricación y desecho de las baterías. Esto, por supuesto, se cumpliría conforme a un adecuado proceso de diseño y dimensionamiento del sistema [81].

1.4.4.1 Topologías para la interconexión de Baterías y Supercondensadores

La forma como se integran las baterías y los supercondensadores a un sistema eléctrico se relaciona con una de las diferentes topologías para la interconexión de baterías y supercondensadores. Existen tres familias de topologías de interconexión; la pasiva, las topologías semi-activas y las topologías activas. La diferencia entre una conexión pasiva y una activa, es que en la primera, las tecnologías de almacenamiento se interconectan de forma directa, mientras que en la conexión activa, los elementos almacenadores son conectados por medio de convertidores DC/DC, los cuales a su vez pueden ser diseñados para tener un funcionamiento unidireccional o bidireccional, según las necesidades del SAE [82]. En una topología semi-activa, solamente uno de los dispositivos de almacenamiento se conecta por medio de un convertidor DC/DC o se usa un solo convertidor para conectar la carga con las tecnologías de almacenamiento previamente conectadas. En el capítulo 2 se hace un análisis comparativo más profundo sobre diferentes topologías y se escoge una topología para la implementación de un SHAE en una microrred de tipo residencial. De la misma forma se hace una selección del convertidor usado para la integración de baterías y supercondensadores.

1.5 Alcance del presente proyecto de investigación

Este apartado se basa en los compromisos consignados en el documento del proyecto de tesis doctoral que fue sometido a evaluación el segundo periodo de 2016 y posteriormente aprobado a mediados de 2017. En primera instancia, se habla de los objetivos del proyecto,

los cuales pueden ser medidos a partir del desarrollo de la investigación, que a su vez es documentada a lo largo de los diferentes capítulos del presente documento de tesis doctoral

Objetivo General “Concebir un proceso estructurado para el diseño de un Sistema Híbrido de Almacenamiento de Energía eléctrica compuesto por baterías y supercondensadores, que responda a los modos, restricciones y necesidades operativas de una microrred eléctrica residencial.”

El cumplimiento de este objetivo depende del pleno cumplimiento de los objetivos específicos que son enlistados a continuación.

Objetivo específico 1: Definir los objetivos de control, el dimensionamiento y los modos de operación de un SHAE que responda a necesidades operativas de una microrred eléctrica residencial.

Objetivo específico 2: “Evaluar mediante simulación las potencialidades y limitaciones de las diferentes topologías de interconexión de baterías y supercondensadores que conforman un SHAE con aplicación en microrredes eléctricas residenciales.”

Objetivo específico 3: “Seleccionar e implementar las técnicas de control que permitan la gestión de la energía en un SHAE, con aplicaciones en microrredes eléctricas residenciales.”

Objetivo específico 4: “Validar el proceso de diseño mediante la implementación de un prototipo de SHAE que opere en una microrred eléctrica experimental.”

El desarrollo y verificación del cumplimiento de los objetivos específicos 1 y 3 se puede verificar en el capítulo tres. En esta sección se describen las técnicas de control que se utilizaron en tres niveles diferentes.

- Primer nivel de control (*inner control*)
- Segundo nivel de control (reparto de carga dinámico)

- Tercer nivel de control (EMS)

En el capítulo dos se documenta un análisis comparativo sobre las topologías de interconexión de baterías y supercondensadores para la conformación de un SHAE con aplicación en una microrred residencial. El contenido de esta sección es el soporte del cumplimiento del objetivo específico número dos.

Finalmente, en el capítulo cuatro se documenta la propuesta de diseño de un SHAE compuesto por baterías de iones de litio y supercondensadores para su implementación en una microrred DC de tipo residencial. La validación experimental, realizada en dos niveles, primero con un prototipo de Hardware in the Loop (HIL) y después con un prototipo de Power Hardware in the Loop (PHIL), también se describen en esta sección. Con esto se da cumplimiento al cuarto y último objetivo específico y por ende al objetivo general del proyecto.

2 Capítulo 2. Topologías para la Interconexión de baterías y supercondensadores

Este capítulo presenta un análisis comparativo del desempeño de diversas topologías de interconexión entre baterías de iones de litio y supercondensadores, dirigido a la formación de un sistema híbrido de almacenamiento de energía. Este análisis se centra en su potencial aplicación en microrredes eléctricas residenciales. Basándonos en los resultados del estudio comparativo, se selecciona una topología específica de interconexión para las tecnologías de almacenamiento en la microrred, la cual se somete a un análisis detallado. Adicionalmente, se describe la topología del convertidor conmutado seleccionado como interfaz para la integración de estas tecnologías de almacenamiento.

2.1 Topología del convertidor DC/DC escogido. Sistema de almacenamiento basado en baterías

En las topologías de convertidores bidireccionales DC se puede hablar de dos grandes familias: las aisladas galvánicamente y las no-aisladas. En [16] se presenta un resumen de diferentes topologías de convertidores bidireccionales, pertenecientes a los dos grupos de clasificación. El convertidor que se escogió para el desarrollo del presente proyecto es un convertidor DC/DC bidireccional tipo *Half-bridge*, con una conmutación bipolar y con una conexión de tipo elevadora, la cual se muestra en la Figura 10. El reducido número de elementos (dos elementos de conmutación y tres elementos pasivos), su alta eficiencia y la facilidad para el disparo de los transistores, hacen de esta topología una alternativa atractiva para su implementación en la integración de almacenadores de energía. Sus limitantes son similares a las de cualquier topología no-aislada [83]:

- Limitada protección por corto circuito por la ausencia de aislamiento galvánico.

- El ratio de conversión entre las tensiones de entrada y salida depende del ciclo de trabajo, por lo tanto, cuando esta relación es muy alta, no es práctico el uso de este convertidor.

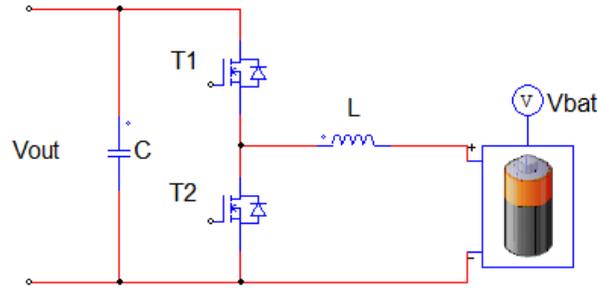


Figura 10. Convertidor DC Bidireccional *Half-Bridge*.

A partir del análisis de diferentes topologías de convertidores no-aisladas realizado en [84], se concluye que la topología del convertidor DC Bidireccional *Half-Bridge* y sus variantes de convertidores *interleaving* con inductores acoplados, prometen ser soluciones robustas y de alta eficiencia en la aplicación de sistemas de almacenamiento de energía.

En este estudio se simuló un sistema de prueba para una carga asociada a la instalación de una microrred de tipo residencial con una potencia de 5kW y tensión de salida de 360V. El parámetro de potencia fue seleccionado como un valor típico de la capacidad de una instalación eléctrica de tipo residencial. Por su parte, el valor de tensión se escogió como la mínima tensión que se necesitaría para el eventual uso de un inversor con tensiones de salida de 120 V y 240 V. El sistema de almacenamiento estará dimensionado con una capacidad de 6.2 kWh, la cual se calcula en función de la autonomía requerida la microrred cuando se encuentra operando en modo isla. Finalmente, la potencia del convertidor debe suplir la carga máxima de la instalación, es decir 5 kW. Las técnicas para el control del convertidor DC/DC, en diferentes niveles, se describen con detalle en el capítulo 3. En la tabla 5 se hace una descripción de los parámetros de diseño para el convertidor de la batería. El parámetro ΔI_{L_max} , corresponde al doble del rizado de la corriente de conmutación. El rizado se escogió como un 5% de la corriente máxima en baja tensión. En función de esta corriente de rizado y de la frecuencia de conmutación del convertidor, se calcula el filtro inductivo para un convertidor Boost, ecuación (1), a partir de la metodología tomada de [85]. Aplicando una metodología similar, el filtro capacitivo de la ecuación (2), se calcula a partir de los parámetros de tensión de rizado, la resistencia de carga, y la frecuencia de conmutación.

$$L = \frac{V_{IN}D}{2\Delta I_L f_s} \quad (1)$$

$$C = \frac{V_{OUT}D}{2R\Delta V f_s} \quad (2)$$

Tabla 5. Parámetros del convertidor DC/DC para la batería

Parámetro	Variable	Convertidor Batería
Potencia nominal	Pn	5 kW
Voltaje nominal	Vout	360 V
Voltaje nominal a la entrada	Vbat	144 V
Corriente nominal	In_alta	13.9 A
Δ IL_max	ΔIL_max	3.5 A
Frecuencia de conmutación	fs	4 kHz
Filtro inductivo	L	6 mH
Filtro capacitivo	C	470 μF

Como se muestra en la Figura 11, se usó un perfil de carga con una corriente variable entre el 50% y el 100% de la corriente nominal con una frecuencia de variación de 5 Hz y un ciclo de trabajo del 30%. Esto para simular una un perfil de corriente pulsante al que se sometería la batería. La Figura 11 b), muestra la tensión en terminales del bus DC, con una pequeña, pero aceptable variación, sobre una tensión programada de 360V. La Figura 11 c) muestra cómo la batería soporta fuertes variaciones de corriente como consecuencia de la corriente referida de la carga.

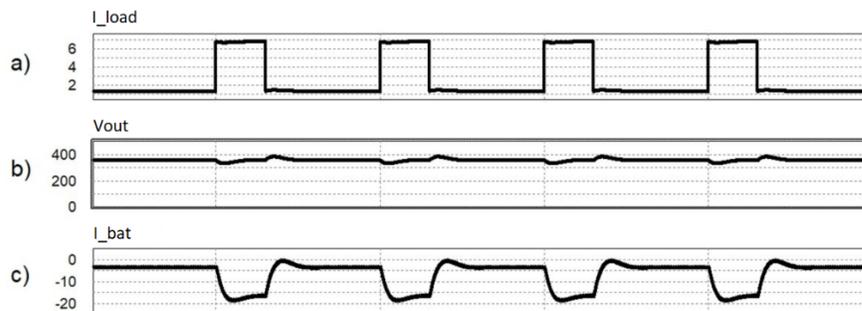


Figura 11. Carga variable con baterías como único elemento almacenador. a) Corriente de carga pulsante [A]. b) Voltaje en el bus DC [V]. c) Corriente en la batería [A].

2.2 Familias de topologías para la interconexión de baterías y supercondensadores

Existen diferentes topologías para la interconexión de baterías y supercondensadores en un Sistema de Almacenamiento de Energía Híbrido (SHAE). Una clasificación de las topologías las divide en pasivas, activas y semiactivas. La diferencia entre una topología activa y una pasiva es que en la conexión activa, los elementos de almacenamiento están conectados a través de convertidores DC/DC, mientras que en la conexión pasiva, las tecnologías de almacenamiento están interconectadas directamente [82]. En una topología semiactiva, puede ser que solo uno de los dispositivos de almacenamiento está conectado a través de un convertidor, o se utiliza un solo convertidor para conectar los medios de almacenamiento previamente conectados entre sí.

A partir de las diversas alternativas de topologías para la integración de baterías y supercondensadores en un SHAE, se puede concluir que existe una permanente exploración hacia la explotación máxima de las ventajas de cada configuración, especialmente en las topologías semi-activas, con una marcada tendencia hacia la reducción del peso, volumen y costo de los SHAE y otras mejoras en relación con la naturaleza del sistema de implementación. Por ejemplo, para aplicaciones de vehículos eléctricos, las nuevas topologías permiten un desempeño adecuado de los SHAE, de acuerdo con las variaciones de la carga asociadas con la el estado de operación del automóvil: aceleración, frenado, velocidad constante, alta y baja velocidad [86]–[89]. En el caso de la aplicación en microrredes de tipo residencial se reduce un poco la necesidad de la disminución de peso y volumen del sistema híbrido de almacenamiento, por lo que también se considera el uso de topologías activas.

En el marco de esta tesis y dando cumplimiento a uno de los objetivos específicos del proyecto, se realizó un análisis comparativo detallado de diversas topologías para la interconexión de baterías y condensadores en un SHAE, basándonos en las topologías discutidas en [18]. Para este propósito, seleccionamos dos topologías semiactivas y dos activas para su simulación comparativa, mientras que la topología pasiva fue descartada

debido a su limitada capacidad de control en los procesos de carga y descarga. Este análisis implicó la necesidad de uso de al menos un convertidor bidireccional DC para la integración de los almacenadores al bus DC. La metodología y los hallazgos de este estudio comparativo, realizados mediante la herramienta de simulación PSIM, se documentaron exhaustivamente en las publicaciones [90]–[92].

2.2.1 Topología híbrida semi-activa en paralelo

La primera topología del análisis comparativo es la topología híbrida semi-activa en paralelo (Figura 12). La gran ventaja de esta configuración es que resulta la más fácil de implementar ya que se aplica un solo esquema de control sobre el convertidor DC/DC y se puede establecer una tensión controlada en el bus DC. No obstante, no se cambia el hecho que la batería suple parte de la componente dinámica de la corriente de la carga y el uso de la energía almacenada por el condensador es limitada. En esta configuración, el convertidor se dimensiona en función de la potencia y capacidad de la batería así como en función de la capacidad de la carga conectada [18]. La constante de tiempo del Supercondensador en conjunción con las resistencias internas de la batería y el propio SC, se escoge para que sea mucho más grande que el periodo de la señal pulsante de la corriente de carga, es decir mucho mayor a 0.2s. En la Figura 13 b) y Figura 13 c), se muestra cómo la corriente del supercondensador presenta variaciones similares a la corriente referida de la carga. Como resultado, la variación de la corriente en la batería se reduce a menos de 2 A (Figura 13 d), en la ventana de tiempo de un periodo de variación de la carga. Lo anterior contribuye a una forma de corriente más suavizada para la batería, con una consecuente reducción del estrés eléctrico en la misma.

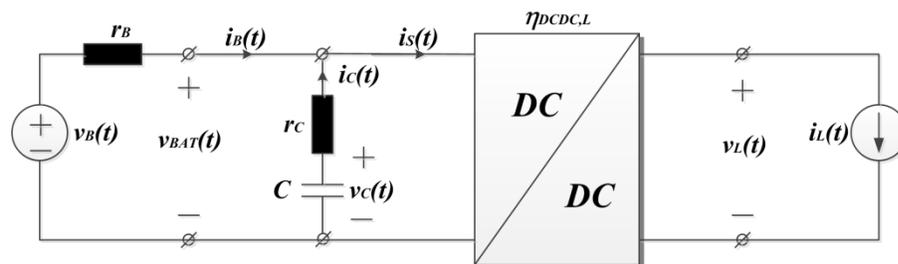


Figura 12. Topología híbrida semi-activa en paralelo. Adaptada de [18]

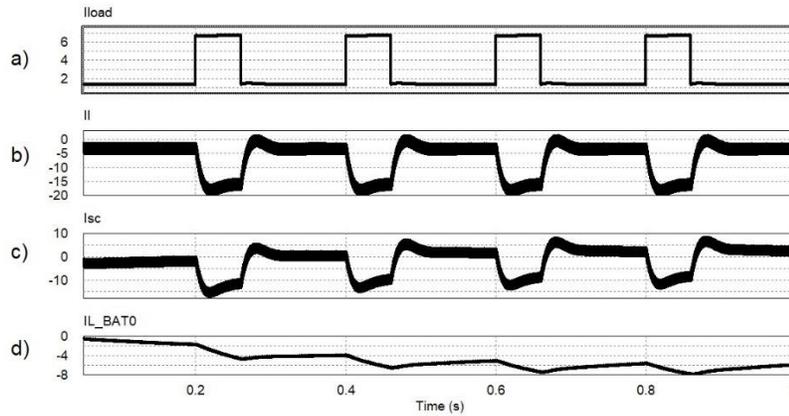


Figura 13. Gráficas de la simulación de la topología semi-activa en paralelo. a) Corriente de carga pulsante [A]. b) Corriente en el inductor [A]. c) Corriente del supercapacitor [A]. d) Corriente de la batería [A].

2.2.2 Topología híbrida semi-activa de la batería

Como una alternativa de la topología anterior, en la topología híbrida semi-activa de la batería (Figura 14) se logra una forma suavizada de la corriente de la batería, frente a cambios bruscos de la corriente en la carga o la generación. El criterio para la selección del valor del supercondensador es similar al de la topología anterior. Esto implica que, para obtener una dinámica similar a la obtenida en la simulación, es necesario contar con una precisión aceptable de los parámetros de los elementos que conforman los modelos de la batería y el supercondensador. De la misma forma que en la topología anterior se logra una disminución en el estrés eléctrico en la batería, lo que viene acompañado de una reducción en el tiempo de degradación de la batería, gracias a las mejoras en la eficiencia y temperatura de operación. Las desventajas de esta topología son que, en primera instancia, la tensión del condensador debe ser del orden de la tensión del bus DC, y adicionalmente, la corriente del supercondensador es portadora de una gran componente de alta frecuencia en relación con la frecuencia de conmutación del convertidor DC (Figura 15). La gran capacitancia conectada en terminales del bus DC mejora notablemente la variación del voltaje en el bus DC, pero se compromete la dinámica del sistema y su controlabilidad.

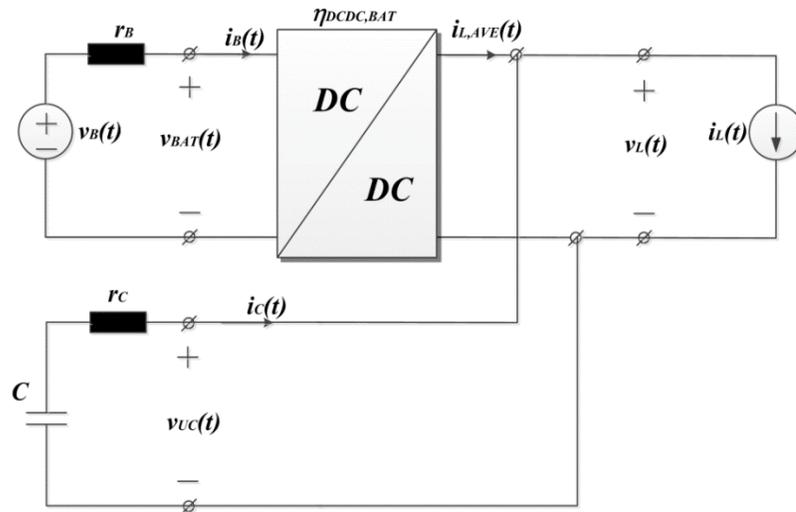


Figura 14. Topología híbrida semi-activa de la batería. Adaptada de [18]

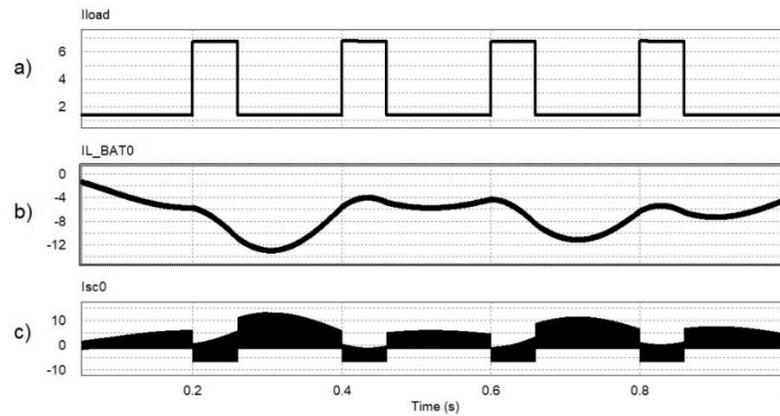


Figura 15. Gráficas de la simulación de la topología semiactiva de la batería. a) Corriente de carga pulsante [A] b) Corriente de la batería [A]. c) Corriente del supercondensador [A].

2.2.3 Topología híbrida activa en paralelo.

En la topología híbrida activa en paralelo, mostrada en la Figura 16, cada almacenador es conectado al bus DC por medio de un convertidor DC. La capacidad de cada convertidor DC/DC para la batería y el supercondensador es dimensionada para las condiciones operativas de cada una de las tecnologías de almacenamiento [18]. Como se mencionó en la numeral 2.1, el SHAE diseñado se dimensiona para una microrred DC de tipo residencial con una potencia de carga máxima instalada de 5 kW y una tensión nominal de 360V en

el bus DC. El banco de baterías tiene una capacidad de 6.2 kWh y una tensión nominal de 144V. Por su parte, para la presente topología, el módulo del supercondensador tiene una tensión nominal de 240V y una capacitancia de 3.87 F. La forma como se dimensiona la batería y el supercondensador se muestra en el capítulo 4.

Las estrategias de control en esta topología se hacen un poco más complicadas [14], ya que como tarea adicional, se requiere separar las componentes promedio y dinámica de la corriente de una carga pulsante. Debido a esto, en el marco de esta tesis, se implementó una estrategia de control en tiempo real [93] basada en los trabajos de [53], [54], que permite realizar un reparto dinámico de la carga. Esto se logra mediante la inclusión de un lazo externo de control según la arquitectura de un control DROOP [63], en la que la constante del lazo externo de control del convertidor del supercondensador, es multiplicada por la función de transferencia de un integrador. Una estrategia de control en tiempo real, para el reparto dinámico de la carga, permite que los controladores operen de forma independiente, sin necesidad de un sistema de control centralizado o comunicaciones, lo que mejora la confiabilidad en la operación del sistema en general [94]. Una descripción detallada de las estrategias de control se expone en el capítulo 3.

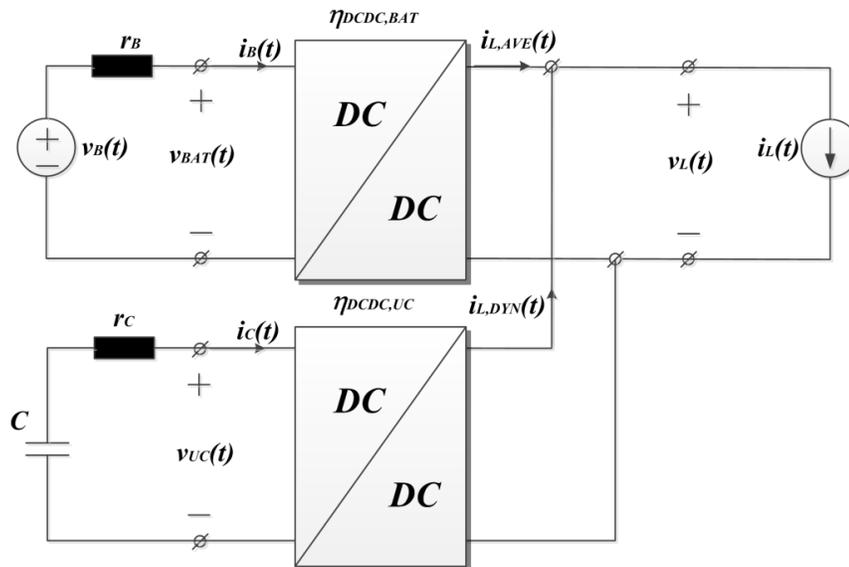


Figura 16. Topología híbrida activa en paralelo. Adaptada de [18]

Para el diseño del convertidor DC/DC del supercondensador, se aplica una metodología similar a la descrita en el numeral 2.1. Con el propósito de tener un filtro inductivo de menor valor, y por ende una dinámica más rápida del control en el convertidor del

supercondensador, se selecciona una frecuencia de conmutación mayor. Esto resulta conveniente para aprovechar el elemento almacenador con el atributo de una mayor densidad de potencia. En la Tabla 6 se muestran los parámetros de diseño del convertidor del supercondensador.

Tabla 6. Parámetros del convertidor DC/DC para el Supercondensador

Parámetro	Variable	Convertidor SC
Potencia nominal	P_n	7 kW
Voltaje nominal	V_{out}	360 V
Voltaje nominal a la entrada	V_{sc}	120-240 V
Corriente nominal	I_{n_alta}	19.44 A
ΔI_L max	ΔI_L max	5.8 A
Frecuencia de conmutación	f_s	12 kHz
Filtro inductivo	L	3 mH
Filtro capacitivo	C	180 μ F

Al igual que en las topologías expuestas anteriormente, se logra obtener una corriente de la batería suavizada, superando los inconvenientes expuestos en las dos topologías anteriores. La Figura 17 muestra las gráficas de la simulación realizada para la topología híbrida en paralelo. La corriente de carga inyectada, mostrada en la Figura 17 a), se divide en los convertidores conectados en paralelo. La componente dinámica de la corriente de carga se asigna al convertidor del supercondensador y la componente promedio es asignada a la batería. Las corrientes de las componentes promedio y dinámica de la corriente de carga, referidas al lado de cada almacenador se muestran en la Figura 17 b) y Figura 17 c). Una de las principales ventajas de la presente topología es un mejor aprovechamiento de la energía almacenada en el supercondensador. Esto se hace posible ya que al usar un convertidor para el SC, se puede tener una variación de la tensión en terminales de supercondensador (Figura 17 d), variando de esta forma su energía almacenada y ayudando a la batería de una manera más efectiva frente a las variaciones súbitas de la corriente inyectada en la carga o en la generación. Cabe resaltar que en las topologías semiactivas no es posible variar significativamente la tensión en el supercondensador, debido a su conexión directa en paralelo, ya bien sea en terminales de Bus DC o en terminales de la batería.

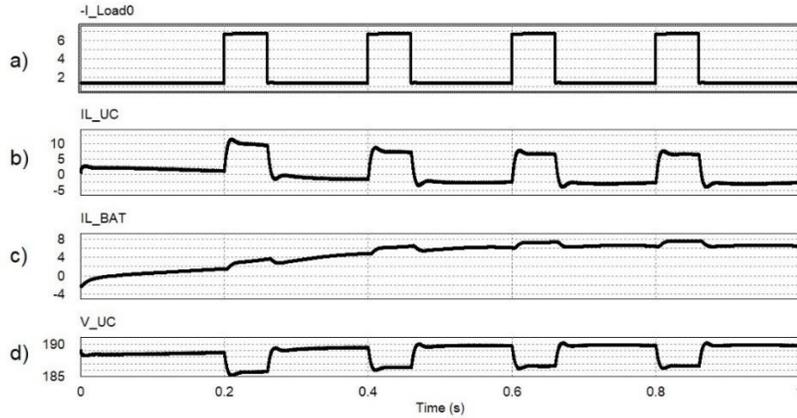


Figura 17. Gráficas de la simulación de un SHAE para la topología activa en paralelo. a) Corriente de la carga pulsante [A]. b) Corriente del supercondensador [A]. c) Corriente en la batería [A] d) Voltaje en terminales del supercondensador [V]

2.2.4 Topología híbrida activa serie del condensador

Como una extensión del presente estudio comparativo, en [91] se incluyó el análisis en el comportamiento de otra topología activa, la topología activa serie del condensador, mostrada en la Figura 18.

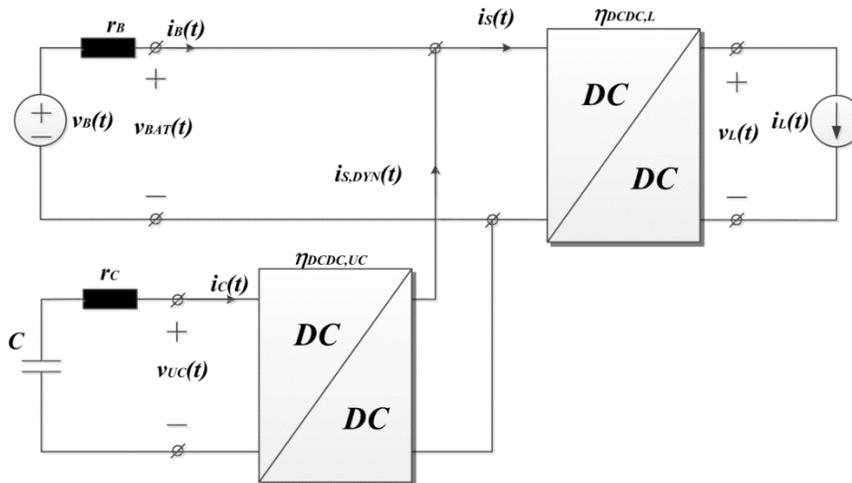


Figura 18. Topología híbrida activa serie del condensador. Adaptada de [18]

Este análisis implicó un esfuerzo adicional en el ajuste de los controladores y en la optimización de la arquitectura de control. Como resultado, se logró asignar la componente dinámica de la carga principalmente al supercondensador. A pesar de esto, la estrategia

utilizada para el reparto dinámico de la carga, denominada '*The Extended Droop Control Strategy*', ha demostrado ser más intuitiva y fácil de implementar en la topología activa en paralelo.

2.3 Conclusiones del capítulo

En síntesis, a partir de las topologías estudiadas y presentadas anteriormente, se determina que la topología activa en paralelo es la más adecuada para la integración de las tecnologías de almacenamiento. Esto en razón de contar con la posibilidad de aprovechar la energía almacenada en el supercondensador, a partir de la variación de la tensión en sus terminales.

En cuanto a la topología del convertidor escogido, tanto para la interconexión de la batería, como para la del condensador, se recomienda el convertidor DC Bidireccional *Half-Bridge*. Para poder hacer la validación experimental en esta tesis, este convertidor se ha fabricado con ciertas especificaciones técnicas y su descripción se documenta en el capítulo 4.

3 Capítulo 3. Descripción de las estrategias utilizadas para el control de un SHAE

En el presente capítulo se hace una descripción de las técnicas de control implementadas en el sistema de almacenamiento híbrido, objeto de estudio, con aplicación a microrredes eléctricas DC de tipo residencial. El objetivo general de las técnicas de control utilizadas, en diferentes niveles, es la prolongación de la vida útil de las baterías. Esto se logra cuando al supercondensador se le asigna la componente dinámica de una corriente pulsante, produciendo una disminución en el estrés eléctrico de la batería, lo que conlleva a una degradación más lenta de la batería. Se ha comprobado que la combinación de baterías de iones de litio y supercondensadores, con una adecuada topología de interconexión y adecuadas estrategias de control, pueden prolongar la vida útil de las baterías hasta 2.5 veces, en comparación con la vida útil de un sistema de almacenamiento, basado solamente en baterías [95]. En las siguientes secciones se describen los tres niveles de control que se recomiendan para el cumplimiento de un reparto dinámico de carga entre la batería y el supercondensador en los diferentes modos de operación de la microrred.

3.1 Control modo corriente promedio. Primer nivel de control

Como se demostró en el capítulo anterior, la topología activa en paralelo para la interconexión de baterías de iones de litio y supercondensadores es la más adecuada para el aprovechamiento de la energía almacenada en el supercondensador, al permitir la variación de la tensión en terminales del SC. Esto implica que cada almacenador tiene su propio convertidor, para ser conectado en las terminales de un bus DC. El primer nivel de control que se aplica sobre los convertidores, tanto el convertidor de la batería como el del condensador, es un control en modo corriente promedio o control ACC por sus siglas en inglés, *Average Current – Mode – Control* [57], [96]. La estructura de este control es un control de doble lazo, que establece como *set-point* una tensión en los terminales de la

salida del convertidor. El control en modo corriente promedio es comúnmente utilizado para fuentes de corriente reguladas y en los procesos de carga y descarga de baterías. La Figura 19 representa el esquema implementado para el primer nivel de control para cada convertidor. El convertidor se dimensiona en relación con la potencia que potencialmente se atribuye a cada elemento almacenador y las especificaciones de operación de la microrred bajo estudio, descritas en la sección 2.1.

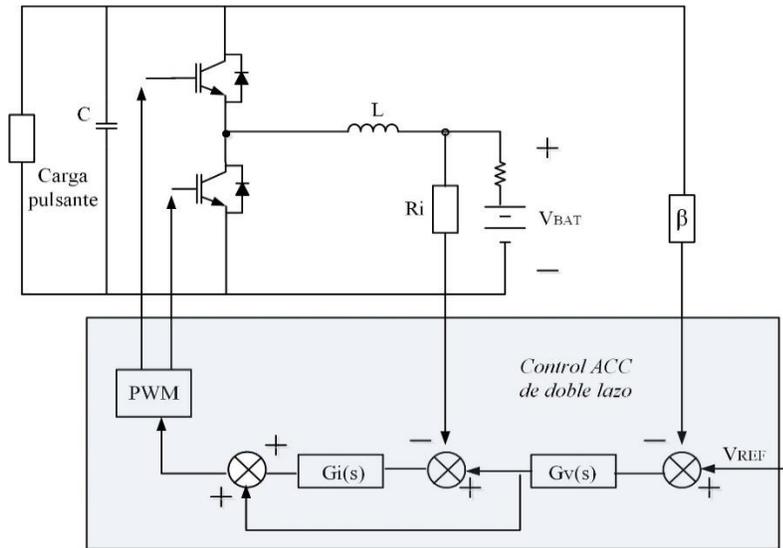


Figura 19. Estrategia de control en modo corriente promedio aplicada sobre el convertidor DC bidireccional Half- Bridge

La topología del convertidor escogido actúa como un convertidor elevador cuando la batería se está descargando y como un reductor cuando la batería se encuentra en proceso de carga.

Los convertidores conmutados, presentan características no lineales. Para poder aplicar una estrategia de control lineal es necesario linealizar el modelo circuital de los convertidores alrededor de un punto de operación. El modelo de circuito utilizado del convertidor bajo estudio se basa en el modelo del interruptor PWM [97]. Este modelo representa el comportamiento en pequeña señal, de los convertidores, cuando trabajan en modo de operación continua y discontinua. En el caso del convertidor utilizado, un convertidor DC bidireccional *half-bridge*, se ha tomado como base el modelo del convertidor elevador (*Boost*) con la excepción de que este convertidor no entra en modo de operación discontinua. Esto en razón de que cuando la corriente disminuye o incluso el flujo de potencia se invierte, el segundo elemento de disparo que reemplaza al diodo de la

topología del convertidor *Boost* permite que el convertidor siga operando en modo continuo. El modelo usado del convertidor elevador, en conjunto con la estructura escogida de los controladores de voltaje y corriente, proporcionan una adecuada respuesta de compensación, tanto en pequeña y gran señal, para el seguimiento de los *set-points* preestablecidos.

Los controladores de tensión y de corriente de la Figura 19, son diseñados mediante una metodología de respuesta en frecuencia, lo que permite cierta robustez y estabilidad en el sistema de control. Esta técnica presenta similitudes con la estrategia de *loop-shaping* [98], en la que se busca ciertos valores mínimos de margen de fase y margen de ganancia en el rango de operación de los controladores.

Con una función de transferencia definida para el controlador de corriente (ver $G_i(s)$ en la Tabla 7), se escoge un ancho de banda del lazo de corriente entre una décima parte y una quinta parte de la frecuencia de conmutación. Esta elección se basa en el hecho de que las funciones desarrolladas a partir del modelo del interruptor son efectivas solo hasta la mitad de la frecuencia de conmutación. Asimismo, el ancho de banda para el lazo de tensión se selecciona de cinco a diez veces menor que el del lazo de corriente, evitando así interferencias en las dinámicas de control entre ambos lazos. Por último, con miras a garantizar la estabilidad del sistema de control se escoge un margen de fase superior a 50° [93].

Algunas funciones de transferencia del convertidor utilizado y de la estructura de los controladores de tensión y de corriente son listados en la Tabla 7.

Tabla 7. Funciones de transferencia de interés para el convertidor DC Bidireccional [92], [93], [99]

Variable o función	Función de transferencia
Corriente del inductor sobre ciclo de trabajo	$G_{id}(s) = \left. \frac{\hat{i}_L(s)}{\hat{d}(s)} \right _{\hat{v}_i = \hat{i}_o = 0} = \frac{V_{DC} + (1 - D) Z_{DC} I_L}{sL + (1 + D)^2 Z_{DC}}$
Ganancia del modulador PWM	$F_M = 1$
Ganancia del lazo de corriente	$T_i(s) = G_{id}(s) R_i G_i(s) F_M$
Corriente del inductor sobre voltaje de control	$I_{LC}(s) = \left. \frac{\hat{i}_L(s)}{\hat{v}_c(s)} \right _{\hat{v}_i = \hat{i}_o = 0} = (1 + G_i(s)) \frac{F_M G_{id}(s)}{1 + T_i(s)}$

Voltaje de salida sobre corriente del inductor	$G_{vi}(s) = \left. \frac{\hat{v}_{DC}(s)}{\hat{i}_L(s)} \right _{\hat{v}_i = \hat{i}_o = 0} = \frac{V_{DC} Z_{DC} (1 - D) - Z_{DC} s L I_L}{V_{DC} + (1 - D) Z_{DC} I_L}$		
Voltaje de salida sobre voltaje de control	$V_{oc}(s) = \left. \frac{\hat{v}_{DC}(s)}{\hat{v}_c(s)} \right _{\hat{v}_i = \hat{i}_o = 0} = ILC(s) G_{vi}(s)$		
Ganancia del lazo de tensión	$T_V(s) = \beta V_{oc}(s) G_v(s)$		
Controlador de corriente	$G_i(s) = \frac{K_i \left(1 + \frac{s}{w_{z1}}\right)}{s \left(1 + \frac{s}{w_{p1}}\right)}$		
Controlador de tensión	$G_v(s) = \frac{K_v}{s}$		
Ganancia del sensor de tensión	$\beta = 1$	Ganancia del sensor de corriente	$R_i = 1$

Para ilustrar el proceso de diseño de los controladores, en la Figura 20 se muestran los diagramas de bode de magnitud y fase del lazo de control de corriente, en los que se tiene en cuenta la función de transferencia G_{id} , las ganancias del sensor y del modulador PWM, y el controlador de corriente descritos en la Tabla 7. Los polos y ceros de los controladores, tanto el de corriente como el de tensión, así como la ganancia de la función resultante, son escogidos para lograr los anchos de banda y márgenes de fase deseados. Los diagramas de la Figura 20, validan el diseño de los controladores para el convertidor de la batería. Las funciones de transferencia resultante de los controladores son descritas en las ecuaciones (3) y (4).

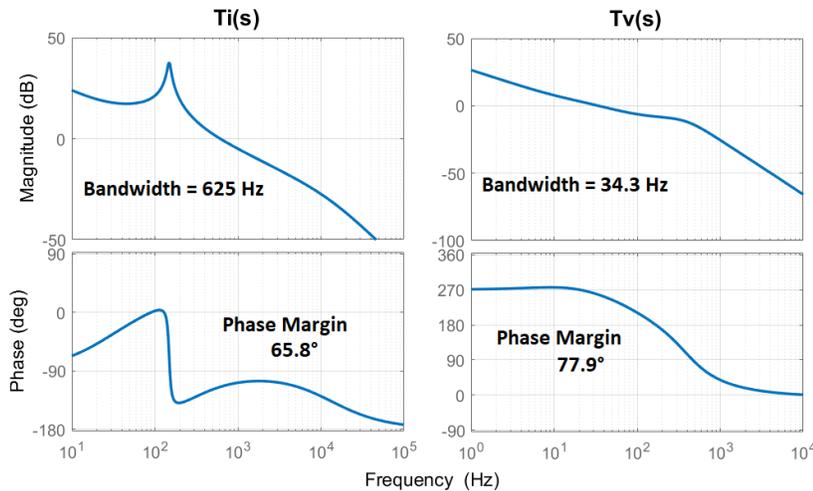


Figura 20. Diagramas de bode de los lazos de control de corriente (Ti) y tensión (Tv) para el convertidor de la batería

$$G_{i_BATTERY}(s) = \frac{85.08 \left(1 + \frac{s}{1456}\right)}{s \left(1 + \frac{s}{81990}\right)} \quad (3)$$

$$G_{v_BATTERY}(s) = \frac{25.68}{s} \quad (4)$$

Para el diseño de los controladores de los lazos de corriente y de tensión del convertidor del supercondensador se aplica el mismo procedimiento descrito anteriormente. En la Figura 21 se muestran los diagramas de bode ajustados que validan el diseño de estos controladores. Las funciones de transferencia resultantes de los controladores se muestran en las ecuaciones (5) y (6).

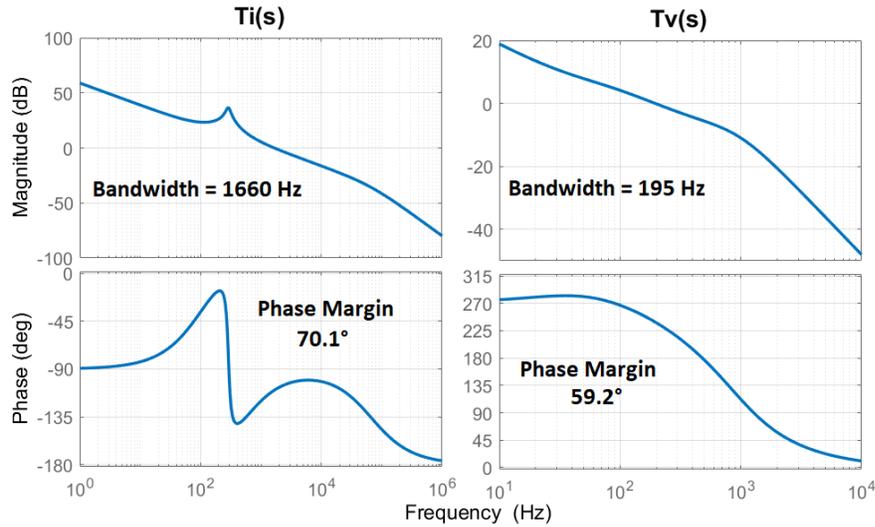


Figura 21. Diagramas de bode de los lazos de control de corriente (Ti) y tensión (Tv) para el convertidor del supercondensador

$$G_{i_SC}(s) = \frac{253.29 \left(1 + \frac{s}{3163}\right)}{s \left(1 + \frac{s}{416800}\right)} \quad (5)$$

$$G_{v_SC}(s) = \frac{87.3}{s} \quad (6)$$

3.2 Reparto dinámico de la carga. Segundo nivel de control

Como se ha mencionado antes, uno de los principales inconvenientes de la topología activa en paralelo es la complejidad en el esquema de control, no solamente para una adecuada gestión de energía, sino para lograr una descomposición adecuada de los flujos de potencia. En adición a la estrategia de control presentada en la sección anterior, se ha escogido una estrategia de control en tiempo real para la realización de un reparto de carga dinámico. Una estrategia de control en tiempo real le permite operar a los controladores sin la dependencia de una decisión de control centralizada, o comunicaciones. Esto permite una mayor confiabilidad y escalabilidad del sistema de almacenamiento híbrido [94]. La metodología implementada se conoce como “*The Extended Droop Control strategy*”, (EDC) propuesta en [53], [54], y recomendada en este trabajo para la aplicación particular de una microrred de tipo residencial, y en relación con el perfil de generación de una fuente intermitente, que se integra a esta microrred [93]. La estrategia de control en un segundo nivel, separa de forma autónoma y automática el flujo de potencia, desde y hacia los almacenadores durante los cambios súbitos de carga o de generación. Una componente dinámica o temporal del flujo de carga es asignada al supercondensador, que soporta los picos de corriente, mientras a la batería se le asigna una componente promedio o de variación lenta de la carga. En un control DROOP convencional, el reparto de carga para dos o más fuentes de generación se hace mediante la asignación o definición de unas constantes en un lazo externo de control. A diferencia del control *DROOP*, que se utiliza comúnmente para el reparto de carga, el *Extended Droop Control* (EDC) emplea un enfoque más dinámico. En el EDC, una de las constantes del lazo de control externo se multiplica por la función de transferencia de un integrador. Este enfoque resulta en una disminución gradual del valor de la constante de reparto a lo largo del tiempo, lo que permite un ajuste más fino y dinámico de la distribución de la carga. De esta forma los lazos externos de control se convierten un filtro pasa altos (HPF) y un filtro pasa bajos (LPF), que separan el escalón de carga en una componente de rápida variación que se asigna al supercondensador, y una componente de variación lenta, asignada al a batería.

Los pesos o valores de las constantes de lazo externo definen la rapidez con la que la batería cambia a una nueva condición de carga. Para cargas pulsantes, con una variación rápida y una frecuencia de variación establecida, se podría dimensionar un supercondensador al que se le asigne una componente dinámica permanente, lo que se

reflejaría en una reducción importante en el estrés de la batería, en adición a una posible reducción de la potencia nominal de la batería y su convertidor. No obstante, para la aplicación particular de una microrred DC de tipo residencial, se hace necesario establecer o caracterizar de las variaciones de las cargas, así como la naturaleza intermitente de las fuentes de generación local. Esta información permite dimensionar la capacitancia adecuada del supercondensador para el sistema híbrido de almacenamiento, tal como se explica en el capítulo 4. A manera de ejemplo se cuenta con la información de la irradiancia de un día nublado en una zona del trópico (Figura 22). Esta variación en la irradiancia se refleja de manera similar en el perfil de un sistema de generación fotovoltaica. La variación de los pulsos está asociada a cambios porcentuales significativos, 20% al 100% de la máxima potencia, así como a duraciones que oscilan entre los 30s a varios minutos.

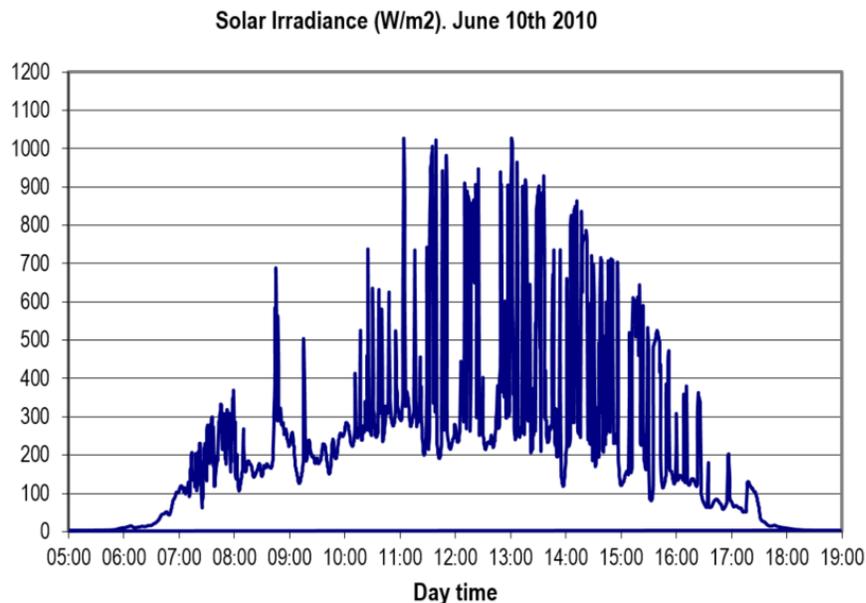


Figura 22. Datos de Irradiancia en un día nublado en zona tropical. Laboratorio de la Facultad Ciencias. Universidad Nacional de Colombia

La estrategia de control para el reparto dinámico de la carga, junto con el esquema de control de doble lazo, se constituye como el control primario del sistema híbrido de almacenamiento de energía. Como se mencionó en la sección 2.2.3, cada almacenador con su convertidor se conecta a un bus DC, en el que se conecta la generación y las cargas. La topología del sistema híbrido de almacenamiento con sus diagramas de bloques, que describen el control primario, se muestra en la Figura 23. Aparte de los

valores de los elementos y parámetros de cada convertidor, descritos anteriormente en la Tabla 5 y Tabla 6, se han definido unas constantes del tercer lazo del esquema de control de cada convertidor. Como se mencionó anteriormente, estos valores se escogen en función de la energía asociada a los pulsos de una fuente intermitente o en función del tiempo deseado por la respuesta transitoria, frente a la variación por la conexión o desconexión de cargas en la microrred.

Ganancia del tercer lazo de control del convertidor de la batería (K_{Batt}):	2Ω
---	------------

Ganancia del tercer lazo de control del convertidor del supercondensador (K_{SC}):	$0.5 F^{-1}$
--	--------------

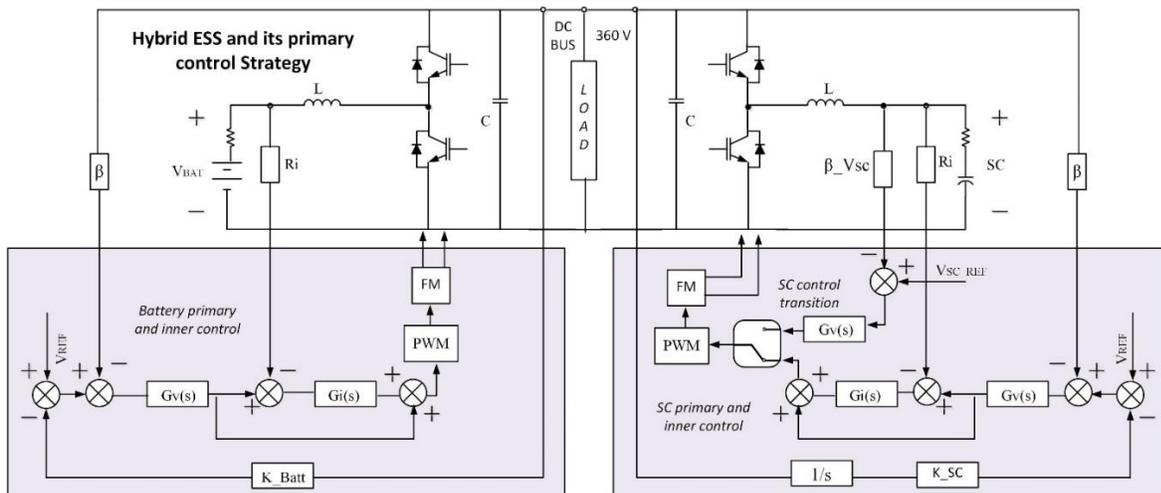


Figura 23. Topología activa en paralelo con el esquema de control primario.

Es importante destacar que, en el sistema de control que se implemente, el valor de las constantes del lazo externo podría ser ajustado por un usuario experto que interactúe con el control del sistema de almacenamiento híbrido. Esto podría resultar útil cuando se necesite ralentizar los cambios de la corriente en la batería ante cambios súbitos de carga o generación. De forma alternativa, el cambio de las ganancias de tercer lazo se podría definir a partir de una técnica de control adaptativo, que busque ajustar el aporte energético del supercondensador a partir de la medición o predicción de las variaciones en la carga o en la generación.

3.2.1 Efecto de la variación de la ganancia del lazo externo de control

Con diferentes constantes de tercer lazo, implicaría que cualquier cambio en la conexión o desconexión de carga demandaría más o menos energía del supercondensador aliviando en una mayor o menor medida el estrés eléctrico en la batería por cambios súbitos de carga. Para ilustrar este último aspecto, se muestran tres simulaciones, con diferentes valores de ganancias de lazo externo (Tabla 8), del control del convertidor del supercondensador. Ver Figura 24 a Figura 26.

Tabla 8. Ganancias del tercer lazo de control del convertidor del SC

Capacitancia Virtual	K_SC
0.25 F	4
2 F	0.5
20 F	0.05

En este pequeño ejemplo de comparación, que muestra el impacto de la variación de la ganancia de tercer lazo, se ha escogido un perfil de la corriente neta inyectada, resultado de la diferencia de la corriente generada (I_{pv}) menos la corriente de carga (I_{load}), que cambia en un rango entre -5A a 5A. Como se explicó anteriormente, la energía asignada al SC, depende de la ganancia de tercer lazo (K_{SC}).

Como se puede ver en la Figura 24 d), el cambio de carga repercute en una pequeña variación en la tensión en terminales del Bus DC, con una regulación de tensión por debajo del 5%. Para los otros valores de ganancia de tercer lazo, los cambios en la tensión en terminales presentan una forma más suavizada pero también con una regulación de tensión inferior al 5%.

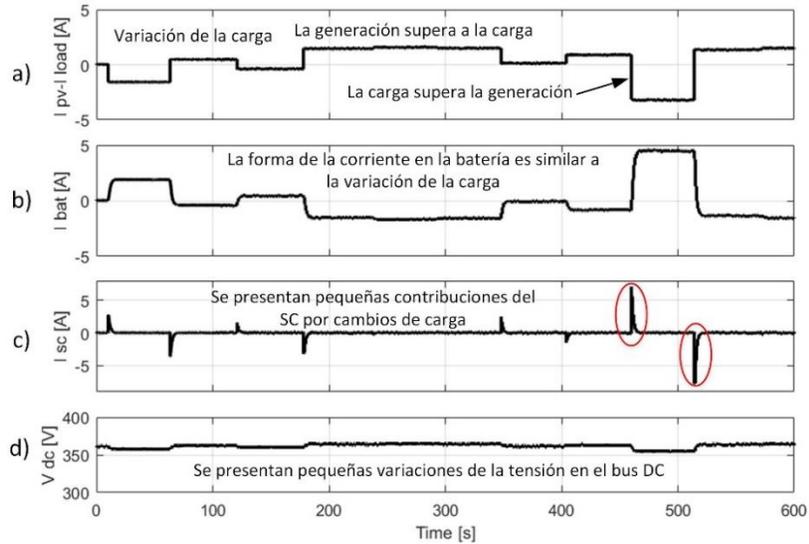


Figura 24. Comportamiento de un SHAE en una microrred en modo Isla con $K_{SC}=4$. a) Corriente neta inyectada en el Bus DC. b) Corriente en la batería. c) Corriente en el SC. d) Tensión en terminales del Bus DC

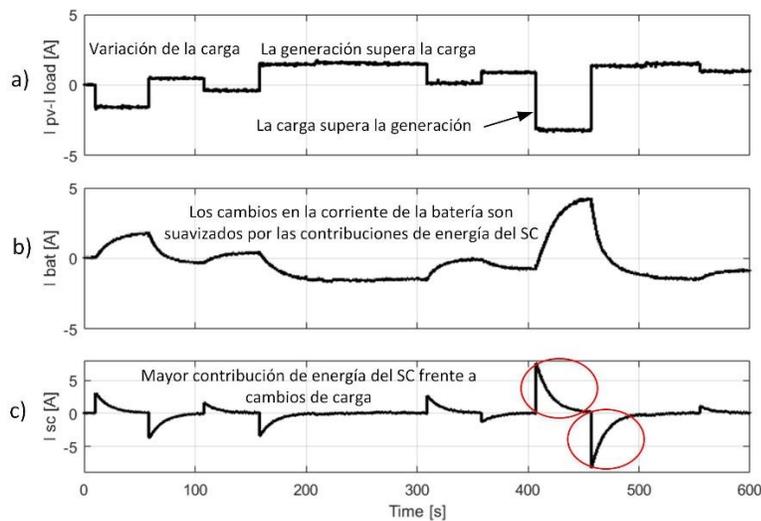


Figura 25. Comportamiento de un SHAE en una microrred en modo Isla con $K_{SC}=0.5$. a) Corriente neta inyectada en el Bus DC. b) Corriente en la batería. c) Corriente en el SC. d) Tensión en terminales del Bus DC

Como se muestra en la Figura 24, valores más grandes de K_{SC} producen respuestas o transitorios más rápidos en la corrientes del SC, con bajos niveles de energía asociados y pequeñas reducciones en el estrés eléctrico de la batería. Por otra parte, para valores más pequeños de K_{SC} (Figura 25 y Figura 26), el transitorio de la corriente del SC se hace más lento, con mayores valores de energía asignada al SC y con una corriente de la batería

más suavizada, lo que reduce significativamente el estrés en la batería. No obstante, una asignación de energía más alta para el SC, como las mostradas en la Figura 26 c), requiere de una mayor capacitancia del SC, lo que a su vez estaría asociado con mayores costos.

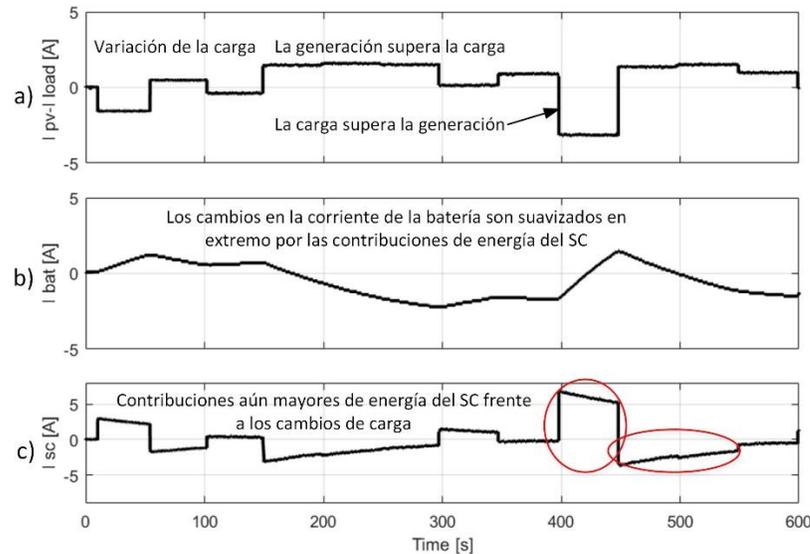


Figura 26. Comportamiento de un SHAE en una microrred en modo Isla con $K_{SC}=0.05$.
 a) Corriente neta inyectada en el Bus DC. b) Corriente en la batería. c) Corriente en el SC. d) Tensión en terminales del Bus DC

3.2.2 Efecto en el perfil de tensión de la batería por el uso de SHAE

Aparte de la reducción del estrés eléctrico en la batería, por la suavización de su onda de corriente, la conformación de un SHAE con baterías y SC produce beneficios adicionales, como lo es un perfil de tensión suavizado en las terminales de la batería. Para ilustrar esto último, se han realizado nuevas simulaciones que permiten comparar el efecto de la inclusión de un SC en el perfil de voltaje en terminales de la batería, con respecto al perfil que se tendría en un sistema de almacenamiento basado solo en baterías. En este caso, se ha escogido un perfil de carga pulsante que varía entre 0% y 80% de la corriente nominal del convertidor.

En la Figura 27 se muestra el comportamiento de la corriente y la tensión en terminales de la batería, frente a una carga pulsante, para un sistema de almacenamiento basado solo en baterías. Ahora, con la inclusión del SC en un SHAE, las variables de corriente y tensión en la batería presentan variaciones más suavizadas como se muestra en la Figura 28.

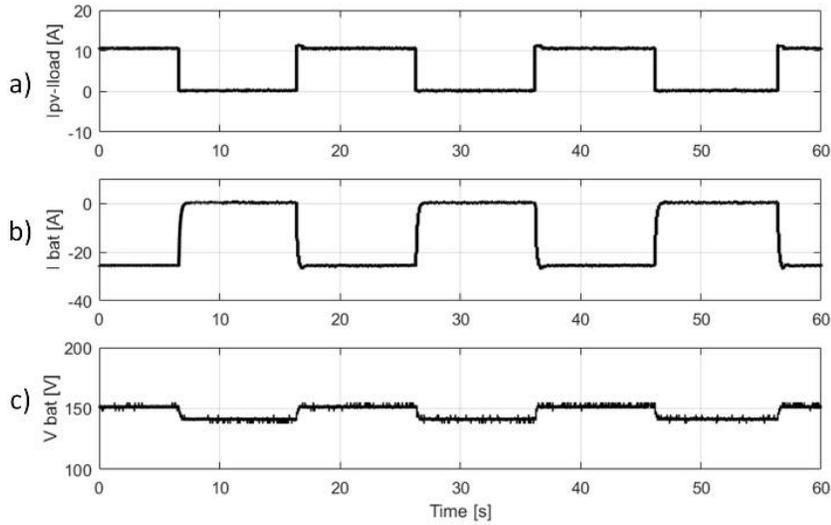


Figura 27. Variación del voltaje en terminales de la batería para una microrred en modo Isla. Sistema de almacenamiento basado solo en baterías. a) Corriente neta inyectada en el Bus DC. b) Corriente en la batería. c) Tensión en terminales de la batería.

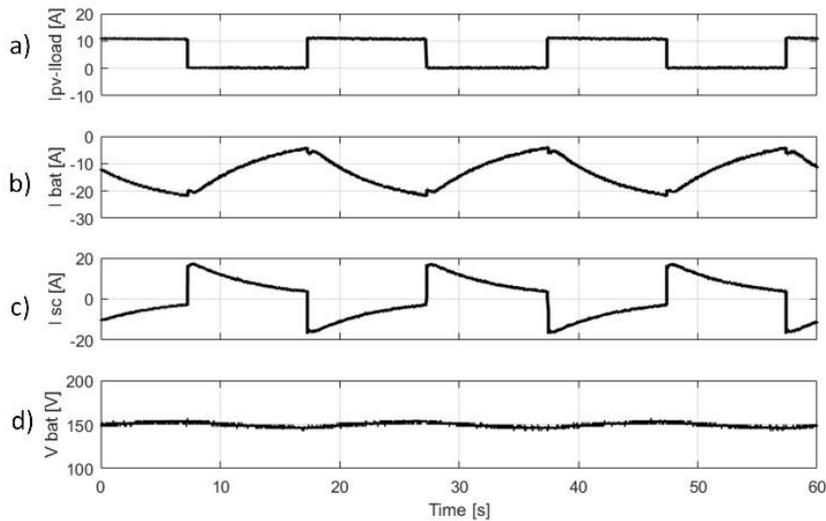


Figura 28. Variación del voltaje en terminales de la batería para una microrred en modo Isla. Sistema de Almacenamiento Híbrido. a) Corriente neta inyectada en el Bus DC. b) Corriente en la batería. c) Corriente en el SC. d) Tensión en terminales de la batería.

Como se mencionó anteriormente, el primer y segundo nivel de control, descritos en las secciones 3.1 y 3.2 e ilustrado en la Figura 23, conforman el sistema de control primario del SHAE. Un aspecto importante para resaltar es que el esquema de control primario propuesto, con sus ganancias de lazo y sus controladores de corriente y de tensión, se mantienen casi invariantes, sin importar el modo de operación de la microrred o si los

almacenadores se encuentran en proceso de carga o descarga. Esta característica del sistema de control evita tener que hacer transiciones o cambios en la arquitectura general del control o en las funciones de transferencia de los controladores, lo que repercute en un sistema de control más eficiente, confiable y estable.

3.3 Sistema de gestión de energía para el SHAE. Tercer nivel de control

En la presente sección se expone un sistema de gestión para la energía en el sistema híbrido de almacenamiento de energía bajo estudio, lo que se constituye como el tercer nivel de control. Este sistema de gestión se relaciona con el control sobre los procesos de carga y descarga para las baterías y el supercondensador. El sistema propuesto es un sistema basado en reglas, que son definidas a partir de las recomendaciones de fabricantes de los almacenadores y según ciertos lineamientos definidos en el estándar IEEE 2030.7-2017 [100]. Las recomendaciones de operación de los fabricantes, para baterías y supercondensadores, se basan en la operación dentro de ciertos límites de corriente, tensión, potencia y tiempos de operación, que evitan un desgaste prematuro de los mismos. El sistema de control propuesto, más allá de buscar una operación optimizada, busca la funcionalidad del sistema integral de control, que garantice un buen desempeño y estabilidad del mismo ante cambios en el modo de operación de la microrred o durante transiciones en esquema de control o los controladores, y bajo condiciones extremas de operación. A continuación, se presentan los algoritmos para el sistema de gestión de energía en las baterías y el supercondensador, según el modo de operación de la microrred.

3.3.1 Algoritmo de carga y descarga del Supercondensador

La función principal del supercondensador es mitigar el estrés eléctrico en la batería, o del sistema eléctrico en general, cuando se producen cambios súbitos en la carga o en la generación. Para el caso del supercondensador con su convertidor, mediante un diseño adecuado de su esquema de control primario, se puede lograr que su comportamiento sea como el de una fuente de corriente, que responda de forma instantánea y por un cierto periodo de tiempo ante los cambios súbitos de carga, sin importar el modo de operación de la microrred. De esta forma, la operación en estado estacionario del SC, es con una

corriente cero, listo para contrarrestar cualquier tipo de cambio impredecible en la carga o en la generación.

En este estado de operación estacionario, el SC debe contar con una mínima energía para suplir el pico de corriente asociado a la conexión de una carga importante. De igual manera, si el SC se encuentra cargado a su tensión nominal o a la tensión del bus DC, no podría absorber un pico de corriente asociado a la inyección de energía en el sistema de generación. Con base en esto se propone un rango de operación para la tensión del SC entre el 50% y el 100% de su tensión nominal, ecuación (7). La operación entre estos límites de tensión permite que el SC trabaje con una eficiencia aceptable, y que conserve su capacidad de absorber y entregar energía de manera instantánea [101], en respuesta a los cambios súbitos en la corriente neta inyectada en el bus DC.

$$50\% V_{SC_NOMINAL} \leq V_{SC} \leq 100\% V_{SC_NOMINAL} \quad (7)$$

A partir de la tensión máxima de operación del SC, en la ecuación (8) se define la máxima energía almacenada en

$$E_{SC_MÁXIMA} = \frac{1}{2} C_{SC} V_{SC_NOMINAL}^2 \quad (8)$$

Una vez definido el rango de operación en la tensión del SC, la energía almacenada para el mismo se mantendrá en el rango definido por la ecuación (9)

$$25\% E_{SC_MÁXIMA} \leq E_{SC} \leq 100\% E_{SC_MÁXIMA} \quad (9)$$

Tomando el valor medio en el rango de variación de la energía (62.5% de $E_{SC_MÁXIMA}$), se define un valor de referencia para la tensión del SC, según las ecuaciones (10) y (11).

$$E_{REF} = 62.5\% E_{SC_MÁXIMA} = \frac{1}{2} C_{SC} V_{REF}^2 \quad (10)$$

$$V_{REF} = 79\% V_{SC_NOMINAL} \quad (11)$$

Este valor intermedio de tensión permite que el SC tenga la posibilidad de absorber o entregar energía, ante cambios súbitos en la corriente inyectada. Con un aumento súbito en la carga conectada al bus DC o una reducción en la corriente asociada a la generación, de manera automática el SC inyectará una corriente, cuyo transitorio dependerá de las ganancias del lazo externo de control. Esto hará que la corriente en la batería cambie su

condición de carga, con un perfil de corriente recortado y suavizado. De una manera similar, ante la desconexión de parte o la totalidad de la carga, o ante un aumento súbito en los aportes de generación, el SC absorberá un pico de corriente que producirá el mismo efecto de suavizar la corriente en la batería. Como se expuso en la sección 2.2.3, para la topología activa en paralelo, los cambios de corriente en el SC producirán cambios en la tensión en terminales del SC. A diferencia de un escenario con una carga pulsante definida, que tiene un ciclo útil del 50%, cambios repentinos y más breves en la carga o generación, especialmente aquellos con una duración menor al tiempo del transitorio de la corriente del Supercondensador (SC), pueden resultar en una carga o descarga significativa del mismo. Esto altera la tensión en los terminales del SC, llevándola a uno de los límites operativos establecidos en la ecuación (7). Esta variación afecta negativamente la capacidad del SC para suministrar o absorber los picos de corriente asociados a cambios en la corriente neta inyectada. Por lo tanto, se vuelve esencial reajustar la tensión del SC a su tensión de referencia (V_{REF}), tal como se ilustra en el diagrama de flujo de la Figura 29.

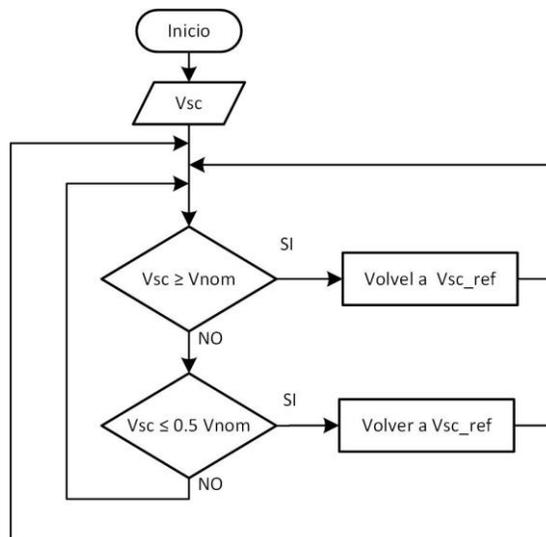


Figura 29. Sistema de gestión de energía en el SC. Cualquier modo de operación de la microrred

La función implementada para la restauración del voltaje del condensador se representa en un cambio en la arquitectura de control y el controlador del sistema de control primario en el convertidor del SC, tal y como se muestra en la Figura 23. La función de transferencia en la transición de control del SC es una función integral con baja ganancia, que carga o descarga el condensador con una rampa de corriente ascendente o descendente, y con una magnitud de corriente limitada en relación con la capacidad de los convertidores utilizados o con la máxima corriente que puede manejar la batería. En esta transición del

restablecimiento de la tensión en el SC, y para un funcionamiento de la microrred en modo isla, la batería debe estar en la capacidad de suplir o absorber la corriente del SC, además de abastecer la carga neta conectada al bus DC. Aparte de lo anterior, el establecimiento de la tensión en el bus DC es responsabilidad del algoritmo de control de la batería. Cabe añadir que, durante la fase transicional del control en el SC, no se presentará un reparto dinámico de la carga entre la batería y el SC.

A continuación, se muestran las simulaciones del funcionamiento del algoritmo del sistema de gestión de la energía en el supercondensador de la Figura 29. Este algoritmo funciona de la misma manera sin importar el modo de operación de la microrred DC. A partir de los parámetros del convertidor del SC, descritos en la Tabla 6, se ha escogido unas tensiones de entrada mínima y máxima de operación de 130 V y 240 V, respectivamente. Con base en esto y a partir de la aplicación de las ecuaciones (10) y (11), se obtiene un voltaje de referencia de 190 V. En el primer ejemplo, después de diferentes descargas pronunciadas en el SC, se activa el algoritmo para el restablecimiento de la tensión del SC, una vez su tensión decrece a 130 V, Figura 30 d) ($t=120s$). Una vez se alcanza la tensión de referencia, se restablece la arquitectura y el controlador inicial del sistema de control primario del SC, Figura 30 d) ($t=250s$)

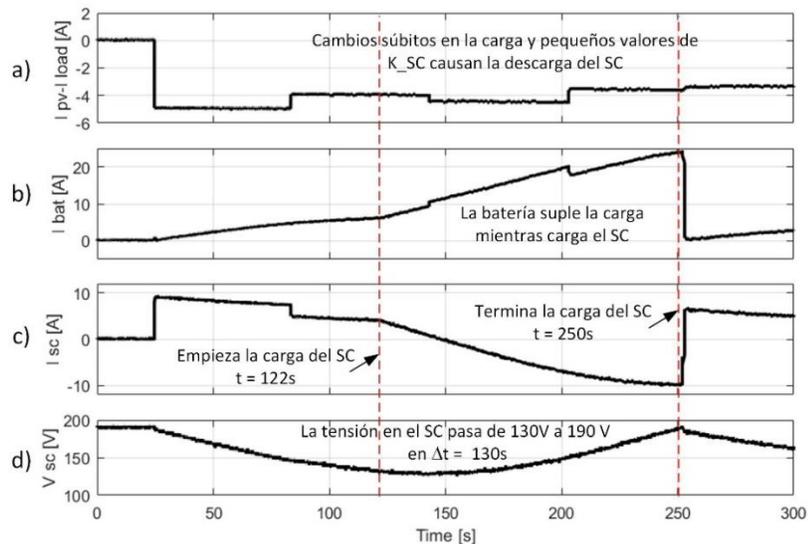


Figura 30. Operación del algoritmo de control del SC. El SC se descarga y se restaura su tensión. a) Corriente inyectada en el bus DC. b) Corriente en la batería. c) Corriente en el supercondensador. d) Voltaje en terminales del SC

De manera adicional, se presenta un segundo ejemplo de simulación, en el cual, a partir de diferentes aportes de generación, la tensión del SC alcanza su máximo valor, lo que repercute nuevamente en la activación del algoritmo del sistema de gestión del SC. La Figura 31 d) muestra el momento en el que se carga el condensador ($t=155$ s). Una vez su tensión alcanza el valor de referencia, ($t=280$ s), se restablece el sistema de control primario para el convertidor del SC.

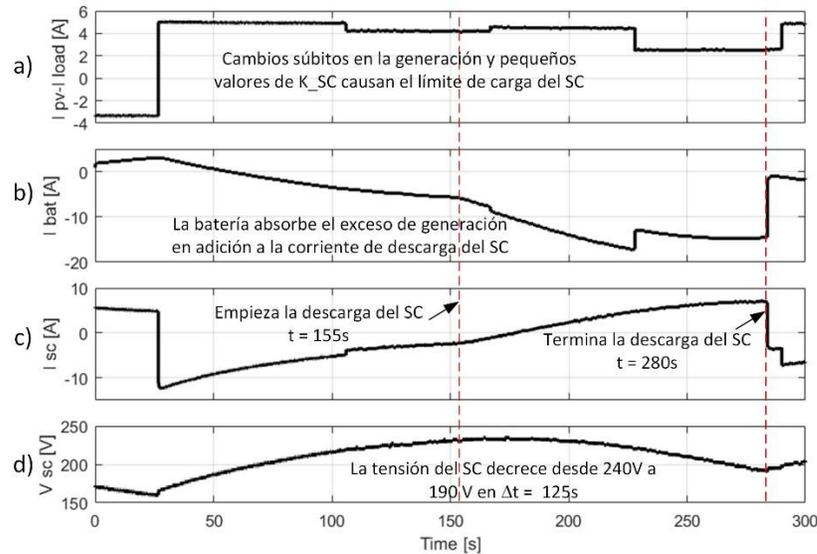


Figura 31. Operación del algoritmo de control del SC. El SC se carga a su máxima tensión y luego se descarga. a) Corriente inyectada en el bus DC. b) Corriente en la batería. c) Corriente en el supercondensador. d) Voltaje en terminales del SC

3.3.2 Algoritmo de carga y descarga de la Batería. Microrred operando en modo Isla.

Según la arquitectura de control diseñada, para cualquier estado de operación de la microrred, la batería y su convertidor DC juegan un papel fundamental para lograr un balance de carga permanente entre los aportes de generación y carga. La batería y su convertidor se consolidan como una unidad formadora de la microrred [52]. A pesar de ser esto una ventaja en la operación del sistema de control del sistema en general, es necesario que la batería mantenga un estado de carga que le permita operar sin restricciones para absorber los excedentes de carga o generación. Según recomendaciones de los fabricantes de baterías derivadas de la tecnología de iones de litio, se recomienda que su estado de carga (SoC) se encuentre entre un 30% y un 90%.

Esto implica que para una microrred que opera en modo isla, acompañada de una ausencia prolongada de generación y una carga permanente, la batería llegaría a un estado mínimo de carga. En estas condiciones, se haría necesario la desconexión de la carga para establecer el SoC de la batería a un nivel que permita volver a conectar la carga de nuevo. Por otra parte, cuando hay demasiado aporte en la generación, pero no hay una carga que aproveche esta energía, se produce una carga máxima en las baterías, que haría necesario la desconexión del sistema de generación. Para una microrred con un sistema de generación fotovoltaico, se puede evitar llegar recurrentemente a los estados de carga extremos de las baterías, así como al tener que limitar la energía que proviene de los paneles, como medida de protección por una corriente máxima de carga. Esto sin duda haría que el sistema de almacenamiento opere de una forma más eficiente, sin desaprovechar el recurso energético y sin afectar la confiabilidad en la operación de la microrred por la desconexión o el deslastre de carga. Todo esto se lograría con un adecuado dimensionamiento de las baterías en términos de su capacidad y potencia, así como con un diseño idóneo del sistema de generación, en función de las necesidades energéticas, del recurso energético y de la potencia máxima de las cargas conectadas. La Figura 32 presenta la propuesta del algoritmo para la gestión de energía de la batería cuando la microrred eléctrica se encuentra operando en modo isla.

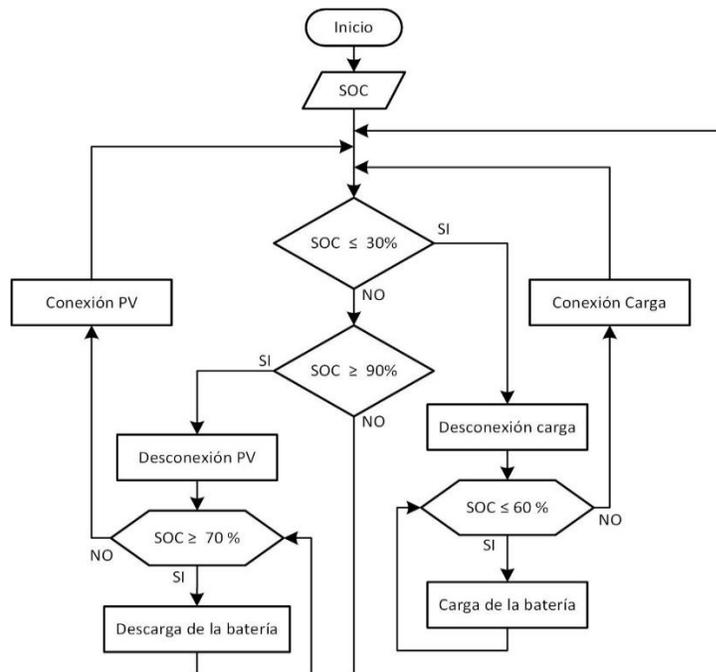


Figura 32. Sistema de gestión de energía para la batería, para un funcionamiento en modo isla de la microrred.

Como se puede ver del algoritmo presentado, una vez la batería llegue a su estado de carga del 30% la carga se desconectará, hasta que el SoC de la batería alcance al menos un 60%, punto en el cual la carga se conectará nuevamente. En el caso de excedente permanente en la generación y para evitar una sobrecarga de la batería, cuando el SoC de la batería llega a 90%, se desconectará la generación para que la batería se pueda descargar hasta un SoC del 70%, momento en el que se conectará de nuevo el sistema de generación. Para ilustrar el funcionamiento y la implementación del sistema de gestión de la energía en la batería, se han hecho varias simulaciones, en las que se puede apreciar los momentos de desconexión y reconexión de carga y generación cuando se alcanza uno de los extremos en el estado de carga de las baterías.

3.3.2.1 Descarga de la batería y reconexión de la carga

Para un sistema de almacenamiento de energía que se ha descargado y que se encuentre operando en una microrred en modo isla, la única forma de reestablecer su estado de carga es mediante la desconexión temporal de la carga en el sistema eléctrico, lo que conlleva a que con las baterías se carguen con la generación disponible. En el primer ejemplo de simulación, se ha establecido un estado de carga inicial de la batería en un 31%. El algoritmo de carga se activa en el tiempo $t=120s$, lo que ocasiona la desconexión de la carga

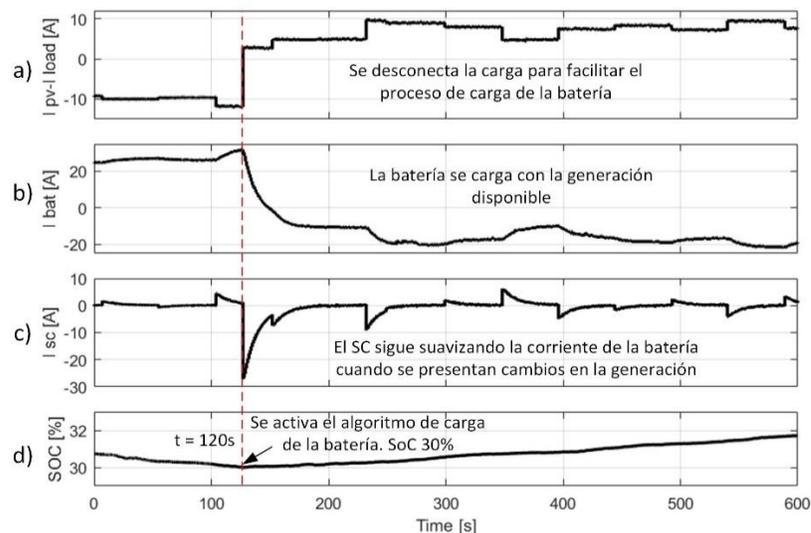


Figura 33. Simulación del algoritmo para el control de la carga en la batería. La batería se descarga. a) Corriente inyectada en el Bus DC. b) Corriente en la Batería. c) Corriente en el supercondensador. d) SoC de la batería

Mientras la carga se encuentra desconectada y para evitar la repetida conexión y desconexión de la misma, se requiere que la batería alcance un SoC mínimo de un 60% para poder volver a conectar la carga. En un segundo ejemplo de simulación, Figura 34, luego de un tiempo en el cual la batería ha llegado a un SoC del 60%, la carga se conecta de nuevo ($t=30s$).

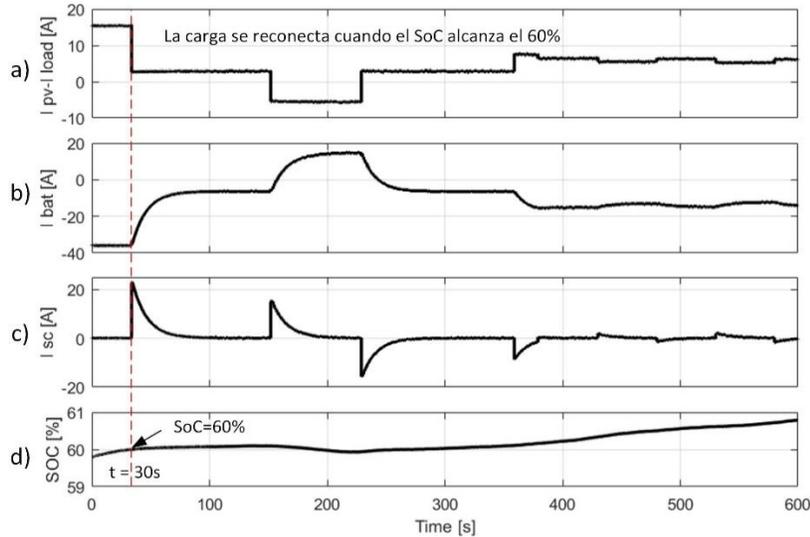


Figura 34. Reconexión de la carga cuando el SoC llega a un 60%. a) Corriente neta inyectada en el Bus DC. b) Corriente en la Batería. c) Corriente en el Supercondensador. d) SOC de la batería

3.3.2.2 Batería llega a su máxima carga, desconexión y reconexión de la generación

Para evitar una sobrecarga de la batería por un excedente permanente en la generación, El sistema de generación se desconecta una vez el SoC de la batería alcanza un 90%, tal y como se muestra en la Figura 35, para $t=300s$. En esta fase, toda la carga conectada a la microrred, será suplida por la batería. Si no hubiera carga conectada, el SoC de la batería permanecería en un valor cercano a 90%.

Cuando la batería se descargue a un 60% o 70%, en relación con el set-point programado del algoritmo de carga, la generación se conectará de nuevo. Si persiste el exceso de generación, el estado de carga de batería oscilará en una franja superior al 60%. Esto resultaría conveniente, ya que la batería tendría que suplir la carga cuando no haya generación disponible, como, por ejemplo, en las franjas nocturnas, en un sistema de

generación solar. La Figura 36 muestra el momento en el que hace la reconexión de la generación cuando el SoC de la batería decrece nuevamente a 60%, en $t = 60s$.

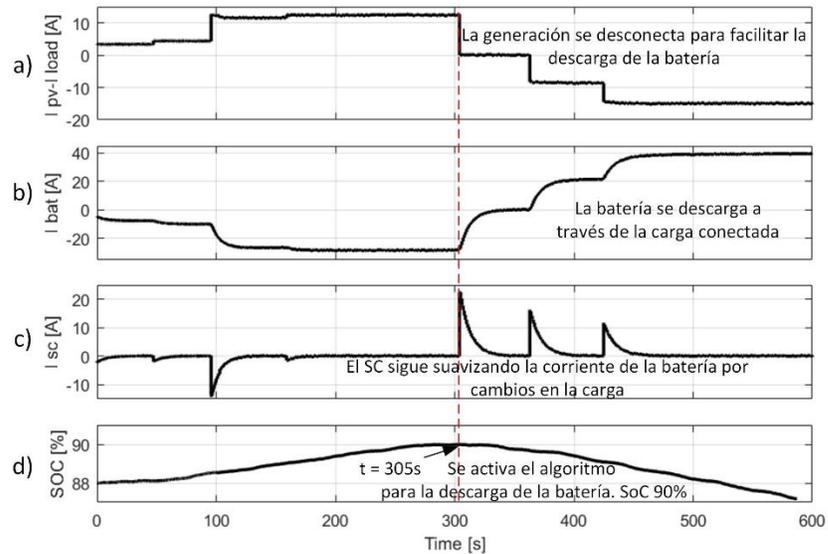


Figura 35. Simulación del algoritmo para el control de la carga en la batería. La batería llega a su carga máxima. a) Corriente inyectada en el Bus DC. b) Corriente en la Batería. c) Corriente en el supercondensador. d) SoC de la batería

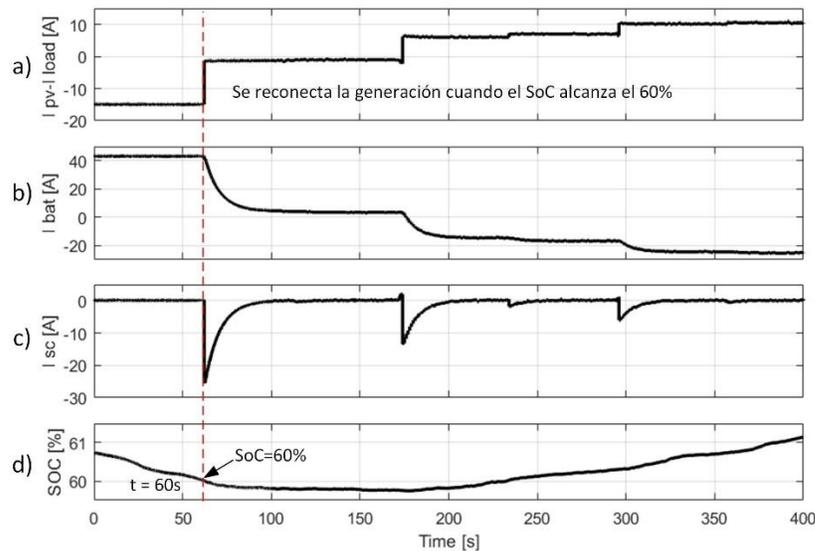


Figura 36. Reconexión de la generación cuando el SoC llega a un 60%. a) Corriente neta inyectada en el Bus DC. b) Corriente en la Batería. c) Corriente en el Supercondensador. d) SOC de la batería

3.3.3 Algoritmo de carga y descarga de la Batería. Microrred operando en modo Interconectado.

Cuando la microrred se encuentra en su modo de operación interconectado, el SHAE puede estar en dos estados posibles: 1. Carga de la batería; 2. Descarga de la batería. El algoritmo para la gestión de la energía en la batería, cuando la microrred se encuentra en su modo de operación interconectado se muestra en la Figura 37

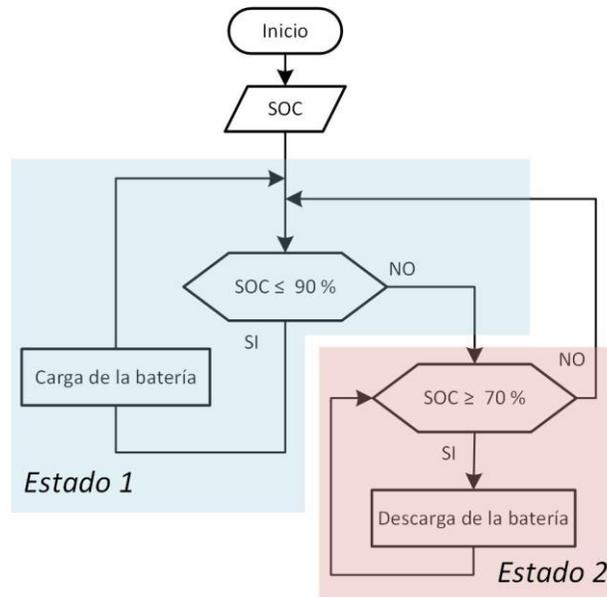


Figura 37. Algoritmo para la gestión de la energía en la batería para el modo de operación interconectado de la microrred.

A diferencia del modo en operación en isla, cuando la microrred se encuentra operando en modo isla, no se presentan recortes en la carga o la generación. Cualquier excedente de carga o generación tendrá un balance con un aporte de carga positivo o negativo, proveniente del sistema eléctrico. En el primer estado de operación de la batería (carga de la batería), la batería se cargará con una contribución combinada de los aportes de generación (I_{PV}) y una corriente constante que se inyecta desde el sistema eléctrico interconectado (I_{BATT_K}), tal y como se muestra en la ecuación (12). El valor de la corriente que inyecta la red para el proceso de carga de la batería (I_{BATT_K}) podría cambiar, toda vez que, con las fluctuaciones en los aportes de generación, se alcance el valor de la máxima corriente de carga en la batería, establecido por las especificaciones de operación de los fabricantes.

En el primer estado de operación de la batería, toda la carga conectada a la microrred será provista por la red eléctrica, según se describe en la ecuación (13), que indica la corriente total que inyecta el sistema eléctrico.

- Ecuaciones para la operación del SHAE, en un modo de operación interconectado de la microrred, estado 1: CARGA DE LA BATERÍA (SOC \leq 70%)

$$I_{BATT_H} = -I_{BATT_K} - I_{PV} \quad (12)$$

$$I_{GRID} = I_{LOAD} + I_{BATT_K} \quad (13)$$

Cuando la batería alcance un estado de carga de 90%, y la carga conectada supere la generación ($I_{LOAD} > I_{PV}$), la batería inyectará una corriente que compense el excedente de la corriente de carga, caso en el cual, la contribución del sistema eléctrico será nula. Esto permitirá que haya una descarga parcial de la batería, evitando así una posible sobrecarga de la misma. La presente dinámica de operación es descrita por las ecuaciones (14) y (15).

- Ecuaciones para la operación del SHAE, en un modo de operación interconectado de la microrred, estado 2: DESCARGA DE LA BATERÍA (SOC alcanza el 90%)

$$a) I_{LOAD} > I_{PV}$$

$$I_{BATT_H} = I_{LOAD} - I_{PV} \quad (14)$$

$$I_{GRID} = 0 \quad (15)$$

En el evento en el que la batería alcance un estado de carga del 90%, pero que los aportes de generación superen la carga conectada ($I_{PV} > I_{LOAD}$), la contribución de la batería será nula y el sistema absorberá los excedentes de generación, según lo descrito en las ecuaciones (16) y (17). El algoritmo descrito, permite que el estado de carga de la batería oscile entre un 70% y un 90%. Como se mencionó anteriormente, para el caso del supercondensador, el algoritmo para la gestión de la energía permanece igual sin importar el estado de operación de la microrred.

$$b) I_{PV} > I_{LOAD}$$

$$I_{BATT_H} = 0 \quad (16)$$

$$I_{GRID} = I_{LOAD} - I_{PV} \quad (17)$$

Para ilustrar el funcionamiento del algoritmo de la Figura 37 se han realizado diferentes simulaciones que muestran los momentos de transición en el modo de operación de la microrred, de isla a interconectado y viceversa. Una vez se cambia el modo de operación de la microrred a interconectado, se activa el proceso de carga de la batería, llevándola a un estado de carga máximo del 90%. En las gráficas de simulación de la Figura 38, el cambio de modo de operación de la microrred ocurre en $t=140s$. La corriente proveniente de la red eléctrica, mostrada en la Figura 38 b), corresponde a lo descrito en la ecuación (13).

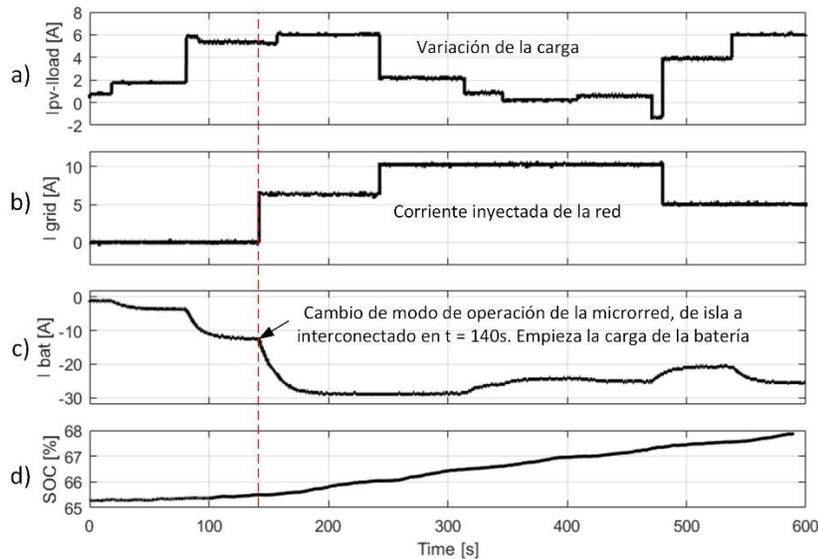


Figura 38. La microrred cambia su modo de operación de isla a interconectado en $t=140s$. a) Corriente neta inyectada en el bus DC. b) Corriente inyectada de la red eléctrica. c) Corriente de la batería. d) SoC de la batería

Una vez se alcanza el máximo estado de carga de la batería, como se muestra en la Figura 39, para $t=80s$, la batería empezará a descargarse para suplir cualquier excedente de carga. En este nuevo estado de operación de la batería, la única contribución del sistema eléctrico es absorber cualquier excedente de generación como se muestra en la Figura 39 b) para $t=170s$ y $t=520s$. Este estado de operación de la batería permanecerá hasta que el SoC de la batería descienda a un 70% y se active nuevamente el algoritmo de carga.

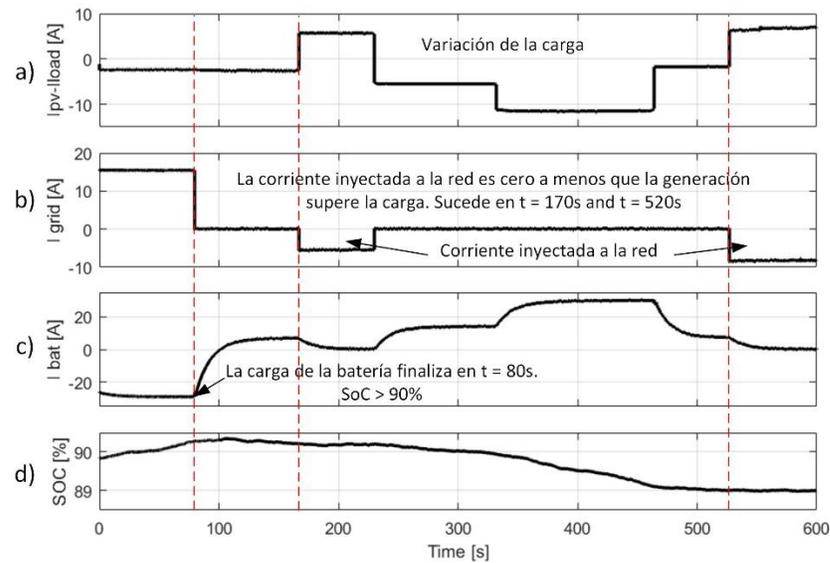


Figura 39. La batería alcanza un SoC de 90% con la microrred en modo interconectado. a) Corriente neta inyectada en el Bus DC. b) Componente de la corriente que se inyecta desde la red eléctrica. c) Corriente de la batería. d) SOC de la batería

Finalmente, es importante destacar que durante la transición de la microrred del modo interconectado al modo isla, usualmente se encuentra que el estado de carga de la batería supera el 70%. Este nivel de carga garantiza que el sistema mantenga una autonomía adecuada en el modo isla, incluso en ausencia de generación adicional. Esta condición es crucial para asegurar la continuidad y la fiabilidad del suministro de energía en el modo isla. Con el cambio del modo de operación, el algoritmo para la gestión de la energía en la batería cambia nuevamente al descrito en la Figura 32. La Figura 40 muestra el comportamiento de algunas variables eléctricas durante la transición del modo de operación en $t=160s$. Nuevamente, la batería pasa a ser el único elemento responsable del balance de carga, frente a cualquier excedente de carga o generación.

A manera de resumen, en la siguiente sección se muestra una estructura general del sistema de control propuesto para un SHAE operando en una microrred de tipo residencial.

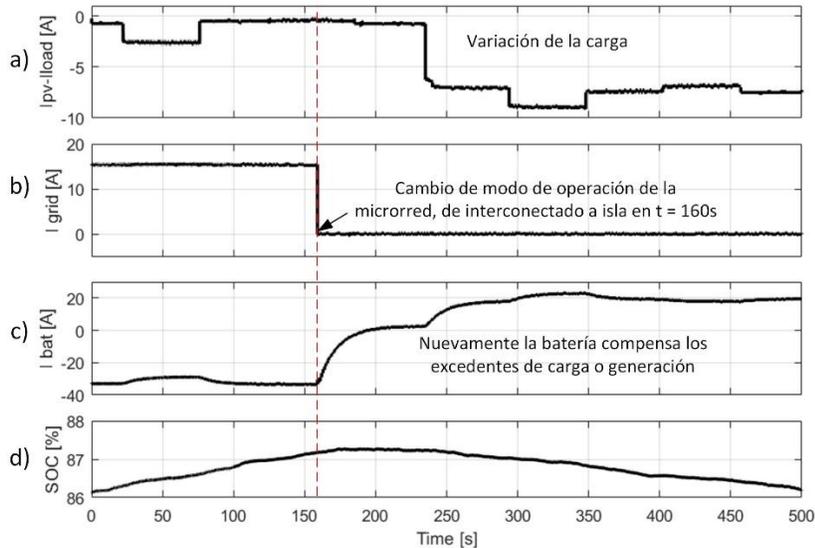


Figura 40. Cambio del modo de operación de la Microrred de interconectado a modo Isla en $t=160s$. a) Corriente neta inyectada en el Bus DC. b) Componente de la corriente que se inyecta desde la red eléctrica. c) Corriente de la batería. d) SoC de la batería

3.4 Estructura general del sistema de control para un SHAE que opera en una microrred eléctrica DC, de tipo residencial

Como se ha descrito ampliamente en las secciones anteriores, se ha diseñado e implementado el sistema de control para un SHAE que opera en una microrred DC de tipo residencial. Los tres niveles del sistema implementado se describen de manera general en la Figura 23 y en la Figura 41. Como se ha explicado anteriormente, las baterías con su convertidor actúan como una unidad formadora de la microrred DC, independientemente del estado de carga de la batería, o del modo de operación de la microrred. Esta estructura, permite que el sistema de control implementado para la batería, en su nivel de control primario, no tenga ningún tipo de transición, en la arquitectura de control o en sus controladores, lo que se relaciona con un mayor grado de confiabilidad y de estabilidad en el sistema de control. En el sistema de gestión de energía de la batería, representado en parte de la Figura 41, se muestra cómo el EMS toma la información de la operación del sistema (modo de operación de la microrred y estado de carga de la batería), a partir de la cual se toman decisiones para la conexión y desconexión de cargas, conexión y desconexión del sistema de generación y sobre la corriente que debería tomarse o

inyectarse a la red eléctrica, cuando opera en modo interconectado. En ningún momento el sistema de gestión de energía de la batería interactúa sobre el convertidor de la batería.

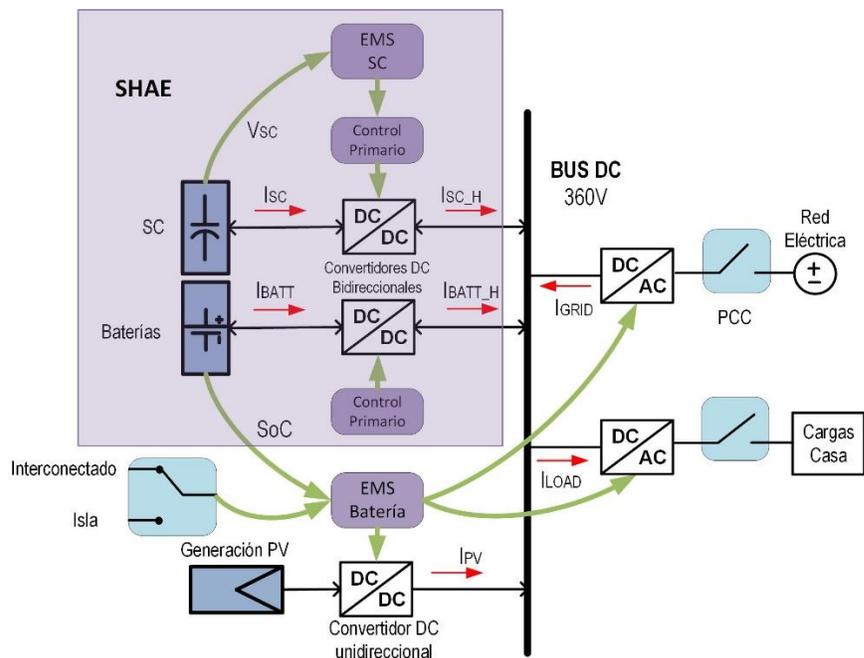


Figura 41. Estructura general del sistema de control propuesto para un SHAE

3.5 Conclusiones del capítulo

Se ha diseñado e implementado un sistema de control en tres niveles para un sistema de almacenamiento híbrido de energía, que opera en una microrred DC de tipo residencial. El principal objetivo del SHAE es prolongar la vida útil de la batería, al reducir el estrés eléctrico que se presentaría ante la súbita conexión y desconexión de cargas, así como con la integración de fuentes de naturaleza intermitente.

En el segundo nivel de control se ha implementado un reparto dinámico de carga a partir del algoritmo de EDC (*Extended Control Droop Strategy*). Por medio de esta técnica, la parte dinámica de la corriente neta inyectada es asignada al supercondensador, haciendo que la batería cambie su corriente con un perfil más suavizado. Uno de los aportes en materia del sistema de control en la presente tesis, es la implementación del algoritmo EDC

enfocado a las necesidades específicas y a la naturaleza de las fuentes de generación presentes en una microrred de tipo residencial.

Con el ajuste de las constantes de la ganancia del tercer lazo de control del convertidor del SC, se logra que el SC aporte en mayor o menor medida a la energía inicial de un cambio de carga, propiciando un cambio más lento o más rápido en el perfil de corriente de la batería. Se propone que el ajuste de las constantes de tercer lazo, en conjunto con el dimensionamiento del SC, se haga en proporción a la energía asociada a las intermitencias presentes en carga o generación.

El sistema de gestión de energía implementado para el SC permite que, al alcanzar ciertos límites predefinidos en la tensión de operación, se reestablezca una tensión de referencia, que habilita al SC para poder contribuir o absorber cambios bruscos de corriente.

El sistema de gestión de energía diseñado para la batería recibe la información de operación del sistema (estado de operación de la microrred y estado de carga de la batería), con lo que toma acciones de conexión o desconexión de cargas o de generación, así como la cantidad de carga que debe tomar o inyectar al sistema, cuando la microrred opera en modo interconectado.

El sistema de gestión de energía sobre las baterías, no toma acción alguna sobre el convertidor de la misma. Esto resulta conveniente para que la batería y su convertidor actúen siempre como una unidad formadora de la microrred, sin que se presenten cambios en su arquitectura de control o en las funciones de transferencia de sus controladores, lo que aporta a una mayor confiabilidad y estabilidad en el sistema general de control sobre el SHAE.

4 Capítulo 4. Propuesta para el diseño e implementación de un SHAE

En este capítulo se presenta la validación experimental de la tesis doctoral en materia del diseño y la construcción de un sistema híbrido de almacenamiento de energía (SHAE) compuesto por baterías y supercondensadores. El SHAE construido fue sometido a pruebas de funcionamiento en una microrred DC experimental, con características operativas similares a las de una microrred de tipo residencial. La microrred DC se construyó en los laboratorios del grupo de investigación LIFAE, en las instalaciones de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Con la construcción de este prototipo funcional de un SHAE, sumado al sistema de control, diseñado y expuesto en el capítulo anterior, e implementado en una plataforma de simulación en tiempo real, se da cumplimiento al cuarto y último objetivo específico del presente proyecto de investigación.

4.1 Aspectos adicionales para el diseño de un SHAE

En los capítulos anteriores se han abordado ciertos aspectos del diseño de un SHAE en relación con las topologías de interconexión, las topologías de los convertidores y las estrategias de control en diferentes niveles, para establecer el nivel de tensión en el bus DC, para el reparto dinámico de la carga y para la gestión de la energía desde y hacia los dispositivos de almacenamiento según el estado de operación de la microrred. No obstante, para la integración de un SHAE en una microrred de tipo residencial es necesario abordar y definir algunos aspectos adicionales, tales como:

- La capacidad de la instalación eléctrica. Esto basado en las necesidades energéticas y en el tipo de cargas que se utilizarán para solventarlas, la potencia y el factor de utilización de las mismas [102].

- La capacidad del sistema de generación, que, para el caso de un sistema de generación fotovoltaico, típicamente usado en aplicaciones residenciales, en configuraciones tanto autónoma como interconectada, dependerá del recurso solar, así como de la capacidad de la instalación [103]–[105].
- La capacidad nominal de los convertidores y de los alimentadores, la cual se relaciona de manera directa, con los valores máximos de potencia y el nivel de tensión de la instalación [102].
- La capacidad de los elementos de almacenamiento de energía, que para el caso de un sistema operando de forma autónoma, se relaciona con la autonomía que se requiera ante la ausencia de generación, así como de la disponibilidad del recurso energético y de la curva de carga, según el tipo de usuario [105].

Para una microrred eléctrica típica de tipo residencial, con sistemas de generación solar y con almacenamiento de energía basado solamente en baterías, existen diferentes metodologías plasmadas en un amplio número de referencias y guías para el diseño y la implementación de este tipo de sistemas eléctricos [103]–[106]. De manera adicional, algunas herramientas computacionales como HOMER, PVSYST o diversas hojas de cálculo de uso libre facilitan el diseño y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos de manera desagregada para cada uno de sus componentes.

4.1.1 Dimensionamiento de la batería

En la exploración de diversas referencias sobre el tema de dimensionamiento de un Sistema Híbrido de Almacenamiento de Energía, con variadas aplicaciones, se encuentran metodologías de optimización en el dimensionamiento, con diferentes objetivos como un mejor desempeño del sistema eléctrico [46], la mejor rentabilidad financiera [107], la reducción de las densidades gravimétricas y volumétricas de un SHAE [48], [108], la definición de la capacidad de diferentes tecnologías de almacenamiento en función de perfiles específicos de carga [109], o un dimensionamiento óptimo multi-objetivo [50].

No obstante, teniendo en cuenta la aplicación para una microrred eléctrica de tipo residencial, en la que se pueden presentar importantes variaciones porcentuales de carga por la conexión y desconexión de cargas de gran potencia, así como las variaciones que se pueden presentar en los aportes de un sistema de generación local, el enfoque de

diseño del sistema de almacenamiento de energía está orientado a disminuir el estrés eléctrico de la batería frente a cambios súbitos en carga o generación, con miras a prolongar la vida útil de la batería, como uno de los elementos constitutivos y de mayor valor en el sistema de almacenamiento.

Por otra parte, como se expuso en el primer capítulo, dada la naturaleza de las tecnologías de almacenamiento en términos de su densidad de potencia y de energía, las baterías van a tener un coste mucho más atractivo por unidad de almacenamiento, con respecto a los supercondensadores. Para ilustrar esto, se han tomado los precios de diferentes baterías comerciales derivadas de la tecnología de iones de litio, para aplicaciones de sistemas eléctricos residenciales, y se han relacionado con su capacidad de almacenamiento en kWh. Este mismo ejercicio se ha realizado para supercondensadores comerciales con el mismo tipo de uso potencial, y los resultados se pueden ver en la Tabla 9.

Tabla 9. Relación costo vs capacidad de almacenamiento de las tecnologías constitutivas de un SHAE¹

Tipo de tecnología de almacenamiento	Costo vs capacidad de almacenamiento. [\$ USD/kWh]
Baterías de iones de Litio	250 - 350
Supercondensadores	21.000 – 80.000

Con base en esta información, y en busca una mejor viabilidad financiera para la implementación de un sistema de almacenamiento híbrido, se determina que el dimensionamiento en términos de la capacidad se realizará siguiendo la misma metodología que se aplicaría en un sistema de almacenamiento basado únicamente en baterías. Esto tiene mucha razón de ser, ya que el supercondensador es una de las tecnologías asociadas a altas densidades de potencia, pero no de energía.

Con base en las referencias consultadas y previamente reportadas, para el caso específico de la batería, su dimensionamiento se debe realizar en función de parámetros eléctricos específicos con su operación: corriente máxima, voltaje nominal y capacidad en amperios hora [Ah]; los cuales están relacionados a su vez, con la capacidad de la

¹ Datos calculados a partir de los valores comerciales, disponibles en la web, de diferentes baterías y supercondensadores en relación con su capacidad de almacenamiento.

instalación, la curva de demanda y el tipo de cargas que se conectarán, el factor de utilización de las cargas y la autonomía que se requiera. Se debe tener en cuenta algunos aspectos adicionales, normalmente suministrados por el fabricante, como la profundidad de descarga (DoD), la corriente recomendada y máxima de descarga, la temperatura de operación, entre otras. (Ver Anexo A. Especificaciones típicas de operación de las baterías).

Cabe añadir que la definición del tipo de arreglo de baterías (en serie o en paralelo) se debe hacer dependiendo del nivel de tensión que se maneje, el tipo de convertidor que se escoja o la máxima corriente que se requiera.

Para ilustrar lo mencionado se tomará un ejemplo de una vivienda típica en Colombia en la que el consumo diario se puede ubicar en el rango de 1 kWh a 4 kWh. Si se quisiera contar con la posibilidad de usar un inversor monofásico con una topología sencilla y poder obtener una tensión AC de 120V, 60 Hz, se necesitaría una tensión en el bus DC de al menos 180 V. Teniendo en cuenta la topología y el radio de conversión del convertidor DC bidireccional de medio puente, se requiere un banco de baterías con tensión nominal en el rango de 100 a 120 VDC. También es importante tener en cuenta la autonomía requerida del banco de baterías, así como la profundidad de descarga que se podría tener, lo cual estará relacionado con la tecnología de las baterías y las recomendaciones del fabricante. Con base en la información anterior, se dimensionará un banco de baterías con los siguientes datos.

- Tensión nominal del banco de baterías: 120 V
- Tensión nominal del bus DC: 180 V
- Consumo diario: 2 kWh
- Consumo diario en Ah: 16.67 Ah
- Autonomía requerida: Tres días
- Profundidad de descarga para baterías de iones de litio: 70 %

$$\text{Capacidad del banco de baterías en [Ah]} = \frac{16.67 \text{ Ah}}{0.7} \times 3 \text{ días} = 71.42 \text{ Ah}$$

4.1.2 Dimensionamiento del supercondensador

Como se ha mencionado anteriormente el supercondensador, más conocido como condensador de doble capa o EDLC (*Electric Double Layer Capacitor*), es un elemento

almacenador de energía con diversas características operativas que resultan ventajosas, tales como un gran número de ciclos de carga y una alta densidad de potencia. La energía almacenada en un SC es proporcional al valor de la capacitancia y al cuadrado de la tensión en sus terminales. En comparación con una batería de cualquier tecnología, el SC no puede almacenar grandes cantidades de energía por unidad de volumen o por unidad de masa. No obstante, como se estableció en el capítulo 2, para sacar el mejor provecho de este elemento y de su capacidad de almacenamiento, resulta conveniente el uso de una interfaz que le permita al SC la variación de su tensión en terminales. Como se estableció en la sección 3.3.1, para la aplicación en el presente proyecto de investigación, se define que el rango de variación de la tensión en los terminales de un SC esté entre el 50% y el 100% de la tensión seleccionada para el Bus DC. Es ideal que la tensión nominal del Bus DC coincida o, al menos, sea muy cercana a la tensión nominal del SC.

Según el algoritmo diseñado y desarrollado para la gestión de la energía en el SC, se busca que el SC opere en cercanía a una tensión de referencia (79% de la tensión en el bus DC), como se definió en las ecuaciones (10) y (11). De esta forma el SC puede responder ante cambios súbitos en la carga o la generación, suavizando la corriente inyectada desde y hacia la batería. El tiempo en que la batería pasa de una condición de carga a otra, en conjunción con la potencia instantánea en el condensador, definirá la energía que debe almacenar o entregar el supercondensador en una fase transitoria. Cabe recordar que el tiempo de este fenómeno transitorio dependerá del ajuste de las constantes de tercer lazo, según la arquitectura de control para el reparto dinámico de la carga mostrada en la Figura 23. Con una topología híbrida en paralelo se permite la variación de la tensión en terminales del SC, sin embargo, no se espera que con solo un escalón en la carga o la generación, por más abrupto que sea el cambio, la tensión del condensador se vaya a uno de los extremos definidos como tensión mínima o máxima, ya que esto activaría recurrentemente el algoritmo para la carga o la descarga del SC. De esta forma, el diseño de la capacidad del SC se debe realizar de forma tal que, ante el accionamiento o desconexión de una carga, al igual que ante un solo pulso en la potencia generada, la tensión del SC no cambie en gran medida.

Con base en lo anterior y en relación con la naturaleza intermitente de las fuentes de generación, se propone un dimensionamiento del SC basado en la energía asociada a la duración y al gradiente de potencia de la generación. Tomando como ejemplo un

generador solar, se parte del hecho que los valores de la potencia inyectada se encuentran estrechamente relacionados con los valores de la irradiancia solar. La Figura 22 muestra cómo puede variar la irradiancia en un día nublado en una zona tropical y con ella la potencia inyectada por un generador solar. Los datos obtenidos a mediados de 2010 por el laboratorio de la Facultad de Ciencias de la Universidad Nacional de Colombia tienen un muestreo de aproximadamente cada 30 s. La Figura 42 muestra los datos medidos de irradiancia en una franja de 20 minutos en horas de la tarde. A pesar de la baja resolución por el tiempo de muestreo, se puede evidenciar que los cambios en la irradiancia presentan una duración que varía entre los 30 s y los 2 minutos.

A manera de ejemplo se hará el cálculo para un SC que se instalaría como parte de un SHAE en una microrred residencial, con tensión del bus DC de 180V. El valor de la tensión es escogido con la posibilidad de usar un inversor monofásico con una topología sencilla, y poder obtener una tensión AC de 120V, 60 Hz. Se supone que el generador solar tiene una potencia pico de 1000 W, y sus fluctuaciones se relacionan de manera proporcional con la medición de irradiancia de la Figura 42. Con base en la duración de los pulsos, se desea que la corriente en la batería cambie suavemente de un valor a otro, en una ventana de tiempo de 30s. La Figura 43 muestra un pulso de corriente que emula la potencia inyectada por el generador solar y a su vez la forma como se espera que varíe la corriente en la batería y el SC.

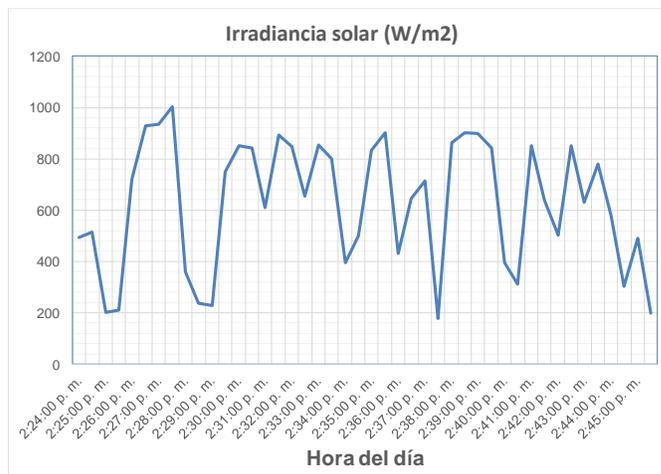


Figura 42. Datos de irradiancia en un día nublado en una zona tropical. Laboratorio de la Facultad de Ciencias. Universidad Nacional de Colombia

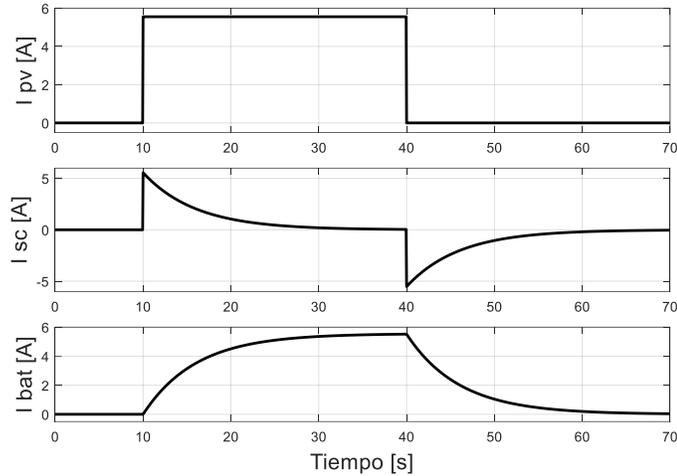


Figura 43. Simulación de un pulso de corriente generada para el dimensionamiento de la capacidad del SC.

Las curvas de potencia de los paneles y de los almacenadores, presentan una forma similar, debido a que no se permiten ni se contemplan grandes variaciones en la tensión en terminales del bus DC de cada componente del SHAE. La energía que tiene que ser absorbida o entregada por el SC, corresponde al área bajo su curva de potencia instantánea, y a la vez, resulta proporcional a la diferencia de los cuadrados de las tensiones inicial y final. Si la potencia instantánea del SC es caracterizada mediante la ecuación (18), la energía se calcula con la expresión de la ecuación (19).

$$p_{sc}(t) = P_{max} e^{-kt} \quad (18)$$

$$Energía_{sc} = \int p_{sc}(t) dt = \frac{1}{2} C_{sc} (v_{sc_1}^2 - v_{sc_2}^2) \quad (19)$$

Para este pulso en la generación, considerado como la variación extrema en la potencia inyectada, el porcentaje de variación de la tensión en terminales del SC puede variar dependiendo del valor de la tensión inicial que tenga el SC, en el rango posible de valores según la ecuación (7). No obstante, por criterios de diseño definidos esta tesis, y justificados anteriormente, se contempla un rango de variación de la tensión en terminales del SC entre el 5% y el 15% frente a un solo cambio extremo en la condición de carga. Una vez escogido el nivel de tensión del Bus DC y calculada la energía asociada a la intermitencia en la generación, se obtiene el valor del SC o del banco de supercondensadores, que puede ser escogido o construido a partir de la información

disponible en un catálogo de fábrica de los mismos, como se sugiere en [110]. Para el ejemplo en cuestión, el SC ideal tendría valores nominales de 180V y 5 F, muy similares a los valores del SC adquirido para el montaje.

4.2 Construcción de un SHAE para una microrred DC

Teniendo en cuenta todas las recomendaciones de diseño que se han descrito en las secciones y en los capítulos anteriores, se construyó un prototipo funcional de un SHAE que funciona actualmente en un montaje que emula una microrred DC de tipo residencial en el laboratorio del grupo LIFAE de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Este prototipo fue construido haciendo uso de los elementos disponibles y adquiridos con recursos derivados del proyecto de investigación y de los grupos de investigación EMC-UN de la Universidad Nacional de Colombia y LIFAE de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas. En la Figura 44 y la Figura 45, se muestran las fotografías y el diagrama general de conexión del montaje realizado.

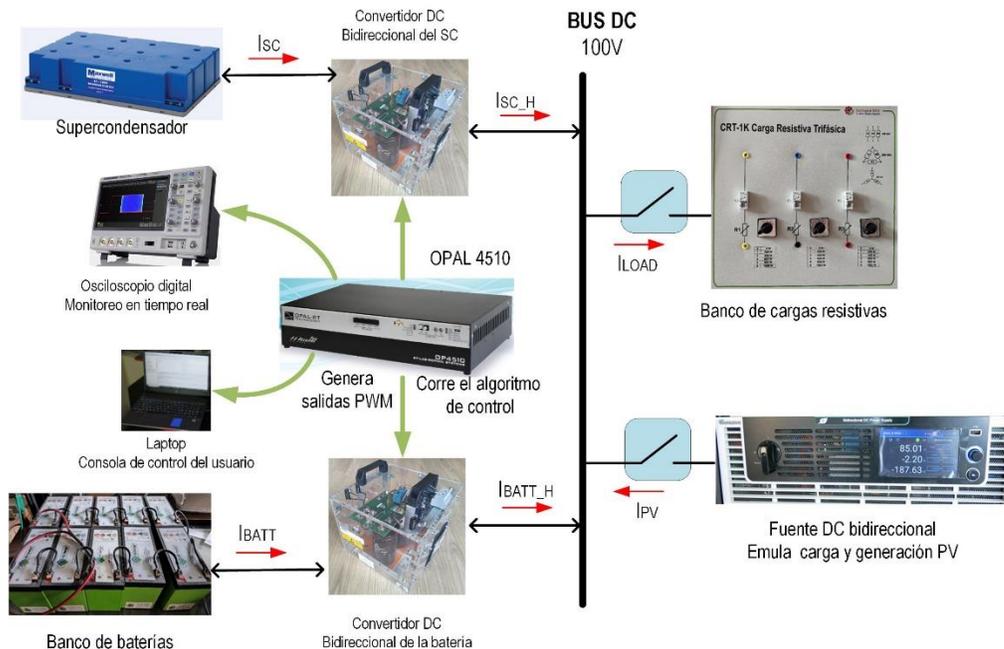


Figura 44. Diagrama general de conexión de los elementos que constituyen la microrred experimental con un SHAE.



Figura 45. Fotografías de la microrred DC experimental, con un SHAE compuesto por baterías y supercondensadores².

Debido a las especificaciones de los equipos adquiridos, algunos con bastante antelación, principalmente en razón a la capacidad del banco de baterías, a la tensión máxima recomendada por el fabricante para el arreglo escogido, y al radio de conversión de los convertidores DC, se ha limitado la potencia de la microrred a 700 W, con una tensión en el bus DC de 100 V. A continuación, se hace una breve descripción de los equipos utilizados en el montaje:

² De izquierda a derecha y de arriba hacia abajo: 1. Rack con baterías, supercondensadores, convertidores DC bidireccionales, OPAL y fuente bidireccional. Al lado del rack en la parte de abajo, se ubica el banco de cargas. 2. PC y Osciloscopio con simulaciones en tiempo real. 3. Convertidor con su filtro inductivo. 4. Tarjetas para el acondicionamiento de disparos y señales de alimentación de los convertidores.

4.2.1 Carga Resistiva

Esta carga está compuesta por un conjunto de reóstatos para ajustar una carga de hasta 3kW, con una alimentación de 208V. Se conecta directamente a las terminales del Bus DC.

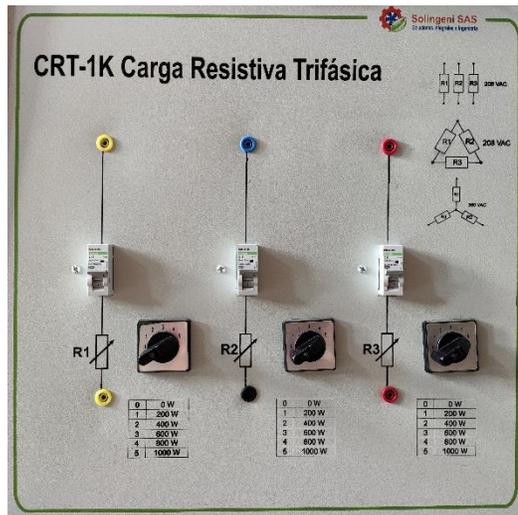


Figura 46. Banco de cargas resistivas para emular la carga en la Microrred DC

4.2.2 Banco de baterías

Se han utilizado 10 unidades de baterías de LiFePO₄, marca K2 Energy, cada unidad con tensión nominal de 12 V y Capacidad de 6.4 Ah. Se ha configurado un arreglo de 5 unidades en serie y dos ramas en paralelo, para un banco de baterías con tensión nominal de 60 V y capacidad de 12.8 Ah (Ver Figura 48). La corriente máxima recomendada para la descarga del banco de baterías es de 12.8 A. Un listado más específico de las características de operación se puede encontrar en el Anexo A.

El banco de baterías fue modelado eléctricamente como se muestra en el circuito de la Figura 47. Este modelo resulta útil para reproducir la naturaleza de una batería o de un banco de baterías, como se propuso en [111]. El modelo también considera las respuestas dinámicas rápidas (fd) y lentas (sd) de las baterías, y su dependencia con el SoC. De igual manera, la tensión de circuito abierto guarda una fuerte relación con el SoC [112]. El estado de carga de la batería se estima numéricamente mediante el método de conteo de Ah,

como se describe en la ecuación (20), donde η denota la eficiencia en el proceso de carga de la batería, I_{Batt} es la corriente de la batería, y C_{Batt} es la capacidad de la batería en Ah [113].

$$SoC(\Delta t) = SoC_0 - \int_0^{\Delta t} \eta \frac{I_{Batt}(\tau)}{C_{Batt}} d\tau \quad (20)$$

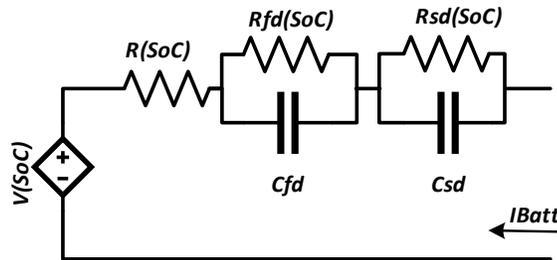


Figura 47. Modelo eléctrico del banco de baterías

Este modelo fue usado principalmente para la primera parte de la validación experimental, en la que se hizo una serie de simulaciones en tiempo real, introduciendo el modelo eléctrico de todos los componentes de la microrred DC, en el OPAL, cuyos resultados fueron descritos en el capítulo 3.

Adicional a los datos de potencia, voltaje, corriente y energía es importante trabajar u obtener las curvas de descarga de las baterías, normalmente suministradas por el fabricante, ya que, para el caso de las baterías derivadas de la tecnología de iones de litio, se relacionan estrechamente con el estado de carga de las baterías. La Figura 50 muestra las curvas de descarga para diferentes corrientes de descarga, de las baterías individuales usadas en el montaje experimental. Con esta información se puede extrapolar y extraer de forma aproximada el SoC del banco de baterías, según el arreglo construido, en relación con la tensión medida en terminales del banco. Esta información resulta de suma importancia para establecer los *set-points* de control, en relación con los procesos de carga y descarga del banco de baterías. De no contar con la información de las curvas de descarga o una medida aproximada del estado de carga de las baterías, sería necesario la obtención de estas curvas de forma experimental.



Figura 48. Banco de baterías de la microrred DC experimental. Marca K2 Energy

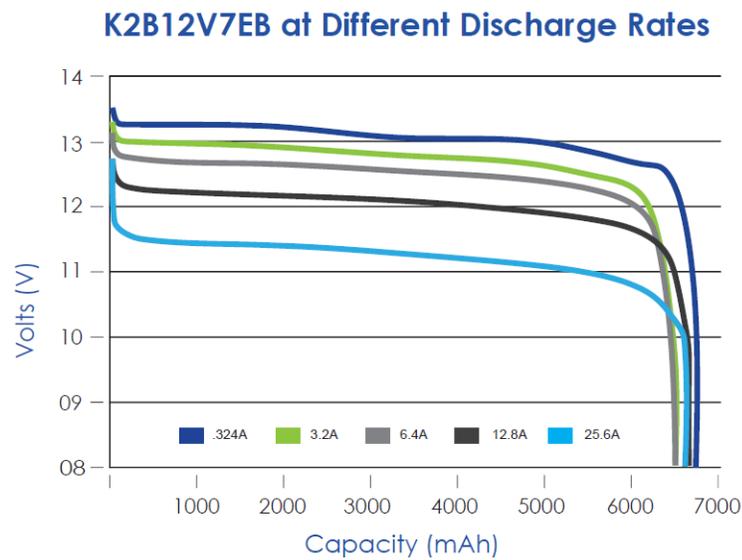


Figura 49. Curvas de descarga de las baterías usadas en el montaje experimental.

Tabla 10. Relación de la tensión en terminales con el SoC del banco de baterías, según los procesos de carga o descarga

Corriente [A]	Carga al SoC = 95% Capacidad 12.16 Ah	Descarga al SoC = 30% Capacidad restante 3.84 Ah
	Tensión en terminales [V] proceso de carga	Tensión en terminales [V] Proceso de descarga
0,648	66,8	64,5
6,4	67,8	63,5
12,8	68,9	62
25,6	71,2	59,5
51,2	75,6	55,5

La Tabla 10 muestra algunos valores de tensión en terminales de la batería para distintas corrientes de carga o descarga, asociadas a un SoC del 95% para la carga máxima, y a un SoC del 30% como la carga mínima de la batería.

4.2.3 Supercondensador

El supercondensador que se usó en el montaje es un módulo con capacitancia equivalente de 5.8 F y tensión nominal de 160V, de la marca Maxwell Technologies, Figura 50. El Módulo es construido con 60 unidades de SC, de 350 F, conectadas en serie. Para consulta de más especificaciones técnicas se puede remitir al Anexo B.



Figura 50. Supercondensador utilizado en la microrred DC experimental. Marca Maxwell

El modelo eléctrico que se ha usado para el supercondensador, en especial para la primera parte de la validación experimental (simulación en tiempo real), es un modelo sencillo de un condensador y una resistencia en serie, tal como se muestra en la Figura 51. En vista de las características intrínsecas del supercondensador, en relación con una significativa vida útil más prolongada y una densidad de potencia mucho más alta, en comparación con las baterías de iones de litio, el uso de un modelo eléctrico sencillo para el SC no afecta la dinámica de control en general [114].

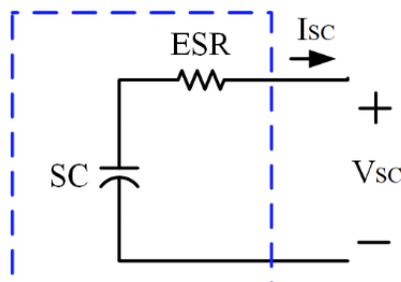


Figura 51. Modelo eléctrico del supercondensador

Siguiendo la metodología descrita en la sección 4.1.2, para el dimensionamiento del supercondensador, lo más adecuado sería utilizar un SC de 5 F con tensión nominal de 180V. No obstante, el SC adquirido tiene valores cercanos al calculado para esta aplicación.

4.2.4 Fuente DC Bidireccional

Es una fuente DC programable bidireccional de la marca CHROMA, modelo 62120D-600, con potencia nominal de 12 kVA, tensión máxima de 600 V y corriente máxima de 80 A (Figura 52).



Figura 52. Fuente DC programable, bidireccional, marca Chroma.

Esta fuente se ha usado para reproducir un perfil de pulsos de corriente que emula los aportes variantes en el tiempo de la generación. De igual forma, también puede inyectar una corriente negativa en el bus DC emulando una situación en que la carga conectada, supera la generación disponible. Mayores especificaciones de la fuente se pueden encontrar en el Anexo C. La forma en que se usó es mediante la conexión de un convertidor Bidireccional DC/DC que a su vez se encuentra conectado al bus DC y su corriente inyectada es definida por un *set-point* de un controlador de corriente de lazo sencillo, que puede ajustar el mismo usuario en la consola de control.

4.2.5 Convertidores DC bidireccionales para el banco de baterías, el Supercondensador y la fuente DC Bidireccional.

Los convertidores bidireccionales DC/DC, tipo half-bridge, fueron construidos por la empresa SEMIKRON en Brasil a partir de especificaciones de diseño definidas por el grupo de trabajo. Cada convertidor puede manejar una potencia de hasta 10 kW. Se utiliza un par de IGBTs de SiC que pueden conmutar hasta una frecuencia de 40 kHz. La batería o el almacenador se conecta al lado de baja tensión, en el que se puede manejar una corriente de hasta 40 A. Cuenta con un sensor de corriente LA 55-P, en el lado de baja tensión (Ver ANEXO D) y un sensor de tensión LV 25-P, en el lado de alta tensión (Ver Anexo E). La alimentación de los sensores se realiza mediante un par de conectores DB-9 y los disparos de los IGBTs se realizan mediante un cable con terminal DB-15 (Ver ANEXO F). Se puede utilizar como convertidor elevador (Boost) o reductor (Buck), según los rangos de tensión mostrados a continuación.

- **Operación como convertidor elevador:**
Vin/Vout (Boost op): 60/135V, 135/210V, 210/285V, 285/360V
- **Operación como convertidor reductor:**
Vin/Vout (Buck op): 360/285V, 285/210V, 210/135V, 135/60V
- **Corriente máxima para el lado de baja tensión:**
I_{bat}: 40A (en cualquier caso)
- **Frecuencia máxima de conmutación:**
f_{sw_max}: 40kHz



Figura 53. Convertidores tipo Half-Bridge, marca Semikron

4.2.6 OPAL - RT

El OPAL modelo OP4510 es una herramienta que combina elementos de hardware como procesadores de alta velocidad Intel y chips FPGA, con herramientas computacionales como Simulink y LabVIEW, para realizar tareas de simulación en tiempo real y aplicaciones potenciales de Hardware In the Loop (HIL) y Power Hardware In the Loop (PHIL). Maneja unas tasas de muestreo de hasta 7 μ s en el procesador de Intel y de hasta 250 ns con los chips de FPGA (Ver Anexo G).

En el presente proyecto, el OPAL se utilizó en primera instancia para realizar la simulación en tiempo real del sistema de almacenamiento híbrido que se iba a implementar, que básicamente fue descrito en el capítulo 3. Los modelos eléctricos de las baterías, el modelo del supercondensador y los modelos de los convertidores fueron introducidos en un esquemático bajo el ambiente de Simulink.



Figura 54. OPAL OP4510, para las tareas de simulación en tiempo real y la ejecución de los algoritmos de control

En la segunda fase, el OPAL se utilizó para correr el esquema de control en tres niveles, según lo mostrado en el capítulo 3, alimentado por las señales obtenidas con los diferentes sensores de corriente y de tensión a la entrada y la salida de los convertidores, que a su vez se conectaban con elementos reales de la microrred.

4.2.7 Tarjetas para el acondicionamiento de los disparos de los convertidores

Debido al alto costo del OPAL OP4510, así como el de los convertidores fabricados y sus componentes, es prudente redundar en las protecciones, por posibles eventos de una manipulación incorrecta o una alimentación que se encuentre muy por fuera de los rangos

sugeridos por los fabricantes de los convertidores. Por esto se ha utilizado una tarjeta que realiza el acondicionamiento de los disparos desde el puerto de las salidas PWM del OPAL, con una tensión de 5V, para llevarlo a una tensión de 15 V, como es requerido para los pulsos PWM que alimentan a los convertidores. La tarjeta fue desarrollada dentro de las tareas de un proyecto de grado, del grupo LIFAE, de la carrera de ingeniería electrónica en la Universidad Distrital Francisco José de Caldas [115]. De manera adicional la tarjeta proporciona un aislamiento galvánico, mediante un optoacoplador, entre los puertos de salidas digitales del OPAL y el puerto de entrada de los convertidores. El resultado del diseño de la tarjeta en mención se puede apreciar en la Figura 55.

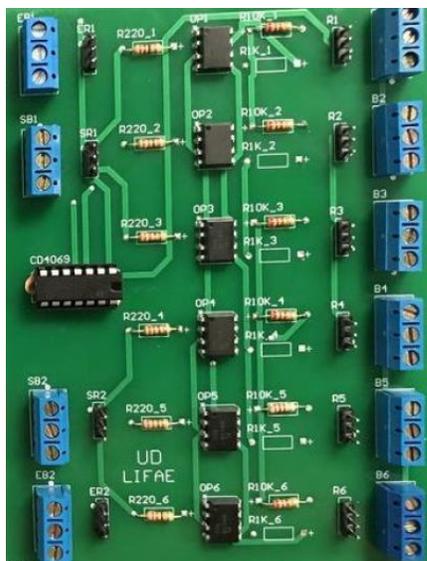


Figura 55. Tarjeta para el acondicionamiento de los disparos y aislamiento optoelectrónico [115].

De manera adicional, con ayuda de los asistentes del grupo de investigación LIFAE, se diseñó y desarrolló unas tarjetas para la conexión de sensores adicionales de tensión y corriente, de la misma referencia de los sensores de los convertidores utilizados. Uno de los sensores adicionales es un sensor LV 25-P para el monitoreo de la tensión en el lado de baja tensión del convertidor, que aparte de medir la tensión en terminales de la batería y el supercondensador, sirve como medición indirecta para la estimación del SoC de los almacenadores. También se añadió un sensor LA 55-P para el monitoreo de la corriente en el lado de alta tensión del convertidor, que resulta necesario como insumo para el control, en relación con la estrategia usada para el reparto dinámico de la carga, mostrada en la Figura 23.

4.2.8 Osciloscopio Digital SIGLENT

Para la mayor parte de las mediciones, en especial las relacionadas con la segunda parte de la validación experimental, se utilizó el osciloscopio digital SIGLENT, modelo SDS2354X PLUS, Figura 56.

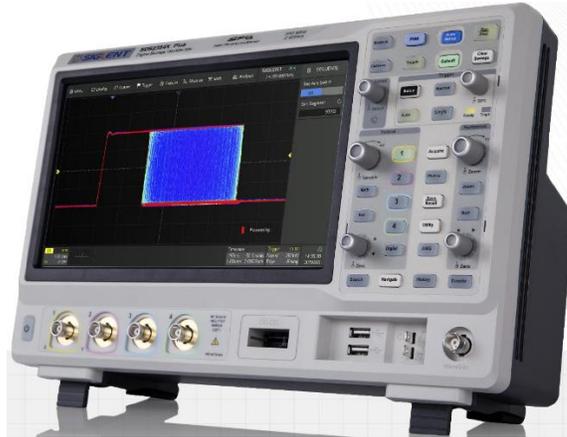


Figura 56. Osciloscopio Digital SIGLENT. SDS2354X Plus.

Entre las diferentes características de operación, que pueden ser consultadas en el Anexo H, se destaca que cuenta con un ancho de banda de 350 MHz, cuatro canales y la posibilidad de exportar los datos de medición en diferentes formatos, para trabajar en Excel, MATLAB o como archivos gráficos. Cuenta con capacidad de memoria para almacenar hasta 400 Mpts en total para los cuatro canales. En varias de las mediciones se trabajó en una escala de tiempo por división de hasta 20 s/div, lo que facilitaba evaluar el comportamiento del sistema en tareas de larga duración, como la activación y posterior desactivación del algoritmo de carga para el SC.

4.3 Reporte del funcionamiento del SHAE implementado en la microrred DC experimental

Los resultados que se muestran a continuación corresponden al funcionamiento del prototipo final de una microrred DC de tipo residencial, con emulación de generación y cargas de naturaleza intermitente o pulsante, tal y como se describió en la sección anterior. Las mediciones están encaminadas a comprobar el desempeño y el comportamiento del Sistema de Almacenamiento Híbrido de Energía, así como las acciones de control sobre el mismo, cuando se realizan diferentes acciones en el prototipo, tales como conexión y

desconexión de cargas o cambio de las constantes del tercer lazo de control, según la arquitectura de la Figura 23, o cuando suceden eventos que activan el EMS del SHAE, como es el caso de la descarga del SC. La Figura 57 y la Figura 58 muestran el comportamiento de las corrientes en la batería y el SC, y la tensión en terminales del SC, cuando se presentan variaciones en la generación

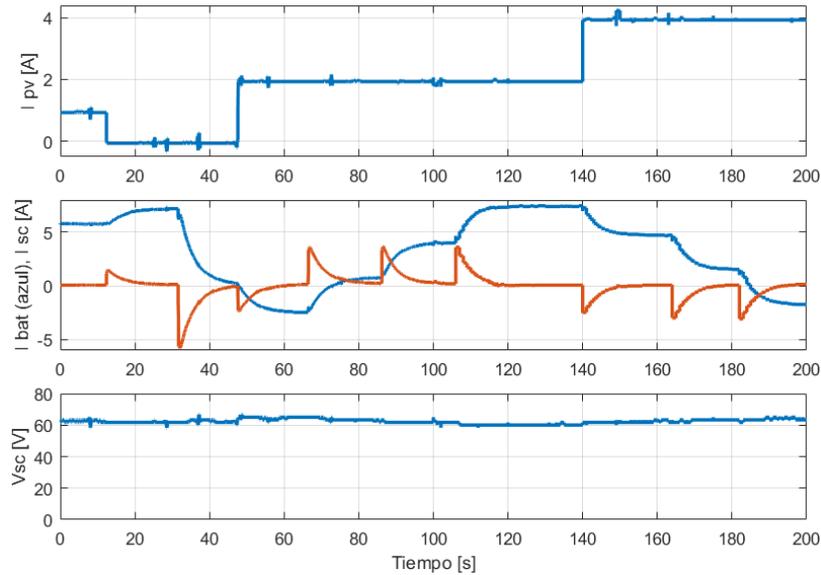


Figura 57. Funcionamiento del SHAE ante variaciones de carga. Prueba 1

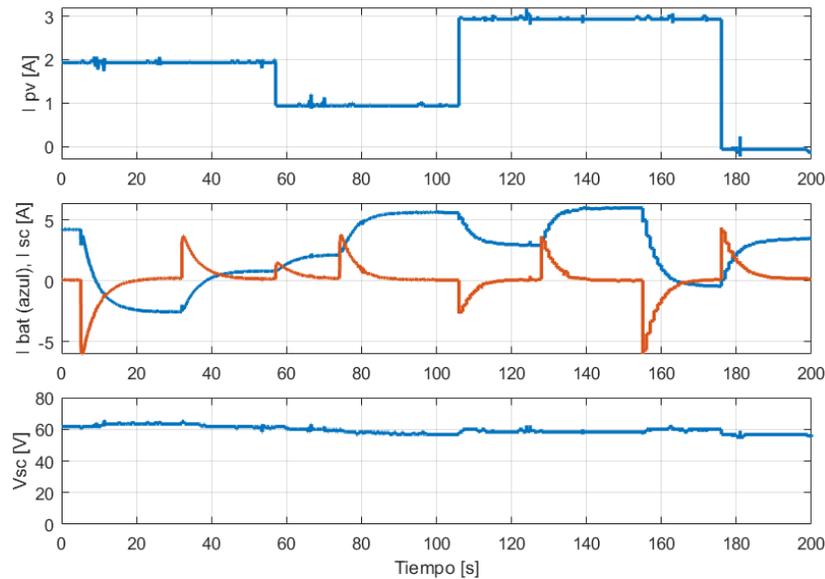


Figura 58. Funcionamiento del SHAE ante variaciones de carga. Prueba 2

Como se puede apreciar, el transitorio del SC, según el ajuste de las constantes del tercer lazo, es de aproximadamente unos 30s. Algunos cambios en la corriente neta inyectada no se encuentran representados en las figuras, ya que corresponden a cambios en el banco de cargas, que en ese momento no estaba siendo monitoreado.

Siguiendo con otro grupo de mediciones, en la Figura 59 y Figura 60 se muestra el efecto que tiene la variación de las constantes del tercer lazo de control de la Figura 23. Es importante recordar que el peso de estas constantes, que pueden ajustarse por el usuario en la consola de control, definen el reparto de carga dinámico entre la batería y el SC cuando se conectan o desconectan cargas o cuando ocurren cambios en la generación.

Dicho de otra forma, el cambio de estas constantes define el aporte energético o la carga que absorbe el SC cuando hay un cambio en la corriente neta inyectada. En las figuras en mención solo se han realizado cambios en la constante de tercer lazo del SC. El efecto es el cambio en la duración del transitorio de las corrientes del SC y por supuesto, también de la batería. En la Figura 59 se puede apreciar cambios en la duración del transitorio desde 10 s a 40 s, mientras que en la Figura 60 el transitorio pasa de tener una duración de 20 s a unos 40 s, aproximadamente. En la Tabla 11 se puede apreciar numéricamente la influencia del aumento de la ganancia del tercer lazo de control en el convertidor del supercondensador. En la medida que hay un aumento de la ganancia de tercer lazo, el tiempo de establecimiento se hace menor y consigo el aporte energético que ofrece el SC para alivianar el estrés eléctrico en la batería por los cambios súbitos de carga.

Tabla 11. Relación de la ganancia del tercer lazo de control del convertidor del SC con el tiempo de establecimiento, frente a un cambio de carga

Constantes utilizadas de ganancia de tercer lazo del convertidor del SC. K_{SC}	Tiempo aproximado del transitorio por un cambio de carga
$0.5 F^{-1}$	40 s
$1 F^{-1}$	20 s
$2 F^{-1}$	10 s

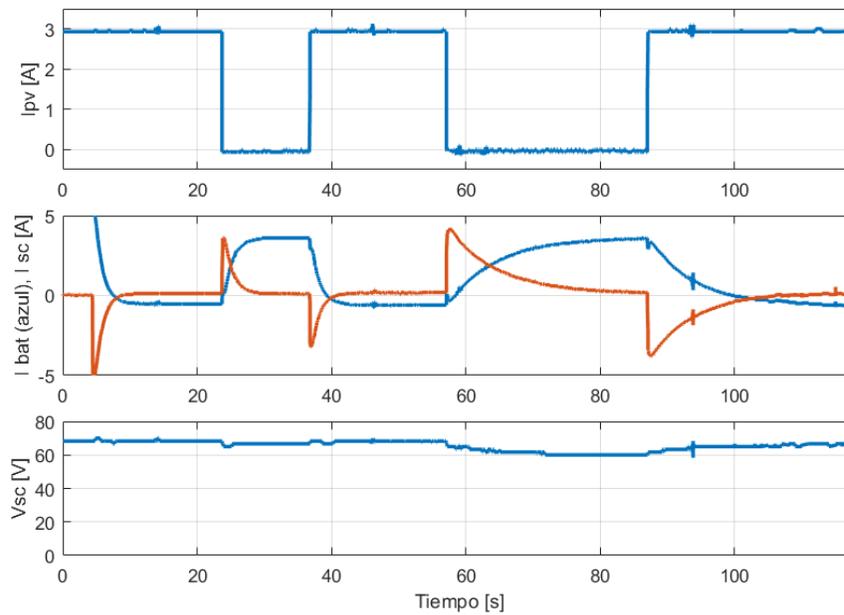


Figura 59. Influencia de la variación de las constantes del tercer lazo. Prueba 3

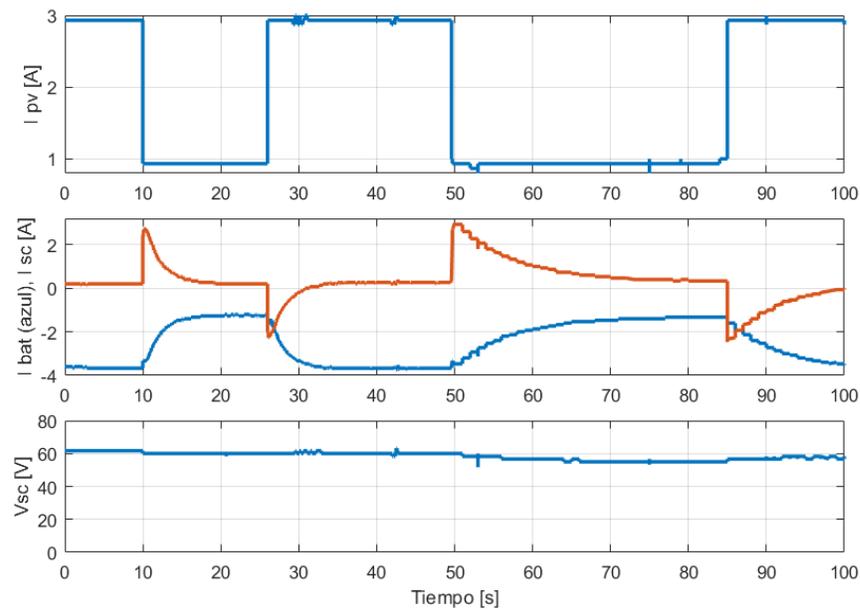


Figura 60. Influencia de la variación de las constantes del tercer lazo. Prueba 4

Finalmente, se han realizado pruebas del funcionamiento del EMS del SHAE, en especial, en lo relativo a la activación del algoritmo de carga y descarga del SC, cuando este alcanza uno de los límites de tensión en terminales. Como se ha explicado con anterioridad, el valor

de la tensión en terminales del SC debe permanecer en el rango entre el 50% y el 90% o 100% de la tensión del Bus DC.

La Figura 61 muestra desde el inicio de la medición, cómo empieza la restauración de la tensión del SC una vez que su tensión mínima es alcanzada, activando el algoritmo de carga del SC. Aquí ocurre una transición en el esquema de control primario del SC, tal y como se ilustró en el capítulo 3. En esta fase de transición de control, el SC se carga con una corriente que proviene de la batería, la generación disponible o los aportes de la red eléctrica. El supercondensador se carga con una corriente creciente pero limitada en el algoritmo de control, de acuerdo con los valores máximos de corriente que puedan manejar los elementos en el sistema. De esta forma se logra que la carga del condensador se pueda realizar rápidamente (para esta prueba en un tiempo aproximado de un minuto).

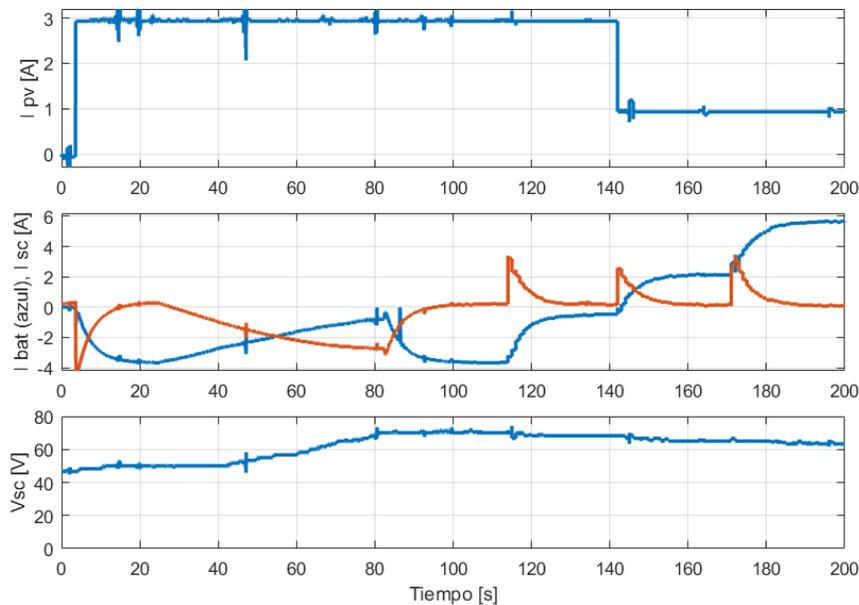


Figura 61. Restauración de la tensión en el SC. Prueba 5

La culminación del proceso de carga del SC y el respectivo cambio de la arquitectura de control, ocurren una vez la tensión en terminales del SC alcanza el valor de referencia o uno cercano a este, según como se haya definido en la programación. Posterior a esto, el SHAE reanuda su comportamiento normal, es decir, el SC sigue suavizando la corriente desde o hacia la batería cuando ocurren cambios en la corriente neta inyectada. Por último,

es importante aclarar que en la fase transitoria de carga del condensador, cualquier cambio súbito en la carga o en la generación debe ser absorbido por la batería.

4.4 Conclusiones del capítulo

Con el diseño y la construcción del prototipo de una microrred DC y de un SHAE compuesto por baterías de iones de litio y Supercondensadores, se ha dado cumplimiento al cuarto y último objetivo del presente proyecto de investigación.

El prototipo final se constituye como una microrred experimental para profundizar en el desarrollo de la investigación de Sistemas de almacenamiento de energía. De igual forma, se abre una valiosa oportunidad para trabajar en diversos temas de control en microrredes, o en control para convertidores conmutados.

5 Conclusiones y recomendaciones

5.1 Conclusiones

Aunque cada topología de interconexión entre baterías y supercondensadores presenta ventajas únicas, se ha determinado que la topología activa en paralelo es la más adecuada para su aplicación en un Sistema Híbrido de Almacenamiento de Energía implementado en una microrred residencial. Esta preferencia se debe al mayor aprovechamiento de la energía almacenada en el supercondensador, facilitado por la capacidad de ajustar la tensión en sus terminales. Así, el supercondensador se integra de manera indirecta al sistema a través de un convertidor, lo cual permite mantener la calidad de la potencia sin alterar la tensión en otros componentes del sistema eléctrico.

La elección de un convertidor DC-DC de medio puente, sin aislamiento galvánico, se revela como una opción ventajosa para la mayoría de las aplicaciones de convertidores conmutados, especialmente en microrredes residenciales. Esta preferencia se justifica por los bajos costos, la mayor fiabilidad y la facilidad de implementación de un esquema de control asociado. No obstante, su principal limitación reside en un rango de conversión no muy amplio en comparación con las topologías que ofrecen aislamiento galvánico.

Se propuso un sistema de control integral en tres niveles para la implementación de un SHAE en cualquier microrred DC de tipo residencial. La función principal del sistema de control es reducir el estrés eléctrico en la batería por cambios súbitos en la carga o en la generación. Un aspecto fundamental de la arquitectura de control es que la batería, junto con su convertidor, opera siempre como el núcleo formador de la microrred. Esta operación constante se mantiene independientemente de la hora del día, las condiciones de operación (ya sea carga o descarga), el estado operativo de la microrred (aislada o interconectada) o el estado de carga de la batería. Este enfoque mejora significativamente

la fiabilidad y la estabilidad del sistema de control, al evitar la necesidad de transiciones en el esquema de control o en las funciones de transferencia de los controladores.

La técnica empleada para el reparto dinámico de la carga ofrece a los usuarios la flexibilidad de ajustar la contribución del supercondensador (SC) para modular, en mayor o menor medida, la corriente de la batería. Esto implica que, a pesar de la posibilidad de utilizar un amplio rango de capacitancias para el SC, aquellos con menor capacidad de almacenamiento podrían alcanzar rápidamente sus límites de tensión, tanto superior como inferior, quedando temporalmente incapacitados para realizar su función principal de absorber o suministrar energía instantánea ante variaciones repentinas en la corriente neta inyectada. Por otro lado, un SC de alta capacitancia implicaría un aumento en los costos de inversión.

Asimismo, se propuso e implementó un Sistema de Gestión de Energía (EMS) para un SHAE integrado en una microrred residencial. El EMS consiste en una serie de algoritmos basados en reglas, que a su vez se fundamentan en recomendaciones operativas proporcionadas por los fabricantes de baterías y supercondensadores, así como en ciertos principios establecidos en el estándar IEEE 2030.7-2017 respecto a la especificación de controladores para microrredes.

Considerando la significativa diferencia en la relación costo-capacidad de los supercondensadores y el costo por kWh de almacenamiento de las baterías, se recomienda que el dimensionamiento de las baterías para su uso en instalaciones eléctricas residenciales, tanto en potencia como en capacidad de almacenamiento, se lleve a cabo siguiendo las mismas directrices aplicables a un sistema de almacenamiento que utilice exclusivamente baterías.

Para el dimensionamiento del supercondensador, se desarrolló una metodología de cálculo basada en la energía asociada a las fluctuaciones del sistema de generación local. Dicha metodología toma en cuenta el comportamiento del usuario final, particularmente la conexión y desconexión de cargas de alta potencia, así como la variabilidad de la generación local en microrredes residenciales. En este contexto, el uso de supercondensadores no solo se considera económicamente viable, sino también atractivo para su implementación.

Se desarrolló un prototipo experimental de una microrred residencial, incorporando un SHAE en una topología activa paralela. Las pruebas y mediciones realizadas demostraron que el funcionamiento del SHAE cumple satisfactoriamente con el propósito del sistema integral de control, específicamente en la reducción del estrés eléctrico en la batería mediante la suavización de su corriente durante episodios de variaciones repentinas en la corriente neta inyectada.

La construcción de este prototipo de microrred DC residencial ha requerido una inversión significativa en términos de tiempo, espacio y recursos económicos. Sin embargo, esta plataforma experimental se establece como una valiosa herramienta para impulsar y desarrollar nuevas líneas de investigación en los campos del almacenamiento de energía, los convertidores conmutados y el control de convertidores.

5.2 Recomendaciones

A pesar de que la revisión del estado del arte sugiere reiteradamente que el uso de Sistemas Híbridos de Almacenamiento de Energía (SHAE) contribuye significativamente a extender la vida útil de las baterías, incluso con la posibilidad de duplicarla [95], la literatura carece de estudios que midan de forma directa la degradación de las baterías bajo cargas pulsantes comparadas con la degradación en baterías integradas en un SHAE bajo las mismas condiciones de aplicación.

Por otro lado, si bien se han llevado a cabo comparaciones entre diferentes tipos de controladores para los convertidores utilizados en SHAEs con topología activa en paralelo [116], sería provechoso evaluar el rendimiento de estos controladores en un entorno real, como el prototipo de microrred desarrollado en este proyecto de investigación.

Una posible dirección para futuras fases de este proyecto de investigación podría ser su aplicación en microrredes de tipo AC, aspecto que no se exploró en este proyecto debido a la magnitud del trabajo involucrado en diseño, desarrollo e implementación.

Aunque no existe una estandarización en los niveles de tensión manejados por un banco de baterías, se observa una tendencia hacia el uso de ciertos valores comerciales en función de la carga a manejar. Dado los niveles de tensión necesarios para alcanzar valores estandarizados en una microrred AC o trifásica, surge la necesidad de explorar y trabajar con otras topologías de convertidores conmutados capaces de gestionar mayores radios de conversión.

5.3 Aportes de la tesis doctoral

El desarrollo y cumplimiento de la presente tesis doctoral, ha dejado diversos aportes o mejoras en diferentes aspectos relacionados con el diseño y la construcción de un sistema híbrido de almacenamiento de energía compuesto por baterías derivadas de la tecnología de iones de litio y supercondensadores. Estos aportes o mejoras se exponen a continuación.

- Se estableció la topología activa en paralelo como la topología de interconexión entre baterías y supercondensadores que presenta un desempeño más adecuado para la aplicación particular de microrredes eléctricas de tipo residencial.
- Se propuso y se implementó un diseño integral de un sistema de control en tres niveles, en el que no se presentan cambios significativos en los controladores o la arquitectura de control, frente a variaciones en las condiciones de operación (ya sea carga o descarga), el estado operativo de la microrred (aislada o interconectada) o el estado de carga de la batería.
- Se implementó una estrategia de control para el reparto dinámico de la carga entre las baterías y el supercondensador, con la posibilidad para el usuario de ajustar la

contribución del supercondensador (SC) para modular, en mayor o menor medida, la corriente de la batería.

- Se propuso y se implementó un sistema para la gestión de la energía desde y hacia los almacenadores. El algoritmo desarrollado obedece a una metodología basada en reglas y permite el control de los límites de operación de las baterías y el supercondensador, así como sus procesos de carga y descarga en cualquier condición de operación de la microrred.
- Se propuso una metodología para el dimensionamiento del supercondensador basada en la energía asociada a las fluctuaciones del sistema de generación local. Dicha metodología toma en cuenta el comportamiento del usuario final, particularmente la conexión y desconexión de cargas de alta potencia, así como la variabilidad de la generación local en microrredes residenciales.
- Se desarrolló un prototipo experimental de una microrred residencial, incorporando un SHAE en una topología activa paralela. Esta plataforma se establece como una valiosa herramienta para impulsar y desarrollar nuevas líneas de investigación en los campos del almacenamiento de energía, los convertidores conmutados y el control de convertidores

A lo largo del desarrollo de la presente tesis doctoral, se participó en diferentes congresos, eventos académicos y eventos del sector eléctrico, en el que se ha despertado un interés sobre el desarrollo de los sistemas de almacenamiento de energía híbridos para su aplicación en instalaciones eléctricas de uso final. De manera adicional, se han obtenido recursos económicos mediante el concurso en convocatorias internas de la Universidad Nacional, lo que solventó en parte la realización de una estancia doctoral para el manejo del OPAL, y ayudó en gran parte para la adquisición de equipos e insumos, necesarios para la construcción de un prototipo de una microrred DC con un SHAE. Por último, se han publicado artículos en revistas que reportan la difusión del desarrollo de la tesis en sus diferentes etapas. A continuación, se lista la producción académica de la tesis doctoral, así como la participación en otras convocatorias, eventos o estancias de investigación.

Ponencias en eventos internacionales.

- Narvaez, A, Cortes, C., & Trujillo, C. L. (2017). Comparative analysis of topologies for the interconnection of Batteries and Supercapacitors in a Hybrid Energy Storage System. *IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation*. Florianopolis-Brazil.
- Narvaez, Alexander, Cortes, C., & Trujillo, C. (2018). Real-Time Frequency-Decoupling Control for a Hybrid Energy Storage System in an Active Parallel Topology Connected to a Residential Microgrid with Intermittent Generation. *WEA 2018. Applied Computer Sciences in Engineering (pp. 596–605)*. Cham: Springer International Publishing.
- L.C.Hernandez, J.S Rojas, C.L. Trujillo, E. A. N. (2019). Comparación de dos topologías activas de almacenamiento Híbrido en el contexto de las microrredes eléctricas. *26° Seminario Anual, Automática, Electrónica Industrial e Instrumentación. Libro de Actas, (July), 528–533*. Córdoba - España.
PRODUCCIÓN DERIVADA DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Artículos en revista.

- Narvaez Cubillos, E. A., Cortés Guerrero, C. A., & Trujillo Rodríguez, C. L. (2020). Topologies for Battery and Supercapacitor Interconnection in Residential Microgrids with Intermittent Generation. *Ingeniería, 25(1), 6–19*.
- Narvaez, Alexander, Diaz, N. L., Cortes, C. A., & Trujillo, C. L. (2024). Rule-based Energy Management System for Battery- Supercapacitor Hybrid Energy Storage System in Microgrids. *ARTÍCULO EN REVISIÓN*

Participación en otras convocatorias, eventos o estancias de investigación:

- Se participó y se ganó en la “Convocatoria Nacional de Proyectos para el Fortalecimiento de la Investigación, la Creación y la Innovación de la Universidad Nacional de Colombia 2016-2018” con el proyecto “Sistema Híbrido de Almacenamiento de Energía eléctrica para microrredes”

-
- Se participó y se ganó en la “*Convocatoria Nacional para el Apoyo al Desarrollo de Tesis de Posgrado o de Trabajos Finales de Especialidades en el área de la Salud de la Universidad Nacional de Colombia 2017-2018*”, con el proyecto “*Design and construction process definition for Hybrid Energy Storage Systems applied to Microgrids*”
 - Realización de una estancia doctoral en el *Institute of Energy Systems, Energy Efficiency and Energy Economics (ie3) de la Technische Universität Dortmund* – Alemania. 2018
 - Participación como ponente en la *Escuela Doctoral Electrónica de Potencia*. Universidad Nacional de Colombia. Bogotá. Abril 12 al 14 de 2023. Mención y premio entre los mejores proyectos.
 - Participación como ponente en las *Jornadas de Distribución del Consejo Nacional de Operación*. Bogotá julio 25 y 26 de 2023.

A. Anexo: Especificaciones técnicas de operación de las baterías



Haga clic en la imagen para abrir el archivo

B. Anexo: Especificaciones técnicas del supercondensador



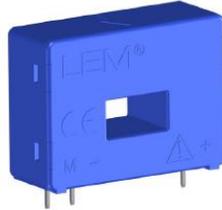
Haga clic en la imagen para abrir el archivo

C. Anexo: Especificaciones de la fuente bidireccional DC62120D-600



Haga clic en la imagen para abrir el archivo

D. Anexo: Sensor de corriente LA 55-P



Haga clic en la imagen para abrir el archivo

E. Anexo: Sensor de tensión LV 25-P



Haga clic en la imagen para abrir el archivo

F. Anexo: Pines de conexión del convertidor DC bidireccional



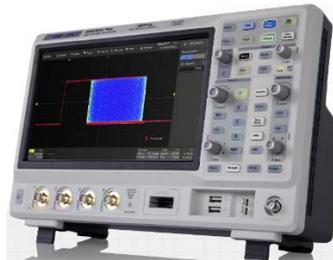
Haga clic en la imagen para abrir el archivo

G. Anexo: Descripción general del OPAL OP4510



Haga clic en la imagen para abrir el archivo

H. Anexo: H. Osciloscopio Digital SIGLENT. SDS2354X Plus



Haga clic en la imagen para abrir el archivo

Bibliografía

- [1] M. Molina, *Emerging Advanced Energy Storage Systems: Dynamic Modeling, Control and Simulation*. Nova Science Publishers, Incorporated, 2013.
- [2] DOE, "Summary Report: 2012 DOE Microgrid Workshop," 2012.
- [3] C. Trujillo *et al.*, *Microrredes eléctricas*, 1st ed. Bogotá: Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2015.
- [4] N. D. Hatzargyriou, *Microgrids. Architecture and control*. Wiley, 2014.
- [5] E. Rodriguez-Diaz, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Intelligent DC Homes in Future Sustainable Energy Systems: When efficiency and intelligence work together," *IEEE Consum. Electron. Mag.*, vol. 5, no. 1, pp. 74–80, 2016.
- [6] W. Hughes, "The IRA: A Boost for Smart Homes," 2022. [Online]. Available: <https://guidehouseinsights.com/news-and-views/the-ira-a-boost-for-smart-homes>.
- [7] S. D. Percy, M. Aldeen, C. N. Rowe, and A. Berry, "A comparison between capacity, cost and degradation in Australian residential battery systems," in *2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)*, 2016, pp. 202–207.
- [8] M. I. Fahmi, R. K. Rajkumar, R. Arelhi, and D. Isa, "Study on the effect of supercapacitors in solar PV system for rural application in Malaysia," in *Proceedings of the Universities Power Engineering Conference*, 2015, vol. 2015-Novem.
- [9] G. Comodi *et al.*, "Multi-apartment residential microgrid with electrical and thermal storage devices: Experimental analysis and simulation of energy management strategies," *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 854–866, 2015.
- [10] H. Kakigano, Y. Miura, and T. Ise, "Configuration and control of a DC microgrid for residential houses," in *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Asia and Pacific, T and D Asia 2009*, 2009, pp. 1–4.
- [11] K. Clement-Nyns, *Impact of Plug-in Hybrid Electric Vehicles on the electricity system. Doctoral Thesis*. Katholieke Universiteit Leuven, 2010.
- [12] G. Joos, M. De Freige, and M. Dubois, "Design and simulation of a fast charging station for PHEV/EV batteries," *EPEC 2010 - IEEE Electr. Power Energy Conf. "Sustainable Energy an Intell. Grid,"* 2010.
- [13] A. Gonzalez, E. Goikolea, J. A. Barrena, and R. Mysyk, "Review on supercapacitors: Technologies and materials," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 58, pp. 1189–1206, 2016.
- [14] T. Bocklisch, "Hybrid energy storage systems for renewable energy applications," *Energy Procedia*, vol. 73, pp. 103–111, 2015.
- [15] D. O. Akinyele and R. K. Rayudu, "Review of energy storage technologies for sustainable power

- networks," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 8, pp. 74–91, 2014.
- [16] J. Jiang, Y. Bao, and L. Y. Wang, "Topology of a bidirectional converter for energy interaction between electric vehicles and the grid," *Energies*, vol. 7, no. 8, pp. 4858–4894, 2014.
- [17] QUANTA TECHNOLOGY, "Electric Energy Storage Systems." [Online]. Available: http://quanta-technology.com/sites/default/files/doc-files/Energy_Storage-12-01-13.pdf.
- [18] A. Kuperman and I. Aharon, "Battery-ultracapacitor hybrids for pulsed current loads: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 2, pp. 981–992, 2011.
- [19] M. Chowdhury, "Grid integration impacts and energy storage systems for wind energy applications—A review," *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–8, 2011.
- [20] UNITED STATES COUNCIL FOR AUTOMOTIVE RESEARCH LLC, "Energy Storage System Goals." [Online]. Available: http://www.uscar.org/guest/article_view.php?articles_id=85.
- [21] S. F. Tie and C. W. Tan, "A review of energy sources and energy management system in electric vehicles," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 20, pp. 288–292, 2013.
- [22] G. Ren, G. Ma, and N. Cong, "Review of electrical energy storage system for vehicular applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 41, pp. 225–236, 2015.
- [23] M. B. Camara, H. Gualous, F. Gustin, and A. Berthon, "Design and new control of DC/DC converters to share energy between supercapacitors and batteries in hybrid vehicles," *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 57, no. 5, pp. 2721–2735, 2008.
- [24] B. H. Lee *et al.*, "A study on hybrid energy storage system for 42V automotive power-net," *2006 IEEE Veh. Power Propuls. Conf. VPPC 2006*, 2006.
- [25] W. Henson, "Optimal battery/ultracapacitor storage combination," *J. Power Sources*, vol. 179, no. 1, pp. 417–423, 2008.
- [26] H. Yoo, S.-K. Sul, Y. Park, and J. Jeong, "System Integration and Power-Flow Management for a Series Hybrid Electric Vehicle Using Supercapacitors and Batteries," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 44, no. 1, pp. 108–114, 2008.
- [27] S. Lu, K. A. Corzine, and M. Ferdowsi, "A new battery/ultracapacitor energy storage system design and its motor drive integration for hybrid electric vehicles," *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 56, no. 4, pp. 1516–1523, 2007.
- [28] N. S. Chouhan and M. Ferdowsi, "Review of energy storage systems," *41st North Am. Power Symp.*, pp. 1–5, 2009.
- [29] F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, and R. Villafáfila-Robles, "A review of energy storage technologies for wind power applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 4, pp. 2154–2171, 2012.
- [30] C. Abbey and G. Joos, "Supercapacitor energy storage for wind energy applications," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 43, no. 3, pp. 769–776, 2007.
- [31] J. P. Zheng, T. R. Jow, and M. S. Ding, "Hybrid Power Sources for Pulsed Current Applications," *IEEE Trans. Aerosp. Electron. Syst.*, vol. 37, no. 1, pp. 298–292, 2001.
- [32] W. Jing, C. H. Lai, M. L. Dennis Wong, and W. S. H. Wong, "Smart hybrid energy storage for stand-alone PV microgrid: Optimization of battery lifespan through dynamic power allocation," *Asia-Pacific Power Energy Eng. Conf. APPEEC*, pp. 3–7, 2016.
- [33] I. Stoppa, J. Lundin, N. Lima, and J. G. Oliveira, "Dual Voltage / Power System By Battery / Flywheel Configuration," in *2015 IEEE 13th Brazilian Power Electronics Conference and 1st Southern Power*

- Electronics Conference, COBEP/SPEC 2016*, 2015.
- [34] I. Toshifumi, K. Masanori, and T. Akira, "A Hybrid Energy Storage With a SMES and Secondary Battery," *IEEE Trans. Appl. Supercond.*, vol. 15, no. 2, pp. 1915–1918, 2005.
- [35] J. Li, R. Xiong, Q. Yang, F. Liang, M. Zhang, and W. Yuan, "Design/test of a hybrid energy storage system for primary frequency control using a dynamic droop method in an isolated microgrid power system," *Appl. Energy*, 2016.
- [36] L. Shen, W. Qiao, R. Song, G. Xi, and S. Gao, "Characteristics and control strategies of composite energy storages in microgrids," in *China International Conference on Electricity Distribution, CIGED*, 2016, vol. 2016-Septe, no. Ciced, pp. 10–13.
- [37] Z. Jiang and R. A. Dougal, "A compact digitally controlled fuel cell/battery hybrid power source," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 53, no. 4, pp. 1094–1104, 2006.
- [38] M. H. Todorovic, L. Palma, and P. N. Enjeti, "DC Converter With a Robust Power Control Scheme Suitable for Fuel Cell Power Conversion," *Ind. Electron. IEEE Trans.*, vol. 55, no. 3, pp. 1247–1255, 2008.
- [39] S. Lemoufouet and a. Rufer, "A Hybrid Energy Storage System Based on Compressed Air and Supercapacitors With Maximum Efficiency Point Tracking (MEPT)," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 53, no. 4, pp. 1105–1115, 2006.
- [40] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei, and S. Bahramirad, "State of the art in research on microgrids: A review," *IEEE Access*, vol. 3, pp. 890–925, 2015.
- [41] J. Pascual, I. S. Martin, A. Ursua, P. Sanchis, and L. Marroyo, "Implementation and control of a residential microgrid based on renewable energy sources, hybrid storage systems and thermal controllable loads," in *2013 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2013*, 2013, pp. 2304–2309.
- [42] M. Thomann and F. Popescu, "Estimating the effect of domestic load and renewable supply on battery," *Procedia Comput. Sci.*, vol. 32, pp. 715–722, 2014.
- [43] V. Bolborici, F. Dawson, and K. Lian, "Hybrid Energy Storage Systems," *IEEE Ind. Appl. Mag.*, no. July, pp. 31–40, 2014.
- [44] G. Sikha and B. N. Popov, "Performance optimization of a battery-capacitor hybrid system," *J. Power Sources*, vol. 134, no. 1, pp. 130–138, 2004.
- [45] E. Schaltz, A. Khaligh, and P. O. Rasmussen, "Influence of battery/ultracapacitor energy-storage sizing on battery lifetime in a fuel cell hybrid electric vehicle," *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 58, no. 8, pp. 3882–3891, 2009.
- [46] W. Martinez, C. Cortes, and L. Munoz, "Sizing of ultracapacitors and batteries for a high performance electric vehicle," *2012 IEEE Int. Electr. Veh. Conf. IEVC 2012*, 2012.
- [47] X. Hu, L. Johannesson, N. Murgovski, and B. Egardt, "Longevity-conscious dimensioning and power management of the hybrid energy storage system in a fuel cell hybrid electric bus," *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 913–924, 2014.
- [48] M. Masih-Tehrani, M. R. Ha'iri-Yazdi, V. Esfahanian, and A. Safaei, "Optimum sizing and optimum energy management of a hybrid energy storage system for lithium battery life improvement," *J. Power Sources*, vol. 244, pp. 2–10, 2013.

- [49] Z. Song, H. Hofmann, J. Li, X. Han, and M. Ouyang, "Optimization for a hybrid energy storage system in electric vehicles using dynamic programming approach," *Appl. Energy*, vol. 139, no. Dc, pp. 151–162, 2015.
- [50] Z. Song *et al.*, "Multi-objective optimization of a semi-active battery/supercapacitor energy storage system for electric vehicles," *Appl. Energy*, vol. 135, pp. 212–224, 2014.
- [51] J. Shen, S. Dusmez, and a Khaligh, "Optimization of Sizing and Battery Cycle Life in Battery/UC Hybrid Energy Storage System for Electric Vehicle Applications," *Ind. Informatics, IEEE Trans.*, vol. PP, no. 99, p. 1, 2014.
- [52] M. A. Zamee, D. Han, and D. Won, "Integrated grid forming-grid following inverter fractional order controller based on Monte Carlo Artificial Bee Colony Optimization," *Energy Reports*, vol. 9, pp. 57–72, 2023.
- [53] Q. Xu, X. Hu, P. Wang, J. Xiao, P. Tu, and C. Wen, "A Decentralized Dynamic Power Sharing Strategy for Hybrid Energy Storage System in Autonomous DC Microgrid," *Ind. Electron. IEEE Trans.*, vol. 64, no. 7, pp. 5930–5941, 2017.
- [54] Q. Xu, J. Xiao, and X. Hu, "Decentralized Power Management Strategy for Hybrid Energy Storage System with Autonomous Bus Voltage Restoration and State of Charge Recovery," *Ind. Electron. IEEE Trans.*, vol. 0046, no. c, 2017.
- [55] D. Sable, R. Ridley, and B. Cho, "Comparison of performance of single-loop and current-injection control for PWM converters that operate in both continuous and discontinuous modes of operation," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 7, pp. 136–142, 1992.
- [56] Y.-S. Jung, J.-Y. Lee, and M.-J. Youn, "A new small signal modeling of average current mode control," in *PESC Record - IEEE Annual Power Electronics Specialists Conference*, 1998, pp. 1118–1124.
- [57] R. K. Singh, N. S. Chauhan, and S. Mishra, "A novel average current-mode controller based optimal battery charger for automotive applications," in *2012 International Conference on Devices, Circuits and Systems, ICDCS 2012*, 2012, pp. 135–139.
- [58] A. Etxeberria, I. Vechiu, H. Camblong, and J.-M. Vinassa, "Comparison of Sliding Mode and PI Control of a Hybrid Energy Storage System in a Microgrid Application," *Energy Procedia*, vol. 12, pp. 966–974, 2011.
- [59] A. Etxeberria, I. Vechiu, H. Camblong, and J. M. Vinassa, "Comparison of three topologies and controls of a hybrid energy storage system for microgrids," *Energy Convers. Manag.*, vol. 54, no. 1, pp. 113–121, 2012.
- [60] Q. Xu, P. Wang, J. Xiao, and L. Yeong, "Modeling and Stability Analysis of Hybrid Energy Storage System under Hierarchical Control," in *IEEE Asi Pacific Power and Engineering Conference (APPEEC)*, 2015, vol. 3, pp. 0–4.
- [61] I. Vechiu, A. Etxeberria, H. Camblong, and Q. Tabart, "Control of a Microgrid-Connected Hybrid Energy Storage System," in *3rd International Conference on Renewable Energy Research and Applications*, 2014, pp. 412–417.
- [62] Y. Zhu, F. Zhuo, and F. Wang, "Coordination control of lithium battery-supercapacitor hybrid energy storage system in a microgrid under unbalanced load condition," *2014 16th Eur. Conf. Power Electron. Appl. EPE-ECCE Eur. 2014*, no. 28, 2014.
- [63] N. L. Diaz, T. Dragičević, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, "Intelligent Distributed Generation and

- Storage Units for DC Microgrids—A New Concept on Cooperative Control Without Communications Beyond Droop Control,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 5, pp. 2476–2485, 2014.
- [64] N. L. Diaz, T. Dragičević, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “Fuzzy-Logic-Based Gain-Scheduling Control for State-of-Charge Balance of Distributed Energy Storage Systems for DC Microgrids,” *Appl. Power Electron. Conf. Expo. (APEC), 2014 Twenty-Ninth Annu. IEEE*, pp. 2171–2176, 2014.
- [65] N. L. Diaz, D. Wu, T. Dragičević, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “Fuzzy Droop Control Loops Adjustment for Stored Energy Balance in Distributed Energy Storage System,” *9th Int. Conf. Power Electron. - ECCE Asia "Green World with Power Electron. ICPE 2015-ECCE Asia*, pp. 5–12, 2015.
- [66] X. Zhang, C. C. Mi, A. Masrur, and D. Daniszewski, “Wavelet-transform-based power management of hybrid vehicles with multiple on-board energy sources including fuel cell, battery and ultracapacitor,” *J. Power Sources*, vol. 185, no. 2, pp. 1533–1543, 2008.
- [67] N. L. Diaz, A. C. Luna, J. C. Vasquez, and J. M. Guerrero, “Energy Management System with Equalization Algorithm for Distributed Energy Storage Systems in PV-Active Generator Based Low Voltage DC Microgrids,” in *2015 IEEE 1st International Conference on Direct Current Microgrids, ICDCM 2015*, 2015, pp. 293–298.
- [68] Q. Jiang and H. Hong, “Wavelet-Based Capacity Configuration and Coordinated Control of Hybrid Energy Storage System for Smoothing Out Wind Power Fluctuations,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 2, pp. 1363–1372, 2013.
- [69] S. K. Kollimalla, M. K. Mishra, and N. L. Narasamma, “Design and analysis of novel control strategy for battery and supercapacitor storage system,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 5, no. 4, pp. 1137–1144, 2014.
- [70] N. Mendis, K. M. Muttaqi, and S. Perera, “Management of battery-supercapacitor hybrid energy storage and synchronous condenser for isolated operation of PMSG based variable-speed wind turbine generating systems,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 944–953, 2014.
- [71] W. Li, G. Joos, and J. Belanger, “Real-Time Simulation of a Wind Turbine Generator Coupled With a Battery Supercapacitor Energy Storage System,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 57, no. 4, pp. 1137–1145, 2010.
- [72] J. Xiao, P. Wang, and L. Setyawan, “Multilevel Energy Management System for Hybridization of Energy Storages in DC Microgrids,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 2, pp. 847–856, 2015.
- [73] M.-E. Choi, S.-W. Kim, and S.-W. Seo, “Energy Management Optimization in a Battery/Supercapacitor Hybrid Energy Storage System,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 463–472, 2012.
- [74] A. Mohamed, V. Salehi, and O. Mohammed, “Real-time energy management algorithm for mitigation of pulse loads in hybrid microgrids,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1911–1922, 2012.
- [75] R. A. Dougal, S. Liu, and R. E. White, “Power and life extension of battery-ultracapacitor hybrids,” *IEEE Trans. Components Packag. Technol.*, vol. 25, no. 1, pp. 120–131, 2002.
- [76] A. Khaligh, “Battery, Ultracapacitor, Fuel Cell, and Hybrid Energy Storage Systems for Electric, Hybrid Electric, Fuel Cell, and Plug-In Hybrid Electric Vehicles: State of the Art,” *IEEE Trans. Veh. Technol.*, vol. 59, no. 6, pp. 2806–2814, 2010.
- [77] S. Y. Kan, M. Verwaal, and H. Broekhuizen, “The use of battery-capacitor combinations in

- photovoltaic powered products,” *J. Power Sources*, vol. 162, no. 2 SPEC. ISS., pp. 971–974, 2006.
- [78] A. Lahyani, P. Venet, A. Guermazi, and A. Troudi, “Battery/Supercapacitors Combination in Uninterruptible Power Supply (UPS),” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, no. 4, pp. 1509–1522, 2013.
- [79] Y. Zhan, Y. Guo, J. Zhu, and L. Li, “Power and energy management of grid / PEMFC / battery / supercapacitor hybrid power sources for UPS applications,” *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 67, pp. 598–612, 2015.
- [80] M. Ortúzar, J. Moreno, and J. Dixon, “Ultracapacitor-based auxiliary energy system for an electric vehicle: Implementation and evaluation,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 54, no. 4, pp. 2147–2156, 2007.
- [81] J. Sanfélix, M. Messagie, N. Omar, J. Van Mierlo, and V. Hennige, “Environmental performance of advanced hybrid energy storage systems for electric vehicle applications,” *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 925–930, 2014.
- [82] A. Etxeberria, I. Vechiu, and H. Camblong, “Hybrid Energy Storage Systems for Renewable Energy Sources Integration in Microgrids : A Review,” *Power Electron. Conf. Int.*, pp. 532–537, 2010.
- [83] W. Gebremedihnn, “Bi-directional power converters for smart grids: Isolated bidirectional DC-DC converter,” Norwegian University of Science and Technology, 2014.
- [84] K. Tytelmaier, O. Husev, O. Veligorskyi, and R. Yershov, “A review of non-isolated bidirectional dc-dc converters for energy storage systems,” *2016 II Int. Young Sci. Forum Appl. Phys. Eng.*, pp. 22–28, 2016.
- [85] R. W. Erickson and D. Maksimović, *Fundamentals of Power Electronics*, vol. 59. Cham: Springer International Publishing, 2020.
- [86] J. Armenta, C. Núñez, N. Visairo, and I. Lázaro, “An advanced energy management system for controlling the ultracapacitor discharge and improving the electric vehicle range,” *J. Power Sources*, vol. 284, pp. 452–458, 2015.
- [87] J. Cao and A. Emadi, “A New Battery/UltraCapacitor Hybrid Energy Storage System for Electric, Hybrid, and Plug-In Hybrid Electric Vehicles,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 1, pp. 122–132, 2012.
- [88] B. Wang, J. Xu, B. Cao, and X. Zhou, “A novel multimode hybrid energy storage system and its energy management strategy for electric vehicles,” *J. Power Sources*, vol. 281, pp. 432–443, 2015.
- [89] I. J. Cohen, S. S. Member, J. P. Kelley, D. a Wetz, and J. Heinzl, “Evaluation of a Hybrid Energy Storage Module for Pulsed Power Applications,” *IEEE Trans. Plasma Sci.*, vol. 42, no. 10, pp. 2948–2955, 2014.
- [90] A. Narvaez, C. Cortes, and C. L. Trujillo, “Comparative analysis of topologies for the interconnection of Batteries and Supercapacitors in a Hybrid Energy Storage System,” in *IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation*, 2017.
- [91] E. A. N. L.C.Hernandez, J.S Rojas, C.L. Trujillo, “Comparación de dos topologías activas de almacenamiento Híbrido en el contexto de las microrredes eléctricas,” in *26° seminario anual, automática, electrónica industrial e instrumentación. Libro de Actas*, 2019, no. July, pp. 528–533.
- [92] E. A. Narvaez Cubillos, C. A. Cortés Guerrero, and C. L. Trujillo Rodríguez, “Topologies for Battery and Supercapacitor Interconnection in Residential Microgrids with Intermittent Generation,” *Ingeniería*, vol. 25, no. 1, pp. 6–19, 2020.

- [93] A. Narvaez, C. Cortes, and C. Trujillo, "Real-Time Frequency-Decoupling Control for a Hybrid Energy Storage System in an Active Parallel Topology Connected to a Residential Microgrid with Intermittent Generation," in *Applied Computer Sciences in Engineering*, 2018, pp. 596–605.
- [94] J. M. Guerrero, M. Chandorkar, T. Lee, and P. C. Loh, "Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids; Part I: Decentralized and Hierarchical Control," *Ind. Electron. IEEE Trans.*, vol. 60, no. 4, pp. 1254–1262, 2013.
- [95] N. Vukajlović, D. Milićević, B. Dumnić, and B. Popadić, "Comparative analysis of the supercapacitor influence on lithium battery cycle life in electric vehicle energy storage," *J. Energy Storage*, vol. 31, no. May, p. 101603, 2020.
- [96] L. Dixon, "Average Current Mode Control of Switching Power Supplies," *Unitrode Switch. Regul. Power Supply Des. Appl. Note*, pp. 3.356-3.369, 1999.
- [97] V. Vorpérian, "Simplified Analysis of Pwm Converters Using Model of Pwm Switch Part I: Continuous Conduction Mode," *IEEE Trans. Aerosp. Electron. Syst.*, vol. 26, no. 3, pp. 490–496, 1990.
- [98] J. M. Díaz, R. Costa-Castelló, and S. Dormido, "Closed-Loop Shaping Linear Control System Design: An Interactive Teaching/Learning Approach [Focus on Education]," *IEEE Control Syst.*, vol. 39, no. 5, pp. 58–74, 2019.
- [99] D. Velasco De La Fuente, C. L. Trujillo Rodriguez, G. Garcera, E. Figueres, and R. Ortega Gonzalez, "Photovoltaic power system with battery backup with grid-connection and islanded operation capabilities," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, no. 4, pp. 1571–1581, 2013.
- [100] IEEE, *IEEE 2030.7-2017 Standard for the Specification of Microgrid Controllers*. 2018.
- [101] B. Yang *et al.*, "Applications of battery/supercapacitor hybrid energy storage systems for electric vehicles using perturbation observer based robust control," *J. Power Sources*, vol. 448, no. November 2019, p. 227444, 2020.
- [102] ICONTEC, *CÓDIGO ELÉCTRICO COLOMBIANO. NTC 2050*. ICONTEC, 2002.
- [103] R. Mayfield, *Photovoltaic Design and Installation For Dummies*. Wiley, 2019.
- [104] A. Luque and S. Hegedeus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. Wiley, 2010.
- [105] H. Häberlin, *Photovoltaics*. Wiley, 2012.
- [106] R. A. Messenger and A. Abtahi, *Photovoltaic Systems Engineering*. CRC Press, 2018.
- [107] M. Gomez-Gonzalez, J. C. Hernández, P. G. Vidal, and F. Jurado, "Novel optimization algorithm for the power and energy management and component sizing applied to hybrid storage-based photovoltaic household-prosumers for the provision of complementarity services," *J. Power Sources*, vol. 482, no. August 2020, 2021.
- [108] N. Devillers, M. C. Péra, D. Bienaimé, and M. L. Grojo, "Influence of the energy management on the sizing of Electrical Energy Storage Systems in an aircraft," *J. Power Sources*, vol. 270, pp. 391–402, 2014.
- [109] E. W. Schaefer, G. Hoogsteen, J. L. Hurink, and R. P. van Leeuwen, "Sizing of hybrid energy storage through analysis of load profile characteristics: A household case study," *J. Energy Storage*, vol. 52, no. PA, p. 104768, 2022.
- [110] R. Kalbitz and F. Puhane, "Supercapacitor – A Guide for the Design-In Process." WÜRT ELEKTRONIK, pp. 1–9, 2020.

- [111] T. Kim, S. Member, and W. Qiao, "A Hybrid Battery Model Capable of Capturing Dynamic Circuit Characteristics and Nonlinear Capacity Effects," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 26, no. 4, pp. 1172–1180, 2011.
- [112] Z. Miao, L. Xu, V. R. Disfani, and L. Fan, "An SOC-based battery management system for microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 966–973, 2014.
- [113] D. Wu, F. Tang, T. Dragicevic, J. C. Vasquez, J. M. Guerrero, and S. Member, "Autonomous Active Power Control for Islanded AC Microgrids With Photovoltaic Generation and Energy Storage System," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 29, no. 4, pp. 882–892, 2014.
- [114] X. Liu *et al.*, "Sponge Supercapacitor rule-based energy management strategy for wireless sensor nodes optimized by using dynamic programming algorithm," *Energy*, vol. 239, p. 122368, 2022.
- [115] K. Puentes, S. Silva, and N. L. Díaz, "Diseño de un Esquema de Sincronización e Interconexión de dos Inversores Trifásicos Operando como Unidades Formadoras," Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2020.
- [116] A. Latorre, W. Martinez, and C. A. Cortes, "Average Current Control with Internal Model Control and Real-Time Frequency Decoupling for Hybrid Energy Storage Systems in Microgrids," *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 11, no. 2, pp. 511–522, 2022.