



INSTITUCIÓN UNIVERSITARIA

ESTRATEGIA DE CONTROL PARA LOS CONVERTIDORES DE POTENCIA
ASOCIADOS A LA MICRORRED ELÉCTRICA CON EL FIN DE OPTIMIZAR LA
ENERGÍA GENERADA POR LAS FUENTES RENOVABLES

TESIS DE MAESTRÍA

Clader Egidio Mosquera Copete

INSTITUTO TECNOLÓGICO METROPOLITANO

FACULTAD DE INGENIERÍA

MEDELLÍN COLOMBIA

AÑO 2018

ESTRATEGIA DE CONTROL PARA LOS CONVERTIDORES DE POTENCIA
ASOCIADOS A LA MICRORRED ELÉCTRICA CON EL FIN DE OPTIMIZAR LA
ENERGÍA GENERADA POR LAS FUENTES RENOVABLES.

Clader Egidio Mosquera Copete

Tesis o trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar el título de
Magister en Automatización y Control Industrial

Director:

Daniel González Montoya, MSc, PhD

Director:

Luis Fernando Grisales Noreña, MSc

Línea de Investigación: Electrónica y Comunicaciones

Grupo de Investigación:

Automática, Electrónica y Ciencias Computacionales

Instituto Tecnológico Metropolitano

Facultad de ingeniería

Medellín, Colombia

2018

A la amada memoria de mi madre

Agradecimientos

En primer lugar, dar gracias a Dios por permitirme llegar a esta instancia de mi carrera, por darme la fortaleza necesaria para reponerme a las adversidades de la vida, una de ellas la muerte de mi madre justo al comenzar estos estudios de maestría.

También un agradecimiento especial para mis asesores de trabajo de grado, Daniel González Montoya por aportar sus conocimientos y depositar su confianza en mí y pensar que, si podía obtener los resultados esperados, gracias por abrirme las puertas del laboratorio ETI del ITM y contribuir directamente con mi vinculación al laboratorio de la Universidad Nacional, dirigido por el profesor Carlos Andrés Ramos. También expreso un sentimiento de gratitud al profesor Luis Fernando Grisales Noreña quien también me aportó con sus asesorías y consejos respecto a este trabajo.

Un grato agradecimiento al profesor Carlos Andrés Ramos Paja y a Colciencias por darme la oportunidad de trabajar durante un año, como auxiliar de investigación, en el proyecto (Diseño y control de microrredes basadas en fuentes renovables para el suministro de energía eléctrica a bajo costo en zonas no interconectadas de Colombia).

Un agradecimiento eterno a mi esposa María Carlota García Estrada, por ser la persona que siempre ha permanecido a mi lado durante todo este proceso, le agradezco enormemente su compañía, su comprensión y sus palabras de aliento que con sabiduría me las decía y lograba subirme los ánimos, pensar que, si era capaz y retomar el camino, muchas gracias.

RESUMEN

La generación de energía a partir de fuentes renovables, se ha convertido en un tema de vital importancia alrededor del mundo en los últimos años, en los cuales se ha notado un crecimiento significativo en la capacidad energética instalada. La evolución en la aplicación de diferentes técnicas de control en los sistemas de conversión de energía, ha influido notablemente en el proceso de crecimiento de este sector, permitiendo cada vez, mayor aprovechamiento de la energía generada por las fuentes renovables.

En este trabajo de investigación se presenta una microrred (MG, por sus siglas en inglés) de corriente directa, operando en modo isla y alimentado cargas de corriente directa, basada en fuentes renovables y una celda de hidrogeno Ballard 1.2-Kw como fuente de respaldo, sobre la cual se ha aplicado la técnica de Control por Modos Deslizantes (SMC), sobre los convertidores de potencia asociados a cada fuente de la MG. La estructura de la tesis, se presenta en 5 capítulos distribuidos de la siguiente manera: en el capítulo 1, se presentan la introducción y los objetivos de la tesis; en el capítulo 2, se abordan los conceptos principales, allí se plasma la mayoría de la información recopilada en el estado del arte. También en este capítulo, se realiza la configuración inicial de la MG propuesta, conformándose un sistema inicialmente integrado por un arreglo fotovoltaico y un sistema de almacenamiento (ESD, por sus siglas en inglés). Seguido de esto se presenta la metodología de implementación de la técnica SMC, aplicada sobre los convertidores de potencia asociados a las fuentes. Se finaliza el capítulo validando los resultados obtenidos hasta el momento mediante herramientas de simulación. En el capítulo 3 se describe la celda de hidrogeno Ballard 1.2-Kw y se justifica la necesidad de integrar una fuente de respaldo al sistema y porque se ha elegido una celda de hidrogeno. En el capítulo 4, se presenta un algoritmo de gestión, cuya función es controlar la potencia generada por la celda de hidrogeno. Los resultados se validan

a través de las herramientas PSIM y MATLAB. Finalmente, en el capítulo 5 se presentan las conclusiones y se proponen trabajos futuros al respecto.

Palabras claves: Convertidores de potencia, microrredes eléctricas, fuentes renovables de energía, control por modos deslizantes, estrategia de gestión de potencia.

Abstract.

The energy generation from renewable sources has become a vital subject around the world, in the last time, which energy capacity has been noted a significant growth in the installed energetic capacity. The evolution in the appliance of different control techniques of energy conversion has influenced notably in the growing process of this sector, allowing every time a greater exploitation of the energy generated through the renewable sources

In this Investigation work, it is presented a Microgrid (MG, because of its acronym in English) of direct current, working as “stand alone”, and connecting direct current load based on renewable sources, on which, it has been applied the technique by “Sliding Modes Control” (SMC) on the powers converters, associated to each one of sources that are distributed. The structure of the thesis is presented in 5 chapters organized as follow: in first chapter 1, it is found the introduction and objectives of the thesis; in chapter 2 are the main concepts, here are found the majority of the information complied in the art state. Also in this chapter is done the initial configuration of the proposed MG, conforming a system initially integrated by photovoltaic array and storage system (ESD). Next it is found the methodology of implementation of the technic SMC, applied on the power converter associated to the power sources. The chapter finalized, validating the results obtained, by the time, through simulation tools. The chapter 3 describes the Ballard 1.2kw hydrogen cell and justifies the need to integrate a source of back up to the system because a hydrogen cell has been elected. The chapter 4, it is showed a management algorithm whose

function is to control the power generated by the hydrogen cell. The results are validated through computational tools PSIM and MATHLAB. Finally, the chapter 5 has the conclusions and future works about are this proposed.

Key words: power converter, microgrid, renewable energy sources, Sliding mode control, power management strategy.

TABLA DE CONTENIDO

<i>Lista de figuras</i>	9
<i>Lista de Tablas</i>	10
<i>Lista de abreviaturas</i>	11
1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	13
1.1 <i>Introducción</i>	13
1.2 <i>Objetivo general</i>	17
1.2.1 <i>Objetivos específicos</i>	17
2 MICRORREDES ELECTRICAS BASADAS EN FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA.	19
2.1 <i>Las energías renovables</i>	19
2.1.1 <i>Fuentes de energías renovables RES</i>	20
2.2 <i>Microrredes eléctricas basadas en fuentes renovables</i>	22
2.2.1 <i>Sistemas fotovoltaicos (PV)</i>	28
2.2.2 <i>Cargas eléctricas</i>	40
2.2.3 <i>Sistema de Almacenamiento de Energía ESD</i>	41
3 SISTEMA DE RESPALDO INTEGRADO A LA MG.	61
3.1 <i>Celda de hidrogeno</i>	62
3.2 <i>Modelado de la Celda de Combustible</i>	67
3.3 <i>Sistema de control para celda de hidrogeno</i>	69
3.4 <i>Análisis dinámico del SMC propuesto para FC</i>	73
4 GESTION DE ENERGIA DE LA MG PROPUESTA	76
4.1 <i>Introducción</i>	76
4.2 <i>Simulación de la MG con balances de potencia</i>	77
4.3 <i>Estrategia de gestión propuesta</i>	80
4.3.1 <i>Validación de la propuesta de gestión de potencia para la MG.</i>	83
5 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS	86

5.1	<i>Conclusiones</i>	86
5.2	<i>Trabajos futuros</i>	87
	ANEXOS	88
	ANEXO A: <i>Estrategias de control por retro de estados para una MG</i>	88
6	REFERENCIAS	94

Lista de figuras

Figura 1.	Uso de las microrredes en el mundo [1].....	15
Figura 2.	Esquema básico de una microrred eléctrica en modo isla	26
Figura 3.	Etapa de adaptación entre un módulo PV y una carga DC [20].	28
Figura 4.	Módulo solar de silicio Mono-cristalino.....	29
Figura 5.	Módulo solar de silicio Poli-cristalino.....	30
Figura 6.	Módulo solar de silicio de filmina delgada.	31
Figura 7.	Curvas de Potencia-Voltaje y Corriente-Voltaje en una celda solar.	32
Figura 8.	Divergencia P&O del MPP. [24]	33
Figura 9.	Esquema del convertidor dc-dc utilizado[20]......	34
Figura 10.	Resultados al simular el sistema PV	40
Figura 11.	Sistema de Potencia no Interconectado basado en Energías Renovables[34].	44
Figura 12.	Carga y descarga de un convertidor dc-dc bidireccional[34].....	45
Figura 13.	Curva de descarga típica en batería de iones de litio.....	48
Figura 14.	Curva de descarga a 1,1 A C/5 a +20°C para estimación de datos.	50
Figura 15.	Esquema de la MG con sistema PV, ESD y carga.....	53
Figura 16.	Convertidor asociado al sistema PV, con el sistema de control SMC y el algoritmo MPPT.....	54
Figura 17.	Convertidor asociado al ESD, con la técnica de control SMC.	55
Figura 18.	Esquema interno del bloque C, carga CPL	55

Figura 19. Dinámica del ESD descargado y sin demanda de potencia.....	56
Figura 20. Arreglo PV integrado con el ESD, carga($0 < \text{carga} < 300$) y SOC=1.	58
Figura 21. Dinámica del sistema ante cargas superiores al equivalente de la suma de las potencias de la fuente de generación con la potencia del ESD.	59
Figura 22. Estructura de una célula de hidrogeno.....	63
Figura 23. Esquema como se genera la electricidad en la celda de combustible[38].	65
Figura 24. Módulo de energía Nexa de Ballard 1.2 KW	66
Figura 25. MG propuesta con la celda de hidrogeno como fuente de respaldo. ...	77
Figura 26. Simulación de la MG con demanda de potencia menor a la establecida en el balance de energía.....	78
Figura 27. Simulación de la MG propuesta sin estrategia de gestión de potencia sobre la FC.....	80
Figura 28. Diagrama de flujo para la estrategia de gestión propuesta	82
Figura 29. Validación del sistema de gestión con $\text{load} < \text{loadMax}$	84
Figura 30. Validación del sistema de gestión con $\text{load} > \text{loadmax}$	85
Figura 31. Planta conformada por dos convertidores boost en paralelo	89
Figura 32. Control MIMO aplicado sobre los estados V_{c1} y V_{c2}	93
Figura 33. Control MIMO aplicado sobre los estados V_{c1} y V_{c2} incluyendo ruido.	93

Lista de Tablas

Tabla 1. Características de la batería utilizada por PSIM Saft VL 34570	50
Tabla 2. Comparación del hidrogeno frente a otros combustibles.....	64
Tabla 3. Especificaciones técnicas de la celda de hidrogeno	66
Tabla 4. Variables utilizadas en la celda de hidrogeno	69
Tabla 5. Tabla de combinaciones de los suiches de la planta.....	89

Lista de abreviaturas

Abreviatura Término

AC	Corriente Alterna
AIE	Agencia Internacional de Energía
CC/DC	Corriente Continua
CLP	Carga de Potencia Constante
CO ₂	Dióxido de Carbono
DIH	Derecho Internacional Humanitario
DoD	Descarga Profunda
ESD	Sistema de almacenamiento
FC	Celda de Hidrogeno
FVOC	Algoritmo de voltaje de circuito abierto fraccional
HES	Fuentes de Energías Híbridas
IC	Algoritmo de Conductancia Incremental

LiB	Batería de Ion de Litio
MG	Microrred
MOSFET	Transistor de Efecto de Campo Metal Óxido Semiconductor
MPP	Punto de Máxima Potencia
MPPT	Seguimiento del Punto de Máxima Potencia
NiCd	Batería de Niquel-Cadmio
NiMH	Batería de Níquel Hidruro Metálico
NREL	Laboratorio nacional de energías Renovables
OCV	Voltaje de Circuito Abierto

Abreviatura Término

P&O	Algoritmo Perturbar y Observar
PEMFC	Celda de Combustible de Membrana de intercambio Protónico
PV	Módulo Fotovoltaico
RC	Circuito de resistencia Capacitor
RES	Fuentes de Energías Renovables
SMC	Control por modos deslizantes
SOC	Estado de carga de la batería
SoH	Estado de Salud de las Baterías
UPME	Unidad de Planeamiento Minero Energético

1 INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

1.1 Introducción

La electricidad es un servicio inherente al desarrollo del ser humano así lo afirma el Derecho Internacional Humanitario (DIH) [1], según este órgano existe una correlación positiva y directa de este servicio y el buen desarrollo las comunidades. Hasta el año 2015 las fuentes estadísticas muestran que 1.3 billones de personas en el mundo no tiene acceso a este servicio, que, aunque no es tan vital como el agua, si refleja en las poblaciones que lo carecen un alto índice de pobreza y abandono. El 84% de estas poblaciones están ubicadas en las zonas rurales de los diferentes países del mundo [1], lo cual potencializa el problema al momento de querer buscar una solución.

La mayor cantidad de energía eléctrica que se produce en el mundo proviene de los sistemas convencionales de energía denominados sistemas centralizados de energía [2], los cuales están compuestos por grandes centrales térmicas (carbón, gas natural, petróleo y nucleares), empleando recursos energéticos finitos; y las centrales hidroeléctricas, las cuales a pesar de que emplean un recurso energético limpio y renovables, generan un alto impacto en el ecosistema [3]. Según la UNESCO, se llegará el momento en el cual se agoten los recursos energéticos asociados a las principales fuentes de energía convencionales, debido a la creciente demanda en el uso de la energía correspondiente al desarrollo de la industria, y al incremento de poblacional en todo el mundo. Un ejemplo de lo anterior es Europa y Norte América donde ya han utilizado un 65% y 61% del potencial de generación de energía hidráulica, respectivamente [3].

Lo descrito en el párrafo anterior demuestra que, de seguir con el uso continuo de los sistemas de producción de energía actuales, prontamente no se contará con los

recursos energéticos suficientes para abastecer a la población actual que cuenta con electricidad. Presentando de este modo mayores inconvenientes para llegar a una cobertura total del servicio eléctrico en el mundo, especialmente en los países en vía de desarrollo. Es importante resaltar que Colombia no es ajena a las problemáticas mundiales aquí descritas en términos de energía eléctrica, requiriendo la diversificación de su matriz energética por medio de fuentes de energías renovables para mitigar los impactos de los fenómenos climáticos y ampliar la cobertura eléctrica del país. El uso de energías renovables en sistemas de generación de energía eléctrica está tomando fuerza en todo el mundo, puesto que es una realidad mundial las consecuencias derivadas por masivo uso de fuentes tradicionales para la generación de energía, como es el caso del agotamiento de los recursos, calentamiento global, contaminación ambiental etc. [4]. El grafico de la Figura 1 muestra según el banco mundial una importante tendencia en todo el mundo, por la implementación de proyectos energéticos, en los cuales las fuentes de energía renovables son el eje principal. Los datos presentados en dicha gráfica, presentan la proporción mundial de uso de las fuentes renovables de energía en las principales regiones del mundo, siendo Norte América la región con más progreso en este ámbito, con una generación de 2,874 megavatios (MW), la cual corresponde al 66% con respecto a la que se genera en todo el mundo utilizando este tipo de fuentes de energía. Empatadas en segundo lugar aparecen Europa y Asia con el 12%, seguidas por Latinoamérica con un 8%, Oriente medio y África con el 2%; y finalmente la Antártida con una participación casi despreciable (menor al 1%). Lo anterior demuestra la importancia de la integración de este tipo de energías en las principales regiones del mundo.

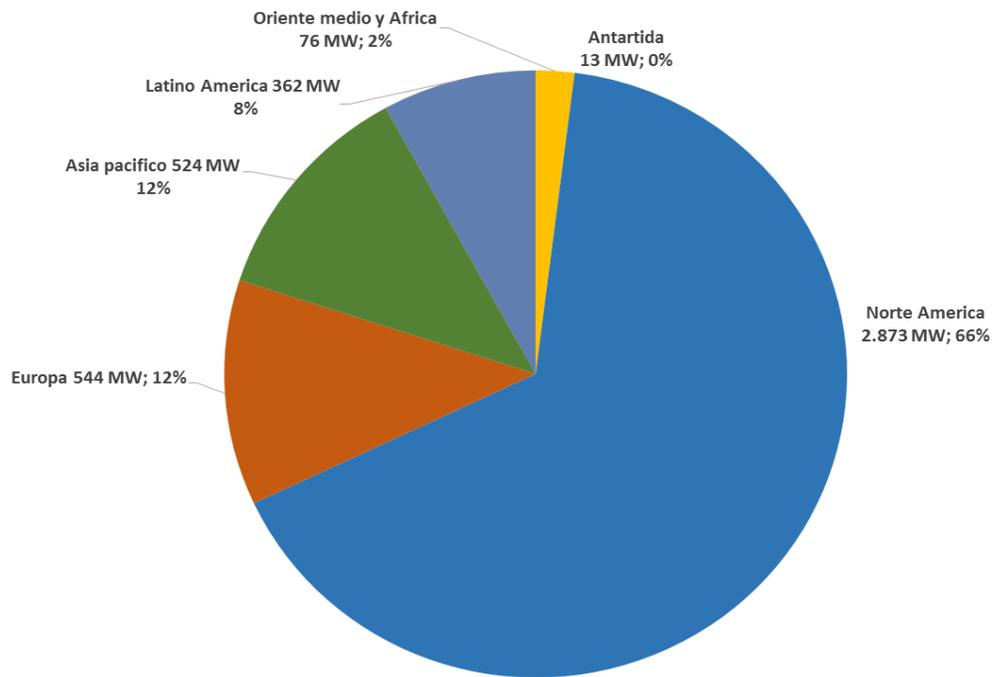


Figura 1. Uso de las microrredes en el mundo [1].

Todo lo anterior evidencia la necesidad de investigar sobre el uso de otras alternativas de generación de energía [5]. Dentro de las cuales se destaca la generación distribuida [6], la cual emplea como recurso principal fuentes de energías renovables. Implementando generadores a pequeña y mediana escala, los cuales son instalados por medio de convertidores y rectificadores de potencia en lugares cercanos a la carga; presentando la posibilidad de reducir los costos asociados al transporte de energía y mejoras en los aspectos técnicos de la red (pérdidas de energía, perfiles de tensión, cargabilidad de las líneas, entre otros) [7]. Esta solución se presenta como una excelente alternativa a los métodos convencionales de generación permitiendo a los diferentes países diversificar su matriz energética, y llevar electricidad a zonas remotas, donde los métodos convencionales de generación son poco factibles. Adicionalmente, también se reduce el impacto ambiental asociado a la producción de electricidad.

En muchos países se están expidiendo leyes e incentivos para beneficiar proyectos que incluyan las energías renovables en pro de diversificar las matrices energéticas y promover la llegada de la energía eléctrica a las zonas no interconectadas, en el caso de Colombia, es la ley 1715 [8], la encargada de fomentar e incentivar la integración de las energías renovables, permitiendo la inclusión de las MG. Las cuales, integran diferentes recursos energéticos renovables por medio de la adecuada implementación de dispositivos basados en electrónica de potencia y estrategias de control, permitiendo cumplir las metas descritas en el párrafo anterior. Además, la norma NTC en sus apartados 2775, 2883,2959 y 4405, dedica y propone las reglas para la implementación de la energía solar fotovoltaica, el cual es uno de los principales recursos energéticos dentro de la generación distribuida. También la resolución 180961 [9], establece subsidios para las personas de estratos socioeconómicos 1, 2 y 3 ubicados en las zonas no interconectadas. El gobierno colombiano, también dispone de recursos para financiar proyectos encaminados a la producción de energía eléctrica utilizando fuentes renovables por medio de Colciencias y la unidad de planeamiento minero energético (UPME). La anterior descripción indica que Colombia tiende a ubicarse en un escenario base, en cuanto a la oferta de energía producida a través de fuentes alternativas renovables ya que en la actualidad el uso de estas es muy bajo.

Con esta tesis de maestría se aportará a la ciencia y la ingeniería, específicamente en el área de control y las energías renovables, proponiendo una estrategia de control aplicada a los convertidores de potencia empleados dentro de una de una microrred eléctrica de corriente continua aislada, de tal manera que sea optimizada la energía generada por las fuentes renovables, buscando dinamizar la operación en modo isla. De igual forma se plantea la opción de las microrredes como una opción eficaz para suplir de energía eléctrica a aquellas pequeñas poblaciones ubicadas en zonas aisladas por el sistema por la red central de energía, o en su efecto por la forma geográfica del país. Promoviendo de esta manera la

diversificación de la matriz energética actual. Para lo cual se plantearon los siguientes objetivos:

1.2 Objetivo general

Proponer una estrategia de control por modos deslizantes aplicada en los convertidores de potencia asociados a las microrredes eléctricas, orientada a regularlos como fuente de voltaje o de corriente, obteniendo un aprovechamiento máximo de la energía generada por las fuentes renovables.

1.2.1 Objetivos específicos

1. Identificar las estrategias de control clásicas utilizadas para controlar los convertidores de potencia como fuentes de voltaje o de corriente, asociados a una microrred eléctrica, e indagar sobre los requerimientos técnicos más utilizados para el diseño y puesta en marcha de una microrred basada en fuentes renovables de energía.
2. Proponer una estrategia de control para los convertidores de potencia que cumpla con los requerimientos técnicos de una microrred basada en fuentes renovables de energía.
3. Validar mediante herramientas computacionales la estrategia de control diseñada tal que permita garantizar el aprovechamiento energético de una microrred basada en fuentes renovables de energía.

Los resultados obtenidos dentro de este proyecto de Investigación permitieron validar el cumplimiento de los objetivos anteriormente descritos y demostrar la

importancia de aplicar una adecuada estrategia del control a los convertidores de potencia encargados de transmitir la energía generada por las fuentes renovables que integran la MG. En el caso de este trabajo, la MG propuesta se encuentra conformada por un arreglo de paneles fotovoltaico (PV), un sistema de almacenamiento (ESD), Este sistema se encuentra compuesto por una serie de baterías de ion de litio, la cual en conjunto con el sistema de respaldo de energía (celda de hidrogeno) permiten cumplir con el balance de potencia del sistema y garantizar el nivel de tensión deseado en el bus DC. Por ultimo este trabajo de tesis propone un sistema de gestión de energía que hace uso de las estrategias de control para regular el flujo de energía en la MG y garantizar un correcto desempeño del sistema.

2 MICRORREDES ELÉCTRICAS BASADAS EN FUENTES RENOVABLES DE ENERGÍA

2.1 Las energías renovables

La demanda global de energía se ha incrementado significativamente en las últimas décadas debido al impacto del crecimiento económico y al crecimiento poblacional. Se estima que para 2050 el consumo global de energía alcanzará los 20 TW, que es el doble del consumo actual [10]. Asumir estas cifras generaría una crisis si solo se contara con combustibles fósiles, los cuales son recursos naturales limitados, y llevan asociada la pesada carga de ser la principal causa de contaminación ambiental. El daño ambiental causado por la producción excesiva de dióxido de carbono es la causa del ampliamente discutido calentamiento global. El Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC) ha declarado que, a menos que haya un cambio inmediato hacia la energía limpia y una reducción significativa en la emisión de dióxido de carbono, el fenómeno del calentamiento global crecerá continuamente cada año [11]. El costo de las fuentes de energía juega un papel importante debido a que el precio de los combustibles fósiles ha venido creciendo en los últimos años, lo que resulta en un inevitable crecimiento en el precio de la energía eléctrica [12]. Como una consecuencia de los factores anteriormente mencionados, las Fuentes de Energía Renovables (RES, por sus siglas en inglés), están en su punto de máximo auge y atraen la atención de la comunidad académica e industrial que busca ofrecer alternativas a los retos que presenta el suministro energético en el futuro cercano. Los países de la unión europea se han comprometido con los objetivos de generación de energía renovable, incluida la capacidad del 10% en Malta y del 49% en Suecia [13]. Estados Unidos también

tiene planes para aumentar la capacidad potencial de generación de energía renovable del 30 al 90% de la demanda de electricidad de USA. Para el año 2050 según el informe del Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) [14].

Las fuentes de energías renovables tienen la gran ventaja de ser libres de emisiones de gases de efecto invernadero y de reducir la dependencia de los combustibles fósiles. Esto sumado a la necesidad de reducir el costo de la transmisión para llevar energía a áreas inaccesibles, ha hecho que la generación en la industria de la energía dé un gran salto hacia la búsqueda de una extracción masiva de energía de las diferentes RES [15]. A la combinación de diferentes fuentes de energía para suplir una carga específica se le conoce como fuente de energía híbrida (HES, de sus siglas en inglés). Estas, junto a los elementos almacenadores de energía y la carga, constituyen una microrred. El manejo y control de energía en tiempo real de estos dispositivos para satisfacer la demanda de energía, de manera adecuada (sin pérdidas significativas), es fundamental para garantizar un sistema confiable y eficiente.

2.1.1 Fuentes de energías renovables RES

El Laboratorio Nacional de Energía Renovable de los estados unidos en el reporte “Renewable Electricity Generation and Storage Technologies” [16], presenta como tecnologías viables para producir energía de manera limpia las siguientes:

- Tecnologías de Biopotencia
- Tecnologías de energía Geotérmica
- Generación Hidráulica
- Tecnologías de energía oceánica
- Tecnologías de energía solar
- Tecnologías de energía eólica

Este reporte, adiona al listado, las tecnologías de almacenamiento de energía que en este trabajo son mencionadas en la sección de baterías. La energía solar se destaca entre las opciones de energías renovables debido a que utiliza la abundante y libre luz solar, no genera residuos sólidos o líquidos, es silenciosa, tiene flexibilidad de escala y es fácil de operar y mantener. Además, la energía solar ya ha pasado por un desarrollo impresionante en términos de su escala de utilización durante largo tiempo. El primer uso a pequeña escala de energía solar se realizó en satélites espaciales a fines de la década de 1950. Desde entonces, y hasta el final de 2014, se ha ampliado a una instalación a gran escala de 177 GW en los Estados Unidos [13]. Además, la rápida mejora de la tecnología de paneles solares ha reducido con éxito el costo de la energía solar en los últimos 30 años. Como cuestión de hecho, el precio de los módulos solares de banda de alta potencia se redujo drásticamente casi siete veces menor de 27 000 dólares por kW a 4000 dólares por kW en los veinticuatro años desde 1982 hasta 2006 [12].

El mercado fotovoltaico creció en la última década y repentinamente se disparó en más del 40% desde 2006 como resultado de la mayor eficiencia de conversión, el menor consumo de insumos, materiales más baratos, mejoras en las técnicas de fabricación y la producción en masa [17]. Por esa razón, el tiempo de amortización de usar energía solar ahora es mucho más rápido en comparación con hace algunas décadas. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) prevé que la energía solar tendrá una participación del 11% de la producción total de energía para 2050, contribuyendo con alrededor del 20% del suministro mundial de energía e incluso con más del 60% para el 2100 [13]. Uno de los principales usos de la energía fotovoltaica instalada es en el suministro de energía a las casas residenciales. Hoy en día, la energía fotovoltaica es atractiva para las casas residenciales ya que las facturas de electricidad se pueden reducir al minimizar la energía extraída de la red. Un plan de tarifas reguladas es atractivo para alentar a las personas a cambiar hacia fuentes de energía limpia. La energía fotovoltaica también es favorable para permitir

la generación de energía en un área remota debido a la operación y mantenimiento simples, en lugar de invertir en la construcción de nuevas redes de transmisión de electricidad.

2.2 Microrredes eléctricas basadas en fuentes renovables

Las RES han promovido el aumento de la generación distribuida, lo que a su vez ha contribuido significativamente al crecimiento de la industria de potencia y al surgimiento del término “microrred”. Existen varias definiciones de microrredes y la más común e intuitiva es: “una red conformada por HES de bajos niveles de tensión y potencias de hasta 1MW, junto con las instalaciones de almacenamiento de respaldo, además de la carga” [15]. Otra definición de MG, la proporcionan los autores [18], ellos definen una microrred como un grupo de cargas y recursos de energía distribuida interconectados entre sí, con límites eléctricos claramente definidos, que actúa como una única entidad controlable con respecto a la red pública, pudiendo operar conectada a la red o en modo isla, como es el caso de la MG propuesta en este trabajo. De acuerdo a esta definición se podría considerar que el conjunto de recursos distribuidos de la MG, cumple tres características, la primera hace referencia los límites eléctricos, estos deben estar claramente definidos, segunda debe existir un punto de control general desde donde se administran los recursos del sistema, por último, debe existir la carga. Sin embargo, aún no se ha establecido una definición estandarizada, ya que el concepto de microrred sigue conformándose gracias al crecimiento de la investigación asociada al tema en los últimos 10 años, de donde han surgido nuevas expresiones como nano redes entre otras. En todo caso no se puede dejar de lado, que, en la idea del concepto de MG, se hace referencia a la integración de un conjunto de fuentes distribuidas, a diferencia del sistema eléctrico convencional, estas fuentes se consideran sostenibles (celdas de combustibles, generadores eólicos, sistemas

fotovoltaicos etc.), en comparación con la red eléctrica convenciones que se basa en combustibles fósiles. La desventaja radica en que el potencial energético de una MG, depende de las fuentes utilizadas en su diseño, mientras que la cantidad de energía que estas puedan generar depende directamente de factores climáticos asociados a la forma de generación de cada fuente. esto implica que las diferentes variaciones ambientales se van a ver reflejadas en el desempeño de la MG.

Anteriormente, las microrredes incluían turbinas, celdas de combustible y arreglos de paneles fotovoltaicos. Gradualmente la necesidad de almacenamiento de energía se volvió necesario para proveer un suministro continuo a la carga y compensar la intermitencia de algunas fuentes. A su vez los sistemas de almacenamiento han evolucionado y hoy se habla de, baterías, ultracapacitores, almacenamiento de energía magnética, y súper capacitores [15]. La importancia de las microrredes radica en cuatro aspectos importantes: 1) Flexibilidad en el sistema de potencia 2) Confiabilidad 3) Calidad 4) Eficiencia energética. Según los autores [15], las redes de potencia existentes requieren ser reemplazadas por microrredes debido a que la infraestructura actual en la mayoría de países es demasiado antigua y carece de los 4 aspectos mencionados.

Aunque la MG propuesta en este trabajo es de corriente continua y opera en modo aislada, no obstante, se debe considerar los aspectos en los cuales una MG puede llegar a interactuar con la red de distribución eléctrica convencional, en estos casos, esta puede provocar cambios en los patrones de flujo de carga de potencia activa y reactiva, lo que a su vez genera cambios en el perfil de voltaje y frecuencia. Este cambio puede generar sobretensión en diferentes partes de la red, y por tratarse de cambios dinámicos según la hora del día y el clima, aumenta la complejidad del problema. Por lo tanto, es necesario estudiar los cambios anticipados en el patrón de flujo de potencia, con el fin de diseñar controles adecuados para mejorar la estabilidad del sistema, mejorar la fiabilidad y minimizar la interrupción del servicio debido a la operación de las características de protección incorporadas. Deben

llevarse a cabo estudios dirigidos a la cuantificación de los efectos de la variación en todos los parámetros del sistema de potencia que definen su rendimiento. Los resultados obtenidos de dichos estudios ayudan en la determinación de los requisitos específicos de los inversores con respecto al control de la potencia, y respaldan los programas para llevar a cabo modificaciones en las redes existentes para cumplir con estos requisitos [19]. Los principales desafíos de la inclusión de las RES en sistemas de potencia son [19]:

- El estado estable y las variaciones temporales del voltaje en los terminales de la carga y en diferentes puntos de conexión de la red, variaciones en la frecuencia, su efecto sobre la estabilidad de la red y la calidad de la energía. Tales variaciones ocurren tanto en la operación en estado estable, como en períodos cortos de tiempo debido a las nubes que pasan (fotovoltaica), o al aumentar y disminuir la velocidad del viento (eólica), etc. Se deben tomar medidas para mantener las variaciones de frecuencia y voltaje dentro de límites aceptables de acuerdo con los códigos de la red, incluso a medida que la salida de los inversores cambia buscando seguir las variaciones en la radiación solar y la velocidad del viento.
- Las corrientes y tensiones máximas, se deben conocer para poder garantizar la seguridad del equipo con respecto a la potencia nominal continua máxima y el nivel de aislamiento.
- Los factores de potencia en el punto de interconexión también variarán ampliamente de los valores que generalmente se encuentran en redes sin RES.

- Las restricciones impuestas a la transmisión bidireccional de la potencia activa y reactiva en la red de distribución existente también deben examinarse.
- Las distorsiones de voltaje y corriente debidas a armónicos, introducidas por RES individuales pueden estar dentro de los límites establecidos en las normas, pero con su creciente número y el efecto acumulativo en las principales barras de la red puede exceder los valores permitidos. Por lo tanto, se debe investigar la necesidad de medidas atenuantes en forma de filtros.
- Las fluctuaciones en la radiación solar y el viento provocan una dinámica poco segura del voltaje debido a los rápidos cambios en la potencia de entrada. Se necesitan medidas para limitarlo a niveles tolerables. Los sistemas de almacenamiento de energía y los inversores con estrategias de control adecuadas, son necesarios para maximizar la utilización de las RES y suavizar las fluctuaciones debidas a las variaciones climáticas.
- La conexión entre las RES y la red no debe interrumpirse durante las perturbaciones transitorias del sistema, mientras que también es necesario garantizar la seguridad de los equipos como paneles solares, generadores eólicos, inversores, etc.

Es necesario estudiar cada uno de estos desafíos y desarrollar soluciones satisfactorias para promover el uso de la energía a partir de fuentes renovables integrada a la red eléctrica central a gran escala.

La configuración de una microrred para ser utilizada en modo isla, está determinada por factores como la potencia, la ubicación geográfica, el almacenamiento y la

demanda del consumo por parte de los usuarios finales; los elementos que hacen parte de una microrred y que son tratados en este trabajo de investigación son válidos para la mayoría de microrredes, aunque puedan llegar a tener topologías distintas. Otra definición utilizada para referirse a una microrred es que se pueden considerar como un sistema que integra una o varias fuentes de generación de energía, diferentes tipos de elementos almacenadores de energía y cargas eléctricas asociadas al conjunto de usuarios que utilizan la microrred, estos elementos además de estar interconectados entre sí, pueden estar conectados o desconectados a la red, permitiéndole en el último caso entrar en interacción con el sistema de generación distribuida o red pública [20], con el propósito de inyectar o recibir potencia. Las microrredes deben diseñarse teniendo en cuenta las condiciones ambientales de la zona de operación, esto hará que se haga una correcta elección de las fuentes renovables a utilizar (paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, biomasa, micro-turbinas entre otras.) [1]. Además, se debe considerar el perfil de potencia requerido por la demanda ya que esta última es importante para definir el balance de potencia de la MG.



Figura 2. Esquema básico de una microrred eléctrica en modo isla.

Para su funcionamiento una microrred cuenta como mínimo con una fuente de generación de energía en las que se referencian las fuentes renovables, un sistema de conversión o inversores, un sistema de almacenamiento y una o varias cargas asociadas al consumo de energía generada, los cuales representan los usuarios finales, a continuación, se menciona al detalle sobre cada uno de los elementos que componen la MG propuesta.

La MG puede obtener la energía de una o varias fuentes renovables de energía, este hecho las convierte en una estrategia eficaz, para proveer de energía eléctrica a aquellas zonas aisladas. Las fuentes generadoras más utilizadas en la actualidad son: aerogeneradores, paneles fotovoltaicos PV, biomasa, plantas diésel y las micro-turbinas, entre otros. La escogencia de una u otra fuente de generación distribuida generalmente está condicionada por las características del medio, ya que no sería conveniente implementar una microrred eléctrica con aerogeneradores en una zona donde haya poca influencia del viento. Teniendo en cuenta las características ambientales de la ciudad de Medellín, donde se realizó esta investigación, la MG planteada en este trabajo tiene como fuente principal de generación un sistema fotovoltaico. Esto se debe, a que las condiciones climáticas de la ciudad favorecen el uso de fuentes relacionadas con el aprovechamiento del sol sobre otras RES. Así mismo, con el fin de proveer energía a una carga particular se tiene en cuenta el sistema de almacenamiento y una fuente de respaldo en los casos en los que no se cuenta con la energía suficiente para satisfacer la demanda. Teniendo en cuenta que este trabajo de tesis promueve el uso de RES como elementos de generación de energía, se propone la utilización de una celda de hidrogeno como fuente de respaldo para evitar el uso de generadores a base de combustibles fósiles. A continuación, se realiza una descripción más a fondo de los elementos utilizados en el trabajo de tesis planteado.

2.2.1 Sistemas fotovoltaicos (PV)

Las compañías de investigación y desarrollo del mundo están construyendo diversas tecnologías de módulos fotovoltaicos buscando siempre reducir el costo de la energía generada por este sistema y lograr una alta eficiencia a la hora de conversión. Los tipos de paneles solares disponibles en el mercado son variados según la escala de eficiencia, durabilidad, flexibilidad y precio.

Un sistema PV se compone en esencia de cuatro elementos: la fuente de generación de energía mediante un módulo o arreglo de paneles, la etapa de conversión de energía caracterizado por un circuito de electrónica de potencia, un algoritmo que busca operar el módulo PV en su punto de máxima generación de potencia, y finalmente un sistema de control que regula el convertidor a partir de las indicaciones dadas por el algoritmo de extracción. En la Figura 3, se resume la estructura del sistema PV.

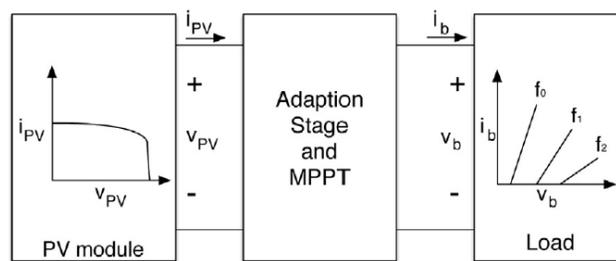


Figura 3. Etapa de adaptación entre un módulo PV y una carga DC [20].

2.2.1.1 Módulo PV

El módulo fotovoltaico se caracteriza por un comportamiento no lineal que depende de las condiciones ambientales, lo que hace difícil predecir el comportamiento del voltaje y la corriente para garantizar la producción máxima de potencia [21]. Los tres

tipos de paneles fotovoltaicos comerciales más importantes del mercado en la actualidad son el silicio monocristalino, el silicio policristalino y el panel solar de película fina. Las consideraciones al seleccionar el sistema PV a utilizar son la eficiencia de conversión de energía, el costo, la confiabilidad y la madurez de la tecnología. Sus características y rendimiento se explican brevemente a continuación.

a) Módulo Solar De Silicio Monocristalino

La mayor parte del mercado fotovoltaico está dominado por módulos de silicio cristalino con el 85-90% del mercado anual mundial. El módulo fotovoltaico monocristalino tiene la mejor eficiencia hasta el momento, según lo medido por la potencia de salida con relación al tamaño del panel. Sin embargo, este tipo de módulo PV también es bastante costoso debido al proceso de fabricación. Es producido por lingotes de silicio que se cortan para formar cada celda solar. Las celdas se interconectan entre sí y se encapsulan para formar un módulo. El módulo comercial monocristalino actual tiene una eficiencia del 14-20% [22]. Ver Figura 4.



Figura 4. Módulo solar de silicio Mono-cristalino.

b) Módulo Solar De Silicio Poli-Cristalino

Este tipo de panel solar también está hecho de silicio, pero tiene una forma diferente de cristal. El cristal de silicio en el módulo policristalino se fabrica vertiendo silicio fundido en un molde. Este método da como resultado una estructura atómica desordenada. Esta estructura imperfecta de cristal conduce a una eficiencia menor. Sin embargo, el módulo de silicio policristalino es más económico en comparación con el módulo de silicio monocristalino debido a la menor cantidad de material y energía utilizada durante el proceso de fabricación. Se espera que la eficiencia de este tipo de módulo alcance el 21% en el futuro [22].



Figura 5. Módulo solar de silicio Poli-cristalino.

c) Módulo Solar De Película Delgada

La celda solar de película delgada se fabrica depositando una capa muy delgada de materiales fotoconductores como silicio amorfo (a-Si), telururo de cadmio (CdTe) o seleniuro de cobre e indio-galio (CIS / CIGS) en un material de respaldo económico como el vidrio, el acero inoxidable o el plástico. El módulo solar de película delgada es más ligero en comparación con los dos anteriores. Ver Figura 6. También es portátil y generalmente flexible, lo que es una gran ventaja para un proyecto que requiere menor potencia y alta portabilidad. El otro beneficio del módulo de película fina es que tiene un consumo mínimo de las materias primas, una alta automatización y eficiencia de producción, fácil de integrar y posee un buen

rendimiento a una temperatura ambiente elevada [23]. La eficiencia máxima registrada de este tipo de módulo solar alcanza el 20,3% y el 12,5% con material de silicio amorfo [22]. Sin embargo, debido a su baja eficiencia, el módulo solar de película delgada es de menor uso.



Figura 6. Módulo solar de silicio de filmina delgada.

2.2.1.2 Algoritmo de seguimiento de punto de máxima potencia

Todo módulo PV posee un Punto de Potencia Máxima (MPP), el cual, es el punto de funcionamiento en el que el PV proporciona su máxima potencia. El objetivo principal de la estrategia de control en un sistema fotovoltaico es garantizar la operación del sistema alrededor de su MPP en cualquier condición ambiental. A esta estrategia de control se le conoce como seguimiento del punto de máxima potencia u operación en este punto, (MPPT). Así, para extraer la potencia máxima de un módulo PV, se debe insertar una etapa de adaptación regulada por un algoritmo MPPT entre la fuente y la carga para que coincida con el punto operativo óptimo del módulo PV con la operación de carga [21], véase Figura 3.

La característica voltaje y corriente (V-I) de una celda solar no es lineal y por ende su potencia tampoco lo es, en la Figura 7 se muestra el comportamiento de estas variables, las cuales son afectadas directamente por cambios en la irradiación solar y la temperatura [24]. La ubicación del punto de máxima potencia cambia

continuamente lo que dificulta su identificación, pero puede localizarse mediante algoritmos de búsqueda.

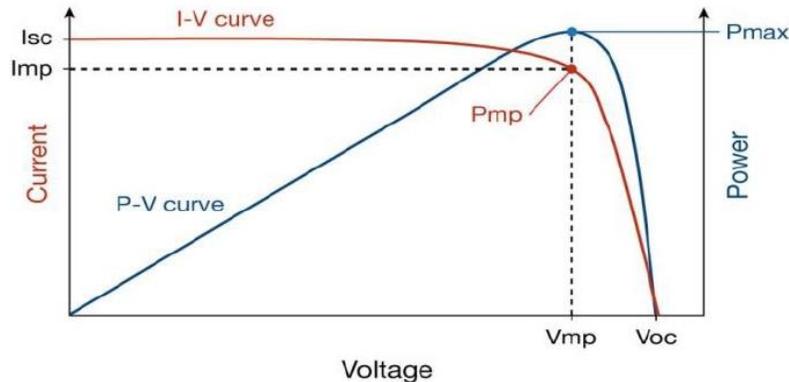


Figura 7. Curvas de Potencia-Voltaje y Corriente-Voltaje en una celda solar.

Para lograr mantener un sistema de PV, funcionando en el punto MPPT se emplean diferentes técnicas de MPPT que han sido propuestas en la literatura; por ejemplo, Perturbar y Observar (P&O), Conductancia Incremental (IC), Voltaje de Circuito Abierto Fraccional (FVOC), Corriente Fraccionaria de Cortocircuito, Redes Neuronales, control de Lógica Difusa, entre otros [24]. Siendo la técnica MPPT P&O la más utilizada en la literatura, debido a su facilidad en la implementación [25], la cual se toma como referente en el desarrollo de este documento. El algoritmo de dicha técnica se basa en la condición matemática: $\frac{dp}{dv} = 0$, donde P es la potencia generada y V el voltaje en la salida del módulo PV, respectivamente. En la Figura 8 se puede apreciar que el aumento en el voltaje provoca un incremento en la potencia cuando el sistema PV funciona al lado izquierdo del MPP y la potencia disminuye al aumentar el voltaje cuando el mismo funciona a la derecha del MPP. Por lo tanto, si $\frac{dp}{dv} > 0$, la perturbación se debe mantener y si $\frac{dp}{dv} < 0$, la perturbación se debe hacer en el sentido contrario. El proceso debe repetirse periódicamente para mantener el

sistema fotovoltaico operando en un punto cercano o igual al punto de máxima potencia.

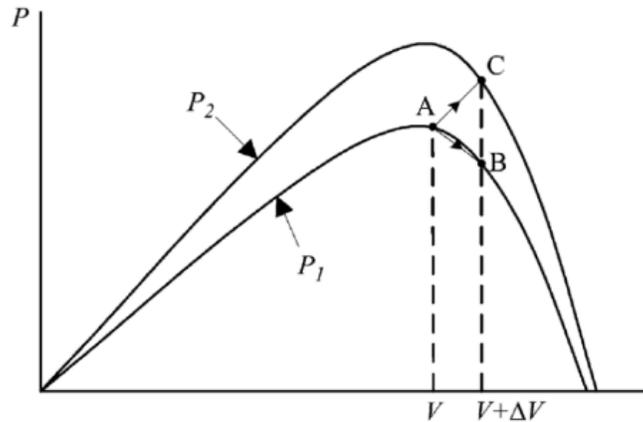


Figura 8. Divergencia P&O del MPP [25].

2.2.1.3 Interfaz de electrónica de potencia asociada al sistema PV

Otro componente importante en el sistema PV es la interfaz de la electrónica de potencia que transforma la potencia extraída del módulo, como lo es el convertidor DC-DC. La electrónica de potencia es necesaria para convertir el voltaje generado por el arreglo de paneles fotovoltaicos, para que coincida con el voltaje requerido por la carga, la batería o un bus de DC donde se inyecta la energía. Como se mencionó anteriormente, el desarrollo de este trabajo integra soluciones publicadas en la literatura para la construcción de la MG propuesta. En este caso particular, se toma el trabajo publicado en [21], donde se diseña un sistema de control para un sistema PV basado en la regulación de admitancia del módulo usando una técnica de Control por Modos Deslizantes (SMC). Este trabajo utiliza un convertidor DC-DC tipo boost para elevar la tensión de salida del sistema fotovoltaico (que cambia de acuerdo con las condiciones climáticas) a un nivel de voltaje que se requiere en la carga, como se presenta en la Figura 9. Así mismo, esta solución integra un

algoritmo MPPT para ajustar la tensión de funcionamiento del panel fotovoltaico con el fin de maximizar su generación de energía bajo diferentes condiciones climáticas.

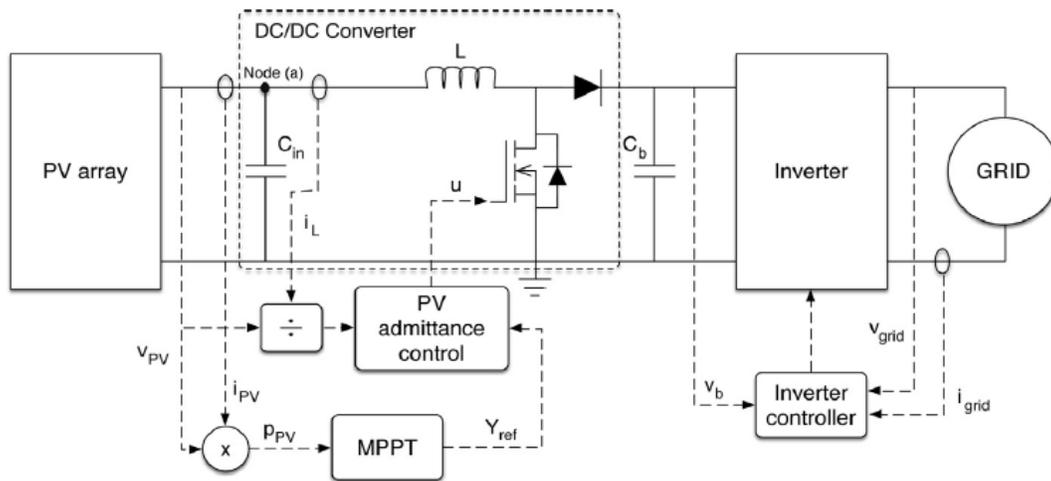


Figura 9. Esquema del convertidor dc-dc tomado de [21].

Teniendo en cuenta que la energía generada por el módulo PV debe ser transferida a una carga que puede ser DC o convertida en AC mediante un elemento inversor, se debe regular el voltaje del módulo PV para las perturbaciones existentes en el sistema. Por ejemplo, la Figura 9, considera la conexión del convertidor con un inversor para la conversión DC-AC. La conexión directa entre el convertidor de DC-DC y el inversor causa oscilaciones de tensión ya que la potencia entregada por el conjunto de PV es DC, mientras que la potencia solicitada por el inversor es AC, como lo explican los autores en [21]. Estas oscilaciones se ven reflejadas en el capacitor de enlace C_b , las cuales, si no se mitigan bien, reducen el rendimiento del MPPT, que también reduce la energía entregada a la carga. Una solución típica a este problema es conectar un condensador electrolítico de gran tamaño como enlace de DC entre el convertidor de DC-DC y el inversor, pero dicha solución disminuye la fiabilidad del sistema debido a la alta tasa de fallas de las capacitancias

electrolíticas [21]. Otra solución, es diseñar estrategias de control que permitan regular la tensión del PV ante dichas perturbaciones sin perder de referencia la tensión óptima indicada por el algoritmo MPPT. Tal como se indica en [21], existen diversas técnicas de control para regular la tensión del sistema PV, pero al ser el convertidor de potencia un sistema no lineal, se requiere, de una estrategia de control robusta que permita el correcto desempeño de este tipo de sistemas en un amplio rango de operación, los autores [26]–[28], compararon los resultados obtenidos al aplicar sobre convertidores, técnicas de control clásico y la técnica SMC, concluyen que esta última ofrece resultados satisfactorios, la considerándola como una técnica adecuada para este tipo de sistemas, debido a su rápida respuesta ante diferentes perturbaciones. Una de las ventajas que hace más robusto al SMC es el trabajo directo con las variables de estado sin tener que realizar proceso de linealización, razón por la cual el sistema no pierde información, debido a que se trabaja bajo la dinámica real de la variable objeto de control [29].

2.2.1.4 Sistema de control para regulación de voltaje de sistema PV

Adicional a la problemática expuesta anteriormente, el funcionamiento seguro de una MG, requiere de la utilización de una metodología de control, que le permita responder rápidamente ante perturbaciones ocasionadas por las variaciones en las fuentes de generación distribuida. Por lo tanto se considera el (SMC) como una técnica apropiada para ser aplicada sobre sistemas de estructura variable, cuya característica principal es la conmutación como lo son los convertidores de potencia [30], [29]. En cuanto a la validación matemática de la técnica SMC para sistemas conmutados, existen dos enfoques. El primero se basa en el hecho de que existe una función que puede ser validada mediante la teoría de Lyapunov. El segundo enfoque se basa en el método de Filippov [31], que se conoce como el método del control equivalente [32]. Esta técnica fue utilizada por Sira-Ramírez [33], el cual

desarrollo un método para probar la convergencia, la estabilidad global y el desempeño de los controladores de modo deslizantes que actúan en los convertidores DC-DC, para ello se basa en tres consideraciones: transversalidad, alcanzabilidad y control equivalente. Por lo tanto, la convergencia y la estabilidad del controlador en modo deslizante, que actúa sobre un convertidor de DC-DC, puede probarse mediante los métodos Lyapunov o Sira-Ramírez.

Debido a que las soluciones publicadas, tomadas como referentes de este trabajo, consideran el método de control equivalente, para ser aplicado en el desarrollo de esta investigación, el cual se pasa a explicar a continuación. En el diseño e implementación de esta técnica, se requiere inicialmente seleccionar una superficie de deslizamiento (S), que tenga en cuenta un objetivo de control trazado en el sistema, por ejemplo, para el caso de los convertidores, la regulación de tensión. Seguidamente, mediante el uso de la superficie seleccionada y un modelamiento matemático del sistema a controlar, se debe verificar tres condiciones necesarias para que se pueda aplicar el SMC, condición de transversalidad, condición de alcanzabilidad y condición de control equivalente [21]. Los autores en [34] plantean la transversalidad como la condición encargada de analizar la presencia de la variable de control en la derivada de la superficie deslizante es decir, se debe cumplir la condición determinada por la ecuación (1), para que la superficie seleccionada tenga transversalidad.

$$\frac{d}{du} \left(\frac{dS}{dt} \right) \neq 0 \quad (1)$$

Donde S representa la superficie de deslizamiento y u es la variable de control definida en tiempo como u(t), de esta manera el cumplimiento de la condición de transversalidad asegura la capacidad del controlador en modo deslizante para modificar el comportamiento del sistema. La condición de alcanzabilidad implica que el sistema converge hacia el objetivo de control planteado en la superficie de deslizamiento [35]. Las expresiones (2) y (3), indican el valor que se debe asignar a

la variable de control, para mantener el sistema en la superficie de deslizamiento, ya que la ecuación (2) implica que el sistema está por encima de la superficie, en este caso se requiere un valor de u que obligue a obtener un resultado negativo de la derivada, de esta manera, se forzará al sistema para que descienda hasta alcanzar la superficie. Si el sistema está por debajo de la superficie, se requiere que este ascienda y para lograrlo se debe asignar valores a la variable de control u , en la ecuación (3), que arrojen derivadas de valor positivo así el sistema asciende buscando la superficie, de esta forma, se garantiza que el sistema mantendrá una trayectoria paralela a la superficie de deslizamiento, la consecuencia de esto, son las altas frecuencias de conmutación del suiche, lo cual implica que a esos valores tan altos de frecuencia, destruyan de manera inmediata el transistor que hace las veces de suiche. Para bajar los valores de la frecuencia de suicheo, se puede crear una banda de histéresis alrededor de la superficie $S=0$, de esta forma, se logra bajar considerablemente los valores de frecuencia de conmutación del sistema.

$$\lim_{s \rightarrow 0^+} \frac{dS}{dt} < 0 \quad (2)$$

$$\lim_{s \rightarrow 0^-} \frac{dS}{dt} > 0 \quad (3)$$

Finalmente, si la superficie seleccionada cumple con transversalidad y alcanzabilidad, implica que el sistema se desplaza sobre ella, y adicionalmente su variable de control debe poseer un valor promedio de la señal de referencia en un rango de conmutación de $0 < u_{eq} < 1$, donde u_{eq} representa el valor promedio de la acción de control. Las tres condiciones previamente mencionadas, garantizan la aplicación de la técnica SMC para regular correctamente la variable objeto de control sin necesidad de un proceso de linealización. Igualmente, es una técnica válida para controlar en el convertidor tanto la corriente como el voltaje, como lo evidencian los trabajos [34], [35].

2.2.1.5 Implementación del sistema PV para MG.

Tal como se ha mencionado anteriormente, esta tesis recopila diferentes soluciones para la implementación de elementos que componen la MG. Para el sistema PV se implementó la solución presentada en [21] teniendo en cuenta los elementos anteriormente descritos. Particularmente el SMC implementado sobre el sistema PV, se basa en la superficie de deslizamiento S , se presenta en la ecuación (4), donde $\frac{i_L}{V_{pv}}$ es la admitancia en el inductor que tiene relación directa con la admitancia del PV como se explica en [21]. Igualmente, los autores proponen un algoritmo MPPT basado en la técnica P&O que maximiza la energía del módulo a partir de la búsqueda de su admitancia óptima, la cual es entregada al sistema de control SMC propuesto.

$$S = \frac{\dot{i}_L}{V_{pv}} \quad (4)$$

Como se presentó en la sección anterior, para la verificación de las condiciones que garantizan un funcionamiento correcto del SMC se requiere el modelo del sistema. Tomando las ecuaciones de modelado del sistema PV presentado en la Figura 9, se puede obtener un modelo que permita representar matemáticamente la dinámica del sistema. Para lo cual se analizan las mallas resultantes para los dos estados del MOSFET on/off, para el primer caso se considera que el elemento está cerrado (on), mientras que en el segundo caso se considera el elemento abierto (off), de esta manera se llega a obtener un conjunto de ecuaciones diferenciales resultantes del convertidor DC-DC.

$$\frac{di_L}{dt} = \frac{v_{pv} - v_b(1-u)}{L} \quad (5)$$

$$\frac{dv_{pv}}{dt} = \frac{i_{pv} - i_L}{C_{in}} \quad (6)$$

Así mismo como se presenta en [21] la corriente de un módulo PV (I_{PV}), puede ser representada por la ecuación (7).

$$i_{pv} = I_{SC} - I_R (e^{\alpha v_{pv}} - 1) \quad (7)$$

Donde I_{SC} representa la corriente de corto circuito, la cual es proporcional al nivel de irradiación solar, I_R es la corriente de saturación del diodo y α representa el voltaje térmico inverso el cual depende de la temperatura del arreglo PV [21].

Teniendo el modelo del sistema se procede a hacer la validación de la técnica SMC, que como se presenta en mayor detalle en [21], el sistema de control propuesto cumple con las condiciones necesarias para su implementación.

2.2.1.6 Simulación del sistema PV implementado.

Siguiendo con los lineamientos presentados en [21] se implementa el sistema PV con los siguientes parámetros: inductor $L = 330\mu H$, capacitores tanto de entrada y salida $C_{in} = 22\mu F, C_o = 22\mu F$, el voltaje de entrada se ha considerado en el rango $10V < 20V$, es suministrado por panel BP585, voltaje de salida de $48V$, la frecuencia de conmutación se ha considerado que debe ser menor a $95kHz$, $f_{sw} < 95kHz$. Los parámetros del panel para generar la referencia a partir del P&O, son los siguientes: $I_{SC} = 5A$, la corriente de saturación del diodo, $I_R = 11.6nA$, $\alpha = 0.9009V^{-1}$, $T_a = 2ms$, $\Delta v_{MPPT} = 0.5V$, $T_s = 0.5ms$, irradiancia de $1000w/m^2$.

La Figura 10, muestra los resultados de simulación al aplicar el SMC propuesto sobre el sistema PV. Se evidencia que el voltaje del PV es regulado manteniendo un perfil constante en la búsqueda del punto de máxima potencia que se encuentra alrededor de los $18V$ con una extracción de potencia de $85W$. Esta simulación confirma que el sistema PV funciona correctamente y puede ser incorporado al esquema de simulación de la microrred.

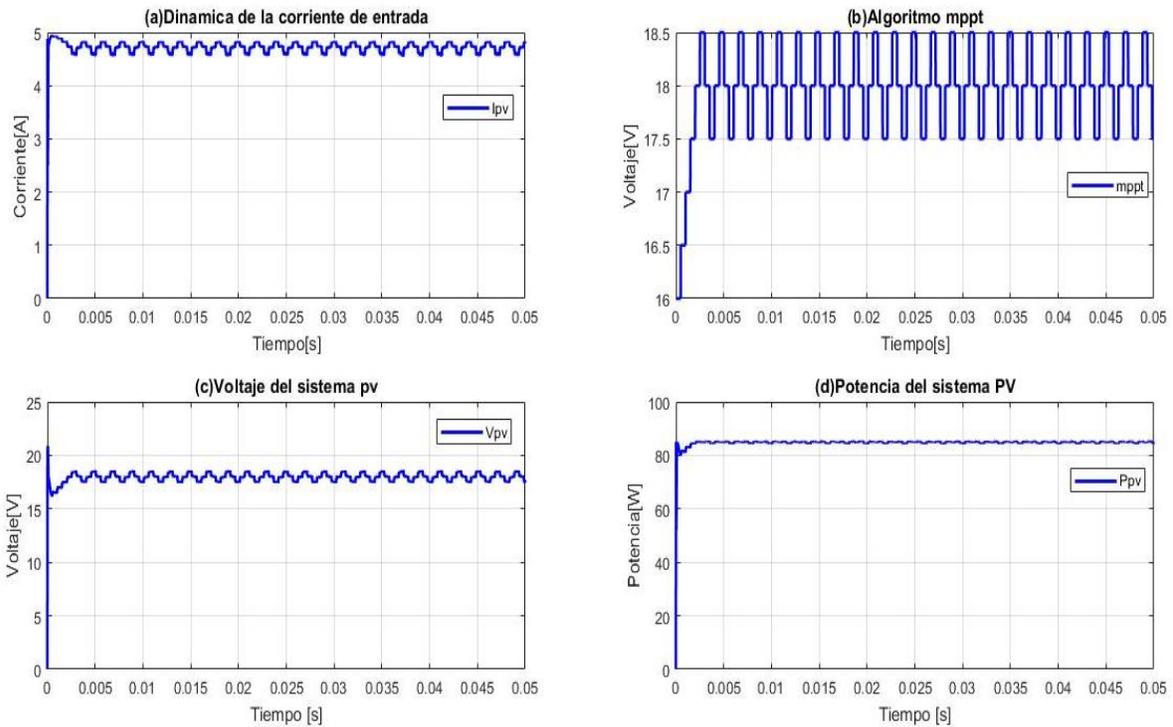


Figura 10. Resultados al simular el sistema PV

2.2.2 Cargas eléctricas

La carga en microrredes DC se puede clasificar en dos categorías principales debido a su alto uso, cargas resistivas y Cargas de Potencia Constante (CPL). Esta última, generalmente se controla mediante un convertidor específico que puede ser DC o a través de un inversor con un ancho de banda alto, para hacer que la potencia consumida por la carga sea independiente de las variaciones de la tensión del bus DC [36]. Desde el punto de vista del servicio que presta una MG, las CPLs, se pueden considerar de dos tipos: cargas críticas y no críticas, las primeras requieren de suministro continuo de energía, un corte en el suministro para este tipo de cargas representa un riesgo significativo, causando consecuencias perjudiciales para los usuarios, es decir que a este tipo de CPL, no se le puede interrumpir el servicio de

energía por ningún motivo. Por el contrario, las cargas no críticas, pueden someterse a cortes repentinos o periódicos en el suministro de energía sin causar consecuencias notables en la función que desempeña. En este trabajo se ha considerado emplear para la MG propuesta, una CPL no crítica por dos razones, la primera: este tipo de cargas, como se mencionó antes, no se ven afectadas por cortes repentinos o periódicos del servicio eléctrico, la segunda, al ser una carga de potencia constante, genera cambios dinámicos que ponen a prueba la estabilidad del bus DC, debido al efecto de resistencia negativa que se produce [36], por estas razones se considera la CPL como una forma de probar la estabilidad de la MG propuesta.

En la implementación de una MG, siempre es necesaria la supervisión del sistema, de manera que se conozca el perfil de demanda de energía de los usuarios en todo momento, el proceso de supervisión debe estar preparado para restringir la CPL, en el caso de que el sistema así lo requiera [37], dichos perfiles son ajustados para diferentes escenarios de prueba como se ilustrara en las secciones siguientes.

2.2.3 Sistema de Almacenamiento de Energía ESD

Los almacenadores de energía son uno de los principales componentes de soporte en una MG aislada. Existen diversas opciones de sistemas de almacenamiento (ESD) disponibles para minimizar la falta de correspondencia entre la carga y la energía generada por la fuente renovable: baterías, supercondensadores, celdas de combustible, entre otros [38]. Cada una de estas opciones tiene sus ventajas y desventajas como sistema de almacenamiento:

El supercondensador es una opción atractiva, ya que tiene una alta densidad de potencia, además de ser más eficiente y tiene una mayor vida útil en comparación con las baterías, pero tiene problemas con las altas corriente de fuga. Este tipo de almacenamiento también se ve afectado por una alta autodescarga (5%) por día, lo

que no es aconsejable para el almacenamiento de energía a largo plazo [39]. La batería tiende a ser una opción confiable para el almacenamiento de energía eléctrica en sistemas PV debido a su alta densidad de energía y tecnología madura. Algunos de los tipos de baterías que están disponibles comercialmente en el mercado para aplicaciones de energía renovable son plomo-ácido, NiMH, NiCD y baterías de iones de litio (LiB). La batería de plomo-ácido se ha utilizado ampliamente en sistemas fotovoltaicos debido a su precio competitivo, sin embargo, una LiB es la mejor opción en comparación con NiMH, NiCD y la batería de plomo sellada, debido a su ciclo de vida más largo, menor tasa de autodescarga e independencia del ciclo de vida a la profundidad de descarga (DoD) [40].

2.2.3.1 Controlador de Carga y descarga del sistema de almacenamiento.

Para el sistema de almacenamiento de energía de la MG planteada, es totalmente necesario el uso de un controlador de los procesos de carga/descarga que garantice la operación óptima y segura de todo el sistema; de la misma forma que en sistema PV para el sistema de almacenamiento se cuenta con un convertidor DC-DC bidireccional el cual es el encargado de regular la tensión del bus de DC. Así mismo, este convertidor se utiliza para regular el proceso de carga y descarga del ESD, proporcionando una correcta administración de la corriente que entra y sale de las baterías para evitar sobrecarga o una descarga excesiva. En una MG aislada, el controlador de carga generalmente está integrado con el funcionamiento de la fuente o fuentes de generación de energía, para administrar la energía necesaria cuando la MG lo requiera o, por el contrario, almacenarla cuando haya un exceso de la misma. Este regulador debe ser implementado mediante alguna estrategia de control que permita operar el sistema en condiciones apropiadas ante

perturbaciones en la MG. Puntualmente para este trabajo de tesis se toma la solución publicada en [41], donde se presenta un controlador basado en SMC para regular el flujo de energía en un ESD y controlar el voltaje del bus DC.

Una conexión detallada de la solución propuesta y el sistema de carga/descarga con su controlador se presenta en la Figura 11, allí se puede observar una MG cuya fuente de generación principal está constituida por un único elemento (sistema fotovoltaico respaldado o celda hidrogeno) [41]. Este tipo de topología ha sido ampliamente utilizado en aplicaciones tales como abastecimiento de energía para vehículos eléctricos, sistemas de irrigación para cultivos, sistemas de calentamiento, y sistemas de suministro de energía para equipos de telecomunicaciones entre otros [41]. En la Figura 11, se observa que el sistema de generación se conecta a un convertidor DC-DC unidireccional cuyo propósito es la operación óptima de la fuente de energía renovable, principalmente un algoritmo MPPT como se detalló en la sección anterior. Adicionalmente, un convertidor de potencia cargador/descargador conecta el ESD con el bus DC. Este convertidor controla el flujo de potencia intercambiado entre el ESD y el bus DC, y al mismo tiempo regula el voltaje del bus DC. Finalmente, una carga está conectada en el bus de DC para el consumo de energía eléctrica.

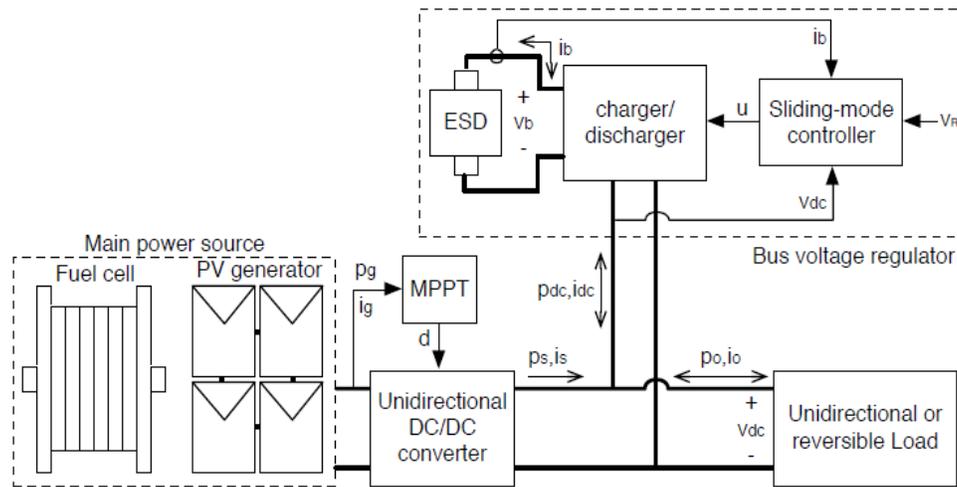


Figura 11. Sistema de Potencia no Interconectado basado en Energías Renovables [41].

2.2.3.2 Implementación de sistema almacenamiento para MG

De igual manera que en el sistema PV, basándose en el trabajo presentado en [41], el convertidor DC-DC utilizado para permitir la carga del ESD de la MG propuesta, es un convertidor boost bidireccional, presentado en la Figura 9, donde se sustituye el diodo por un MOSFET, este cambio le permite al convertidor DC - DC tener flujo de corriente en ambos sentidos, desde el bus DC hacia las baterías y viceversa, tal como se observa en la Figura 11. Es decir que a través del convertidor las baterías pueden inyectar energía al sistema siempre que este lo requiera y exista carga suficiente, de igual manera el sistema de baterías puede absorber corriente para cargarse cuando carezca de la misma y estar listo para el momento que la MG necesite de la energía almacenada. El convertidor bidireccional es presentado en la Figura 12, según el esquema el sistema de almacenamiento provee o absorbe la diferencia de potencia entre el generador renovable y la carga, además de fijar el voltaje del bus DC, es el que habilita el sistema para suministrar energía cuando la fuente de potencia principal no alcanza a suministrar todo el perfil de carga.

Adicionalmente, el ESD almacena energía cuando la carga no está consumiendo o cuando una carga regenerativa entrega energía al sistema.

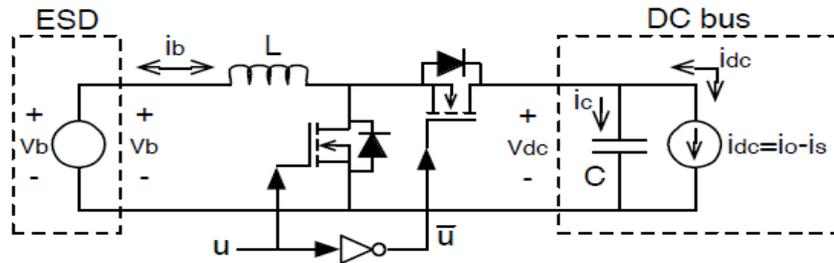


Figura 12. Carga y descarga de un convertidor dc-dc bidireccional [41].

El convertidor bidireccional mostrado en la Figura 12, es una estructura que permite interconectar bajos voltajes del lado del ESD con buses DC que pueden llegar a tener altas tensiones [41]. Esta es una condición común cuando el ESD es una batería de plomo ácido, ion de litio o un supercapacitor. En el modelo presentado en la Figura 12, el ESD se modela como una fuente de voltaje con corriente i_b , y el bus DC se modela como un capacitor C y su flujo de corriente asociado i_{dc} . Las ecuaciones diferenciales (8) y (9) describen la dinámica del sistema, donde u representa la señal de activación del MOSFET ($u = 1$ es encendido, $u = 0$ es apagado).

$$\frac{di_b}{dt} = \frac{v_b - v_{dc}(1-u)}{L} \quad (8)$$

$$\frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{i_b(1-u) - i_{dc}}{C} \quad (9)$$

De la misma forma que en el sistema PV, el convertidor bidireccional encargado de regular los flujos de corriente del ESD hacia el bus DC y viceversa, ha sido controlado con la técnica SMC, debido a que este convertidor tiene un comportamiento no lineal porque la corriente que circula a través de él puede fluir

en ambos sentidos, convirtiéndolo en un sistema inestable. Así mismo, la técnica de control no lineal es capaz de mantener estables los flujos de corriente y el voltaje del bus DC, garantizando la energía necesaria requerida por la carga del sistema [41]. Las técnicas de control clásico en casos como este no son suficientes para garantizar una solución adecuada como si lo hace el SMC garantizando estabilidad global del ESD bajo cualquier condición de operación como lo describen los autores en [41].

2.2.3.3 Selección sistema de almacenamiento para MG propuesta

A partir de la variedad de alternativas que existen como ESD, para la MG se toma la tecnología basada en ion de litio como se detalló anteriormente. Así mismo, teniendo en cuenta que la MG es simulada ante diferentes escenarios en el software de simulación electrónica PSIM, esta plataforma contiene modelos detallados de esta tecnología a partir de la correcta parametrización de la batería. Algunos de los parámetros de los modelos de la batería pueden ser obtenidos de las hojas de datos entregadas por los fabricantes, los demás parámetros son determinados mediante procedimientos heurísticos. En el software PSIM, los parámetros del modelo de batería utilizada en este simulador son los siguientes:

Ns	Número de celdas en serie
Np	Número de celdas en paralelo
Ks	Factor de reducción de tensión (Voltage derating factor)
Kp	Factor de reducción de capacidad (Capacity derating factor)
Erated	Tensión nominal (Volts)
Ecut	Voltaje de corte en descarga (Volts)
Qrated	Capacidad nominal (Ah)
Rbatt	Resistencia interna (Ohm)

Idischg	Corriente de descarga de la curva bajo la cual los parámetros son obtenidos (Amp)
Kc	Factor de capacidad
Efull	Máximo voltaje de la batería (Volts)
Etop	Voltaje en punto exponencial (voltaje al final de la zona exponencial, Volts)
Enom	Voltaje en el punto donde la zona nominal termina (Volts)
Qmax	Capacidad máxima en Ecut (Ah)
Qtop	Capacidad en punto exponencial (Capacidad al final de la zona exponencial, Ah)
Qnom	Capacidad nominal (Ah)
SOC	Estado de carga inicial

Los parámetros Erated, Ecut, y Qrated, se pueden leer directamente de la hoja de datos del fabricante. Los otros parámetros se deben obtener de la curva de descarga de la batería. De una curva específica de descarga se pueden leer los valores de Efull, Etop, Enom, Qtop, Qnom, y Qmax, como se puede observar en la Figura 13 [42]. Se debe notar que los valores de Etop, Qtop, Enom, y Qnom no son exactos dado que los puntos de transición a menudo no son definidos con exactitud. Se pueden probar diferentes valores para obtener un mejor ajuste de las características del modelo a las características reales.

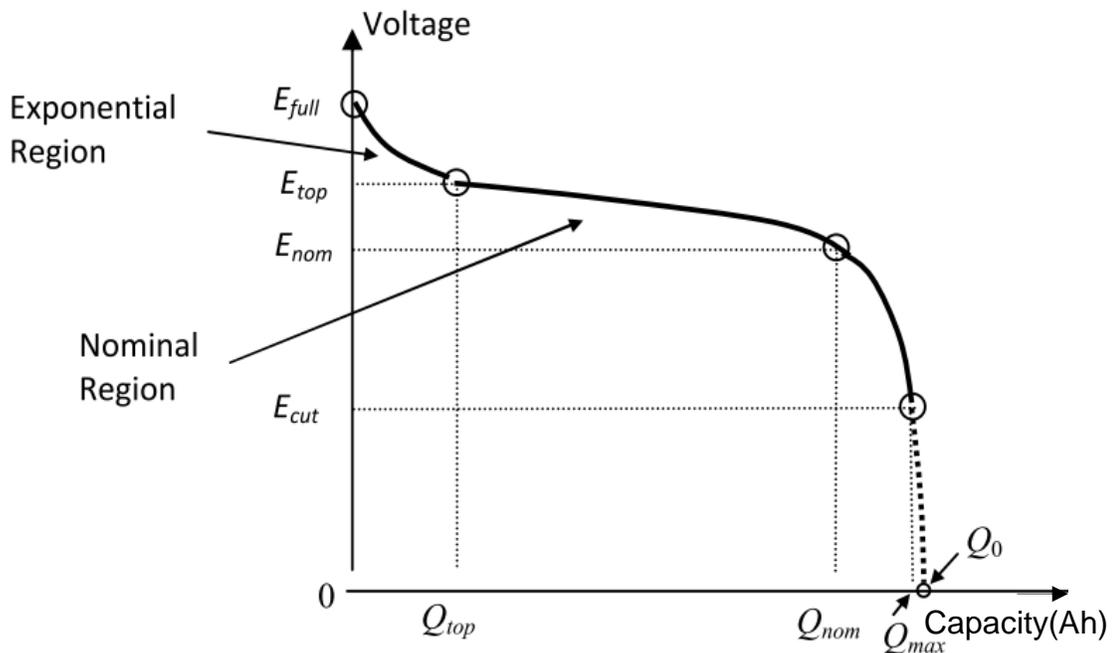


Figura 13. Curva de descarga típica en batería de iones de litio.

K_c es la relación entre Q_0 (capacidad a 0V) y Q_{max} . Este es un valor cercano a 1, y debe ajustarse de manera que el voltaje de la batería sea igual a E_{cut} cuando SOC toma un valor de cero 0. Para los parámetros que no son suministrados en la hoja de datos se supone un valor inicial y deben ser ajustados por medio de procesos iterativos de naturaleza heurística. El modelo de la batería usando en el software PSIM utiliza como fuente de información la hoja de datos de la batería de ion de litio VL34570 de Saft. A continuación, se definen los parámetros para hacer un ajuste fino del modelo de la batería [42].

- a) Información de la hoja de datos.

De la hoja de datos suministrada por el fabricante [43] se obtiene el perfil de la batería con el voltaje nominal y la capacidad típica de la batería. Ver Tabla 1. El

número de celdas y los factores de reducción se fijan en 1 por defecto. Debido a que la hoja de datos no provee la resistencia interna de la batería, se puede hacer una estimación inicial de otras baterías de ion de litio de características similares. Se asume la resistencia interna como: $R_{batt} = 0,065 \text{ Ohm}$. Se tiene entonces la siguiente información:

E_{rated} (Tensión nominal) = 3,7 Volts

E_{cut} (Voltaje de corte en descarga) = 2,5 Volts

Q_{rated} (Capacidad nominal) = 5,4 Ah

K_s (Factor de reducción de tensión) = 1

K_p (Factor de reducción de capacidad) = 1

N_s (celdas en serie) = 1

N_p (celdas en paralelo) = 1

$R_{batt} = 0,065 \text{ Ohm}$

CARACTERISTICAS ELECTRICAS		
Voltaje nominal	3.7v (1.1A, 20°C)	<i>E_{rated}</i>
Capacidad típica (1.1A, 20°C)	5.4 Ah	<i>Q_{rated}</i>
CARACTERISTICAS MECANICAS		
Diámetro	34.20 mm (1.346 in)	
Peso	125 g (4.3 onz)	
Contenido equivalente de litio	1.62 g	
Energía nominal	20.0Wh	
CONDICIONES DE OPERACIÓN		
Método de carga	Corriente constante/voltaje constante	
Máximo voltaje de carga	4.20 +/- 0.05v	
Máxima corriente recomendada	5.4 Ah (c rata)	
Rango de temperatura de carga	-20°C a 60°C (-4°F a 140°F)	

Tiempo 20°C	C rata	2 a 3 horas
	C/2 rata	3 a 4 horas
	C/5 rata	6 a 7 horas
Máxima descarga continua de corriente	11A (~2C rata)	
Descarga pulsante de corriente	21A a (~4C rata)	
Voltaje de corte de descarga	2.5 V	<i>E_{cut}</i>
Rango de temperatura de descarga	-50°C a +60°C (-58°F a +140°F)	

Tabla 1. Características de la batería utilizada por PSIM Saft VL 34570

b) Estimación de parámetros de la curva de descarga.

La curva de descarga de la batería usualmente es entregada por el fabricante en la hoja de datos. Para la batería bajo análisis se toma la curva de descarga (1,1 A) a temperatura +20° y se compara con la Figura 13, para estimar los siguientes datos (ver Figura 14):

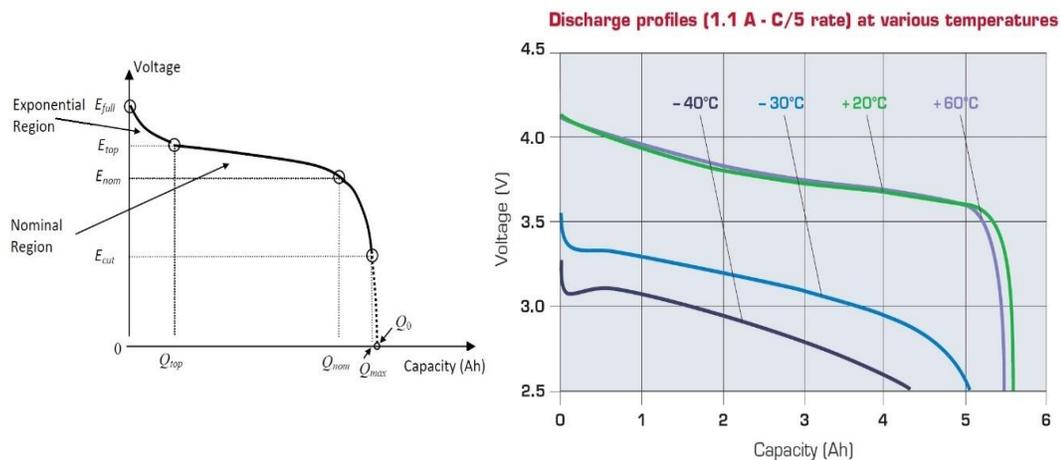


Figura 14. Curva de descarga a 1,1 A C/5 a +20°C para estimación de datos.

Efull (máximo voltaje de la batería) = 4,2 Volts

Etop (voltaje al final de la zona exponencial) = 3,75 Volts

Enom (voltaje en el punto donde la zona nominal termina) = 3,6 Volts

Qmax (Capacidad máxima en el voltaje de corte de 2,5V) = 5,6 Ah

Qtop (Capacidad al final de la zona exponencial) = 2,5 Ah

Qnom (Capacidad nominal) = 5,2 Ah

El factor de capacidad se estima en 1,02. Excepto Efull y Qmax, todos los valores son aproximados. Estos valores deben ser ajustados de manera que se aproximen a las curvas simuladas con datos experimentales.

c) Ajuste fino de los parámetros.

Para ajustar los parámetros se requiere obtener las curvas de carga y descarga y compararlas con los datos experimentales para diferentes condiciones de operación o con las curvas de la hoja de datos. Para ello es importante tener en cuenta que idealmente, cuando se carga la batería, el voltaje interno de la batería debería alcanzar el máximo valor cuando el estado de carga (SOC) alcanza el 100%. Cuando se descarga la batería, el SOC debería alcanzar el 0% cuando el voltaje ha bajado a cero (esto es posible solo en simulaciones ya que en la práctica bajar a cero el voltaje de la batería provoca el deterioro de la misma). Algunas recomendaciones para ajustar los parámetros son:

- Ajustar el punto “top” donde termina la zona exponencial.

Para el mismo Qtop, la lectura del valor Etop de la hoja de datos es aproximada. Una lectura ligeramente mayor ralentizaría la velocidad de cambio de voltaje, especialmente al comienzo del proceso de carga / descarga.

- Ajustar el punto “nom” donde termina la zona nominal.

En el voltaje nominal de E_{nom} , la lectura de Q_{nom} en la curva de la hoja de datos es aproximada. Una lectura ligeramente más alta ralentizaría la velocidad de cambio de voltaje.

- Ajustar la capacidad máxima

El SOC se calcula contra la capacidad máxima Q_{max} . Si el valor de Q_{max} se estima demasiado alto, resultaría en una situación falsa que la batería no está completamente cargada ($SOC < 100\%$) cuando el voltaje interno de la batería alcanza el valor máximo. Además, si el valor Q_{max} es demasiado alto o el valor Q_{nom} es demasiado bajo, la esquina al final de la zona nominal en la curva de descarga sería más redondeada. De lo contrario, la esquina será más nítida.

- Ajustar la resistencia interna de la batería

La resistencia interna de la batería afecta la curva de carga si el cargador de la batería tiene una transición de corriente constante a tensión constante. Una resistencia mayor movería el punto de transición de la corriente constante a tensión constante a un valor de voltaje más bajo, haciendo que el cargador deje de cargar la batería antes de que esté completamente cargada.

Finalmente, teniendo la parametrización correcta del ESD seleccionado como su sistema de control para la regulación de tensión y flujo de corriente, es posible simular el sistema ante diferentes escenarios.

2.2.3.4 Simulación de la MG integrando sistema ESD, PV y carga.

La Figura 15, presenta el diagrama de conexión usado en el software PSIM para realizar la simulación de la MG propuesta. En dicho esquema se implementaron las soluciones publicadas en la literatura para cada uno de los elementos. El bloque A contiene el sistema de control presentado en [20] y descrito en la sección 2.4, el

cual se dedica a optimizar la energía generada por el PV, como se presenta en la Figura 16. Así mismo, el sistema de almacenamiento con su control como se presenta en [49] y la sección 2.5; es implementado en el bloque B de la MG como se evidencia en la Figura 17. Este sistema considera la parametrización previamente presentada de la batería de ion de litio. Por último una carga CPL es implementada en el bloque C como se presenta en la Figura 18.

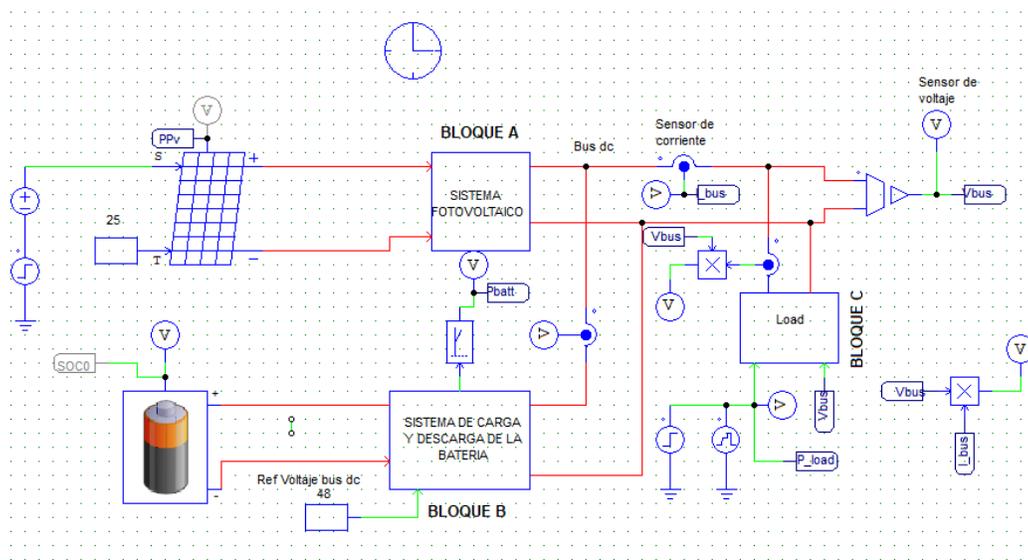


Figura 15. Esquema de la MG con sistema PV, ESD y carga

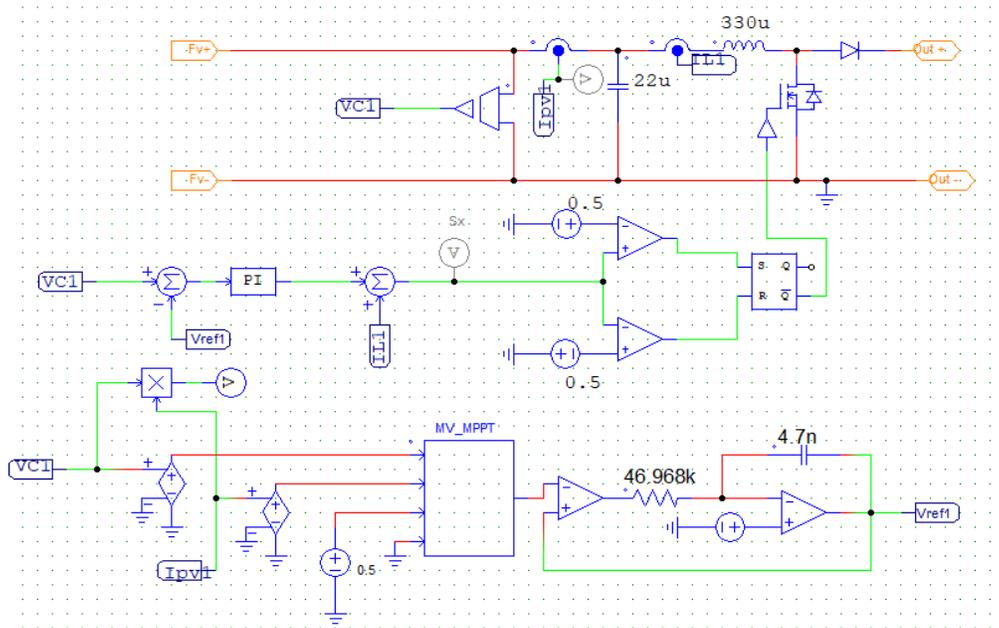


Figura 16. Convertidor asociado al sistema PV, con el sistema de control SMC y el algoritmo MPPT

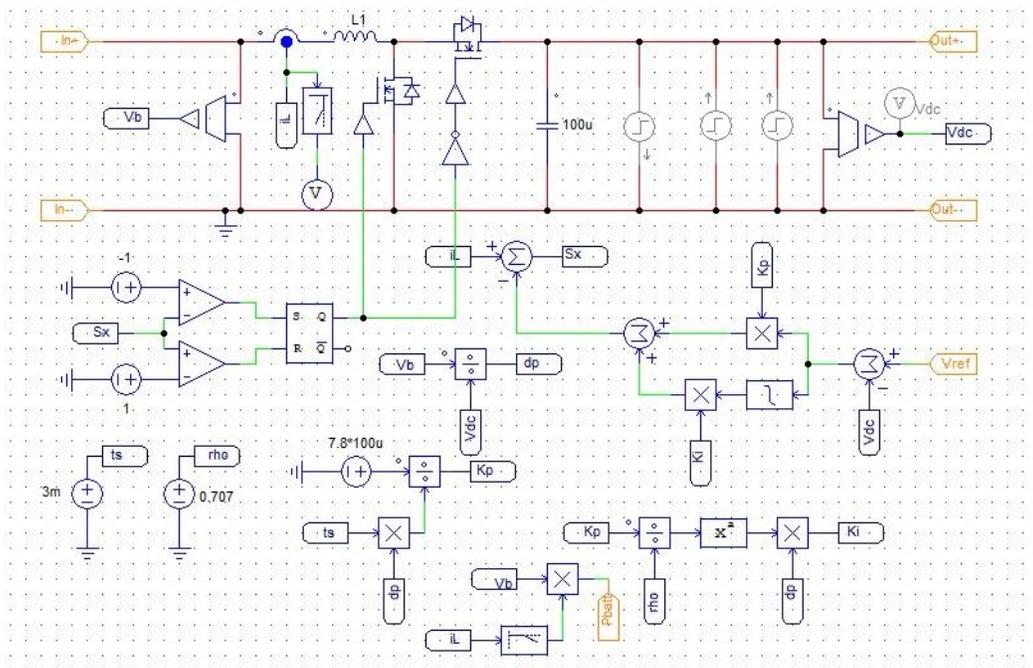


Figura 17. Convertidor asociado al ESD, con la técnica de control SMC.

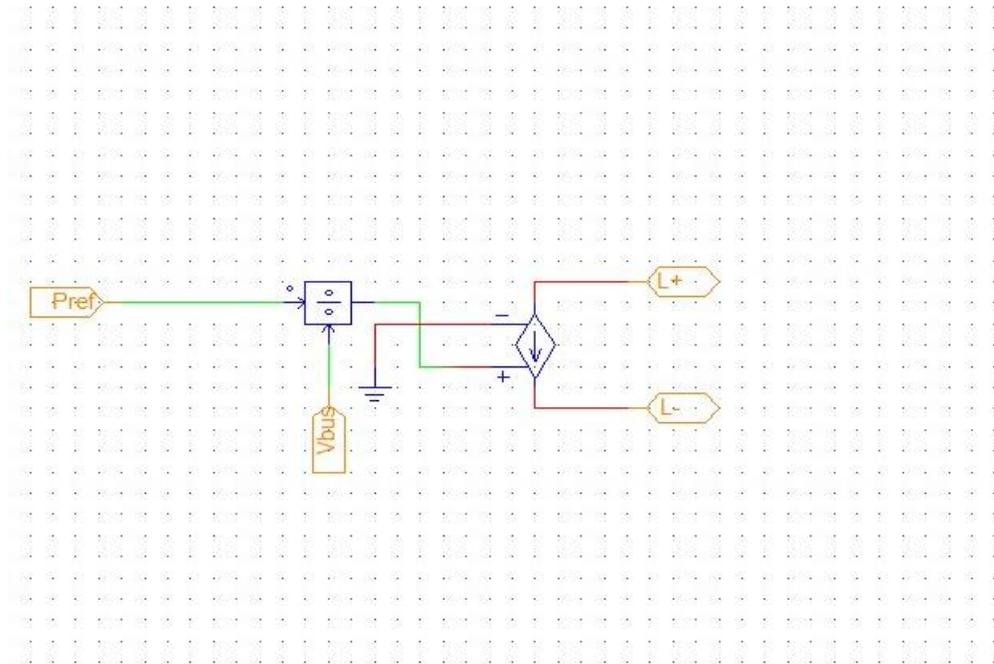


Figura 18. Esquema interno del bloque C, carga CPL

Teniendo implementada la plataforma de simulación de la MG se procede a realizar las pruebas del sistema ante diferentes escenarios. Las pruebas se realizan conectando el sistema PV considerando un módulo BP 585 como se detalló en la sección 2.4, igualmente, el sistema de almacenamiento se configuró para un ESD de 12V con una capacidad máxima de entrega de potencia de 250W y la tensión del bus DC se fijó en 48V. Así mismo, se consideró el sistema con y sin carga; y con un el ESD completamente cargado (SOC=1) y descargado (SOC=0) para todo el tiempo de la simulación.

- Escenario 1: ESD + PV, sin carga y SOC=0

En la Figura 19, se presenta la dinámica del ESD con SOC=0, integrado con el arreglo PV y sin demanda de potencia, se aprecia en la gráfica, el comportamiento dinámico de cada variable, en la Figura 19 (a), muestra el nivel de tensión impuesto por el ESD, en este caso es una referencia 48V, validando el correcto comportamiento del sistema de control del cargador/descargador de baterías presentado en la sección 2.5. En la Figura 19 (b), se presenta la corriente de la ESD, la cual tiene valor negativo, debido a que el ESD al estar en estado de carga mínimo (SOC=0), y al no existir carga conectada al sistema, el banco de baterías comienza a absorber la potencia generada por el arreglo PV, es decir, que existe un flujo de energía desde el bus dc hacia el conjunto de baterías. Así mismo, en la Figura 19 (c) se observa la potencia del ESD, donde el sistema PV al estar entregando 85W como se presentó en la Figura 10 (d) y no presentarse carga en la MG, esta energía fluye directamente hacia la ESD cargándola y elevando su SOC como se ilustra en la Figura 19 (d).

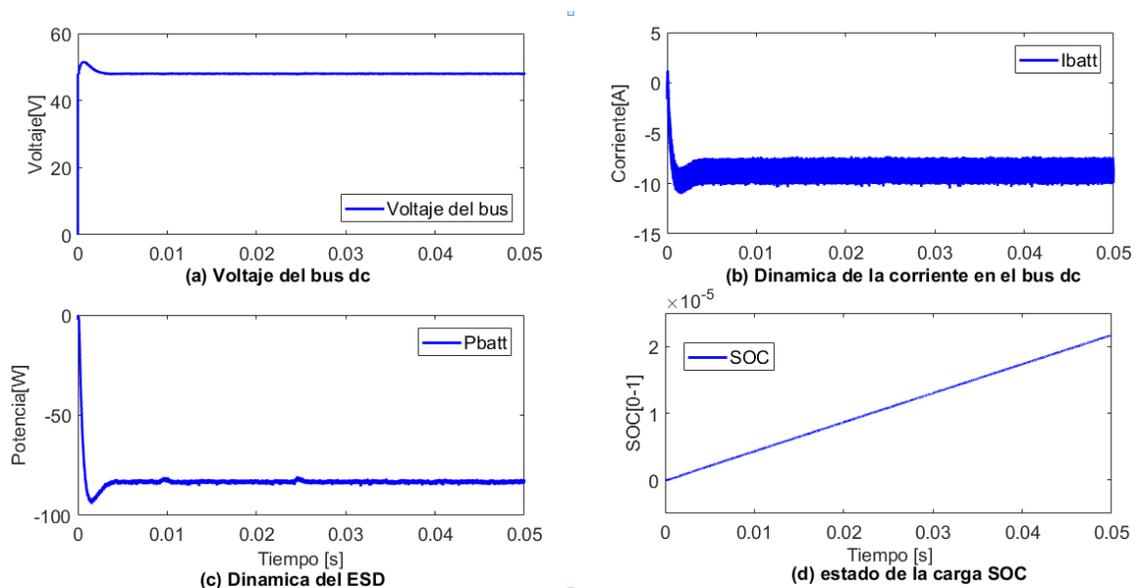


Figura 19. Dinámica del ESD descargado y sin demanda de potencia.

- Escenario 2: ESD+PV+LOAD y SOC=1

En la Figura 20, se presentan los resultados de simular el segundo escenario, en este caso se ha agregado al sistema una carga con diferentes valores de potencia demandada, además se ha considerado el ESD con una carga completa, es decir SOC=1. Los resultados muestran cómo cambia la dinámica de la MG a medida que cambia la carga: la primera parte de las simulaciones muestran una potencia demandada por la carga ligeramente inferior a la suministrada por el PV, por lo que el excedente es almacenado por la ESD. Seguidamente, la demanda de potencia en la carga es incrementada superando a la generada por el PV, por lo que la ESD suministra el restante pasando a un valor positivo de potencia y disminuyendo su SOC. Así mismo, la potencia en la carga es aumentada constantemente para evidenciar que los flujos de potencia en la MG propuesta funcionan correctamente. Sin embargo, cuando la carga supera los 250W, el ESD debe suministrar más de 165W ya que el PV solo aporta 85W, el sistema colapsa debido a que no se cuenta con la energía suficiente para abastecer la demanda. Esta problemática refleja la necesidad de un sistema de control supervisor en la MG, encargado de realizar la desconexión automática de la carga, permaneciendo sin suministro de energía hasta que se realice nuevamente la reconexión, por el contrario, cuando la carga no puede ser desconectada, se requiere de un generador de respaldo que suministre la energía necesaria para garantizar el correcto funcionamiento del sistema.

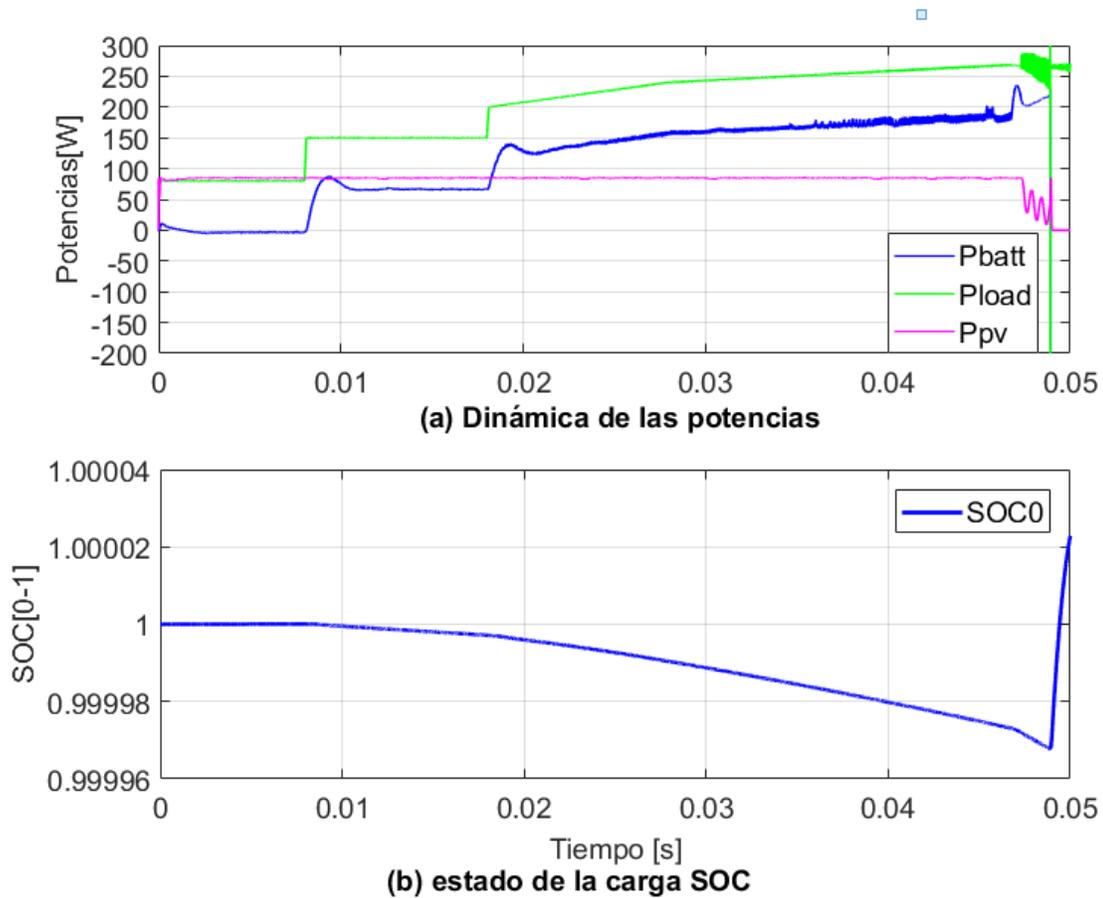


Figura 20. Arreglo PV integrado con el ESD, carga ($0 < \text{carga} < 300$) y $\text{SOC}=1$.

- Escenario 3: ESD+PV+LOAD y $\text{SOC}=0$.

En la Figura 21, se observa la dinámica del sistema ante el mismo valor de demanda del escenario anterior, con la diferencia que ahora el valor del SOC es 0, según estos resultados, el sistema funciona solamente durante el primer intervalo de tiempo de simulación, en el cual el valor de la carga está por debajo de la capacidad de potencia del arreglo PV. La simulación muestra que la MG, también colapsa ante un escenario como este, debido a que en un principio la ESD se carga con la energía del arreglo PV, lo que refleja un leve incremento en el nivel del SOC. Sin embargo,

cuando la demanda aumenta, pasando a requerir de la potencia del sistema de baterías, al tener el nivel del SOC bajo, el sistema colapsa inmediatamente. En el caso hipotético de que la MG contara con otra fuente adicional, tal como una turbina eólica, por ejemplo, toda esta energía sería absorbida por el banco de baterías, dejando de lado la atención de la carga.

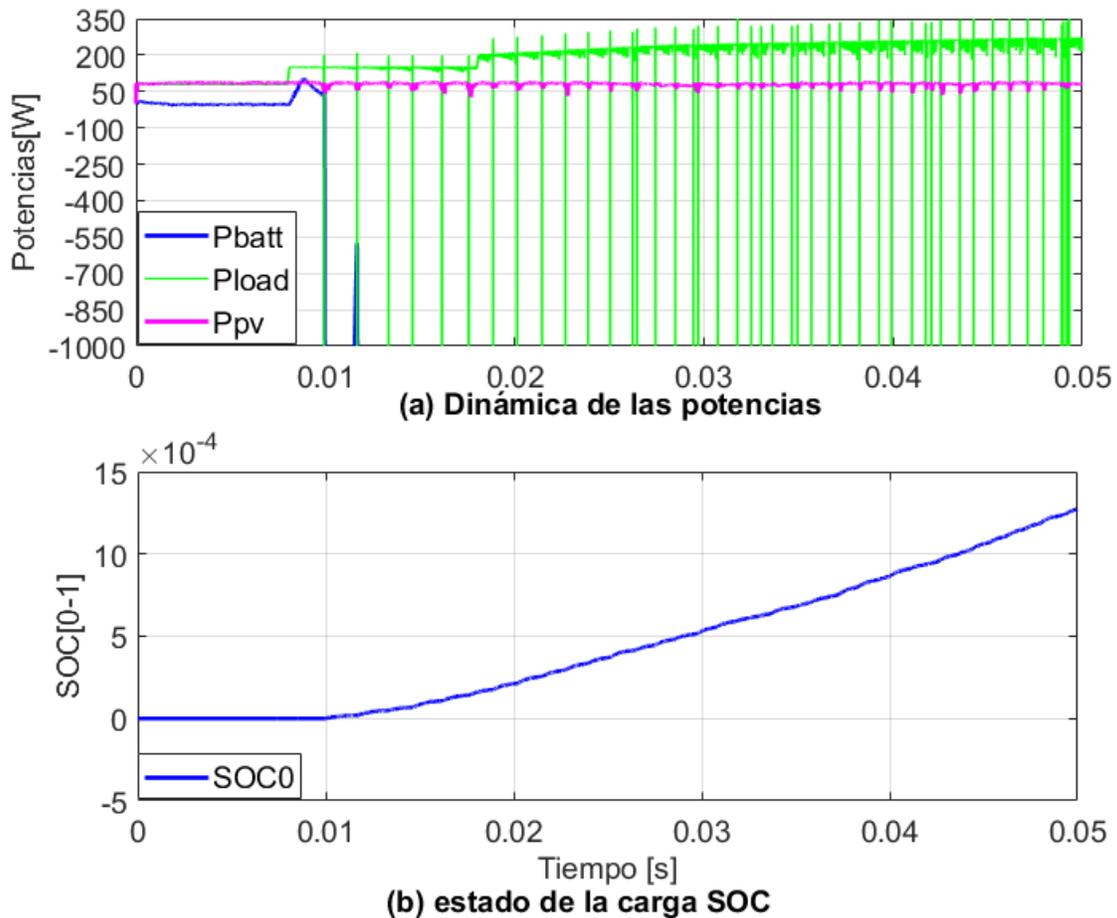


Figura 21. Dinámica del sistema ante cargas superiores al equivalente de la suma de las potencias de la fuente de generación con la potencia del ESD.

Es normal que el sistema ante situaciones como las presentadas en los dos escenarios anteriores, cuyos resultados se evidencian las figuras (21) y (22), el

desborde de potencia de carga genere el colapso del sistema, este como respuesta se apaga como una medida de autoprotección, dejando sin energía la carga hasta el próximo reinicio. Aunque estos escenarios resulten un tanto obvios, debido a que en cualquier sistema de potencia cuando la demanda supera la capacidad de energía acotada por el balance, este colapsa de inmediato. A pesar de ser unos escenarios intuitivos y poco realista en el sentido de que, al presentarse el colapso, este se queda en ceros totalmente, no presentando las fluctuaciones como de las figuras (21) y (22). Se hace necesario contemplar este tipo de análisis, porque de esta forma se visualiza gráficamente la necesidad de adicionar una fuente de energía de respaldo a la MG propuesta.

Las validaciones realizadas hasta el momento de la MG propuesta, indican que el sistema debe contar con una fuente de respaldo de energía para suministrar el excedente de potencia que permita ampliar la capacidad energética del sistema y atender así, a un grupo de usuarios más amplio. Con la fuente de respaldo se evita que el banco de baterías se vea forzado a tocar su capacidad máxima y mínima, debido a que la fuente de respaldo como se propone en el capítulo siguiente, se encarga de abastecer las cargas y subir el nivel del SOC, permitiendo incrementar la fiabilidad del sistema al poder atender un rango de demanda de potencia mucho más amplio.

3 SISTEMA DE RESPALDO INTEGRADO A LA MG

Hasta el momento la MG propuesta, la integran un sistema fotovoltaico, un sistema de almacenamiento y la carga eléctrica que representa los usuarios finales. Las simulaciones realizadas en el capítulo anterior evidencian un excelente desempeño de la MG propuesta en un rango de potencia. La principal dificultad radica en que su balance de potencia es muy limitado, debido a que solo se cuenta con la energía generada por el arreglo fotovoltaico y la energía almacenada en el ESD, razón por la cual la MG, no puede atender demandas cuyo rango de potencia supere la suma del arreglo PV y el ESD, el cual es aproximadamente de 250 vatios. En el caso de que la demanda de potencia, viole estos límites establecidos por el balance de potencia que se tiene hasta el momento, se puede llegar a ocasionar daños inesperados en los dispositivos que conforman la MG. Por tanto, se debe considerar agregar al sistema, una fuente de generación adicional que eleve el rango de potencia del sistema, permitiendo así que la MG pueda ampliar su rango de potencia. La función principal de la fuente de respaldo, será suministrar la potencia restante requerida, cuando se presenten casos en los cuales la potencia de la carga supere la capacidad de energía suministrada por el sistema PV y el ESD. Adicionalmente a la fuente de respaldo, se requiere de un sistema de gestión de la energía, capaz de identificar el faltante de potencia y hacer que la fuente de respaldo lo cubra. Es por esta razón, que en este trabajo de tesis propone anexar a la MG propuesta otra fuente de energía que sirva de respaldo, capaz de cubrir el resto de energía requerida en situaciones similares a las presentadas en los escenarios 2 y 3 del capítulo anterior. La función específica de esta fuente de respaldo será suplir la energía faltante en los casos donde la potencia del arreglo PV más la del ESD no sea suficiente para cubrir la demanda de energía exigida por la carga. La fuente de generación que se propone es una celda de hidrogeno, específicamente la Nexa de

Ballar 1.2 KW, se ha escogido este tipo de fuente para evitar el uso de generadores a base de combustibles fósiles, con esta celda se logra alcanzar un poco más de 1000W, subiendo significativamente la capacidad máxima.

A partir de la combinación de fuentes fotovoltaicas y celdas de combustible de membrana de intercambio protónico (PEMFC, por sus siglas en inglés) se concibe una MG híbrida. Esta combinación ha mostrado ser una de las más eficientes en fuentes de energía renovables [44]. Durante el día, cuando la luz del sol es suficiente, la carga es alimentada por el sistema PV. La PEMFC se considera como una fuente secundaria para suplir los requerimientos de energía impuestos al sistema. La celda de combustible entra en funcionamiento cuando las condiciones climáticas durante el día no son favorables o durante la noche o en efecto cuando al sistema se conectan cargas que exceden la suma de energías del arreglo PV con la del ESD. Agregar una celda de hidrogeno hace que el sistema mantenga el suministro de energía constante y suficiente para la carga conectada.

3.1 Celda de hidrogeno

Las celdas de combustible (FC), son otra forma de generar energía limpia y eficiente a través del consumo de hidrogeno y oxígeno, son particularmente útiles en aplicaciones portátiles, en pequeños sistemas distribución y propulsión de vehículos [45]. Estas celdas generan potencia mediante reacciones químicas independiente de las condiciones climáticas. La estructura de una célula de la celda de hidrogeno consiste en una capa de electrolito en contacto con un ánodo y un cátodo como se ilustra en la Figura 22. La célula produce energía electroquímica cuando un gas rico en hidrogeno pasa a través del ánodo y un gas rico en oxigeno pasa a través del cátodo, permitiendo de esta manera el intercambio de carga eléctrica. La disociación de las moléculas de hidrogeno producen el flujo de iones a través del electrolito y una corriente eléctrica a través de un circuito externo [45],[46].

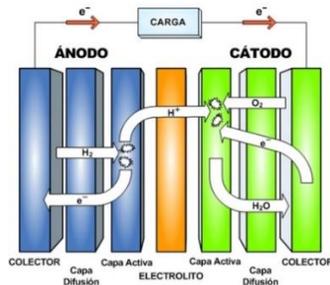


Figura 22. Estructura de una célula de hidrógeno.

Los sistemas basados en celdas de combustibles generalmente utilizan una fuente energía que les suministra los transitorios de potencia para producir el hidrógeno, este hecho hace que no se considere este elemento como una fuente de energía sino como un vector energético [47]. La Tabla 2, muestra un análisis comparativo entre el hidrógeno, la gasolina y el metano. Se observa que dos de las grandes ventajas del hidrógeno son la no emisión de CO₂ y la no toxicidad, lo cual lo convierte en una excelente alternativa para el cuidado del medioambiente. La desventaja de este tipo de generador es la inflamabilidad y alta capacidad de detonación, razón por la cual hay que tener gran cuidado al momento de manipularlo. Por otro lado, la baja densidad y su alta volatilidad hacen que el hidrógeno requiera de muy poca energía de activación, lo que significa que requiere de muy poca energía para que entre en combustión. Esto podría ser una desventaja debido a que se puede generar una reacción de combustión con facilidad [47].

Características	Elementos comparativos		
	Hidrogeno	Gasolina	Metano
Poder calorífico inferior (KJ/gr)	120	43	50
Densidad gas (Kg/Nm ³)	0.090	-	0.717
Densidad Energética gas (MJ/Nm ³)	10.8	-	35.8
Densidad Líquido (kg/l)	0.071	0.733	-

Densidad Energética líquida. (MJ/l)	10.8	31.5	-
Límites de inflamabilidad (%)	4.0 – 75	1.0 – 7.6	5.3 – 15.0
Límites de detonación (%)	18.3 – 59	1.1 – 3.3	6.3 – 13.5
Mínima energía de activación (mJ)	0.02	0.24	0.29
Temp De comb. Espontánea (K)	858	501 – 744	813
Emisiones (mg CO ₂ /kJ)	0	80	55
Visibilidad de la llama	No	Si	Si
Toxicidad (combustible/emisiones)	No	Si	Si

Tabla 2. Comparación del hidrogeno frente a otros combustibles.

La operación de una celda de combustible requiere diferentes sistemas auxiliares, incluyendo estrategias de control que aseguran la operación óptima y segura de la celda. La Figura 23, muestra un sistema de acondicionamiento de potencia eléctrica que conecta la celda de combustible con la carga, mostrando los sistemas auxiliares requeridos. En la actualidad las celdas de combustible usualmente son acopladas a sistemas de almacenamiento de energía (baterías o capacitores, entre otros) para mitigar los efectos transitorios y mejorar su desempeño [48]. Estos sistemas híbridos de energía requieren estrategias de control en línea y la literatura presenta diferentes soluciones a esta necesidad [49]. Existen barreras técnicas y económicas que evitan la popularización de las FC en el mercado. Aunque una FC es más eficiente que sus competidores (motores de combustión interna), también es más costosa y de vida útil más corta, y a menudo está sujeta a fallas [50]. Para mitigar estos aspectos se utilizan arreglos de múltiples celdas, los autores [48], hacen una comparación de diferentes arquitecturas de sistemas híbridos “multi-stack” de celdas de combustible-batería.

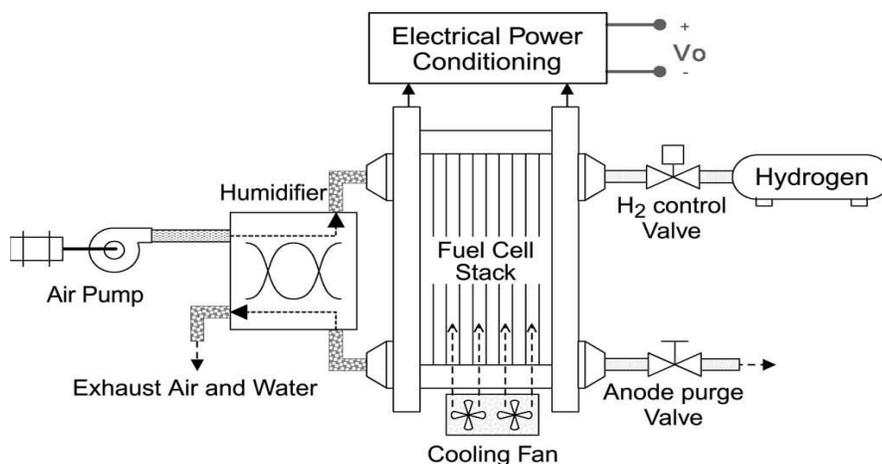


Figura 23. Esquema como se genera la electricidad en la celda de combustible [45].

Como se mencionó al inicio de este capítulo, en este trabajo de investigación, para conformar una microrred híbrida, se tendrá como fuente primaria de generación los paneles fotovoltaicos y como secundaria una FC. La celda seleccionada es del tipo Ballard 1.2-Kw, la cual es una pila de membrana de intercambio protónico capaz de generar hasta 1200 vatios nominales. La potencia real de la FC, con la que se cuenta para esta investigación es de 800W, así lo demuestran los datos obtenidos en pruebas experimentales realizadas por los autores [45]. Las características técnicas de esta celda de hidrogeno, se presentan en la Tabla 3.

Especificaciones técnicas	Ballard 1.2Kw Nexa
Funcionamiento	
Potencia neta nominal	1200 W
Rango de tensión cc	22 a 50 V
Voltaje nominal	26 V
Intensidad nominal	46 A
Combustible	

Pureza	$\geq 99,99\%$ H ₂ (vol.)
Presión de suministro	0.7 a 17 bar
Consumo	≤ 18.5 SLPM(870 l/h)
Emisiones	
Agua	≤ 870 ml/h máximo
Ruido	≤ 72 dBA a 1m
Datos físicos	
Largo x ancho x alto	56 x 25 x 33 cm
Peso	13 Kg

Tabla 3. Especificaciones técnicas de la celda de hidrogeno

La Figura 24, muestra la forma de la pila de hidrogeno referenciada, este tipo de celda de combustible ofrecen una alta densidad de energía y ventajas tales como ocupar poco espacio, ruido nulo, se inicia con gran rapidez, y que el rango de temperatura de funcionamiento comprendido entre los 50 °C - 100 °C, por lo que el tiempo de calentamiento es menor comparado con otro tipo de celdas [46].



Figura 24. Módulo de energía Nexa de Ballard 1.2 KW

3.2 Modelado de la Celda de Combustible

Es necesario modelar los fenómenos de transporte en las celdas de combustibles para desarrollar los sistemas de control requeridos por la tecnología. Algunos de los modelos presentados en la literatura describen solamente la dinámica de la celda de combustible mediante modelos matemáticos y/o físicos. Otros modelos incluyen la dinámica de los sistemas auxiliares que afectan toda la generación de potencia del sistema [45]. Los modelos numéricos pueden ser utilizados para mejorar algunas áreas importantes en el diseño de PEMFCs, tales como el manejo del agua, el control térmico, el diseño de arreglos de celdas (fuel stack), y la distribución del combustible [51].

Múltiples investigaciones utilizan modelos computacionales basados en dinámica de fluidos (CFD) para modelar el fenómeno de transporte en la PEMFC [51] [52], [53], [54]. Los autores en [55] hacen una completa revisión acerca del presente y futuro de las FC, además describen los modelos de transporte y desempeño de PEMFCs más eficientes y utilizados por los académicos. Los investigadores en [45], también hacen una revisión de los modelos más utilizados y describen un modelo que permite analizar la generación de potencia y el consumo de hidrógeno, ellos consideran la dinámica de los sistemas auxiliares y el consumo de potencia, los efectos de la temperatura y humedad en el arreglo, la dinámica del fluido, la difusión del gas y las reacciones electroquímicas dentro del arreglo. El modelo descrito en [45] es el más ajustado a la celda de 1,2 kW de Nexa, el cual describen previamente mediante el uso de datos experimentales tomados en cuatro puntos de operación. Esta celda produce energía en un rango entre 0.7 y 1.2 voltios por célula y el conjunto de ecuaciones que describen la representación algebraica de esta PEMFC según los autores, van desde la ecuación (10) hasta la (18), comenzando con el voltaje del arreglo de celdas que se describe en la ecuación(10).

$$v_{fc} = x_1 + x_2(T_{st} - T_{st}^0) + x_3(0.5 \ln(pO_{2,ca}) + \ln(pH_2)) - x_4(1 - e^{-\frac{j}{x_5}}) - x_6 j - x_7 j^{(1+x_8)} \quad (10)$$

Los parámetros x_k que componen la tensión , $k = 1 \dots \dots \dots 8$, están dados por las ecuaciones (11) a la (18).

$$x_8 = (1 + p_{4i}^2) / (0.25 p_{4i}) \quad (11)$$

$$x_7 = \frac{(p_{4v} - p_{3v}) + (p_{2v} - p_{3v})[(p_{4i} - p_{3i}) / (p_{3i} - p_{2i})]}{-p_{4i}^{(1+x_8)} + p_{3i}^{(1+x_8)} [(p_{4i} - p_{3i}) / (p_{3i} - p_{2i})]} \quad (12)$$

$$x_6 = \frac{p_{2i} - p_{3i} - x_7 p_{3i}^{(1+x_8)}}{p_{3i} - p_{2i}} \quad (13)$$

$$x_5 = \frac{p_{2i} - p_{1i}}{4} \quad (14)$$

$$x_4 = p_{1v} - p_{2v} - x_6 p_{2i} \quad (15)$$

$$x_3 = 2p^0 O_{2,ca} (\Delta v_{fc} / \Delta p O_{2,ca}) \quad (16)$$

$$x_2 = \frac{\Delta v_{fc}}{\Delta T_{st}} \quad (17)$$

$$x_1 = p_{1v} - x_3(0.5 \ln(pO_{2,ca}) + \ln(pH_2)) \quad (18)$$

La densidad y la potencia del arreglo están definidas por las ecuaciones (19) y (20), respectivamente.

$$j = \frac{I_{st}}{A_{fc}} = \frac{I_{st}}{A_{fc}^0 (1 - \alpha_1 m_{1,anch})} \quad (19)$$

$$p_{fc} = v_{fc} \cdot I_{fc} \quad (20)$$

Los términos v_{fc} , I_{st} , p_{st} y T_{st} representan el voltaje, la corriente, la potencia y la temperatura del módulo de hidrogeno de la Ballard 1.2Kw Nexa. $PO_{2,ca}$ representa la presión del oxígeno en el cátodo mientras que pH_2 la presión de hidrogeno en el

ánodo. En la Tabla 4, se presenta un resumen de las variables que hacen parte de las ecuaciones obtenidas en el módulo Nexa, de acuerdo a los autores [45].

Variabes	Descripción
A_{fc}	Área efectiva de la celda de la celda de combustible
A_{fc}^0	Área nominal de la celda
$\alpha_1 m_{1,anch}$	Representa el efecto de acumulación de agua en el ánodo
p_{kv}	Voltaje experimental utilizado en varios puntos de la celda.
p_{ki}	Corriente visualizada en diferentes puntos.
$p^0_{O_2,ca}, p^0_{H_2}, T_{st}^0$	Punto nominal de operación donde se miden $\frac{\Delta V_{fc}}{\Delta T_{st}}, \frac{\Delta V_{fc}}{\Delta p_{O_2,ca}}, y \alpha_1$
V_{fc}	Voltaje del arreglo
I_{st}	Corriente del arreglo
P_{fc}	Potencia del arreglo
T_{st}	Temperatura del arreglo

Tabla 4. Variables utilizadas en la celda de hidrógeno

Este modelo describe el comportamiento estático y dinámico del arreglo y los sistemas auxiliares para un módulo de celda de combustible Nexa de 1,2 kW. El modelo considera los efectos físicos y electroquímicos, así como los efectos térmicos y dinámica de fluidos.

3.3 Sistema de control para celda de hidrógeno

Para que la celda de hidrogeno tenga un buen desempeño dentro de la microrred propuesta, debe aplicarse sobre el convertidor asociado a esta, alguna técnica de

control que garantice la correcta integración de la energía generada por la celda de hidrogeno a la MG. Debido a los buenos resultados obtenidos con la técnica SMC aplicada sobre los convertidores asociados a los sistemas PV y al ESD, se ha optado por aplicar sobre la celda de hidrógeno la misma técnica de control, de la cual ya se ha hecho una amplia descripción en el capítulo 2. Además, se hace uso del convertidor DC-DC Boost como las soluciones previamente presentadas, debido a que los niveles de tensión dados por la celda deben ser elevados para ajustarse al nivel requerido por el bus DC. Por lo tanto, este trabajo desarrolla una estrategia de regulación basado en SMC diseñado para inyectar la energía que se requiere en la MG.

Como se presentó en el capítulo anterior, el primer paso para el diseño de un SMC es proponer una superficie de deslizamiento S que considere un objetivo de control, seguido a esto verifican las condiciones de transversalidad, alcanzabilidad y control equivalente, condiciones necesarias para que se pueda aplicar el SMC sobre el convertidor asociado a la celda de hidrogeno. Se ha definido una superficie de deslizamiento basada en la potencia de la FC, tal como se presenta en la ecuación (21). Esta superficie permite hacer una regulación de potencia de la FC denominada P_{fc} a un valor de referencia P_{ref} , esto permite que el sistema inyecte la energía necesaria que requiere la MG. Siendo P_{ref} una potencia de referencia que como se presentara en el Capítulo 4, se calculara para dar estabilidad a la MG.

$$S = P_{fc} - P_{ref} \quad (21)$$

Verificación de la condición de transversalidad: aplicando derivada en la ecuación (21), se llega a la ecuación (22).

$$\frac{ds}{dt} = \frac{dp_{fc}}{dt} - \frac{dp_{ref}}{dt} \quad (22)$$

Descomponiendo la ecuación (22) de acuerdo con la definición de potencia, donde estando la FC conectada en las terminales de entrada del convertidor Boost su

potencia es la multiplicación de la tensión de entrada y la corriente del inductor, se obtiene (23).

$$\frac{dS}{dt} = \frac{dv_{fc}}{dt} \cdot i_L + \frac{di_L}{dt} \cdot v_{fc} - \frac{dp_{ref}}{dt} \quad (23)$$

Seguidamente, sustituyendo las derivadas haciendo uso del modelo del convertidor Boost presentado en secciones anteriores se transforma en (24). Es de notar que para un primer análisis del SMC se toma la referencia de potencia constante por lo que su derivada es igual a 0. Sin embargo, como se presentará más adelante esta referencia no es constante por lo que el análisis del SMC se ajusta a un nuevo diseño.

$$\frac{dS}{dt} = \frac{v_{fc}^2 - v_0 v_{fc} (1-u)}{L} \quad (24)$$

Verificación de la condición de transversalidad: Aplicando sobre (24) la derivada con respecto a la variable de control $u(t)$, se comprueba que la superficie propuesta cumple con la condición de transversalidad positiva, ver ecuación (25).

$$\frac{d}{du} \left(\frac{dS}{dt} \right) = \frac{v_0 v_{fc}}{L} \neq 0 \quad (25)$$

Verificación de la condición de alcanzabilidad: dado que el análisis que se hace sobre la ecuación (25), indica una condición de transversalidad positiva, en esta etapa de alcanzabilidad corresponde entonces verificar que la superficie propuesta cumple con las condiciones expresadas en las ecuaciones (2) y (3). En el primer caso, se calcula el límite de la ecuación (24) cuando $u=0$, cuyo resultado se presenta en la ecuación (26), de igual manera cuando $u = 1$, se obtiene el resultado mostrado en la ecuación.

$$\frac{v_{fc}^2 - v_0 v_{fc}}{L} < 0 \quad (26)$$

$$\frac{v_{fc}^2}{L} > 0 \quad (27)$$

La restricción (26) se cumple en todo momento de operación, ya que es un convertidor boost, lo que significa, que el voltaje de entrada v_{fc} , siempre será menor que el de la salida v_0 , estas características hacen que se cumpla la restricción(26), debido a que $(v_{fc}^2 - v_0 v_{fc}) < 0$, que al dividirse entre el valor de la inductancia, sigue dando resultado negativo, dado que el valor de la inductancia siempre es positivo. El análisis hecho sobre las variables confirma que las condiciones mostradas en las ecuaciones (26) y (27), se cumplen por lo tanto se verifica la condición de alcanzabilidad de la superficie propuesta. Por último, se hace la prueba de control equivalente, de esta manera se asegura que la superficie escogida es adecuada para aplicar la estrategia SMC.

Verificación de la condición de control equivalente: esta condición se verifica a partir de la ecuación (24), haciendo $\frac{dS}{dt} = 0$, debido a que la superficie elegida, al haber cumplido con las dos condiciones anteriores, es garantía de que el sistema es controlable mediante la técnica SMC, y en este estado su derivada es cero, ver ecuación (28), a partir de esta se despeja la variable de control u_{eq} y se obtienen las ecuaciones (29) y (30).

$$0 = v_{fc}^2 - v_0 v_{fc} (1 - u_{eq}) \quad (28)$$

$$u_{eq} = 1 - \frac{v_{fc}}{v_0} \quad (29)$$

$$0 < 1 - \frac{v_{fc}}{v_0} < 1 \quad (30)$$

La ecuación (30), es igual en este caso a la relación de transformación de energía del convertidor Boost M(D) tal como se muestra en la ecuación (31). Dicha relación de transformación se encuentra entre los límites de 0 y 1 por lo que la condición (30) se valida matemáticamente.

$$M(D) = \frac{v_0 - v_{fc}}{v_0} \quad (31)$$

Por lo cual, se verifica de esta manera que la superficie de deslizamiento propuesta cumple la condición de control equivalente. Teniendo demostrado las tres condiciones anteriores se puede concluir que el SMC propuesto es válido para regular la potencia de la FC, siempre y cuando la referencia de potencia permanezca constante. Es de notar, que para un análisis más realista del sistema estos niveles de potencia no siempre permanecen constantes y sufren de variaciones que depende principalmente de cambios climáticos, que afectan las otras fuentes de generación como la solar, y cambios en la demanda de la carga, como se presentó en las validaciones de los escenarios del Capítulo anterior.

3.4 Análisis dinámico del SMC propuesto para FC

Teniendo en cuenta que los cambios en la potencia de referencia pueden ser cambiantes en el tiempo debido a lo expuesto anteriormente, se realiza un análisis dinámico del SMC propuesto. Partiendo de (23) y asumiendo que sus derivadas no son igual a 0, ya que pueden existir variaciones en el tiempo de sus parámetros, se llega a la ecuación (32).

$$\frac{dS}{dt} = \frac{v_{fc}^2}{L} - \frac{v_0 v_{fc} (1-u)}{L} + \frac{dv_{fc}}{dt} \cdot i_L - \frac{dp_{ref}}{dt} \quad (32)$$

Verificación de la condición de transversalidad: al aplicar la derivada con respecto a la variable de control de la ecuación (32) se obtiene (33).

$$\frac{d}{du} \left(\frac{dS}{dt} \right) = \frac{v_0 v_{fc}}{L} > 0 \quad (33)$$

El resultado obtenido es el mismo de la ecuación (25), de esta manera, se llega al mismo resultado mediante análisis diferentes, reafirmando que el sistema cumple con la condición de transversalidad y que la variable de control está inmersa dentro de la función de conmutación elegida.

Condición de alcanzabilidad: Al tener transversalidad positiva, las ecuaciones (2) y (3) son las indicadas para comprobar si la superficie elegida cumple con la condición de alcanzabilidad, las restricciones presentadas en estas dos expresiones obligan al sistema a trabajar siempre en la superficie de deslizamiento. Haciendo el análisis de alcanzabilidad de la ecuación (32), se obtienen las expresiones (34) y (35).

Para $u = 1$;

$$\frac{v_{fc}^2}{L} + \frac{dv_{fc}}{dt} \cdot i_L - \frac{dp_{ref}}{dt} > 0 \quad (34)$$

Para $u=0$;

$$\frac{v_{fc}^2}{L} - \frac{v_0 v_{fc}}{L} + \frac{dv_{fc}}{dt} \cdot i_L - \frac{dp_{fc}}{dt} < 0 \quad (35)$$

Las expresiones anteriores demuestran que el SMC propuesto contiene limitaciones en las derivadas máximas de voltaje y potencia en la FC, por lo que deben ser tenidas en cuenta si se requiere de una correcta implementación del sistema de control.

Control equivalente: A partir de (32) y siguiendo la teoría para la condición de control equivalente se obtiene la ecuación (36).

$$u_{eq} = 1 - \left(\frac{v_{fc}^2 L}{v_0 v_{fc} L} + \frac{dv_{fc}}{dt} \cdot \frac{i_L \cdot L}{v_0 v_{fc}} - \frac{dp_{ref}}{dt} \cdot \frac{L}{v_0 v_{fc}} \right) \quad (36)$$

Teniendo en cuenta la expresión (36), donde el control equivalente debe estar limitado por unas restricciones entre 0 y 1, se puede llegar a las inecuaciones presentadas en (37) y (38).

$$\frac{v_{fc}^2}{L} + \frac{dv_{fc}}{dt} \cdot i_L - \frac{v_0 v_{fc}}{L} < \frac{dp_{ref}}{dt} \quad (37)$$

$$\frac{dp_{ref}}{dt} < \frac{v_{fc}^2}{L} + \frac{dv_{fc}}{dt} \cdot i_L \quad (38)$$

Las expresiones (37) y (38) validan la condición de control equivalente si se cumplen las restricciones de derivada de potencia al igual que como se presenta en (34) y (35). Estas expresiones garantizan que el SMC propuesto puede funcionar correctamente siempre y cuando se respeten los límites determinados ante cambios en la potencia de referencia y en el voltaje de la FC. Así mismo, estas restricciones, indican que no se puede tener cambios de potencia de la FC tipo escalón, debido a que esto genera derivadas infinitas, las cuales generarían sobre impulsos en la dinámica del sistema de control, cada vez que ocurran las entradas tipo escalón, por lo tanto, para cumplir este requerimiento técnico, se le agrega un filtro al sistema para que estos cambios no sean tipo escalón sino rampa. La ventaja del análisis que ofrecen estas restricciones es que se puede determinar el rango de operación del sistema ante el SMC.

Finalmente, teniendo el sistema de control del sistema de respaldo diseñado para una FC, se procede a integrarlo en la MG propuesta para su validación teniendo en cuenta los escenarios presentados en el Capítulo 2. Adicionalmente, se debe diseñar el sistema de gestión que se encarga de calcular la potencia de referencia que requiere inyectar la FC para garantizar la estabilidad de la MG.

4 GESTION DE ENERGIA DE LA MG PROPUESTA

4.1 Introducción

En este trabajo se ha propuesto controlar los convertidores DC-DC asociados a las diferentes fuentes de energía de una MG, mediante la técnica SMC, de manera que se garantice buena transformación de potencia, corriente y tensión generada por las diferentes fuentes de energía asociadas a la MG. En el capítulo 2, se simuló la MG con el sistema PV, el almacenamiento y la carga, donde se identificó el problema de insuficiencia de energía del sistema cada vez que se presentaban dificultades climáticas (sombra, baja irradiancia, etc.) o el valor de la carga era muy alto. A partir de esto se consideró una fuente de respaldo basada en la tecnología de celdas de hidrogeno. Siendo de esta manera consecuente con el cuidado del medio ambiente tenidos en cuenta al momento de seleccionar las tecnologías que conformaron la MG, debido a las cero emisiones de CO₂ que este tipo de fuentes de energía genera. Posteriormente en el Capítulo 3, se diseñó un sistema de control basado en SMC para regular la potencia de la FC ante un nivel requerido por la MG.

En este capítulo se analiza el desempeño de la MG con la FC y se presenta una estrategia de gestión de potencia para todo el sistema, de manera que respeta los límites de potencia establecidos para la FC, considerando la desconexión de la carga cuando estos son alcanzados. La Figura 25, presenta el esquema de la MG propuesta considerando el control de la FC. Como se presentó en el capítulo 2, el esquema de simulación se ha diseñado en el software PSIM donde cada bloque contiene internamente el convertidor con su esquema de control SMC. Adicional al esquema previamente presentado se incluye el bloque D, el cual contiene el modelo

de la FC que presentan los autores de [45] y el sistema de control propuesto, como lo ilustra la Figura 25.

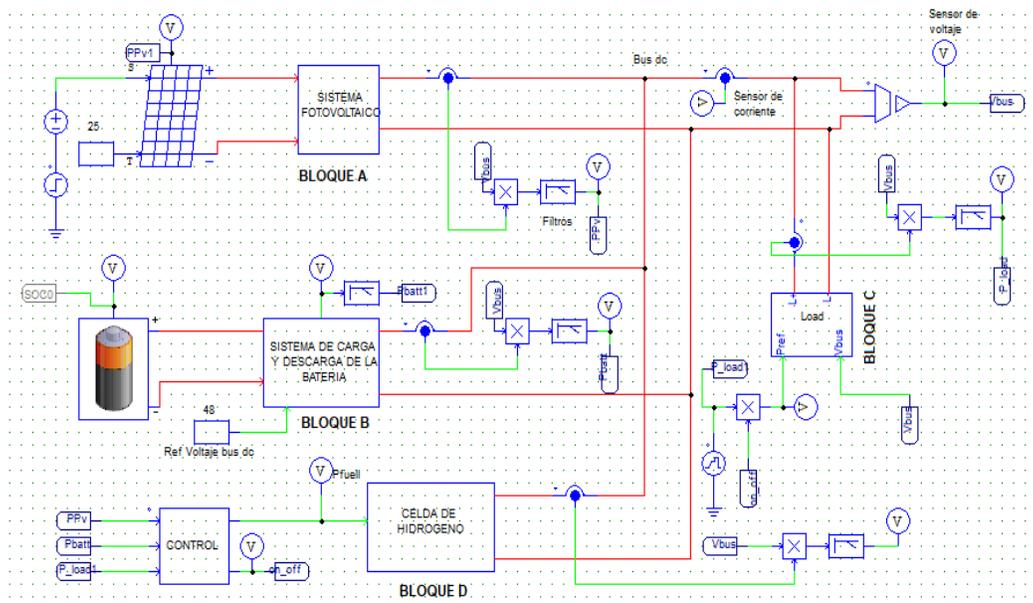


Figura 25. MG propuesta con la celda de hidrogeno como fuente de respaldo.

4.2 Simulación de la MG

A continuación, se plantean algunos escenarios de prueba para validar el funcionamiento de la MG con la FC incorporada, estos resultados muestran el desempeño del sistema ante diferentes demandas de energía.

- Escenario con $P_{load} < P_{batt} + P_{fc} + P_{pv}$, sin estrategia de gestión y SOC=1

Las pruebas realizadas bajo este escenario muestran un excelente desempeño de la MG, en la Figura 26, se observan los valores de potencias de la demanda y como

estos son abastecidos por el sistema de manera instantánea. En los casos en los cuales el valor de la carga supera la suma de energía del ESD con el arreglo fotovoltaico, de inmediato la celda de hidrogeno pasa a cubrir el valor restante de energía, tal como se presenta en la ecuación (39). Vale la pena destacar que, dentro de este escenario de prueba la microrred no alcanza su límite máximo de potencia descrito en la sección 3.

$$P_{fcell} = P_{load} - P_{batt} - P_{pv} \quad (39)$$

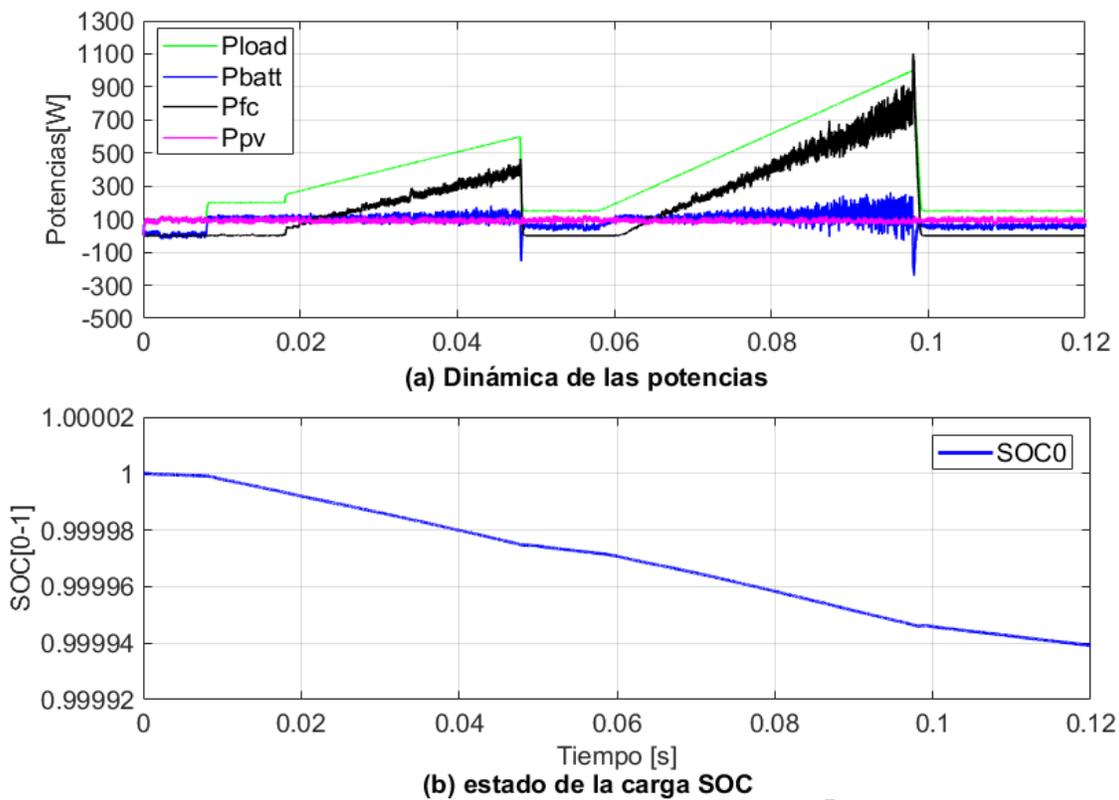


Figura 26. Simulación de la MG con demanda de potencia menor a la establecida en el balance de energía.

- Escenario con $P_{load} > P_{batt} + P_{fcell} + P_{pv}$, sin estrategia de gestión y SOC=1

La grafica presentada en Figura 27, pone en evidencia que la MG opera satisfactoriamente en el rango establecido por el balance de potencia presentado en la ecuación (39) y los límites de potencia asociados a la FC, tal como se muestra hasta el tiempo de simulación $t= 0.91s$, ver Figura 27. Cuando la carga sobrepasa estos límites de potencia, la MG falla. Lo anterior evidencia la necesidad de emplear una estrategia de gestión sobre la fuente de respaldo, de manera que se pueda tener mayor control sobre los valores de potencias demandados, obligando a la MG a trabajar dentro de los límites establecidos para este dispositivo (800W). Para ello se requiere que haya conexión y desconexión automática de la carga cada vez que se desborden los límites de potencia de la MG (0-1135W aproximados), conformados por la capacidad generada por el arreglo PV (85W), capacidad del sistema ESD (165W), más el aporte de la FC, para evitar un colapso del sistema en situaciones como estas, asegurando la salud de los componentes conectados a la MG, en especial el ESD, uno de los más afectados cuando hay fallos por sobretensión en el bus DC. La recomendación para una MG como la que se propone en este trabajo, consiste en que el sistema no se puede arrancar con el SOC en 0%, ni se debe dejar llegar estando en operación a estos niveles. Se debe contar con un banco de baterías para respaldar al ESD en casos de descarga, de manera que siempre se cuente con el SOC en 100%.

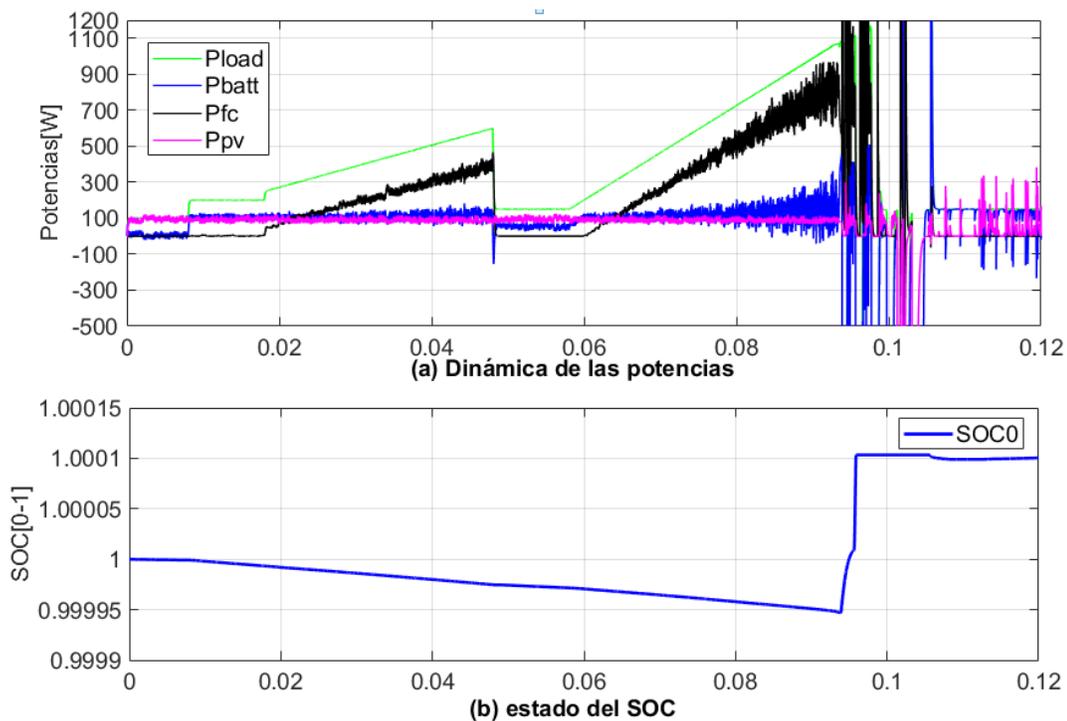


Figura 27. Simulación de la MG propuesta sin estrategia de gestión de potencia sobre la FC.

4.3 Estrategia de gestión propuesta

A partir de los datos mostrados en la Figura 27, se considera que la MG propuesta, necesita de un algoritmo de gestión de la energía, de manera que el sistema opere correctamente en el rango de potencia aportado por las fuentes distribuidas, teniendo en cuenta las limitaciones técnicas del elemento almacenador de energía de respaldo. De tal manera que se evite el colapso del sistema.

En el capítulo 2, se mostró que la MG propuesta, solo contaba con la energía del ESD y la del arreglo PV, hasta este punto las perturbaciones, en especial las asociadas al medio ambiente podían alterar por completo el desempeño de la MG, debido a que, ante este tipo de eventos naturales, se quedaba dependiendo

solamente de la energía almacenada. La celda de hidrógeno como fuente de energía de respaldo, permite abastecer satisfactoriamente cargas mayores a 0 y menores a 1135W, es decir que se aumenta notablemente la capacidad energética a la MG, ahora si la carga supera el nuevo valor máximo de energía, igual que en el capítulo 2, el sistema se descontrola, poniendo en riesgo la vida útil del ESD y además con la posibilidad de deteriorar los equipos conectados a la MG, por lo cual se debe proceder a la desconexión de la carga cuando el límite máximo sea alcanzado. No obstante contar con una fuente de respaldo es una gran ventaja, porque se oferta mayor rango de potencia, dando solución parcial a la problemática del capítulo 2, ver Figura 26.

Ahora se requiere que la FC actúe de manera inteligente para evitar casos como el observado en Figura 27, en el cual la MG falla por el desborde en el valor de la carga. Con el algoritmo de gestión se pretende evitar el colapso de la MG cuando ocurran estos estados operativos, garantizando el adecuado funcionamiento del sistema. Esto se logra realizando la desconexión de la carga, cada vez que se violan los límites de potencia de la MG, el algoritmo hace que FC actúe supervisando la carga y basado en esta información puede realizar desconexión automática de la misma. Es importante resaltar que dentro de esta estrategia de gestión sólo se ha considerado la implementación, con cargas no críticas, por lo cual estas pueden ser desconectadas sin ocasionar problemas a los usuarios finales. En la Figura 28, se presenta un diagrama de flujo de la estrategia de gestión propuesta para la MG.

por tanto, se hace necesario que la FC, entre en operación entregando el resto de energía que se requiere para que la MG pueda satisfacer la demanda.

4.3.1 Validación de la propuesta de gestión de potencia para la MG.

Para la validación de la estrategia de gestión propuesta se consideran los mismos escenarios utilizados al inicio de este capítulo, donde se considera la MG operando con cargas cuyo valor de potencia no viola los límites expresados en la ecuación (39), y en un segundo escenario el valor de la carga sobrepasa las restricciones del balance de potencia.

- Escenario con $P_{load} < P_{batt} + P_{fcell} + P_{pv}$, con estrategia de gestión y SOC=1.

Para observar si la carga está conectada o desconectada, se ha agregado la variable denominada “estado”, esta variable admite dos valores, 1 o 0, de manera que, si estado = 1 indica que hay conexión de la carga mientras que si estado = 0 significa que la MG ha hecho desconexión automática de la carga. La Figura 29, presenta los resultados del sistema de gestión propuesto, validando que el algoritmo funciona correctamente. La Figura 29(a), muestra que el valor de la variable estado se mantiene en 1, confirmando que la carga se mantiene conectada siempre y cuando su valor este comprendido, entre 0 y 1135W.

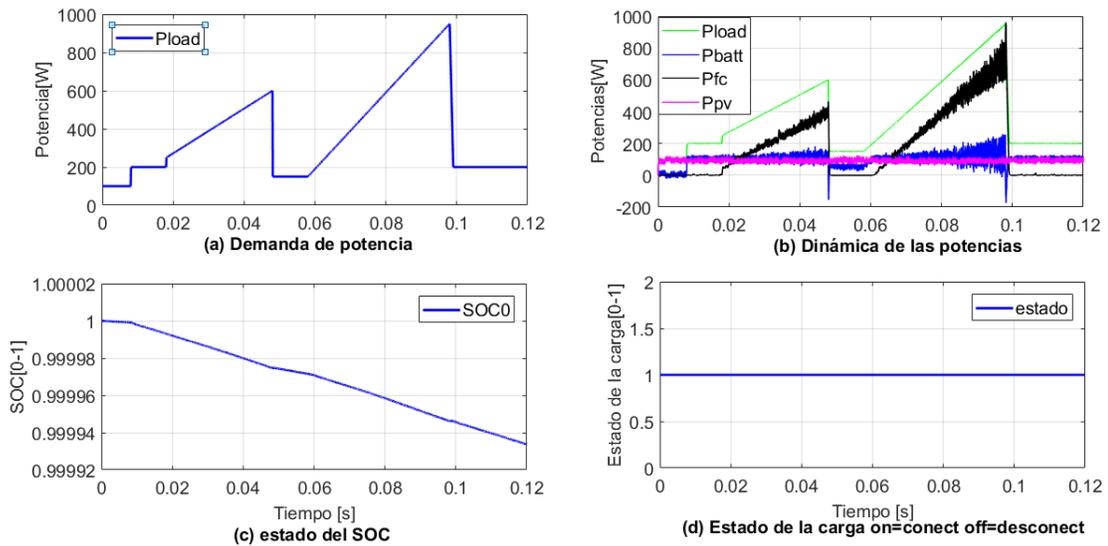


Figura 29. Validación del sistema de gestión con $load < loadMax$.

- Escenario con $Pload > P_{batt} + P_{fc} + P_{pv}$, con estrategia de gestión y SOC=1.

Los resultados obtenidos bajo las condiciones de este escenario, se observan en la Figura 30, en dicha figura se puede observar como la carga se mantiene conectada mientras está por debajo del límite máximo de potencia permitido por el sistema, cuando la carga intenta superar las condiciones marcadas por el balance, la MG hace desconexión automática de la carga validando de esta forma el correcto desempeño de la estrategia de gestión de energía propuesta. La Figura 30(a) evidencia que queda un problema de chattering sobre la carga ocasionado por el rizado del ESD y la FC, a medida que la demanda de potencia aumenta haciéndose muy próxima al valor máximo de potencia establecido por el balance de energía del sistema. Cuando el valor de la carga alcanza o se aleja del límite superior potencia de la MG, se puede observar la variable estado cambiando de 1 a 0 y viceversa, garantizando la conexión y desconexión de la carga, probando que la MG no colapsa cada vez que la carga toma valores demasiados altos por fuera de los

límites permitidos, mientras que, bajo estas mismas condiciones, cuando no se había implementado el algoritmo de gestión el sistema fallaba.

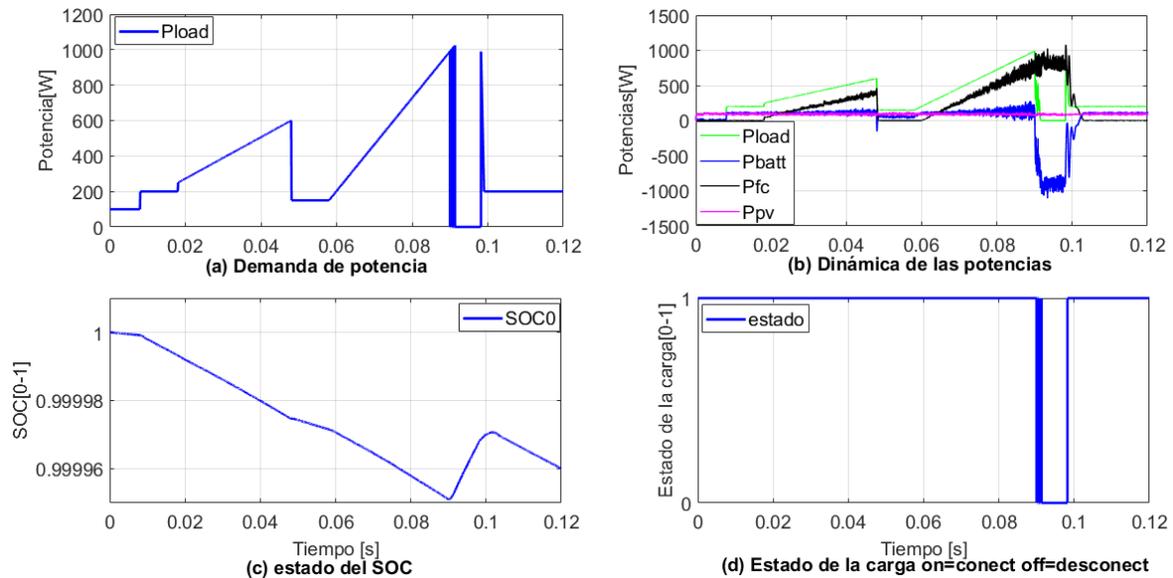


Figura 30. Validación del sistema de gestión con $load > load_{max}$.

Según el diagrama presentado en la Figura 28, el sistema de gestión realiza desconexión automática de la carga, cada que la demanda está por encima de las condiciones del balance para este caso especial es de 1135W, permitiendo el normal desempeño de la MG.

Los resultados prueban que la MG propuesta con sus sistemas de control, cumplen con los propósitos de diseño, ofreciendo una alternativa para tener en cuenta a la hora de implementar microrredes eléctricas basadas en fuentes renovables de energía para el abastecimiento de cargas eléctricas.

5 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

5.1 Conclusiones

Este trabajo presentó la estrategia SMC como una forma de control robusto para los convertidores de potencia asociados a cada una de las fuentes de energía de la MG, los resultados obtenidos validan el SMC como una excelente estrategia de control para los sistemas conmutados como es el caso del convertidor Boost.

Para la MG propuesta también se planteó una fuente de respaldo de energía para garantizar el normal desempeño de la MG cuando estuviese expuesta a valores de carga que excedían los límites de potencia del sistema PV y el ESD, hasta ese punto, el balance de potencia de la MG era de 250W aproximados, con la FC este valor se aumentó a 1135W aproximadamente solucionando, parcialmente, el problema que se tenía inicialmente de poca potencia proporcionada por el PV y el ESD, permitiendo de esta manera atender cargas de valores más altos.

Aunque al agregar la FC a la MG, se amplió su rango de potencia, aun persistió el problema de la demanda de potencia, cuando esta, superaba el nuevo rango establecido por la FC. cada vez que se conectaban cargas cuyo valor de potencia excedía este nuevo rango, el sistema colapsaba, propiciando altas posibilidades de daños a los demás componentes de la MG. Este problema fue solucionado con una estrategia de gestión de potencia aplicado sobre la FC, el cual hizo que la MG funcionara correctamente, el algoritmo aplicado en la estrategia, se encargó de supervisar los niveles de potencia del sistema, cuando la potencia superaba los límites se hacía una desconexión automática de la carga, volviéndola a conectar cuando estos se restablecían dentro de los límites permitidos.

5.2 Trabajos futuros

Se propone como trabajos futuros algoritmos de gestión que involucren más variables del sistema, de manera que sean más eficientes y eliminen o al menos minimicen el problema de chattering que se presenta al momento de la conexión y desconexión automática de la carga, cuando se sobre pase los valores límites establecidos en el balance de potencia.

La MG propuesta en este trabajo, se pensó para abastecer cargas de potencia constantes no críticas. Se considera para un trabajo futuro, una estrategia de gestión, que, si tenga en cuenta el abastecimiento de cargas críticas y no críticas, que realice de manera autónoma la separabilidad entre estos dos tipos de cargas, basada en la potencia máxima que pueda entregar la celda de hidrogeno, buscando garantizar en todo momento el abastecimiento de las cargas críticas.

También se propone como próximos trabajos, controlar el conjunto de convertidores de la MG con otras técnicas como lo es el control por espacio de estados, tales como el control MIMO y control ÓPTIMO, de este tema ya se ha aborda algo y se presenta en el anexo A de este trabajo, donde se ha modelado una planta conformada por dos convertidores boost conectados en paralelo representando la integración del ESD y el sistema PV de una MG. De esta forma se podría llegar a modelar todos los convertidores de la MG, como un solo sistema, sobre el cual se podría llegar a aplicar distintas técnicas de control y optimización, o incluso el mismo SMC.

ANEXOS

ANEXO A: Estrategias de control por realimentación de estados para una MG

En este anexo se presenta el modelo matemático promediado y las variables de estados de una planta conformada por dos convertidores Boost, conectados en paralelo al bus DC de una microrred eléctrica, cuyas fuentes de energía son un arreglo PV y un ESD. Cada convertidor está asociado a una de estas fuentes de energía, la diferencia radica en que el convertidor boost asociado al ESD es bidireccional, mientras que el del sistema PV es unidireccional.

Esquema de implementación:

Tal como se presentó en el capítulo 2, el sistema PV y el ESD pueden ser modelados electrónicamente como se presenta en la Figura 31. En este anexo se tiene como objetivo controlar una planta conformada por dos convertidores tipo boost conectados en paralelo, uno de los convertidores tiene un panel fotovoltaico conectado a la entrada y otro un ESD, el esquema de la planta puede observarse en la Figura 31.

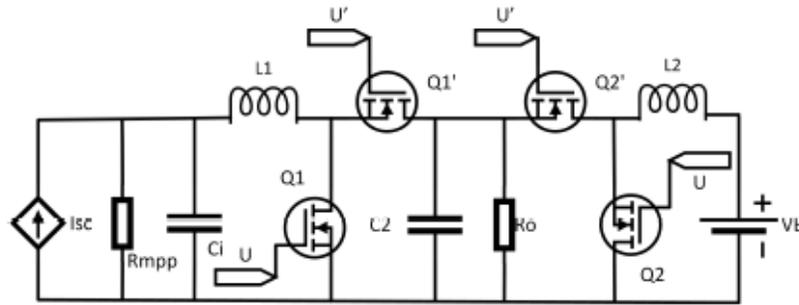


Figura 31. Planta conformada por dos convertidores boost en paralelo.

A partir del sistema mostrado en la Figura 31, se obtienen las combinaciones posibles de los elementos de conmutación en un instante de tiempo t , tal como se muestra en la Tabla 5. A partir de estas combinaciones se originan 16 ecuaciones diferenciales en términos del voltaje y corriente debido a los elementos almacenadores presentes en el sistema, que al ser simplificadas, se resumen en las ecuaciones (40), (41), (42) y (43). estas cuatro ecuaciones finales condensan toda la información sobre la dinámica del sistema mostrado en la Figura 31.

Q_1	$\overline{Q_1}$	Q_2	$\overline{Q_2}$
1	0	1	0
1	0	0	1
0	1	1	0
0	1	0	1

Tabla 5. Tabla de combinaciones de los suiches de la planta.

A continuación, se presentan las ecuaciones obtenidas a partir del análisis matemático de los convertidores boost conectados en paralelo, las cuales representan el valor promediado de las variables de estos. La ecuación (40)

representa el análisis matemático del comportamiento del voltaje en el capacitor de entrada V_{ci} .

$$\dot{v}_{ci} = \frac{I_{sc}}{C_i} - \frac{v_{ci}}{R_{mpp}C_i} - \frac{I_{Li}}{C_i} \quad (40)$$

La ecuación (41) representa el análisis matemático del comportamiento de la corriente en el inductor de entrada I_{Li} .

$$\dot{I}_{Li} = \frac{-v_{c2}(1-D_1)}{R_o \cdot C_2} + \frac{v_{ci}}{L_1} \quad (41)$$

La ecuación (42), representa el análisis matemático del comportamiento del voltaje en el capacitor de salida que está conectado en paralelo con la batería V_{c2} .

$$\dot{v}_{c2} = \frac{-v_{c2}}{R_o \cdot C_2} + \frac{I_2(1-D_2)}{C_2} \quad (42)$$

La ecuación (43), representa el análisis matemático del comportamiento de la corriente en el inductor de salida al lado de la batería.

$$\dot{I}_{L2} = \frac{v_B}{L_2} + \frac{v_2(1-D_2)}{L_2} \quad (43)$$

Después de realizar un análisis de las ecuaciones con sus valores medio, se procede a establecer las matrices que permiten identificar las variables a controlar en el sistema del convertidor a partir de las ecuaciones (44) y (45), las cuales serán expresadas como matrices y posteriormente estas servirán para diseñar las estrategias de control basadas en espacios de estado.

$$\dot{x}(t) = Ax(t) + Bu(t) \quad (44)$$

$$y(t) = Cx(t) + Du(t) \quad (45)$$

$$\dot{x}(t) = \begin{bmatrix} \frac{-1}{R_{mpp}} & \frac{-1}{C_1} & 0 & 0 \\ \frac{-1}{L_1} & 0 & \frac{-(1-D_1)}{L_1} & 0 \\ 0 & \frac{1-D_1}{C_2} & \frac{-1}{R_o L_1} & \frac{1-D_2}{C_2} \\ 0 & 0 & \frac{-(1-D_1)}{L_2} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{ci} \\ I_{Li} \\ v_{c2} \\ I_{L2} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{C_1} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{v_{c2}}{L_1} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{I_1}{C_2} & \frac{-I_2}{C_2} \\ 0 & \frac{1}{L_1} & 0 & \frac{v_{c2}}{L_1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sc} \\ v_B \\ D_1 \\ D_2 \end{bmatrix} \quad (46)$$

$$Y = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_{ci} \\ I_{Li} \\ v_{c2} \\ I_{L2} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{SC} \\ v_B \\ D_1 \\ D_2 \end{bmatrix} \quad (47)$$

Control por realimentación de estados

Las técnicas de control basadas en espacios de estados, tienen como objetivo buscar que el sistema siga referencias ante la existencia de algún tipo de perturbación interna o externa del sistema propuesto. Al aplicar estas estrategias de control sobre la planta presentada en la Figura 31, requiere seguir una serie de pasos, los cuales se desarrollarán a continuación. Estos pasos son aplicados a las ecuaciones (46) y (47), las cuales son las matrices que representan el espacio de estados de la planta de control, para ello se debe verificar algunas propiedades sobre la planta tales como controlabilidad y observabilidad.

Controlabilidad del sistema

Uno de los requisitos necesarios para al utilizar la técnica por espacio de estados, es saber si el sistema es controlable parcial o completamente, para ello se ha aplicado el concepto de controlabilidad, obteniendo una matriz C presentada en la ecuación (48) , esta se obtiene con el comando de MATLAB $C = \text{ctrb}(A; B)$, a partir de esta nueva matriz se ha llegado al rango del sistema obtenido con la instrucción $\text{rango} = \text{rank}(C)$, cuyo valor resultante ha sido 4, lo que significa que el sistema es completamente controlable.

$$c = \begin{bmatrix} -758 & -45455 & 0 & 0 \\ 3030 & 0 & -1136 & 0 \\ 0 & 17045 & -3946 & 22727 \\ 0 & 0 & -1515 & 0 \end{bmatrix} * 1e18 \quad (48)$$

Observabilidad del sistema

Una vez se ha comprobado la controlabilidad del sistema, se procede a realizar la prueba de observabilidad, otro de los requisitos al aplicar control por retroalimentación de estados. La matriz de observabilidad se obtuvo con la instrucción $obs = obsv(A,C)$, igual que en el caso anterior, también se le encontró el rango con el comando $rango = rank(obs)$. El valor obtenido, ha sido 4, verificándose que el sistema presentado en la Figura 31 es completamente observable.

$$obs = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ -757.58 & -45454.55 & 0 & 0 \\ -1.3717e8 & -3.4435e7 & 0.0001e12 & 0 \\ 0.2083e12 & 7.1159e12 & -0.2429e12 & 1.1739e12 \end{bmatrix} \quad (49)$$

Control MIMO

Planteando un sistema de control MIMO basado en la técnica de ubicación de polos para sistemas MIMO donde V_{c1} que es la entrada de voltaje del arreglo PV y V_{c2} , es el voltaje de salida encargado de imponer la dinámica del bus DC de la MG, en la Figura 32, se observa la dinámica de los estados V_{c1} y V_{c2} , regidos por la técnica de control MIMO. Se presenta una simulación donde al realizar cambios en las referencias los estados las siguen y a su vez mitigan las perturbaciones asociadas a los cambios en los demás estados. En la Figura 33, se evidencia la capacidad del sistema bajo para seguir referencias bajo un ruido presente en el sistema.

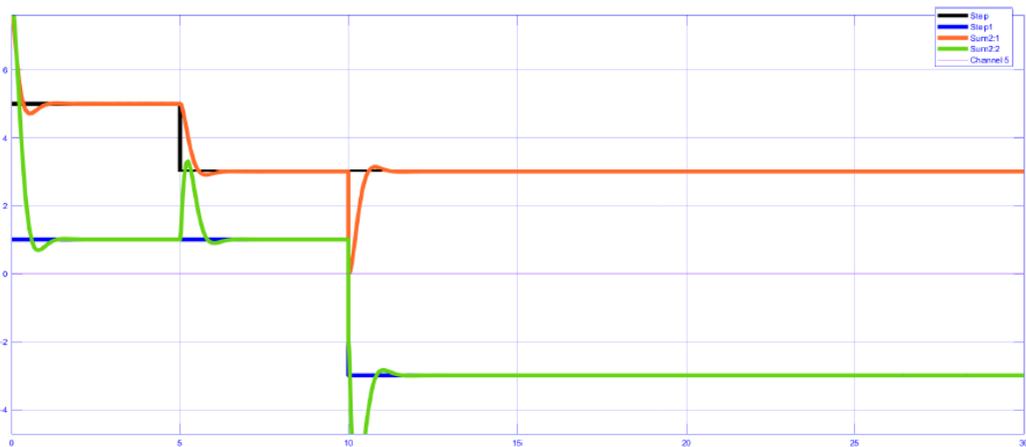


Figura 32. Control MIMO aplicado sobre los estados $Vc1$ y $Vc2$.

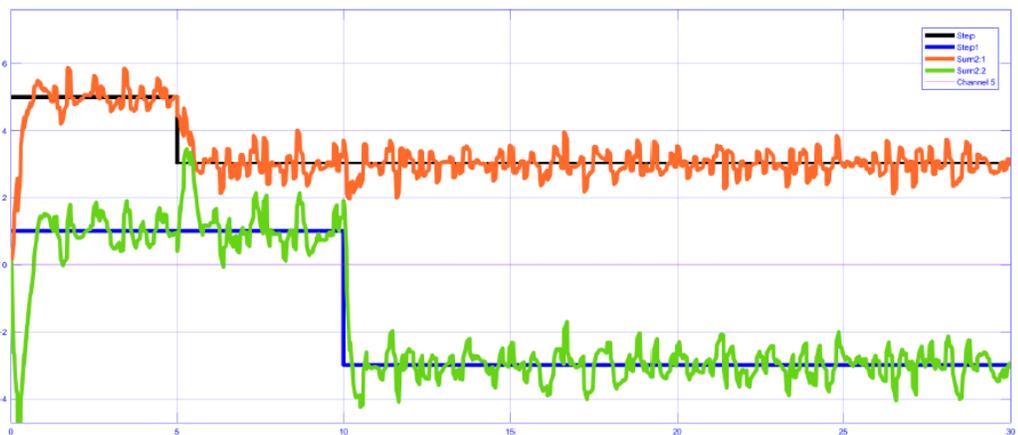


Figura 33. Control MIMO aplicado sobre los estados $Vc1$ y $Vc2$ incluyendo ruido.

Estas simulaciones muestran que el modelo matemático planteado permite realizar técnicas de control basadas en espacios de estados con buenas prestaciones en el sistema. Este modelo puede permitir realizar técnicas de control más avanzadas como basadas en algoritmos óptimos o predictivos, así mismo, plantear estimadores de estado para la reducción de sensores del sistema.

6 REFERENCIAS

- [1] E. E. Gaona, C. L. Trujillo, and J. A. Guacaneme, "Rural microgrids and its potential application in Colombia," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 51, pp. 125–137, 2015.
- [2] L. F. Grisales, "Ubicación y dimensionamiento de generación distribuida : una revisión Location and sizing of distributed generation : a review Ciencia e Ingeniería Neogranadina," 2017.
- [3] Naciones Unidas, "Agua y Energía, Datos y estadísticas," pp. 2–8, 2014.
- [4] P. P. Barker and R. W. De Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems," *Power Eng. Soc. Summer Meet. 2000. IEEE*, vol. 3, no. c, pp. 1645–1656 vol. 3, 2000.
- [5] H. Wu, X. Liu, and M. Ding, "Dynamic economic dispatch of a microgrid: Mathematical models and solution algorithm," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 63, pp. 336–346, Dec. 2014.
- [6] Jenkins, Strbac, and Ekanayake, "Distributed Generation," 2010.
- [7] A. Rezaee Jordehi, "Allocation of distributed generation units in electric power systems: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 56, pp. 893–905, Apr. 2016.
- [8] A. . Fallis, "Ley 1715 De 2014," *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2013.
- [9] A. Jur and C. E. Ltda, "Disposiciones analizadas por Avance Jurídico Casa Editorial Ltda.© Página 1 de 6," vol. 2014, no. 49, pp. 1–6, 2017.
- [10] T. M. Razykov, C. S. Ferekides, D. Morel, E. Stefanakos, H. S. Ullal, and H. M. Upadhyaya, "Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects," *Sol. Energy*, vol. 85, no. 8, pp. 1580–1608, 2011.
- [11] M. Hosenuzzaman, N. A. Rahim, J. Selvaraj, M. Hasanuzzaman, A. B. M. A.

- Malek, and A. Nahar, “Global prospects, progress, policies, and environmental impact of solar photovoltaic power generation,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 41, pp. 284–297, Jan. 2015.
- [12] F. Diner, “The analysis on photovoltaic electricity generation status, potential and policies of the leading countries in solar energy,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 1, pp. 713–720, 2011.
- [13] European Commission. (2018). Renewable energy: “Renewable energy: EU has cost-effective potential to use more renewables | European Commission.” [Online]. Available: https://ec.europa.eu/info/news/renewable-energy-eu-has-cost-effective-potential-use-more-renewables-2018-feb-16_en. [Accessed: 28-Mar-2018].
- [14] National Renewable Energy Laboratory. (2012)., “Renewable Electricity Futures Study | Energy Analysis | NREL.” [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/analysis/re-futures.html>. [Accessed: 28-Mar-2018].
- [15] S. Pradhan, D. Mishra, and M. K. Maharana, “Pertaining to Renewable Energy Sources : A Review,” no. Icimia, pp. 18–23, 2017.
- [16] National Renewable Energy Laboratory, “Renewable Electricity Generation and Storage Technologies,” *Renew. Electr. Futur. Study Renew. Electr. Gener. Storage Technol. Vol. 2*, vol. 2, 2012.
- [17] T. Taufik, K. Htoo, and G. Larson, “Multiple-input bridge converter for connecting multiple renewable energy sources to a DC system,” in *2016 Future Technologies Conference (FTC)*, 2016, pp. 444–449.
- [18] 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.
- [19] P. Swain, S. Jagadish, and K. N. S. U. Mahesh, “Integration of renewable sources of energy into power grid,” in *2017 IEEE Region 10 Symposium (TENSYMP)*, 2017, pp. 1–5.
- [20] J. C. Alfonso-Gil, C. Ariño, C. Bernad Viciano, H. Beltrán, and E. Pérez, “Control De La Tensión Del Bus De Continua De Un Filtro Activo De Tipo

- Paralelo,” *XXXV Jornadas Automática. Val.*, p. 8, 2014.
- [21] D. Gonzalez Montoya, C. A. Ramos Paja, and R. Giral, “Maximum power point tracking of photovoltaic systems based on the sliding mode control of the module admittance,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 136, pp. 125–134, 2016.
- [22] Y. Chu, “Review and Comparison of Different Solar Energy Technologies, annual report,” *Glob. Energy Netw. Inst.*, no. August, p. 56, 2011.
- [23] M. Hamza, O. B. H. B. Kechiche, B. Barkaoui, and H. Sammouda, “Performance comparison between commercial mono-crystalline and polycrystalline PV modules under LCPV conditions,” in *2017 International Conference on Green Energy Conversion Systems (GECS)*, 2017, pp. 1–6.
- [24] V. K. Viswambaran, A. Ghani, and E. Zhou, “Modelling and simulation of maximum power point tracking algorithms & review of MPPT techniques for PV applications,” in *2016 5th International Conference on Electronic Devices, Systems and Applications (ICEDSA)*, 2016, pp. 1–4.
- [25] A. K. Gupta and R. Saxena, “Review on widely-used MPPT techniques for PV applications,” in *2016 International Conference on Innovation and Challenges in Cyber Security (ICICCS-INBUSH)*, 2016, pp. 270–273.
- [26] D. Gonzalez Montoya, C. Ramos, and R. Giral, “Improved design of sliding mode controllers based on the requirements of MPPT techniques,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 8993, no. JANUARY, pp. 1–1, 2015.
- [27] D. Gonzalez, C. Andrés, R. Paja, and R. Giral, “Maximum power point tracking of photovoltaic systems based on the sliding mode control of the module admittance,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 136, pp. 125–134, 2016.
- [28] L. Martinez-Salamero, A. Cid-Pastor, R. Giral, J. Calvente, and V. I. Utkin, “Why is sliding mode control methodology needed for power converters?,” *Proc. 14th Int. Power Electron. Motion Control Conf. EPE-PEMC 2010*, pp. S9-25-S9-31, 2010.
- [29] Chong Tan;Yuk-Ming Lai;Chi Kong Tse, *Sliding Mode Control of Switching Power Converter* .

- [30] L. Benadero, R. Cristiano, D. J. Pagano, and E. Ponce, "Nonlinear Analysis of Interconnected Power Converters: A Case Study," *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Circuits Syst.*, vol. 5, no. 3, pp. 326–335, 2015.
- [31] T. Ito, "A Filippov solution of a system of differential equations with discontinuous right-hand sides," *Econ. Lett.*, vol. 4, no. 4, pp. 349–354, Jan. 1979.
- [32] J. S. Vadim Utkin, Jürgen Guldner, Ed., *Sliding Mode Control in Electro-Mechanical System*. .
- [33] H. Sira-Ramirez, "Sliding motions in bilinear switched networks," *IEEE Trans. Circuits Syst.*, vol. 34, no. 8, pp. 919–933, 1987.
- [34] P. Andrea, O. Valencia, and C. A. Ramos-paja, "Sliding-Mode Controller for Maximum Power Point Tracking in Grid-Connected Photovoltaic Systems," vol. 2015, no. November, pp. 12363–12387, 2015.
- [35] D. C. Dc, D. Regulation, S. I. Serna-garcés, D. G. Montoya, and C. A. Ramos-paja, "Sliding-Mode Control of a Charger / Discharger Renewable Power Systems," 2016.
- [36] L. Guo, S. Zhang, X. Li, Y. W. Li, C. Wang, and Y. Feng, "Stability Analysis and Damping Enhancement Based on Frequency Dependent Virtual Impedance for DC Microgrids," *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 6777, no. c, pp. 1–1, 2016.
- [37] B. Wang, M. Sechilariu, and F. Locment, "Intelligent {DC} microgrid with smart grid communications: control strategy consideration and control," *{IEEE} Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 2148–2156, 2012.
- [38] U. Akram, M. Khalid, and S. Shafiq, "Optimal sizing of a wind/solar/battery hybrid grid-connected microgrid system," *IET Renew. Power Gener.*, vol. 12, no. 1, pp. 72–80, 2018.
- [39] F. Ongaro, S. Saggini, and P. Mattavelli, "Li-Ion Battery-Supercapacitor Hybrid Storage System for a Long Lifetime, Photovoltaic-Based Wireless Sensor Network," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, no. 9, pp. 3944–3952, 2012.

- [40] M. T. Lawder *et al.*, “Battery Energy Storage System (BESS) and Battery Management System (BMS) for Grid-Scale Applications,” *Proc. IEEE*, vol. 102, no. 6, pp. 1014–1030, 2014.
- [41] S. I. Serna-Garcés, D. G. Montoya, and C. A. Ramos-Paja, “Sliding-mode control of a charger/discharger DC/DC converter for DC-bus regulation in renewable power systems,” *Energies*, vol. 9, no. 4, 2016.
- [42] K. T. Chau and M. S. W. Chan, “Lithium Ion Battery Model Operation of Li-Ion Battery,” no. October 2016, pp. 1–7.
- [43] R. D., “Rechargeable lithium-ion battery VL 34570 High performance,” no. November, pp. 0–1, 2007.
- [44] J. Jha, S. Sharma, K. B. Sharma, and A. Tomar, “Literature review on various control strategies for hybrid photovoltaic and fuel cell power generating systems,” in *2017 International Conference on Computer, Communications and Electronics (Comptelix)*, 2017, pp. 633–638.
- [45] C. A. Ramos-paja, S. Member, C. Bordons, A. Romero, R. Giral, and L. Martínez-salamero, “for PEM Fuel Cells,” vol. 56, no. 3, pp. 685–696, 2009.
- [46] A. J. Barragán, B. Power, J. Manuel, A. Márquez, M. Ángel, and M. Bohórquez, : “Modelado borroso de una Pila de Combustible Nexa™ 1 . 2 kW Ballard Power System,” no. September 2013, 2016.
- [47] A. Aguirre, “Descripción y Modelado de una Pila de Combustible de Membrana de Intercambio Protónico,” p. 231, 2009.
- [48] N. Marx, J. Cardozo, L. Boulon, F. Gustin, D. Hissel, and K. Agbossou, “Comparison of the Series and Parallel Architectures for Hybrid Multi-Stack Fuel Cell - Battery Systems,” in *2015 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, 2015, pp. 1–6.
- [49] K. Ettahir, L. Boulon, K. Agbossou, S. Kelouwani, and M. Hammoudi, “Design of an energy management strategy for PEM Fuel Cell Vehicles,” in *2012 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*, 2012, pp. 1714–1719.
- [50] Y. Wu, E. Breaz, F. Gao, D. Paire, and A. Miraoui, “Nonlinear Performance

Degradation Prediction of Proton Exchange Membrane Fuel Cells Using Relevance Vector Machine,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 31, no. 4, pp. 1570–1582, 2016.

- [51] M. Jourdani and H. Mounir, “Temperature Distribution Effect on the Performance of PEM Fuel Cell Modeling and Simulation Using Ansys Fluent.”
- [52] J. Nolan and J. Kolodziej, “Modeling of an automotive fuel cell thermal system,” *J. Power Sources*, vol. 195, no. 15, pp. 4743–4752, 2010.
- [53] R. O’Hayre, T. Fabian, S. Litster, F. B. Prinz, and J. G. Santiago, “Engineering model of a passive planar air breathing fuel cell cathode,” *J. Power Sources*, vol. 167, no. 1, pp. 118–129, 2007.
- [54] T. Taner, “Energy and exergy analyze of PEM fuel cell: A case study of modeling and simulations,” *Energy*, vol. 143, pp. 284–294, 2018.
- [55] H.-W. Wu, “A review of recent development: Transport and performance modeling of PEM fuel cells,” *Appl. Energy*, vol. 165, pp. 81–106, 2016.