



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

INTEGRACIÓN DE UN SISTEMA DE
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA A UNA MICRORRED

TESIS

Que para obtener el título de:

Ingeniero Eléctrico Electrónico

PRESENTA:

Ángel Martín Ortiz Torres

DIRECTOR DE TESIS:

Dr. Paul Rolando Maya Ortiz



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

A Citlalli por su solidaridad e incansable motivación. A Ana, quién nunca deja de creer en mi. A Laura, mi madre, por su cariño inagotable y su constante ejemplo de tenacidad. Para Amando, mi padre, por su comprensión y su imprescindible motivación.

Al Dr. Paul por su apoyo en el desarrollo de este trabajo. A Natanael e Isaac por su incomparable ayuda en las diferentes etapas de esta tesis.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por darme herramientas para integrarme en el sector productivo y profesional, pero sobre todo, por darme vivencias entrañables y permitirme convivir con personas extraordinarias.

Gracias Totales.

...
*iremos, yo, tus ojos y yo, mientras descansas,
bajo los tersos párpados vacíos,
a cazar puentes, puentes como liebres,
por los campos del tiempo que vivimos.*

Mario Benedetti

*A Rebeca
Con todo mi $r = 1 - \sin(\theta)$*

Declaración de autenticidad

Por la presente declaro que, salvo cuando se haga referencia específica al trabajo de otras personas, el contenido de esta tesis es original y no se ha presentado total o parcialmente para su consideración para cualquier otro título o grado en esta o cualquier otra Universidad. Esta tesis es resultado de mi propio trabajo y no incluye nada que sea el resultado de algún trabajo realizado en colaboración, salvo que se indique específicamente en el texto.

Ángel Martín Ortiz Torres. Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019

Resumen

El surgimiento de las Microrredes (MR) como base de las redes inteligentes, acelera el crecimiento de la oferta energética y la creación de sistemas de potencia más complejos y robustos. A través de la integración de unidades de Generación Distribuida (DG, por sus siglas en inglés) y Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna (FACTS, por sus siglas en inglés), las Microrredes se convierten en una solución para la disminución de costos de operación de una red y la reducción del uso de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica a través de la integración de fuentes de energía renovable.

Los Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS por sus siglas en inglés) promueven la integración de fuentes de energía renovable en tareas de generación en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP). La integración de un ESS mejora las condiciones de operación de una red de potencia, dándole un nivel mayor de confiabilidad y eficiencia, asegurando la continuidad en el suministro y la calidad de la energía.

El estudio de las Microrredes implica el uso de estrategias y modelos con características diferentes a las de un SEP convencional, por ello existen diferentes enfoques de estudio que se encargan de analizar el comportamiento de estos sistemas en sus diferentes etapas y modos de operación.

En el presente trabajo se desarrolla la integración de un Sistema de Almacenamiento de Energía de Baterías (BESS, por sus siglas en inglés)-Compensador Estático Síncrono (STATCOM, por sus siglas en inglés) como Sistema de Almacenamiento de Energía en una Microrred a través de un Control desacoplado de potencia activa y reactiva (PQ), encargado de regular la corriente en el marco de referencia dq por medio de un compensador PI (Proporcional-Integral), aprovechando la relación directa entre la potencia activa y reactiva con las componentes en el eje d y q del voltaje y la corriente.

El comportamiento dinámico de una Microrred es representado a través de un Sistema Diferencial Algebraico (SDA). Este tipo de modelo permite considerar la dinámica asociada a las unidades de generación, ESS y cargas, así como las restricciones algebraicas provenientes de las ecuaciones de flujos de potencia de la red.

Índice general

Índice de figuras	XIII
Índice de tablas	XV
1. Introducción	3
1.1. Microrredes	3
1.1.1. Sistemas de Almacenamiento de Energía en Microrredes	6
1.2. Motivación	8
1.3. Estado del arte	9
1.4. Planteamiento del problema	11
1.5. Objetivos	11
2. Marco teórico	13
2.1. Sistemas de Almacenamiento de Energía de Baterías	13
2.2. Baterías	15
2.2.1. Modelo de una Batería Recargable	16
2.3. Convertidores de potencia	20
2.3.1. Modelo de un Convertidor de Potencia	23
2.3.1.1. Modelo de un Inversor	26
3. Modelo de una Microrred	29
3.1. Modelo dinámico de una Microrred	29
3.1.1. Modelo de las unidades de generación	30
3.1.2. Flujos de Potencia de la red	32
3.1.3. Ecuaciones de balance de potencia nodal	32
3.2. Modelo del Sistema de Almacenamiento de Energía de Baterías	33
3.2.1. BESS con Sistema de Conversión de una Etapa	34
3.2.1.1. Estrategia de control basada en Pasividad	34
3.2.2. Sistema BESS/STATCOM	35
3.2.2.1. Compensador Estático Síncrono	37
3.2.2.2. Control Desacoplado de Potencia	38
3.2.2.3. Lazo de enganche de fase	39
3.2.2.4. Control Desacoplado PQ por Regulación de Corriente	40

3.2.2.5. Control de Corriente del VSC	40
4. Integración de un BESS/STATCOM en una Microrred	43
4.1. Microrred de 3 Buses	43
4.1.1. Bus del Generador 1	44
4.1.2. Bus del Generador 2	45
4.1.3. Bus de Carga	46
4.1.4. Punto de Operación	46
4.2. BESS/STATCOM como Sistema de Respaldo (Back-up)	48
4.2.1. Regulación de Potencia Activa y Reactiva	50
4.3. Integración de un BESS/STATCOM como Sistema de Respaldo en una Microrred Aislada	52
4.3.1. Compensación de Potencia ante una Falla Trifásica	53
4.3.2. Compensación de Potencia ante una Variación en la Carga	55
5. Conclusiones	59
5.1. Trabajo a futuro	60
A. Transformación de Park	61
B. Flujos de potencia	63
Bibliografía	65

Índice de figuras

1.1. Estructura y composición de una Microrred conectada a la red principal	4
1.2. Clasificación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía	7
2.1. Modelo ideal de una batería	17
2.2. Modelo lineal de una batería	18
2.3. Modelo de Thevenin de una batería	18
2.4. Bloque de batería recargable en Simulink	19
2.5. Circuito equivalente de una batería	19
2.6. Curva de carga/descarga de una batería	20
2.7. Buck	22
2.8. Boost	22
2.9. Buck-Boost	22
2.10. Inversor monofásico	23
2.11. Definición de los intervalos de conmutación.	24
2.12. Convertidor Buck-Boost Bidireccional	26
2.13. Circuito equivalente de un inversor	26
3.1. Diagrama de un generador síncrono trifásico	31
3.2. Modelo de un BESS/STATCOM. a) Diagrama de bloques b) Circuito equivalente(Fuente de voltaje variable) c) Circuito equivalente (fuente de corriente variable).	36
3.3. Control de inversores conectados a la red.	37
3.4. Diagrama de bloques de un Compensador Estático Síncrono STATCOM	38
3.5. Diagrama de control desacoplado PQ en el marco dq	38
3.6. Lazo cerrado de control de corriente del VSC	41
4.1. Red de 3 buses	44
4.2. Regulación de potencia activa P_{ref}	50
4.3. Regulación de potencia reactiva Q_{ref}	50
4.4. Componente I_d de corriente	50
4.5. Componente I_q de corriente	50
4.6. Voltajes en el marco dq	51
4.7. Control de seguimiento de potencia activa P_{ref} en modo carga	51

ÍNDICE DE FIGURAS

4.8. Control de seguimiento de potencia reactiva Q_{ref} en modo carga	51
4.9. Ángulos de la red	53
4.10. Voltajes de los nodos	53
4.11. Comportamiento de ω_1 ante una perturbación.	54
4.12. Comportamiento de δ_1 ante una perturbación.	54
4.13. Comportamiento de E_{q1} ante una perturbación.	54
4.14. Potencia inyectada en el nodo 2	54
4.15. Ángulos de la red	56
4.16. Voltajes de la red	56
4.17. ω de los generadores	56
4.18. δ de los generadores	56
4.19. E'_q de los generadores	57
4.20. Potencia inyectada por el generador 1	57
4.21. Potencia inyectada por el generador 2	57
4.22. Potencia inyectada en el nodo 2	58
4.23. Potencia inyectada por el BESS/STATCOM	58

Índice de tablas

1.1. Principales Sistemas de almacenamiento de energía	8
--	---

Nomenclatura

DG	—	Distributed Generation (Generación Distribuida)
FACTS	—	Flexible AC Transmission Systems (Sistemas de Transmisión de Corriente Alterna Flexibles)
PCC	—	Point of Common Coupling (Punto de conexión o acoplamiento)
ESS	—	Energy Storage System (Sistema de Almacenamiento de Energía)
BESS	—	Battery Energy Storage System (Sistema de Almacenamiento de Energía de Baterías)
BMS	—	Battery Management System (Sistema Gestión de la Batería)
SSC	—	System Supervision Control (Control de Supervisión del Sistema)
SoH	—	State of Health (Estado de Salud)
SoC	—	State of Charge (Estado de Carga)
PCS	—	Power Conversion System (Sistema de Conversión de Potencia)
CERTS	—	Consortium for Electric Reliability Technology Solutions (Consortio para soluciones de tecnología de confiabilidad eléctrica)
DC	—	Direct Current (Corriente Directa)
AC	—	Altern Current (Corriente Alterna)
VSC	—	Voltage Source Converter (Convertidor de Fuente de Voltaje)
BMS	—	Battery Management System (Sistema de Gestión de Batería)
STATCOM	—	Compensador Estático Síncrono
PLL	—	Phase Locked Loop (Lazo de Eganche de Fase)
SEP	—	Sistema Eléctrico de Potencia
SDA	—	Sistema Diferencial Algebraico
p.u	—	por unidad (unidades de medición)

Capítulo 1

Introducción

La evolución en el uso y demanda de energía es un fenómeno que motiva la investigación y el desarrollo de nuevos métodos, dispositivos y estrategias que cumplan con las demandas del mercado desde una visión tecnológica y sustentable.

El desarrollo de tecnologías de la información, la mejora de dispositivos electrónicos de potencia y el uso de nuevos modelos y estrategias propuestas por la teoría de control en el área de los Sistemas Eléctricos de Potencia [Sauer and Pai, 2008], ha propiciado el desarrollo de redes inteligentes capaces de integrar y gestionar diferentes fuentes de generación de energía, planteando problemas más complejos de control e incrementando el uso de dispositivos de generación de energía eléctrica basados en fuentes de energía renovable.

En los últimos años, las redes encargadas de proporcionar el servicio eléctrico, han incorporado nuevas formas de generar, transmitir y distribuir la energía, lo cual ha contribuido a contar con un servicio eficiente y confiable. En este sentido, surge el concepto de Microrred (MR), definida como una red de arquitectura flexible que permite la integración de fuentes de generación distribuida y la conexión directa entre generadores y cargas, disminuyendo costos por transmisión, propiciando la integración de fuentes de energía de energía renovable y mejorando la calidad y confiabilidad del suministro [Mahmoud et al., 2014].

1.1. Microrredes

Una Microrred es considerada como un sistema eléctrico con una capacidad de generación más pequeña que un sistema convencional, capaz de suministrar una cantidad limitada de energía a las cargas. Una MR incorpora generación, transmisión y distribución dentro de un área delimitada, y es capaz de realizar el balance de potencia y el despacho óptimo de energía. Puede estar compuesta por elementos de generación convencionales y basados en fuentes renovables, cargas y sistemas de almacenamien-

1. INTRODUCCIÓN

to de energía, lo que le permite ser un bloque esencial en la construcción de redes inteligentes y un medio para resolver los problemas que enfrenta una red eléctrica [Andishgar et al., 2017].

Por otro lado, el Consorcio para Soluciones de Tecnología de Confiabilidad Eléctrica (CERTS, por sus siglas en inglés) define a una Microrred como un sistema de potencia independiente, constituido por Generación Distribuida (DG, por sus siglas en inglés), cargas, ESS y dispositivos de control que se encargan de distribuir energía a un usuario. Una MR tiene la capacidad de operar de forma paralela a la red principal como una fuente virtual de potencia o una carga, o de manera aislada, formando un sistema de potencia que incluye generación, distribución, balance de potencia y procesos de optimización de energía sobre una área definida [Fusheng et al., 2016].

La estructura de una Microrred está basada en un generador que tiene la capacidad de operar continuamente y que funciona como referencia de todo el sistema, estableciendo la frecuencia líder o de referencia para el sistema y sobre la cual está basada la estabilidad de la operación. Además, la MR puede integrar diferentes métodos de generación a través de fuentes de energía renovable y sistemas de almacenamiento de energía [PQE, 2008]. En la Figura 1.1 se muestra la estructura de una Microrred, en la cual se observa el uso de diferentes fuentes de generación, ESS, dispositivos de control, cargas locales y un punto de conexión entre la Microrred y la red principal denominado Punto de Acople Común (PCC, por sus siglas en inglés) [Fusheng et al., 2016].

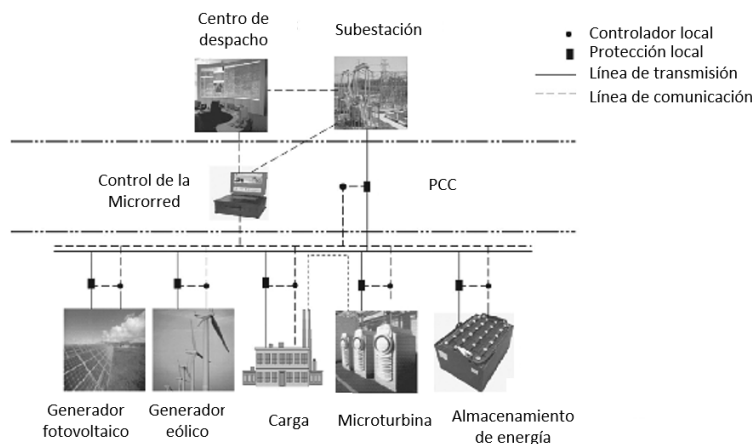


Figura 1.1: Estructura y composición de una Microrred conectada a la red principal

El esquema de la Figura 1.1 corresponde a una MR interconectada con la red principal. A través de un interruptor, la MR puede operar conectada a la red principal o como un sistema aislado [Olivares et al., 2014]. El proceso de aislamiento y conexión de una Microrred ha sido ampliamente estudiado y en la literatura se ecuen-

tran reportadas soluciones a procesos de aislamiento planeados y aislamiento por fallas [Katiraei et al., 2004].

A diferencia de los sistemas de potencia convencionales, las Microrredes demandan nuevas estrategias de control derivadas de las siguientes características [Andishgar et al., 2017]:

- Dinámica y estado estacionario de las unidades de generación diferentes a los convencionales.
- Desbalances significativos provocados por cargas o generadores monofásicos.
- Aportación significativa de energía proveniente de fuentes no controladas.

El estudio de las Microrredes puede llevarse a cabo por medio de un modelo de señal pequeña, donde las unidades de generación distribuida son integradas como un sistema lineal de primer orden, mientras los demás componentes son representados por una función de transferencia [Senjyu et al., 2005]. Por otro lado, una MR puede modelarse como una fuente de Corriente Directa (DC, por sus siglas en inglés) conectada a un convertidor de fuente de voltaje (VSC, por sus siglas en inglés), seguido de un filtro que acopla al sistema con la red principal [Karimi et al., 2008].

Las estrategias de control para una Microrred parten de la estabilización del sistema como objetivo principal, sin embargo, la implementación de un controlador depende del modo de operación de la Microrred [Mahmoud et al., 2014]. Las principales estrategias de control son listadas a continuación :

- **Control de flujo de potencia por regulación de corriente.**
- **Control de flujo de potencia por regulación de voltaje.**
- **Control basado en agente.**
- **Control distribuido basado en sistema multiagente.**
- **Control H_∞ .**
- **Control de microrred: Modo Autónomo/Aislado.**
- **Control PQ.**
- **Control VSI.**
- **Control autónomo.**
- **Control droop Q-V.**
- **Control basado en función de transferencia.**

1.1.1. Sistemas de Almacenamiento de Energía en Microrredes

Previamente se ha descrito la importancia de las Microrredes para resolver la creciente demanda de energía y el desarrollo de redes inteligentes. En este contexto, se aborda el estudio de un Sistema de Almacenamiento de Energía como uno de los componentes principales de una Microrred.

Actualmente existen diversos procesos y dispositivos usados para almacenar energía como los volantes de inercia, los súper conductores magnéticos, las baterías de diferente composición química y los súper capacitores de doble capa eléctrica [Sørensen, 2007, Kularatna, 2015]. En la Figura 1.2 se plantea una clasificación de los principales Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS, por sus siglas en inglés), a partir de su funcionamiento físico y químico, en el cual destacan tres áreas principales [Hamidi et al., 2015]: Electroquímica, donde figuran baterías sumamente conocidas y estudiadas, tal es el caso de la batería de Plomo-Ácido, siendo la de mayor popularidad. Por otro lado, se encuentra la batería de Ion-Litio que ha tenido un crecimiento importante de producción y desarrollo en los últimos tiempos. En el área mecánica destacan tres sistemas, estos realizan el almacenamiento a partir de la transformación de la energía cinética en energía potencial. Por último, se encuentran los ultracapacitores. Estos dispositivos de reciente integración y que han sido objeto de estudio y desarrollo en los últimos años [Becerril, 2015].

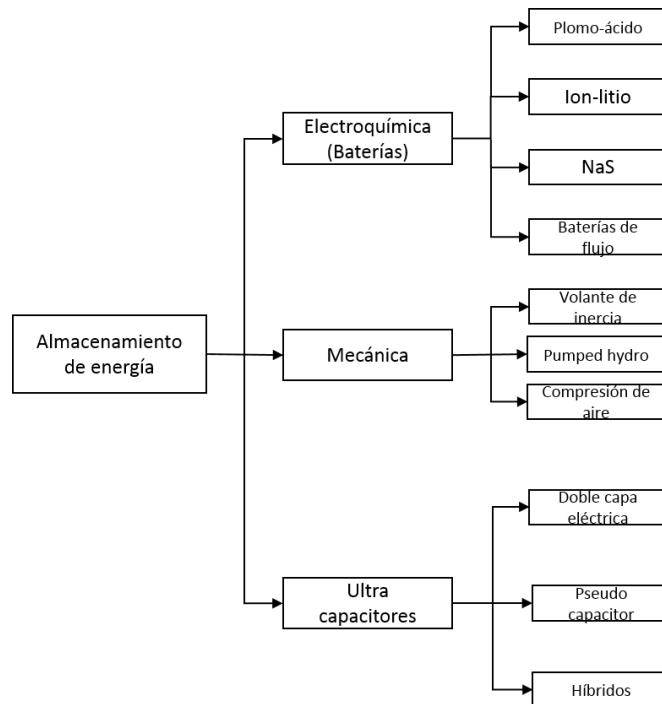


Figura 1.2: Clasificación de los Sistemas de Almacenamiento de Energía

En la Tabla 1.1 se pueden observar las características de los Sistemas de Almacenamiento de Energía más utilizados [Hamidi et al., 2015]. En ella se compara la capacidad energética, la potencia instantánea que pueden entregar, el ciclo de vida y la eficiencia de cada dispositivo. La información anterior permite discernir acerca del mejor sistema de almacenamiento de energía a partir de las condiciones del propio entorno y las especificaciones técnicas que se ven solventadas con la integración de un sistema de almacenamiento de energía.

1. INTRODUCCIÓN

Característica/ Tipo de almacenamiento de energía	Potencia Especifica (W/Kg)	Energía especifica (Wh/Kg)	Ciclo de vida (ciclos)	Eficiencia (%)
Ultracapacitor	2,000-14,000	1.5-15	10^5 - 10^6	>90
Batería Plomo-ácido	100-200	20-40	200-2,500	70-80
Batería Ion-Litio	300-1500	100-300	2,000-5,000	80-90
Batería NiMH	220-1000	60-120	500-2,000	50-80
Batería NaS	150-230	150-240	2,000-4,500	75-90
Batería de flujo ZnBr	300-600	30-60	2,000-3,000	70-80
Volante de inercia	1,000-5,000	10-50	10^5 - 10^7	80-90
Almacenamiento elevado de agua	-	0.3-30	>20 años	65-80
Sistema de compresión de aire	-	10-50	>20 años	50-70

Tabla 1.1: Principales Sistemas de almacenamiento de energía

Es evidente que los ultra capacitores son los dispositivos que ofrecen una mayor capacidad de potencia instantánea, sin embargo, se ven disminuidos en la cantidad de energía que pueden almacenar por cada kilogramo de material. Por otra parte, la mayoría de las baterías ofrecen un rango más amplio de almacenamiento por kilogramo de material pero poca potencia instantánea a la salida. Se puede observar que las baterías poseen un indicador mayor de ciclo de vida en comparación con los ultra capacitores, sin embargo, su ciclo de vida no es tan amplio como en los sistemas mecánicos, tal es el caso del almacenamiento de agua y los sistemas de compresión de aire. Por otro lado, es importante resaltar las características de los volantes de inercia, que cuentan con una gran eficiencia y potencia a la salida comparable con la que ofrecen los ultra capacitores y un tiempo de vida lo suficientemente grande para convertirlo en una excelente alternativa para solventar problemas de almacenamiento de energía y compensación de potencia.

1.2. Motivación

La Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) indica que en el 2016 se consumió un total de 23,107 TWh de energía eléctrica en el mundo, mientras que el 2010 se consumió un total de 19,801 TWh, teniendo un incremento del 16.7 % en un periodo de seis años. Por otra parte, el Banco Mundial reporta que en el 2016 cerca del 13 % de la población mundial no tenía acceso a un servicio de suministro eléctrico, mientras que en el sector rural de la población aumenta a 23 % la cantidad de personas que no tienen acceso a la electricidad.

Atendiendo la creciente demanda energética en el mundo y la necesidad de proveer energía eléctrica a la población, con el fin de propiciar un mayor desarrollo y creci-

miento de su bienestar, las Microrredes surgen como una solución para satisfacer las necesidades a partir de una visión sustentable para el medio ambiente y equitativa para la población. Además de implicaciones económicas y sociales que impactan directamente en el desarrollo y calidad de vida de las personas, existen aspectos técnicos que han sido estudiados con el fin de encontrar soluciones más completas y robustas [Mahmoud et al., 2014, Andishgar et al., 2017].

El surgimiento de las Microrredes favorece la integración de sistemas de generación a partir de fuentes renovables como lo son la radiación solar y el viento. Debido a que el flujo de este tipo de fuentes de energía renovable no pueden ser controlado, la generación por estos métodos sufre de intermitencia y fluctuaciones que repercuten en el funcionamiento de un SEP [Silva-Saravia et al., 2017]. Existen casos en los que se pueden sufrir interrupciones en el suministro de energía provocado por fluctuaciones en la generación y derivado de fallas en los generadores.

A partir de los problemas descritos en el párrafo anterior, surgen soluciones a través del almacenamiento de energía, que por medio de dispositivos capaces de compensar las perturbaciones en la red, ocasionados por fallos e intermitencias en las unidades de generación, aseguran la continuidad en el suministro de energía y la correcta operación de la Microrred [Mercier et al., 2009].

En consecuencia, los sistemas de almacenamiento de energía se convierten en una opción que brinda soluciones ante las demandas de calidad energética y seguridad de la red [Mercier et al., 2009]. En este trabajo se desarrolla la integración de un sistema de almacenamiento energía en una Microrred aislada.

1.3. Estado del arte

Partiendo del incremento en la integración de fuentes de energía renovables como unidades de generación y de la necesidad de compensar desbalances de potencia en cualquier instante de tiempo, en [Silva-Saravia et al., 2017] se estudia una red en el norte de Chile, la cual incorpora aerogeneradores y generadores fotovoltaicos como unidades de generación. El Sistema Interconectado del Norte de Chile (NCIS, por sus siglas en inglés), cuenta con dos Sistemas de Almacenamiento de Energía de Baterías de Ion-litio de 12 MW y 20 MW, es un sistema que cuenta con una capacidad instalada de 4,150 MW y una demanda de alrededor de 2,400 MW. En este trabajo se estudia la integración de un volante de inercia (FES, por sus siglas en inglés) como una solución a los problemas de regulación de frecuencia. Un FES es una máquina rotacional capaz de almacenar energía cinética, para después convertirla en energía eléctrica y viceversa. Las pruebas reportadas evalúan el impacto de la planta FES en las oscilaciones inter área de un modelo reducido del NCIS. Es importante destacar el rol del convertidor, el cual, funciona como interfaz entre el FES y la red. En este caso particular, se utiliza

1. INTRODUCCIÓN

un convertidor *back to back* (AC-DC a DC-AC), permitiendo tener un control sobre la máquina y sobre la interacción de ésta con la red.

En [Xu et al., 2016] se comprueba el desempeño y la efectividad para resolver problemas de regulación de frecuencia, optimización en costos de la distribución, compensación de los periodos de intermitencia de generación por fuentes de generación renovable, suavizado en la señal de salida y la regulación de voltaje. Un Sistema de almacenamiento de Energía de Baterías basado en tecnología de baterías de sodio-azufre (NaS), es instalado con el fin de facilitar la incorporación de energía proveniente de un bloque de aerogeneradores. A través del uso de un convertidor automático y un controlador de respuesta rápida, el autor reporta el cumplimiento de los siguiente objetivos:

- Suministro de energía por 6 horas durante cortes por mantenimiento.
- Mitigación de fluctuaciones de voltajes y rápida respuesta contra caídas en el suministro.

Por último, se plantea la capacidad de actuar como un dispositivo que ayuda a mejorar la estabilidad en una Microrred inteligente en operación aislada. Dicha red está compuesta por generadores fotovoltaicos, aerogeneradores, generadores diésel, celdas de combustible y un Sistema de Almacenamiento de Baterías (BESS, por sus siglas en inglés).

En [Such and Masada, 2017] se menciona el crecimiento abrupto de la capacidad instalada de Microrredes remotas o aisladas, que en 2012 era de 691 MW comparado con 1.1 GW de capacidad instalada para 2017. En este trabajo, el autor detalla la integración de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías de Ion-Litio con una potencia de 10 MW y una capacidad de suministro de 2500 kWh en la microrred de Maui en Hawai. Se reportan dos modos de control: *Lead Compensator* y *Droop Control*. El control por *Lead Compensator* utiliza la frecuencia en el punto de interconexión entre el BESS y la red para compararla con la señal de referencia (frecuencia deseada) y utilizar el error para alcanzar el valor deseado. Por su parte, el Control Droop solamente utiliza el error entre la señal medida y la referencia de frecuencia con un control proporcional para inyectar o absorber potencia que ayude a la estabilidad de la frecuencia de la red. Finalmente, se comprueba que la integración de un BESS, en conjunto con las estrategias de control antes mencionadas, generan una respuesta satisfactoria respecto a la regulación de la frecuencia de una red eléctrica.

El uso de sistemas de almacenamiento de energía ha ido incrementando de la mano del desarrollo de las redes inteligentes y las Microrredes como una solución a los problemas de regulación de frecuencia, intermitencia en la generación, regulación de voltaje y respaldo energético de la red, lo cual nos brinda las herramientas y argumentos necesarios para sustentar la importancia de este trabajo.

1.4. Planteamiento del problema

Un Sistema de Almacenamiento de Energía es considerado un elemento que incentiva la penetración de fuentes de generación renovable [Li et al., 2017], gracias a su capacidad de incrementar la calidad de la energía, compensando fluctuaciones de generación, las cuales ocasionan desviaciones en la frecuencia y cambios en el nivel de voltaje. En este sentido, el estudio de la integración de dispositivos de almacenamiento de energía en Sistemas Eléctricos de Potencia de pequeña escala o localizados en lugares remotos, se convierte en un problema a resolver desde una perspectiva tecnológica [Hill and Chen, 2011].

En este trabajo se desarrolla el estudio de la integración de un Sistema de Almacenamiento de Energía en una Microrred a partir de un análisis dinámico. Haciendo uso del análisis de la estabilidad transitoria de Sistemas Eléctricos de Potencia, se propone la integración de un Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS, por sus siglas en inglés) en un modelo dinámico de una Microrred aislada, balanceada y de secuencia positiva. Se evalúa la respuesta del modelo equivalente del ESS y del esquema de control ante perturbaciones provocadas por variaciones en la generación y el perfil de carga en la Microrred.

1.5. Objetivos

El objetivo principal de este trabajo es integrar un Sistema de Almacenamiento de Energía en una Microrred aislada, con el fin de corregir las fluctuaciones de potencia derivadas de fallas e intermitencias en las unidades de la generación y demanda de potencia en las cargas.

Para lograr lo anteriormente planteado, se definen los siguientes objetivos:

1. Analizar y seleccionar un sistema de almacenamiento de energía.
2. Implementar un modelo del sistema seleccionado que asegure operabilidad y estabilidad de la Microrred.
3. Implementar una estrategia de control que permita compensar los desbalances de la Microrred a través de un Sistema de Almacenamiento de Energía.
4. Evaluar el desempeño del sistema de almacenamiento de energía y el controlador implementado e integrado en una Microrred aislada.

Capítulo 2

Marco teórico

En este capítulo se abordan los principios de funcionamiento de una batería y se retoman conceptos inherentes a un Sistema de Almacenamiento de Energía de Baterías.

La integración de un Sistema de Almacenamiento de Energía (ESS, por sus siglas en inglés) requiere en gran medida de elementos que actúen como interfaz entre el sistema y la red. Los convertidores de potencia controlables, son dispositivos que permiten incorporar esquemas de control de carga y descarga de un ESS y la interconexión entre éste y la red. Por tal motivo, el estudio de sistemas de conversión de potencia es abordado dentro de este capítulo.

2.1. Sistemas de Almacenamiento de Energía de Baterías

Los Sistemas de Almacenamiento de Energía son de gran importancia para el funcionamiento, la calidad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica de una Microrred [Xu et al., 2016]. El desarrollo de nuevos y mejores sistemas para almacenar energía ha avanzado de manera extensa a través del uso de nuevos materiales y configuraciones para crear baterías de mayor capacidad energética y súper capacitores de mayor potencia, optimizando el tamaño y disminuyendo el costo con la producción masiva de éstos [Sparacino et al., 2012].

Un Sistema de Almacenamiento de Energía de Baterías (BESS , por sus siglas en inglés), ha sido considerado en los últimos años como una solución a los problemas que enfrentan las redes de distribución y las Microrredes [Farrokhhabadi et al., 2018].

Existen diversos modelos de un BESS y estrategias de control que permiten el estudio y la integración de estos sistemas en una Microrred [Gao, 2015]. Un BESS está constituido por los siguientes elementos [Lawder et al., 2014]:

- Banco de Baterías (Fuente de DC).

2. MARCO TEÓRICO

- Sistema de Gestión de la Batería (BMS).
- Control de Supervisión del Sistema (SSC).
- Sistema de Conversión de Potencia (PCS).
- Conexión a la Red.

La fuente de Corriente Directa (DC, por sus siglas en inglés) es una composición de arreglos de baterías en serie y paralelo, lo que implica tener celdas con diferentes parámetros internos, en donde las variaciones en el Estado de Carga (SoC, por sus siglas en inglés) y el Estado de Salud (SoH, por sus siglas en inglés) de cada una de las celdas afectan los parámetros de la propia celda y en consecuencia, el funcionamiento del sistema. Estos desbalances pueden provocar sobrecargas o sobredescargas en el momento de cargar o descargar, respectivamente. Factores como la temperatura y humedad, también afectan las condiciones de operación de un BESS, provocando reducción en el tiempo de vida de la batería y en algunos casos incendios y explosiones [Blaabjerg and Ionel, 2017].

Por tal motivo, es importante contar con sistemas de Gestión de Almacenamiento de Energía o BMS, por sus siglas en inglés, que aseguran una operación óptima y confiable en dispositivos de almacenamiento de energía como las baterías y súper capacitores [Lawder et al., 2014]. Estos sistemas cuentan con mecanismos de balance de celdas, enfriamiento y ventilación, adquisición de datos, interfaces de comunicación y protecciones eléctricas.

El balance de celdas es una de las tareas más importantes a considerar en arreglos de baterías, por ello existen sistemas basados en métodos pasivos, como la mitigación de la energía sobrante a través de disipación en forma de calor por medio de resistencias o aumentando la temperatura en las celdas. Por otro lado, están los sistemas activos, que utilizan circuitos con componentes activos para distribuir la energía entre todas las celdas e igualar el nivel de voltaje entre cada celda de los arreglos en serie, además de buscar el mismo nivel de estado de carga en cada celda cuando el sistema está en modo descarga [Gao, 2015].

Recordando que un BESS está compuesto por subsistemas con dinámica propia, es importante contemplar modelos que se acoplen y permitan estudiar el sistema en su totalidad involucrando parámetros como el SoC que afectan la operación de todo el sistema de almacenamiento [Xu et al., 2016, Such and Masada, 2017].

La integración de un BESS en una Microrred debe cumplir con estándares basados en los siguientes conceptos [BES, 2017]:

- Seguridad.
- Eficiencia.

- Calidad de la energía.
- Capacidad de operación en modo aislado.
- Confiabilidad.

Las funciones básicas que puede tener un BESS son mencionadas a continuación:

- Regulación de frecuencia.
- Regulación de voltaje.
- Respaldo de emergencia.

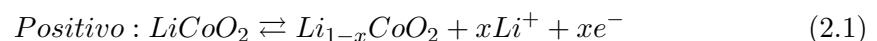
Finalmente, en [BES, 2017] se remarcan algunas recomendaciones cuando el BESS interviene en el restablecimiento autónomo del sistema de potencia después de una caída o colapso, en donde opera en un modo V/f, en el cual se toma el valor del voltaje y la frecuencia como las entradas de control. Cuando la función es de respaldo de emergencia, el BESS opera en modo P/Q, tomando los valores de potencia activa y reactiva como las referencias para el esquema de control:

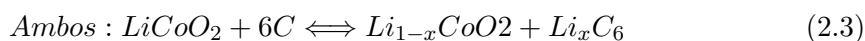
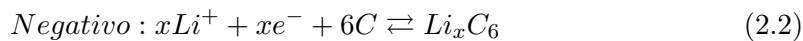
- Las cargas energizadas durante el arranque autónomo no deben superar el rango de potencia del BESS.
- El voltaje debe tener la capacidad de restaurar su valor de manera suavizada.
- El BESS debe tener la capacidad de operar en paralelo con múltiples generadores en modo aislado.

2.2. Baterías

Una batería puede definirse como un dispositivo que convierte energía química en energía eléctrica y viceversa, a través de reacciones de óxido-reducción, lo cual se logra al colocar dos metales denominados ánodo y cátodo según su polaridad, separados por un aislante y sumergidos en un medio con iones libres, de tal forma que solamente cuando se cierra el circuito a través de una conexión externa del ánodo y el cátodo, los electrones fluyen del electrodo positivo al negativo generando una corriente eléctrica [Hernández, 2016, Chen and Rincon-Mora, 2006].

En una batería de iones de litio, el cátodo consiste de un óxido de metal como es el caso del óxido de litio-cobalto ($LiCoO_2$), mientras que el ánodo está formado por grafito con un colector de corriente de cobre. Por su parte, una sal de litio como $LiPF_6$ es usada como electrolito. En las siguientes expresiones se representa las reacciones químicas de una batería de iones de litio [Kreith, 2013]:





En la expresión 2.1 se muestra una reacción catódica reversible donde se tiene un exceso de litio y una pérdida de electrones. Por otro lado, en la expresión 2.2 se tiene una reacción anódica reversible donde se presenta un fenómeno de reducción. Finalmente, en la expresión 2.3 se tiene la reacción global de la batería y se observa la suma de los efectos de las reacciones presentadas en el ánodo y en el cátodo.

2.2.1. Modelo de una Batería Recargable

Para lograr la reproducción de las reacciones físicas y químicas que ocurren en una batería durante los procesos de carga y descarga, se han desarrollado diferentes modelos. El modelo físico de una batería parte en su forma más básica de una fuente de Corriente Directa (DC, por sus siglas en inglés) y puede llegar a ser un modelo complejo al abarcar efectos de fenómenos electroquímicos [Becerril, 2015]. Los principales enfoques para obtener el modelo de una batería son [Hamidi et al., 2015, Blaabjerg and Ionel, 2017]:

- Modelo electroquímico.
- Modelo matemático.
- Modelo eléctrico.

El modelo electroquímico es sumamente preciso y cercano al comportamiento de una batería ya que contempla la variación de cada parámetro. Sin embargo, es complejo al involucrar ecuaciones diferenciales en derivadas parciales. A pesar de que se han desarrollado modelos reducidos como el modelo de partícula simple o única, su uso implica modelar fenómenos electroquímicos complejos. Por su parte, el modelo matemático de una batería es bastante utilizado en el análisis de circuitos y simulaciones, sin incluir de manera amplia el efecto de procesos eléctricos y químicos [Becerril, 2015, Li et al., 2017].

Por la naturaleza de este trabajo, se enfoca la atención en el modelo eléctrico, en cual se emplean fuentes y elementos pasivos, como capacitores y resistencias, generando un modelo equivalente, de tal forma que permite la interacción con otros circuitos. Los modelos eléctricos se clasifican en tres categorías:

- Thevenin.
- Impedancia.
- Tiempo de ejecución.

El modelo basado en Thevenin es básicamente una fuente de DC con una resistencia en serie que a su vez, se conecta con arreglos RC (Resistor-Capacitor) en paralelo, que

son los encargados de mostrar la respuesta transitoria de la batería ante variaciones de carga y temperatura. Respecto al modelo basado en impedancia, se obtiene una impedancia equivalente en el dominio de frecuencia, este modelo es complejo de obtener y no puede trabajar con el SoC variable, no permite predecir la respuesta de corriente directa y tampoco en tiempo de ejecución. Finalmente, los modelos basados en tiempo de ejecución, retoman su estructura de un circuito que simula una batería en tiempo real y rescata la respuesta en DC ante descargas constantes [Chen and Rincon-Mora, 2006].

Se retoma el modelo de circuito equivalente de Thevenin como un modelo apropiado para su estudio en el presente trabajo por las ventajas que presenta en análisis de circuitos eléctricos. Del modelo de circuito equivalente de Thevenin se desprende el siguiente conjunto de modelos [Sparacino et al., 2012]:

- Ideal.
- Lineal.
- Thevenin.

Se puede considerar que una batería es idealmente una fuente de corriente directa, como lo muestra el modelo ideal en la Figura 2.1. El modelo lineal es una aproximación que facilita el entendimiento y uso de una batería como sistema físico, el cual contempla una caída de voltaje representado en una resistencia que hace las veces de resistencia interna (Figura 2.2). Finalmente, retomando el modelo de circuito equivalente basado en Thevenin presentado en la Figura 2.3, es posible observar las características que lo hacen ampliamente funcional para tareas que requieren un análisis dinámico [Sparacino et al., 2012, Williamson et al., 2011].

Es importante resaltar que el uso de un determinado modelo, depende en gran medida del enfoque y los datos que sean requeridos para el cumplimiento de los objetivos del problema planteado.

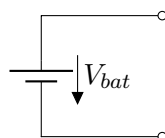


Figura 2.1: Modelo ideal de una batería

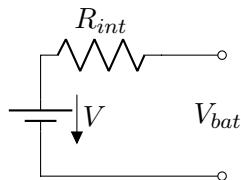


Figura 2.2: Modelo lineal de una batería

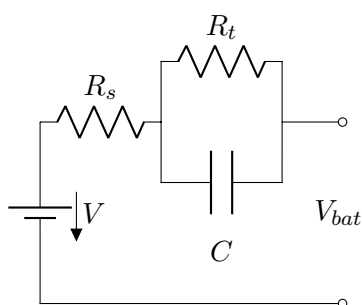


Figura 2.3: Modelo de Thevenin de una batería

Uno de los parámetros más importantes a considerar en el modelado de una batería es la medición del Estado de Carga (SoC, por sus siglas en inglés) debido al impacto que tiene sobre el comportamiento de los voltajes, las corrientes y en algunos elementos eléctricos del modelo [Chen and Rincon-Mora, 2006]. Este indicador se define como la relación que hay entre la energía almacenada en un instante de tiempo y la energía total que puede almacenar la batería, medido normalmente como un porcentaje de la capacidad total de almacenamiento de la batería [Srujana Raghupatruni U and Khanam, 2015, Lawder et al., 2014].

Otro parámetro importante a considerar, es el estado de salud de la batería (SoH, por sus siglas en inglés), con el cual se mide la vida útil de ésta. Es en esencia un indicador que se obtiene de comparar la capacidad de almacenamiento y entrega de energía en un instante de tiempo con los valores iniciales de esas mismas características [Lawder et al., 2014].

En la Figura 2.4 se muestra el bloque de una batería incluido en la librería de *SimPower Systems* dentro de *MATLAB/SIMULINK*, el cual es un modelo de circuito equivalente de Thevenin capaz de entregar el valor del Estado de Carga, el voltaje en las terminales y la corriente que sale o entra a la batería.

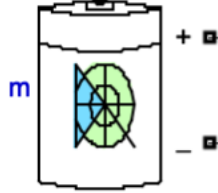


Figura 2.4: Bloque de batería recargable en Simulink

El esquema de funcionamiento de la batería está representado en el diagrama de la Figura 2.5, mientras que el modelo es descrito por medio de las expresiones (2.4) y (2.5) donde están representadas las funciones de descarga y carga, respectivamente, de una batería de iones de litio.

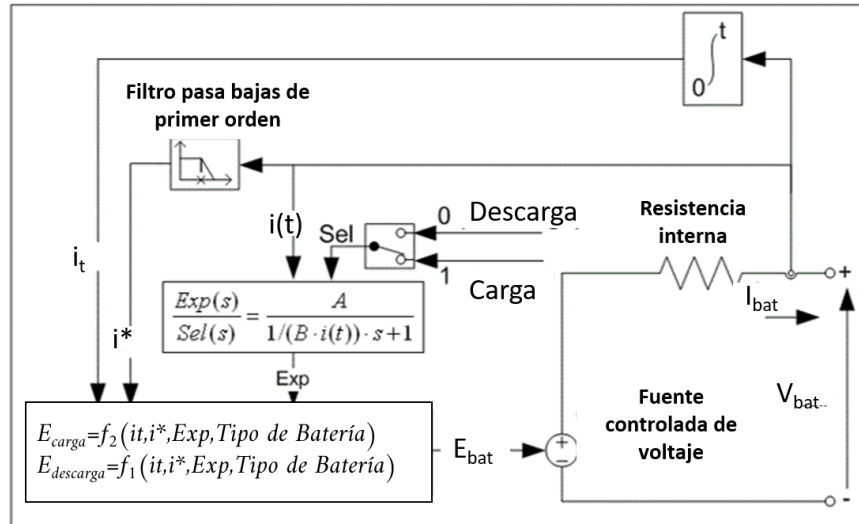


Figura 2.5: Circuito equivalente de una batería

$$f(i_t, i^*, i) = E_0 - K \frac{Q}{Q - i_t} i^* - K \frac{Q}{Q - i_t} i_t + A \cdot \exp(-B \cdot i_t) \quad (2.4)$$

$$f(i_t, i^*, i) = E_0 - K \frac{Q}{i_t + 0.1Q} i^* - K \frac{Q}{Q - i_t} i_t + A \cdot \exp(-B \cdot i_t) \quad (2.5)$$

En donde:

- E_{bat} es un voltaje no lineal dado en volts [V].
- E_0 es un voltaje constante dado en volts [V].
- $Exp(s)$ es la zona dinámica exponencial dado en volts [V].

2. MARCO TEÓRICO

- $Sel(s)$ indica si la batería está en modo carga o descarga con $Sel(s) = 0$ durante la descarga y $Sel(s) = 1$ durante la carga.
- K es una constante de polarización en $[V/Ah]$.
- i^* es la variable que representa la dinámica de la corriente de baja frecuencia en $[A]$.
- i es la corriente de la batería en $[A]$.
- it es capacidad extraída en $[Ah]$.
- A es voltaje exponencial en $[V]$.
- B es capacidad exponencial en $[Ah^{-1}]$.

A pesar de que los valores de los parámetros del modelo equivalente son variables, las curvas de carga y descarga características de este modelo están compuestas por tres partes fundamentales que describen el comportamiento de la batería. La primera representa la caída de voltaje exponencial que existe cuando la batería es cargada. La segunda parte de la curva representa la carga que puede extraerse hasta la caída de tensión que se da cuando la batería alcanza un nivel de tensión menor al nominal. La tercera sección de la curva es la descarga total de la batería, en el cual la tensión cae rápidamente.

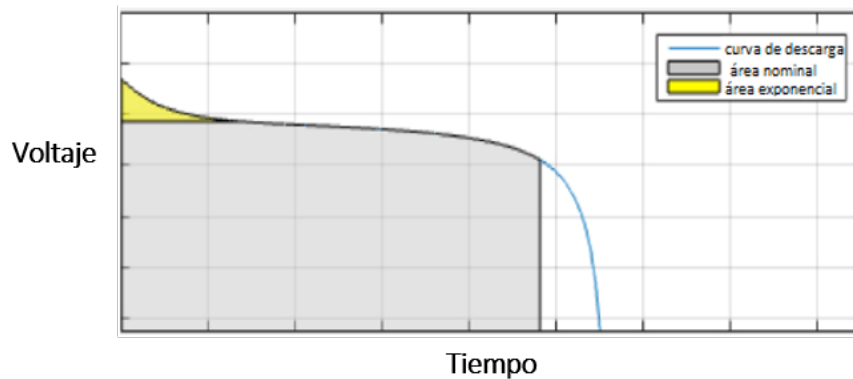


Figura 2.6: Curva de carga/descarga de una batería

2.3. Convertidores de potencia

La integración de sistemas de almacenamiento de energía que operan en un esquema de corriente directa en una red de corriente alterna, requiere de la implementación de Sistemas de Conversión de Potencia (PCS, por sus siglas en inglés) que permitan la

conexión entre un sistema que almacena y entrega energía en forma de corriente directa (DC) y una red que trabaja bajo un esquema de corriente alterna (AC).

Resolver el problema de interconexión entre una red de AC y un sistema de almacenamiento de energía en DC, se ve favorecido por el uso de dispositivos electrónicos que permiten la conexión entre estos sistemas y la implementación de estrategias de control. Los convertidores de potencia permiten la transferencia de potencia de un sistema a otro convirtiendo el voltaje y la corriente de una forma a otra [Mohan, 2012].

Los convertidores de potencia pueden clasificarse de la siguiente manera según el tipo de conversión que realizan: DC-DC, DC-AC, AC-DC y AC-AC.

Un PCS puede comprender una o dos etapas de conversión. El primero consiste en un convertidor DC-AC bidireccional, por otro lado, el PCS de dos etapas consiste de un convertidor DC-DC encargado de regular la potencia y el nivel de voltaje en el lado de DC, mientras que un convertidor DC-AC funciona como interfaz entre el lado de DC y el de AC [Hyun et al., 2013].

Los convertidores DC-DC operan bajo el concepto de modulación de ancho de pulso, mejor conocido como PWM por sus siglas en inglés. Se pueden clasificar en tres tipos [Zhong and Hornik, 2012]:

- Buck
- Boost
- Buck-Boost

El convertidor tipo Buck, step-down o reductor ilustrado en la Figura 2.7, se utiliza para obtener un voltaje a la salida menor que el nivel de voltaje de entrada como lo muestra la ecuación (2.6). El convertidor tipo Boost, step-up o elevador, es capaz de entregar un nivel de voltaje a la salida mayor al nivel de voltaje de la entrada como se observa en la expresión (2.7), el circuito de este convertidor es mostrado en la Figura 2.8 [Tasi-Fu Wu and Yu-Kai Chen, 1998]. Finalmente el convertidor Buck-Boost (Figura 2.9) es un convertidor capaz de entregar niveles de voltaje más bajos y más altos a la salida que el voltaje de entrada [Zhong and Hornik, 2012, Acha et al., 2002]. Cabe resaltar que estos convertidores pueden operar bidireccionalmente, es decir, que permite elegir la dirección de la corriente. En las expresiones (2.6), (2.7) y (2.8), V_o representa el voltaje a la salida de cada tipo de convertidor, V_{dc} representa el voltaje de entrada y D representa el ciclo de trabajo entre 0 y 1 del convertidor.

$$V_o = V_{dc}D \tag{2.6}$$

2. MARCO TEÓRICO

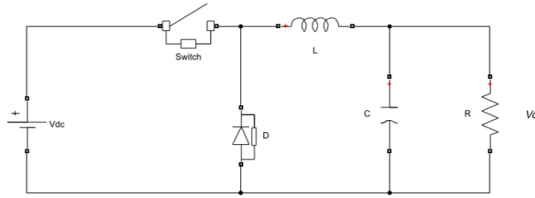


Figura 2.7: Buck

$$V_o = \frac{V_{dc}}{1 - D} \quad (2.7)$$

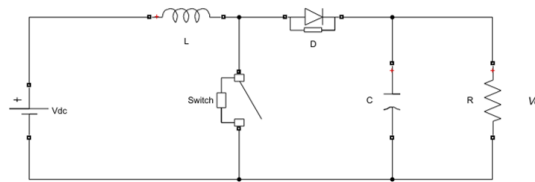


Figura 2.8: Boost

$$V_o = -V_{dc} \frac{D}{1 - D} \quad (2.8)$$

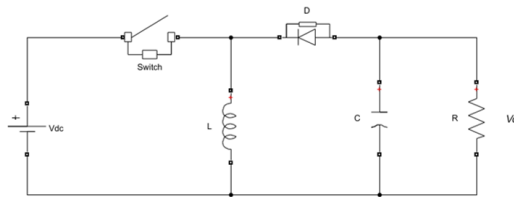


Figura 2.9: Buck-Boost

Por otro lado, se encuentran los convertidores DC-AC mejor conocidos como inversores. Estos dispositivos son capaces de entregar una señal de salida de corriente alterna a partir de una señal de entrada en corriente directa. Si la señal de entrada es una corriente, el dispositivo es denominado como un inversor de fuente de corriente o CSI, por sus siglas en inglés, en cambio, si a la entrada se tiene una fuente de voltaje, se conoce a este dispositivo como inversor de fuente de voltaje o VSI, por sus siglas en inglés [Zhong and Hornik, 2012].

El circuito básico de un inversor está dado a partir de 4 tiristores, los cuales se activan y desactivan en pares de manera secuencial, de tal forma que cada par genera medio ciclo de la señal de salida. Sin embargo, este circuito genera una gran cantidad de armónicos que afectan la composición de la señal. Para resolver este problema, se plantea el uso de inversores que funcionan a través de la técnica de Modulación de Ancho de Pulso (PWM, por sus siglas en inglés) [Acha et al., 2002].

En la Figura 2.10 se observa el circuito de un inversor monofásico, con un filtro de segundo orden a la salida compuesto por un inductor y un capacitor, conocido como filtro LC, cuya función es eliminar la componente de alta frecuencia producto de la modulación [Abdar et al., 2012].

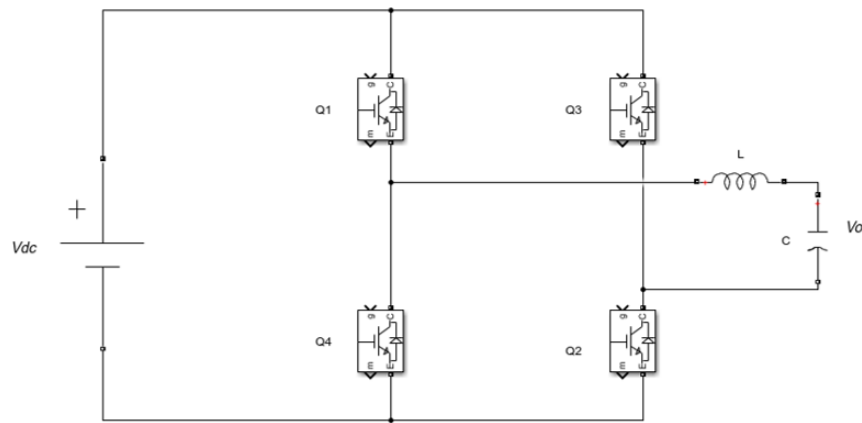


Figura 2.10: Inversor monofásico

2.3.1. Modelo de un Convertidor de Potencia

El modelo dinámico de un convertidor conmutado se obtiene del análisis individual de dos circuitos que se forman a partir de la posición del interruptor. En la Figura 2.11 se ilustra el comportamiento del interruptor a lo largo de T que representa el periodo o ciclo de trabajo de una señal formada a partir de la conmutación de un interruptor, T_d representa el lapso en el que el interruptor está encendido y T_{1-d} representa el tiempo en que el interruptor está apagado [Middlebrook and Cuk, 1976].

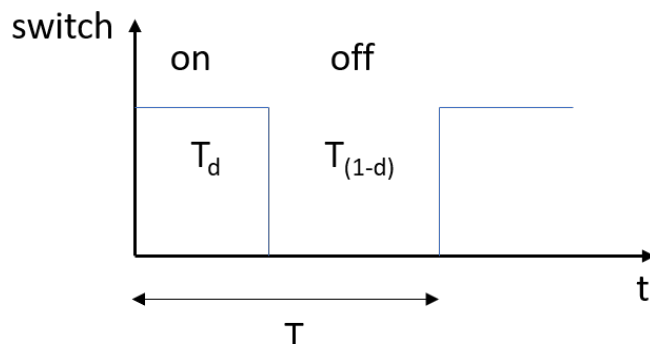


Figura 2.11: Definición de los intervalos de conmutación.

El modelo lineal de un convertidor DC-DC conmutado puede ser representado por las ecuaciones de estado dadas en (2.9) y (2.10) para el intervalo T_d y por (2.11) y (2.12) para el intervalo T_{1-d} .

Intervalo T_d

$$\dot{x} = A_1x + B_1u \quad (2.9)$$

$$y_1 = C_1^T x \quad (2.10)$$

Intervalo T_{1-d}

$$\dot{x} = A_2x + B_2u \quad (2.11)$$

$$y_2 = C_2^T x \quad (2.12)$$

donde x representa la matriz de estados, A_1 y A_2 son matrices cuadradas de $n \times n$, donde n representa el número de estados del sistema, B_1 y B_2 son las matrices que multiplican a la entrada de control u , C_1 y C_2 son las matrices que contienen los terminos que multiplican a los estados para obtener la salida del sistema y_1 y y_2 .

En [Ortega et al., 1998] se estudia el modelo de convertidores DC-DC regulados por interruptor, en donde a partir de la posición del interruptor, representada por un escalar u que puede tomar valores discretos de 0 ó 1 a lo largo T , se tiene un circuito diferente para cada posición del interruptor y se busca representar el comportamiento del sistema en un sólo conjunto de ecuaciones en el espacio de estados. Tomando el promedio de la tasa de cambio de las variables dinámicas o estados dinámicos como \dot{x}_{avg} , se plantea la ecuación (2.13), que representa un modelo obtenido a partir de promediar

las variaciones a lo largo de T para los comportamientos dados en los intervalos T_d y T_{1-d} . Dicha aseveración es válida si \dot{x}_{T_d} y $\dot{x}_{T_{1-d}}$ son constantes.

$$\dot{x} = \dot{x}_{avg} \cdot T = \dot{x}_{T_d} \cdot dT + \dot{x}_{T_{1-d}} \cdot (1-d)T \quad (2.13)$$

Se plantea el siguiente sistema no lineal de una entrada y una salida o SISO, por sus siglas en inglés, por medio de la ecuación (2.14)

$$\dot{x} = f(x) + g(x)u \quad (2.14)$$

donde u representa la posición del interruptor y está dado por la siguiente expresión

$$u = \begin{cases} 1 & \text{para } t_k < t \leq t_k + \mu(x(t_k))T \\ 0 & \text{para } t_k + \mu(x(t_k))T \leq t < t_k + T \end{cases} \quad (2.15)$$

En donde μ es la función del radio de trabajo que sustituye a la entrada discreta de control u y permite obtener un modelo promediado continuo de un sistema conmutado.

Con ayuda de la ecuación (2.15) se establece el análisis de un convertidor DC-DC controlado por Modulación de Ancho de Pulso y finalmente se obtiene un modelo continuo en el tiempo del sistema planteado en la ecuación (2.14). La expresión (2.16) corresponde al modelo promediado de un convertidor conmutado en donde entrada discreta u es sustituida por la función continua μ .

$$\dot{x}(t) = f(x(t)) + g(x(t)) \cdot \mu(x(t)) \quad (2.16)$$

Tomando la ecuación (2.16) como una representación continua en el tiempo de un sistema conmutado y controlado por Modulación de Ancho de Pulso (PWM, por sus siglas en inglés), se tiene un planteamiento que permite resolver un problema no lineal de control en tiempo discreto, como un problema de control no lineal continuo en el tiempo.

Con ayuda del modelo promediado de un convertidor de potencia se puede plantear el modelo de un convertidor bidireccional que regule el nivel de voltaje en las terminales del arreglo de baterías y la dirección de la corriente en un Sistema de Almacenamiento de Energía. El modelo de un convertidor bidireccional formado a partir de interruptores es mostrado en el sistema de la Figura 2.12, en el cual se puede implementar un controlador Proporcional-Integral (PI) o un control basado en pasividad [Sudev and Parvathy, 2014, Montoya Giraldo et al., 2018].

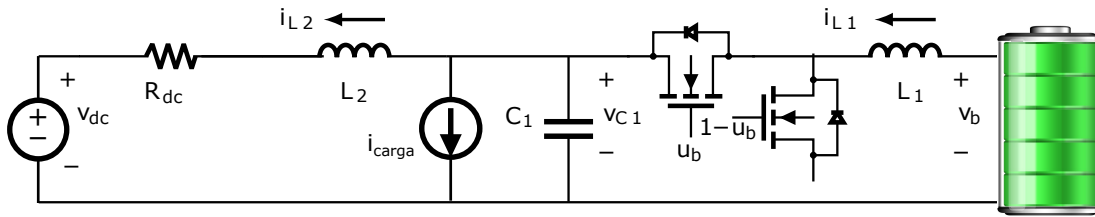


Figura 2.12: Convertidor Buck-Boost Bidireccional

2.3.1.1. Modelo de un Inversor

Una vez definida la configuración para un convertidor DC-AC en la Sección 2.3.1 se puede realizar el análisis de un inversor monofásico retomando el modelo promediado y regulado por PWM. Del sistema presentado en la Figura 2.13 se obtiene el modelo promediado de un inversor, donde la expresión (2.17) es obtenida de la ley de voltajes de Kirchoff y la expresión (2.18) es obtenida de la ley de corrientes de Kirchoff.

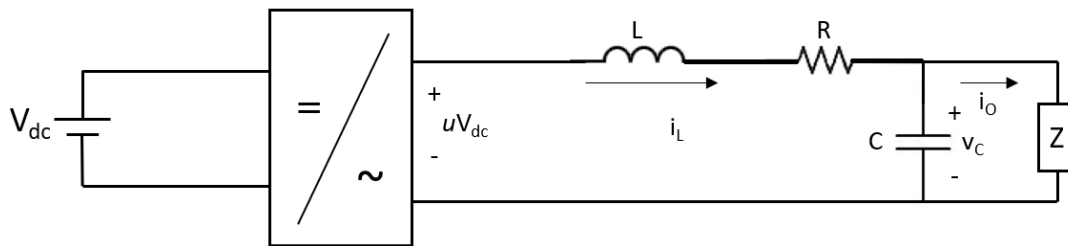


Figura 2.13: Circuito equivalente de un inversor

$$L \frac{d}{dt} i_L = uV_{dc} - i_L R - v_c \quad (2.17)$$

$$C \frac{d}{dt} v_c = i_L - i_o \quad (2.18)$$

Al desarrollar la ecuación de estados de manera matricial se tiene que el modelo del inversor está dado por:

$$\dot{x} = Ax + uB \quad (2.19)$$

$$y = x^T C \quad (2.20)$$

En donde u es la entrada de control, y es la salida del sistema y

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_L \\ v_c \end{bmatrix} \quad A = \begin{bmatrix} -\frac{R}{L} & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & 0 \end{bmatrix} \quad B = \begin{bmatrix} \frac{V_{dc}}{L} \\ 0 \end{bmatrix}$$
$$C = [0 \quad 1]$$

El modelo del inversor expresado en el espacio de estados, permite la interconexión entre un sistema de almacenamiento de energía que trabaja con Corriente Directa y un sistema que opera bajo un régimen de Corriente Alterna, por medio de un esquema de control que sea capaz de regular el voltaje a la salida de tal forma que la demanda de potencia de la carga Z se satisfaga por medio de la regulación del nivel de voltaje V_C y la corriente de salida i_o .

Capítulo 3

Modelo de una Microrred

Hasta ahora se ha definido la composición y principios de funcionamiento de un Sistema de Almacenamiento de Energía de Baterías y los elementos que lo forman.

En este capítulo se describe el modelo dinámico de una Microrred como un Sistema Diferencial Algebraico. Además, se aborda el análisis dinámico del modelo de un Sistema de Almacenamiento de Energía y de una estrategia de control que permite su integración en la Microrred aislada como Sistema de Respaldo o *Back up*.

3.1. Modelo dinámico de una Microrred

La representación de un Sistema Eléctrico de Potencia a través de un conjunto de ecuaciones Diferenciales Algebraicas, permite integrar las variables dinámicas asociadas a las unidades de generación y perfiles de carga, con los estados estáticos provenientes de las restricciones algebraicas de la red. Esta representación matemática, es capaz de considerar fenómenos no lineales como lo son las variaciones de carga, los cambios en la topología de la red, fallas en las unidades generadoras, entre otros, lo cual, permite realizar estudios de la estabilidad transitoria del sistema [Ilic and Zaborszky, 2000].

El análisis de la estabilidad transitoria de un Sistema Eléctrico de Potencia utiliza modelos Diferencial Algebraicos con el fin de realizar el estudio de su comportamiento dinámico, provocado principalmente por perturbaciones en la red [Anupindi et al., 1993, Thabet et al., 2013, Dib et al., 2008].

A partir de las expresiones (3.1)-(3.3) se puede representar a un SEP y en el caso particular a una Microrred aislada, en su forma diferencial algebraica.

$$\dot{x}_d(t) = f(x_d, z, u) \quad (3.1)$$

$$0 = g(x_d, z, u) \quad (3.2)$$

$$y = h(x_d, z) \tag{3.3}$$

donde los estados dinámicos están expresados a través de $x_d \in \mathbb{R}^{n_d}$, $z \in \mathbb{R}^{n_z}$ representa el conjunto de estados algebraicos correspondientes a la magnitud del voltaje y el ángulo de fase de cada nodo, $f \in \mathbb{R}^{n_d}$ representa las funciones diferenciales no lineales que describen el comportamiento dinámico de los generadores, $g \in \mathbb{R}^{n_z}$ representa las restricciones algebraicas de la red, las entradas están representadas por $u \in \mathbb{R}^p$ y $y \in \mathbb{R}^m$ corresponde a las salidas del sistema.

El modelo de una Microrred puede estar integrado por tres partes:

1. Modelo de las unidades de generación.
2. Modelo de la carga.
3. Modelo de las líneas de transmisión.

3.1.1. Modelo de las unidades de generación

La etapa de generación considerada en este trabajo está basada en unidades de generación hidroeléctrica, representada por generadores síncronos, partiendo del hecho de que las máquinas síncronas son la principal fuente de generación de energía eléctrica [Grainger et al., 1999] y permiten regular las fluctuaciones de frecuencia y potencia en una Microrred aislada.

Un generador síncrono está constituido por dos unidades esenciales: el campo o rotor y la armadura o estator (Figura 3.1). En el rotor se genera un campo magnético a partir de una Corriente Directa, que al rotar induce un voltaje alterno en los devanados de la armadura [Kundur et al., 1994]. Las ecuaciones de oscilación permiten describir el comportamiento del generador al modelar la dinámica del rotor [Grainger et al., 1999].

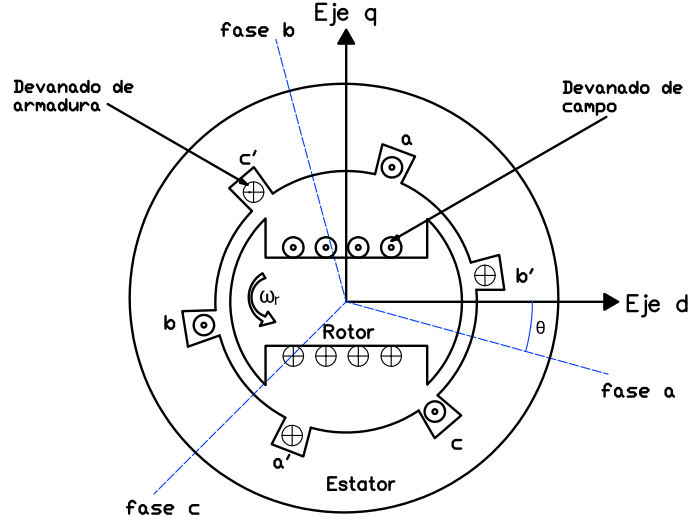


Figura 3.1: Diagrama de un generador síncrono trifásico

A partir de la transformación de Park (Apéndice A) se puede obtener el modelo de un eje, es decir, un modelo que en el que solamente se trabaja en el eje de cuadratura q [Tsolas et al., 1985], el cual, describe la dinámica interna del generador con base en las expresiones (3.4)-(3.6):

$$\dot{\delta} = \omega - 2\pi f_0 \quad (3.4)$$

$$M\dot{\omega} = P_m - D(\omega - 2\pi f_0) - P^M \quad (3.5)$$

$$\tau \dot{E}'_q = -\frac{x_d}{x'_d} E_q + \frac{x_d - x'_d}{x'_d} V \cos(\delta - \theta) + E_F \quad (3.6)$$

donde:

- f_0 frecuencia síncrona en [Hz].
- P_m potencia mecánica, (par mecánico) en [p.u].
- M, D constante de inercia y factor de amortiguamiento, ambos en [p.u].
- x_d, x_q reactancia síncrona del eje directo y de cuadratura, ambos en [p.u].
- x'_d reactancia transitoria del eje directo en [p.u].
- τ constante de tiempo transitoria de circuito abierto del eje directo en [s].
- E_F voltaje de campo en [p.u].

3. MODELO DE UNA MICRORRED

Las expresiones (3.7) y (3.8) representan el valor de potencia activa y reactiva entregada por el generador síncrono, respectivamente.

$$P^M = \frac{E'_q V}{x_d} \text{sen}(\delta - \theta) + \frac{x'_d - x_q}{2x'_d x_q} V^2 \text{sen}(2(\delta - \theta)) \quad (3.7)$$

$$Q^M = \left(\frac{x'_d + x_q}{2x'_d x_q} - \frac{x'_d - x_q}{2x'_d x_q} \cos(2(\delta - \theta)) \right) V - \frac{E'_q V}{x_d} \cos(\delta - \theta) \quad (3.8)$$

El modelo se compone por las variables de estado dinámicas $x_d = [\delta \ \omega \ E'_q]^T \in \mathbb{R}^{n_d}$ en donde δ representa el ángulo de carga, ω la velocidad angular del rotor y E'_q la fuerza electromotriz interna del eje de cuadratura. Por otro lado, las variables de estado algebraicas $z = [\theta \ V]^T \in \mathbb{R}^{n_z}$ en donde θ y V representan los fasores de voltaje en el punto de conexión a la red.

3.1.2. Flujos de Potencia de la red

A partir de las ecuaciones de flujos de potencia se obtienen P_i^{cal} y Q_i^{cal} que corresponden a la potencia inyectada en el bus i .

Del circuito π de una línea de transmisión se plantean las ecuaciones de flujos de potencia descritas en las expresiones (3.9) y (3.10).

$$P_i^{cal} = V_i^2 G_{ii} + \sum_{k=1}^n V_i V_k [G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \text{sen}(\theta_i - \theta_k)] \quad (3.9)$$

$$Q_i^{cal} = -V_i^2 B_{ii} + \sum_{k=1}^n [G_{ik} \text{sen}(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)] \quad (3.10)$$

donde G_{ik} y B_{ik} son la conductancia y susceptancia entre los buses i y k , θ_k es el ángulo fase del voltaje V_k correspondiente al nodo k .

3.1.3. Ecuaciones de balance de potencia nodal

Las siguientes ecuaciones establecen los balances de potencia en los buses de generación y de carga de la red. Para el bus i el balance de potencia se obtiene de:

$$\Delta P_i = P_i^M - P_{L_i} - P_i^{cal} = 0 \quad (3.11)$$

$$\Delta Q_i = Q_i^M - Q_{L_i} - Q_i^{cal} = 0 \quad (3.12)$$

$$i = \{1, 2, \dots, n\} \quad (3.13)$$

donde n representa el número de nodos de la red, P_i^M y Q_i^M representan la potencia activa y reactiva inyectada en el nodo i , P_{L_i} y Q_{L_i} representan la potencia activa y reactiva demandada en el nodo i . Finalmente, el intercambio de potencia en el bus i está representado por P_i^{cal} y Q_i^{cal} , dadas por las ecuaciones (3.9) y (3.10) definidas en la sección anterior.

Para un bus de carga el balance de potencia esta dado por:

$$\Delta P_i = -P_{L_i} - P_i^{cal} = 0 \quad (3.14)$$

$$\Delta Q_i = -Q_{L_i} - Q_i^{cal} = 0 \quad (3.15)$$

$$i = \{1, 2, \dots, n\} \quad (3.16)$$

De manera similar al bus de generador, donde n es igual al número de nodos de la red, la potencia demandada en el bus de carga esta dada por P_{L_i} , Q_{L_i} y P_i^{cal} y Q_i^{cal} para intercambio de potencia en el nodo de carga i . Con base en el modelo polinómico expresado en las siguientes ecuaciones se puede definir el modelo de la carga [Dib et al., 2008]:

$$P_{L_i} = P_A + P_B V_i + P_C V_i^2 \quad (3.17)$$

$$Q_{L_i} = Q_A + Q_B V_i + Q_C V_i^2 \quad (3.18)$$

en donde cada termino representa un tipo de carga: impedancia constante, corriente y potencia.

3.2. Modelo del Sistema de Almacenamiento de Energía de Baterías

El modelo de un Sistema de Almacenamiento de Energía de Baterías está compuesto por dos elementos principales: El arreglo de baterías y el Sistema de Conversión de Potencia. Como se mencionó en el capítulo anterior, ambos elementos pueden ser estudiados a partir de diferentes enfoques y el modelo de cada uno puede tener diferentes representaciones, por ello, en ésta sección se estudian dos diferentes modelos de un BESS con un esquema de control asociado que permite alcanzar objetivos de control de regulación de potencia a partir de diferentes tecnicas de control. El primer modelo es un BESS con sistema de conversión de una etapa en el que se desarrolla un análisis basado en energía y se propone una estrategia de control basada en pasividad. Por otro lado, se retoma el modelo un sistema BESS/STATCOM estudiado en el marco de referencia síncrono y se plantea el uso de un controlador PI (Proporcional-Integral) que permita regular la potencia de salida.

3.2.1. BESS con Sistema de Conversión de una Etapa

Una representación de un Sistema de Almacenamiento de Energía de Baterías con un convertidor de potencia de una etapa es presentada en la Figura 2.13 de la Sección 2.3.1.1. El comportamiento dinámico del sistema está dado por las ecuaciones (3.19) y (3.20), obtenidas de la ley de voltajes de Kirchoff y la ley de corrientes de Kirchoff, respectivamente.

$$L \frac{d}{dt} i_L = -i_L R - v_c + u V_{dc} \quad (3.19)$$

$$C \frac{d}{dt} v_c = i_L - i_o \quad (3.20)$$

La entrada del sistema es la diferencia de potencial V_{dc} entregada por la fuente de DC, i_L es la corriente en el inductor L , u es la entrada de control y el voltaje v_c y la corriente i_o son las salidas del sistema.

3.2.1.1. Estrategia de control basada en Pasividad

A partir de estrategias de estudio basadas en energía de convertidores de potencia [Ortega et al., 1998, Montoya Giraldo et al., 2018], se propone en la ecuación (3.21) una representación basada en energía del modelo descrito por las ecuaciones (3.19) y (3.20).

$$D\dot{x} - (J - R)x = \zeta u + \Gamma \quad (3.21)$$

donde

$$D = \begin{bmatrix} L & 0 \\ 0 & C \end{bmatrix} \quad J = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \quad R = \begin{bmatrix} R & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$$\Gamma = \begin{bmatrix} 0 \\ i_o \end{bmatrix} \quad \zeta = \begin{bmatrix} V_{dc} \\ 0 \end{bmatrix}$$

Para los fines de este trabajo, se establece que el objetivo de control es regular el valor del voltaje v_c en el capacitor C del filtro. Utilizando una estrategia de control basada en pasividad, el objetivo de control se puede definir de la siguiente manera:

$$\lim_{t \rightarrow \infty} (v_c - v_c^*) = 0 \quad (3.22)$$

Entonces la función de la dinámica del error de los estados y de la entrada de control del sistema puede quedar representada de la siguiente forma:

$$x - x^* = \bar{x} \quad (3.23)$$

$$u - u^* = \bar{u} \quad (3.24)$$

sustituyendo (3.23) y (3.24) en (3.21), se llega a la siguiente ecuación:

$$D(\dot{\bar{x}} + \dot{x}^*) - (J - R)(\bar{x} + x^*) = \zeta u + \Gamma \quad (3.25)$$

Simplificando términos se tiene que:

$$D\dot{\bar{x}} - (J - R)\bar{x} = \zeta \bar{u} \quad (3.26)$$

La dinámica deseada se define como:

$$D\dot{x}^* - (J - R)x^* = \zeta u^* + \Gamma \quad (3.27)$$

Se propone una función de almacenamiento de energía definida positiva como función de Lyapunov y su derivada temporal

$$H(\bar{x}) = \frac{1}{2} \bar{x}^T D \bar{x} \quad (3.28)$$

$$\dot{H}(\bar{x}) = \bar{x}^T D \dot{\bar{x}} \quad (3.29)$$

despejando $D\dot{\bar{x}}$ de la ecuación (3.26) y sustituyendo en (3.29) se obtiene

$$\dot{H}(\bar{x}) = -\bar{x}^T R \bar{x} + \bar{x}^T \zeta \bar{u} \quad (3.30)$$

Para garantizar que (3.30) sea negativa definida se debe cumplir que

$$\bar{u} = -k \zeta^T \bar{x} \quad (3.31)$$

Partiendo de (3.27) se tiene que la entrada de control deseada esta dada por:

$$u^* = (i_L^* R + v_c^* - L \frac{d}{dt} i_L) \frac{1}{V_{dc}} \quad (3.32)$$

donde i_L^* es la trayectoria deseada de la corriente en el inductor L , v_c^* es la trayectoria deseada del voltaje en el capacitor C y V_{dc} es la entrada de voltaje de DC. La señal de control de seguimiento del error, partiendo de (3.31), tiene la siguiente estructura:

$$\bar{u} = -\frac{k}{V_{dc}} (i_L - i_L^*) \quad (3.33)$$

3.2.2. Sistema BESS/STATCOM

El desempeño de Sistemas de Almacenamiento de Energía se ve potenciado con el uso de Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna, conocidos como FACTS, por sus siglas en inglés. En la Figura 3.2 se observa el modelo de un Sistema de Almacenamiento de Energía de Baterías (BESS, por sus siglas en inglés) y un Compensador Estático Síncrono (STATCOM, por sus siglas en inglés), en donde se utiliza un banco

de capacitores para mantener un voltaje constante V_{dc} a la entrada del convertidor [Yang et al., 2001, Kanchanaharuthai et al., 2015].

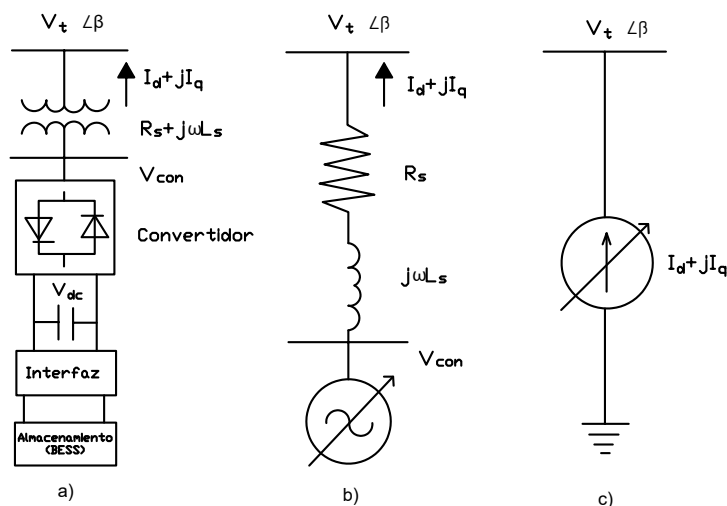


Figura 3.2: Modelo de un BESS/STATCOM. a) Diagrama de bloques b) Circuito equivalente (Fuente de voltaje variable) c) Circuito equivalente (fuente de corriente variable).

El circuito equivalente obtenido a partir de la transformación de Park (Apéndice A), permite trabajar el modelo en el marco de referencia dq, utilizando esta representación se han desarrollado diversas estrategias de control enfocadas en resolver problemas de control para convertidores de potencia, tal es el caso del control en modo voltaje y el control en modo corriente de inversores de fuente de voltaje (VSI, por sus siglas en inglés) [Gao, 2015, Amirnaser and Reza, 2012]. El marco de referencia síncrono o dq, tiene la característica de rotar a la velocidad síncrona del sistema y gracias a esta propiedad, los parámetros variantes se pueden trabajar como parámetros estáticos.

En la Figura 3.3 se muestra un diagrama de los controladores utilizados para la conexión a la red de inversores y convertidores de potencia basados en control de corriente y voltaje [Zhong and Hornik, 2012].

En el caso de control en modo corriente, se busca regular la corriente de salida del convertidor y en consecuencia, la potencia activa y reactiva son controladas por el ángulo de fase y el voltaje del punto de conexión.

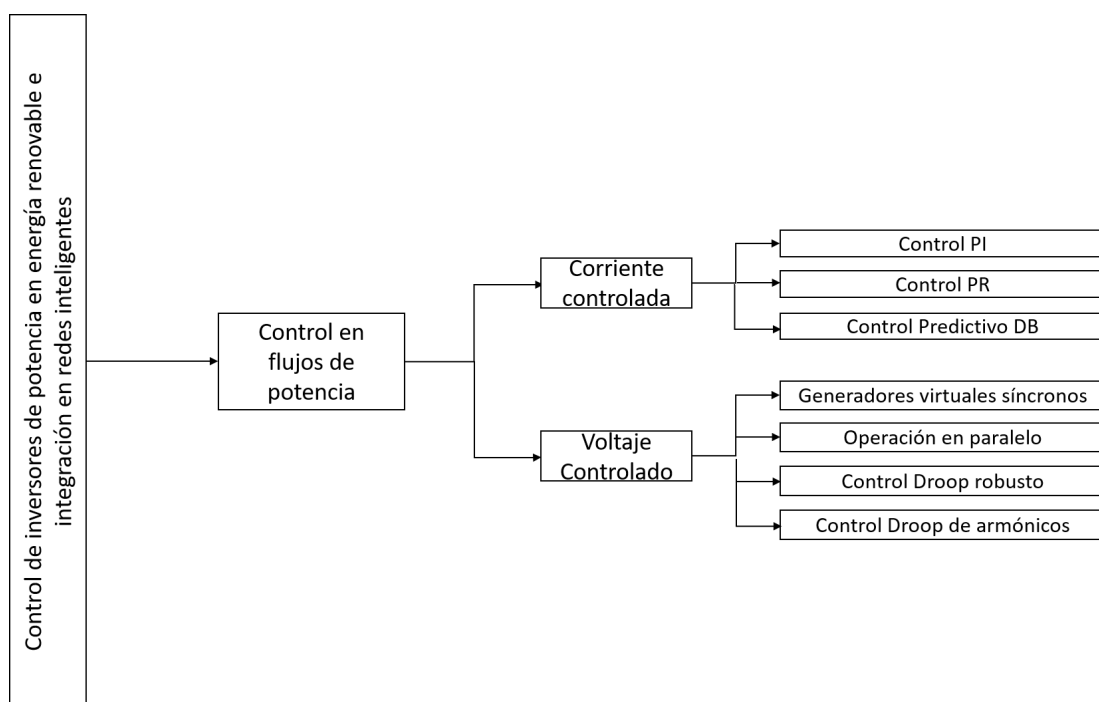


Figura 3.3: Control de inversores conectados a la red.

3.2.2.1. Compensador Estático Síncrono

Un Compensador Estático Síncrono o STATCOM, pertenece a la familia de los controladores de electrónica de potencia y basa su operación en los principios de un convertidor de fuente de voltaje (VSC, por sus siglas en inglés). Se utiliza en compensación dinámica de sistemas de transmisión de potencia como respaldo de voltaje y en el incremento del margen de estabilidad transitoria.

Un STATCOM es capaz de suministrar compensación de potencia reactiva y regular el nivel de voltaje en el punto de conexión o punto de acoplamiento con la red. Está compuesto por un VSC con un dispositivo de almacenamiento de energía, que puede ser una capacitor o una batería, un transformador de acoplamiento conectado a la red y un sistema de control [Acha et al., 2002]. En la Figura 3.4 se puede observar el diagrama de un STATCOM y los componentes que lo forman.

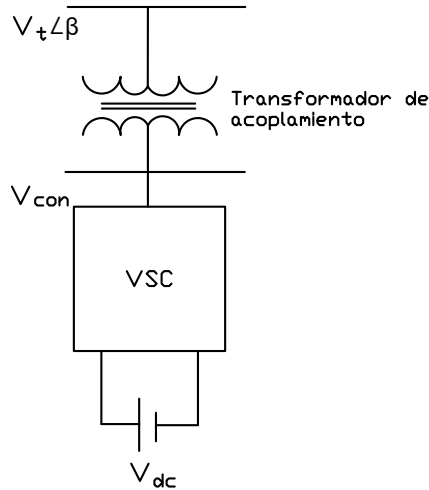


Figura 3.4: Diagrama de bloques de un Compensador Estático Síncrono STATCOM

3.2.2.2. Control Desacoplado de Potencia

En la Figura 3.5 se puede observar el esquema de control desacoplado PQ (Potencia Activa y Reactiva), en el cual se obtienen las señales de referencia i_{dref} e i_{qref} a partir de las potencias P_{sref} y Q_{sref} , para después obtener P_s y Q_s utilizando las componentes i_d e i_q de la corriente y el nivel de voltaje de fuente de corriente directa.

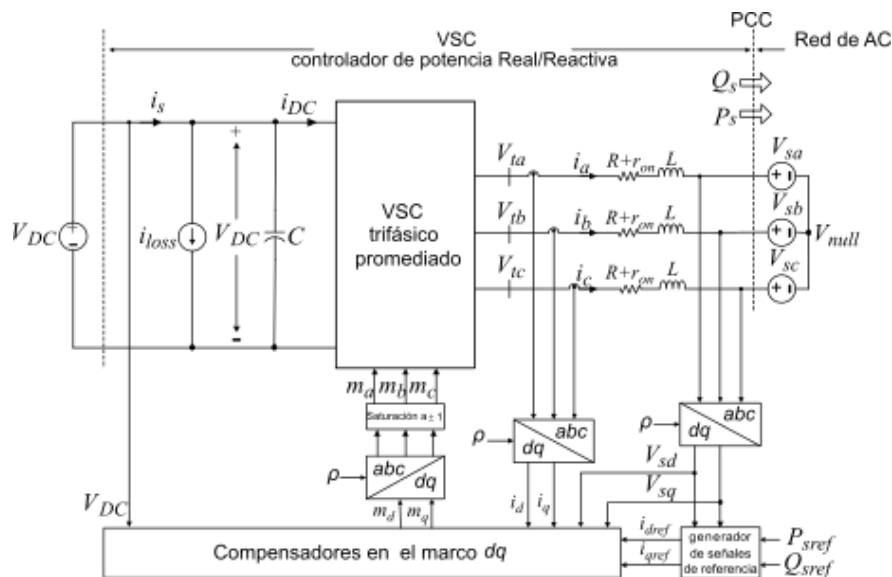


Figura 3.5: Diagrama de control desacoplado PQ en el marco dq

En el marco dq, el modelo del VSC está representado en las ecuaciones (3.34)-(3.36).

$$L \frac{d}{dt} i_d = L\omega(t) i_q - (R + r_{on}) i_d + V_{td} - V_s \cos(\omega_0 + \theta_0 - \rho) \quad (3.34)$$

$$L \frac{d}{dt} i_q = -L\omega(t) i_d - (R + r_{on}) i_q + V_{tq} - V_s \sin(\omega_0 + \theta_0 - \rho) \quad (3.35)$$

$$\frac{d}{dt} \rho = \omega(t) \quad (3.36)$$

De las expresiones anteriores donde i_d , i_q y ρ representan los estados del sistema, y V_{td} , V_{tq} y ω representan las entradas de control, se forma un modelo no lineal. Debido a la relación que existe entre ω y ρ planteada en la ecuación (3.36) se tiene que $\omega = \omega_0$ y $\rho(t) = \omega_0 t + \theta_0$ y se llega a:

$$L \frac{d}{dt} i_d = L\omega_0 i_q - (R + r_{on}) i_d + V_{td} - V_s \quad (3.37)$$

$$L \frac{d}{dt} i_q = -L\omega_0 i_d - (R + r_{on}) i_q + V_{tq} \quad (3.38)$$

en donde (3.37) y (3.38) representan un modelo lineal de segundo orden. La entrada está dada por el valor constante de V_s , mientras que V_{td} y V_{tq} son componentes estáticas en el marco dq del voltaje en el lado de AC, i_d e i_q representan variables de DC en estado estacionario.

3.2.2.3. Lazo de enganche de fase

En el modelo del VSC descrito anteriormente, es necesario asegurar que $\rho(t) = \omega_0 t + \theta_0$, por ello se utiliza un lazo de enganche de fase o PLL por sus siglas en inglés.

A partir de la siguiente definición

$$V_{sd} = V_s \cos(\omega_0 t + \theta_0 - \rho) \quad (3.39)$$

$$V_{sq} = V_s \sin(\omega_0 t + \theta_0 - \rho) \quad (3.40)$$

Sustituyendo las expresiones (3.39) y (3.40) en (3.34)-(3.36) se obtiene

$$L \frac{d}{dt} i_d = L\omega(t) i_q - (R + r_{on}) i_d + V_{td} - V_{sd} \quad (3.41)$$

$$L \frac{d}{dt} i_q = -L\omega(t) i_d - (R + r_{on}) i_q + V_{tq} - V_{sq} \quad (3.42)$$

$$\frac{d}{dt} \rho = \omega(t) \quad (3.43)$$

Si $\rho(t) = \omega_0 t + \theta_0$ de 3.40 se tiene $V_{sq} = 0$. Por lo tanto, se puede utilizar la siguiente estructura de realimentación:

$$\omega(t) = H(p) V_{sq}(t) \quad (3.44)$$

donde $H(p)$, conocido como compensador, es una función de transferencia y $p = d(\cdot)/dt$ es un operador diferencial, de tal forma que al sustituir 3.40 y 3.43 en 3.44 se llega a la siguiente expresión:

$$\frac{d}{dt}\rho = H(p)V_s \text{sen}(\omega_0 t + \theta_0 - \rho) \quad (3.45)$$

3.2.2.4. Control Desacoplado PQ por Regulación de Corriente

Retomando el diagrama la Figura 3.5 para obtener la potencia entregada por el BESS/STATCOM en el punto de conexión a la red, se puede deducir que:

$$P_s(t) = \frac{3}{2}[V_{sd}(t)i_d(t) + V_{sq}(t)i_q] \quad (3.46)$$

$$Q_s(t) = \frac{3}{2}[-V_{sd}(t)i_q(t) + V_{sq}(t)i_d] \quad (3.47)$$

donde V_{sd} y V_{sq} son las componentes del voltaje en el marco dq en el lado de AC, los cuales no son controlados. A partir de la función del PLL revisado en la sección anterior, se puede asegurar que en estado estacionario $V_{sq} = 0$, por lo tanto las ecuaciones (3.46) y (3.47) pueden ser reescritas como:

$$P_s(t) = \frac{3}{2}V_{sd}(t)i_d(t) \quad (3.48)$$

$$Q_s(t) = -\frac{3}{2}V_{sd}(t)i_q(t) \quad (3.49)$$

De las expresiones (3.48) y (3.49) se deduce que las potencias activa y reactiva P_s y Q_s pueden ser controladas a través de i_d e i_q respectivamente, mientras que los valores de referencia i_{dref} e i_{qref} son obtenidos de (3.50) y (3.51).

$$i_{dref}(t) = \frac{2}{3V_{sd}}P_{sref} \quad (3.50)$$

$$i_{dref}(t) = -\frac{2}{3V_{sd}}Q_{sref} \quad (3.51)$$

donde P_{ref} y Q_{ref} representan la potencia deseada a la salida del sistema y por medio de un control de seguimiento se consigue que $i_d \approx i_{dref}$ e $i_q \approx i_{qref}$, en consecuencia $P_s \approx P_{sref}$ y $Q_s \approx Q_{sref}$.

3.2.2.5. Control de Corriente del VSC

Partiendo del estado estacionario y asumiendo $\omega(t) = \omega_0$ se tiene que

$$L\frac{d}{dt}i_d = L\omega_0 i_q - (R + r_{on})i_d + V_{td} - V_{sd} \quad (3.52)$$

$$L \frac{d}{dt} i_q = -L\omega_0 i_d - (R + r_{on}) i_q + V_{tq} - V_{sq} \quad (3.53)$$

En las ecuaciones (3.52) y (3.53) las componentes de la corriente i_d e i_q representan los estados, V_{td} y V_{tq} son las entradas de control, mientras que V_{sd} y V_{sq} son perturbaciones. Por otro lado, el término $L\omega_0$ indica un acoplamiento en la dinámica de i_d e i_q . Las variables de DC V_{td} y V_{tq} están dadas por:

$$V_{td}(t) = \frac{V_{DC}}{2} m_d(t) \quad (3.54)$$

$$V_{tq}(t) = \frac{V_{DC}}{2} m_q(t) \quad (3.55)$$

Las expresiones (3.54) y (3.55) representan el modelo en el marco dq del VSC. Se determina m_d y m_q para desacoplar la dinámica de i_d e i_q por medio de las siguientes ecuaciones:

$$m_d = \frac{2}{V_{DC}} (u_d - L\omega_0 i_q + V_{sd}) \quad (3.56)$$

$$m_q = \frac{2}{V_{DC}} (u_d + L\omega_0 i_q + V_{sq}) \quad (3.57)$$

donde u_d y u_q son las nuevas entradas de control. Sustituyendo (3.56) y (3.57) en (3.54) y (3.55) se obtiene

$$L \frac{d}{dt} i_d = -(R + r_{on}) i_d + u_d \quad (3.58)$$

$$L \frac{d}{dt} i_q = -(R + r_{on}) i_q + u_q \quad (3.59)$$

En la Figura 3.6 se muestra el diagrama de lazo cerrado de control con base en las ecuaciones (3.58) y (3.59), se puede observar que ambos lazos de control tienen la misma estructura, donde $K_d(s)$ representa un controlador Proporcional-Integral (PI).

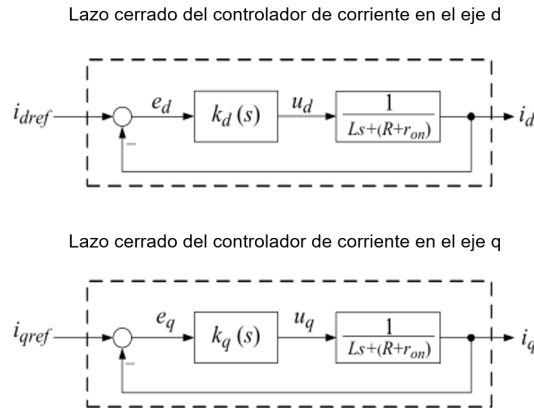


Figura 3.6: Lazo cerrado de control de corriente del VSC

Integración de un BESS/STATCOM en una Microrred

En este capítulo se desarrollan las simulaciones numéricas de la revisión teórica planteada en los capítulos anteriores. A través de simulaciones realizadas con MATLAB/SIMULINK2018a, se comprueba el funcionamiento del enfoque propuesto de un sistema de respaldo para una Microrred aislada por medio de un Sistema de Almacenamiento de Energía de Baterías para diferentes casos de estudio planteados y se realiza una comparación con los resultados reportados en la literatura.

4.1. Microrred de 3 Buses

Se plantea la Microrred presentada en la Figura 4.1 que consta de dos buses de generación y un bus de carga. La potencia base es de 10MVA y las admitancias de la red se muestran en la matriz Y_{BUS} . Los generadores conectados en los buses 1 y 2 se proponen con la misma potencia nominal y son integrados a la red utilizando el modelo planteado en la Sección 3.1.1 donde no se contempla ningún esquema de control local para los máquinas. Por otra parte, en el bus 3 se conecta un perfil de carga que demanda potencia activa y reactiva.

$$Y_{BUS} = \begin{bmatrix} 0.4425 - 6.6372i & -0.2212 + 3.3186i & -0.2212 + 3.3186i \\ -0.2212 + 3.3186i & 1.2113 - 13.2196i & -0.9901 + 9.9010i \\ -0.2212 + 3.3186i & -0.9901 + 9.9010i & 1.2113 - 13.2196i \end{bmatrix}$$

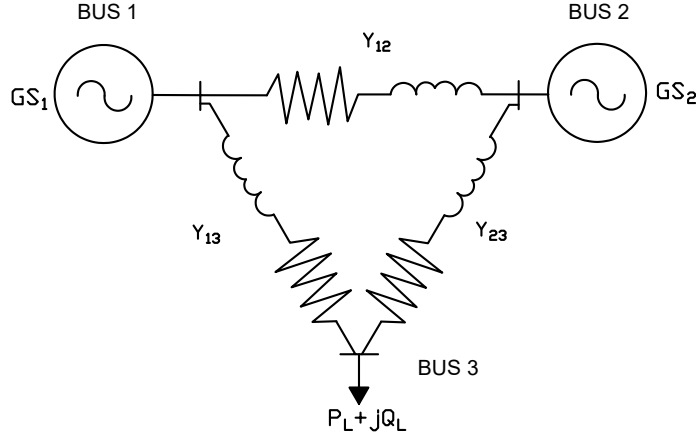


Figura 4.1: Red de 3 buses

4.1.1. Bus del Generador 1

En las siguientes ecuaciones se describe el modelo del generador síncrono conectado en el bus 1.

$$\dot{\delta}_1 = \omega_1 - 2\pi f_0 \quad (4.1)$$

$$M_1 \dot{\omega}_1 = P_{m1} - D_1(\omega_1 - 2\pi f_0) - P_1^M \quad (4.2)$$

$$\tau_1 \dot{E}'_{q1} = -\frac{x_{d1}}{x'_{d1}} E'_{q1} + \frac{x_{d1} - x'_{d1}}{x'_{d1}} V_1 \cos(\delta_1 - \theta_1) + E_{F1} \quad (4.3)$$

donde:

$$P_1^M = \frac{E'_{q1} V_1}{x'_{d1}} \sin(\delta_1 - \theta_1) + \frac{x'_{d1} - x_{q1}}{2x'_{d1} x_{q1}} V_1^2 \sin(2(\delta_1 - \theta_1)) \quad (4.4)$$

$$Q_1^M = \left(\frac{x'_{d1} + x_{q1}}{2x'_{d1} x_{q1}} - \frac{x'_{d1} - x_{q1}}{2x'_{d1} x_{q1}} \cos(2(\delta_1 - \theta_1)) \right) V_1 - \frac{E'_{q1} V_1}{x'_{d1}} \cos(\delta_1 - \theta_1) \quad (4.5)$$

Las potencias P_1^{cal} y Q_1^{cal} inyectadas en el nodo 1 se determinan por medio de:

$$P_1^{cal} = V_1^2 G_{11} + V_1 V_2 [G_{12} \cos(\theta_1 - \theta_2) + B_{12} \sin(\theta_1 - \theta_2)] + V_1 V_3 [G_{13} \cos(\theta_1 - \theta_3) + B_{13} \sin(\theta_1 - \theta_3)] \quad (4.6)$$

$$Q_1^{cal} = -V_1^2 B_{11} + V_1 V_2 [G_{12} \sin(\theta_1 - \theta_2) - B_{12} \cos(\theta_1 - \theta_2)] + V_1 V_3 [G_{13} \sin(\theta_1 - \theta_3) - B_{13} \cos(\theta_1 - \theta_3)] \quad (4.7)$$

El balance de potencia activa y reactiva en el bus del generador 1 es obtenido a través de las ecuaciones de balance de potencia nodal (4.8) y (4.9).

$$\Delta P_1 = P_1^M - P_{L_1} - P_1^{cal} = 0 \quad (4.8)$$

$$\Delta Q_1 = Q_1^M - Q_{L_1} - Q_1^{cal} = 0 \quad (4.9)$$

4.1.2. Bus del Generador 2

En las siguientes ecuaciones se describe el modelo del generador síncrono conectado en el bus 2.

$$\dot{\delta}_2 = \omega_2 - 2\pi f_0 \quad (4.10)$$

$$M_2 \dot{\omega}_2 = P_{m2} - D_2(\omega_2 - 2\pi f_0) - P_2^M \quad (4.11)$$

$$\tau_2 \dot{E}'_{q2} = -\frac{x_{d2}}{x'_{d2}} E'_{q2} + \frac{x_{d2} - x'_{d2}}{x'_{d2}} V_2 \cos(\delta_2 - \theta_2) + E_{F1} \quad (4.12)$$

donde:

$$P_2^M \frac{E'_{q2} V_2}{x'_{d2}} \text{sen}(\delta_2 - \theta_2) + \frac{x'_{d2} - x_{q2}}{2x'_{d2} x_{q2}} V_2^2 \text{sen}(2(\delta_2 - \theta_2)) \quad (4.13)$$

$$Q_2^M = \left(\frac{x'_{d2} + x_{q2}}{2x'_{d2} x_{q2}} - \frac{x'_{d2} - x_{q2}}{2x'_{d2} x_{q2}} \cos(2(\delta_2 - \theta_2)) \right) V_2 - \frac{E'_{q2} V_2}{x'_{d2}} \cos(\delta_2 - \theta_2) \quad (4.14)$$

La potencia P_2^{cal} y Q_2^{cal} inyectadas en el nodo 2 se determinan por medio de

$$P_2^{cal} = V_2^2 G_{22} + V_2 V_1 [G_{21} \cos(\theta_2 - \theta_1) + B_{21} \text{sen}(\theta_2 - \theta_1)] + V_2 V_3 [G_{23} \cos(\theta_2 - \theta_3) + B_{23} \text{sen}(\theta_2 - \theta_3)] \quad (4.15)$$

$$Q_2^{cal} = -V_2^2 B_{22} + V_2 V_1 [G_{21} \text{sen}(\theta_2 - \theta_1) - B_{21} \cos(\theta_2 - \theta_1)] + V_2 V_3 [G_{23} \text{sen}(\theta_2 - \theta_3) - B_{23} \cos(\theta_2 - \theta_3)] \quad (4.16)$$

El balance de potencia activa y reactiva en el bus del generador 2 es determinado a través de las siguientes expresiones:

$$\Delta P_2 = P_2^M - P_{L_2} - P_2^{cal} = 0 \quad (4.17)$$

$$\Delta Q_2 = Q_2^M - Q_{L_2} - Q_2^{cal} = 0 \quad (4.18)$$

4.1.3. Bus de Carga

Las potencias P_3^{cal} y Q_3^{cal} demandadas en el nodo 3 se determinan por medio de las expresiones (4.19) y (4.20).

$$P_3^{cal} = V_3^2 G_{33} + V_3 V_1 [G_{31} \cos(\theta_3 - \theta_1) + B_{31} \sin(\theta_3 - \theta_1)] + V_3 V_2 [G_{32} \cos(\theta_3 - \theta_2) + B_{32} \sin(\theta_3 - \theta_2)] \quad (4.19)$$

$$Q_3^{cal} = -V_3^2 B_{33} + V_3 V_1 [G_{31} \sin(\theta_3 - \theta_1) - B_{31} \cos(\theta_3 - \theta_2)] + V_3 V_2 [G_{32} \sin(\theta_3 - \theta_2) - B_{32} \cos(\theta_3 - \theta_2)] \quad (4.20)$$

Se determina el balance de potencia activa y reactiva en el bus de carga utilizando las siguientes expresiones:

$$\Delta P_3 = -P_{L3} - P_3^{cal} = 0 \quad (4.21)$$

$$\Delta Q_3 = -Q_{L3} - Q_3^{cal} = 0 \quad (4.22)$$

4.1.4. Punto de Operación

El punto de operación de la Microrred cuyo estado está dado por la siguiente expresión, es calculado a partir de la solución de los flujos de potencia.

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ x_4 \\ x_5 \\ x_6 \\ x_7 \\ x_8 \\ x_9 \\ x_{10} \\ x_{11} \\ x_{12} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \omega_1 \\ E'_{q1} \\ \delta_2 \\ \omega_2 \\ E'_{q2} \\ \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \\ V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix}$$

Utilizando los valores de los parámetros de la red contenidos en la matriz de admitancias Y_{BUS} y considerando al nodo 1 como el nodo Slack, al nodo 2 como un nodo PV y al nodo 3 como un nodo PQ, se encuentran a los valores de θ_1 , θ_2 , θ_3 , V_1 , V_2 y V_3 .

$$\text{Slack} \begin{cases} \theta_1 = 0 \text{ rad} \\ V_1 = 1.03 \text{ pu} \end{cases}$$

$$\text{PV} \begin{cases} V_2 = 1.01 \text{ pu} \\ P_2^M = 0.5 \text{ pu} \end{cases}$$

$$\text{PQ} \begin{cases} P_{L3} = 1 \text{ pu} \\ Q_{L3} = 0.25 \text{ pu} \end{cases}$$

Los valores de θ_2 , θ_3 y V_3 obtenidos de la solución son:

$$\theta_2 = -0.0413 \text{ rad}$$

$$\theta_3 = -0.1043 \text{ rad}$$

$$V_3 = 0.98640 \text{ pu}$$

En consecuencia, el valor del estado algebraico para el punto de operación está dado por:

$$z = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \\ V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ -0.0413 \\ -0.1043 \\ 1.03 \\ 1.01 \\ 0.98640 \end{bmatrix}$$

Una vez calculadas las restricciones algebraicas a través de la resolución de los flujos de potencia de la red, se determina la velocidad angular de los generadores síncronos.

$$\omega_1 = 2\pi f_0 = 376.9911 \text{ rad/s}$$

$$\omega_2 = 2\pi f_0 = 376.9911 \text{ rad/s}$$

En el caso de este trabajo $f_0 = 60\text{Hz}$ representa la frecuencia nominal de la red a la cual deben operar los generadores.

Conociendo el valor de los estados algebraicos y la velocidad angular de los generadores, se obtiene el valor del voltaje de campo E_{F1} y E_{F2} de cada generador en estado estacionario y el valor de los estados dinámicos δ_1 , E_{q1} , δ_2 y E_{q2} . Dado que los generadores son considerados iguales, se tienen los siguientes valores como datos: $D_{1,2} = 1.0$ p.u., $M_{1,2} = 1.0$ p.u., $\tau_{1,2} = 0.13$ s, $x_{d1,2} = 2.06$ p.u., $x'_{d1,2} = 0.37$ p.u., $x_{q1,2} = 1.21$ p.u., $x'_{q1,2} = 0.37$ p.u.

Para el generador del nodo 1 se tiene que la potencia entregada es:

$$P_1^M = 0.50779 \text{ pu}$$

$$Q_1^M = 0.20573 \text{ pu}$$

Por otro lado, la potencia entregada por el generador 2 en estado estacionario tiene los siguientes valores:

$$\begin{aligned} P_2^M &= 0.5000 \text{ pu} \\ Q_2^M &= 0.13877 \text{ pu} \end{aligned}$$

La potencia mecánica de cada generador es igual a la potencia real entregada en estado estacionario, por lo tanto se tiene $P_{m1}=0.50779$ y $P_{m2} = 0.500$.

Usando las expresiones (4.4) y (4.5) e igualándolas a los valores de P_1^M y Q_1^M en estado estacionario, se determinan los valores para δ_1 , E_{q1} y E_{F1} .

$$\begin{aligned} \delta_1 &= 0.6475 \text{ rad} \\ E'_{q1} &= 0.8725 \text{ p.u} \\ E_{F1} &= 1.8325 \text{ p.u} \end{aligned}$$

Para el generador 2, se utilizan las expresiones (4.13) y (4.14) y se igualan al valor de la potencia activa y reactiva entregada por el generador 2 en estado estacionario y se obtienen los siguientes valores:

$$\begin{aligned} \delta_2 &= 0.5760 \text{ rad} \\ E'_{q2} &= 0.8881 \text{ p.u} \\ E_{F2} &= 1.102 \text{ p.u} \end{aligned}$$

Finalmente, el punto de operación de la red tiene los siguientes valores para el conjunto de estados algebraicos y el conjunto de estados dinámicos:

$$z = \begin{cases} \theta_1 = 0 \text{ rad} \\ \theta_2 = -0.0413 \text{ rad} \\ \theta_3 = -0.1043 \text{ rad} \\ V_1 = 1.03 \text{ pu} \\ V_2 = 1.01 \text{ pu} \\ V_3 = 0.98640 \text{ pu} \end{cases} \quad x_d = \begin{cases} \delta_1 = 0.6475 \text{ rad} \\ \omega_1 = 376.9911 \text{ rad/s} \\ E_{q1} = -0.8725 \text{ p.u} \\ \delta_2 = 0.57605 \text{ rad} \\ \omega_2 = 376.9911 \text{ rad/s} \\ E_{q2} = -0.8881 \text{ p.u} \end{cases}$$

4.2. BESS/STATCOM como Sistema de Respaldo (Back-up)

Después de distinguir las características de los modelos de un Sistema de Almacenamiento de Energía de Baterías, el sistema BESS/STATCOM estudiado en la Sección 3.2.2 es utilizado como sistema de respaldo (Back-up) debido a que el modelo desarrollado en el marco de referencia síncrono permite integrar un esquema de control sumamente utilizado por su simplicidad y efectividad en la resolución de problemas de

regulación a través de un compensador PI, por lo cual, en esta sección se evalúa su capacidad de satisfacer un perfil de demanda de potencia activa y reactiva.

A partir de las expresiones (4.23) y (4.24) que modelan al sistema como el conjunto de dos subsistemas desacoplados de primer orden, se utiliza el compensador Proporcional-Integral planteado en la ecuación (4.25) para regular la potencia a la salida del a través del control de la corriente.

$$L \frac{d}{dt} i_d = -(R + r_{on}) i_q + u_d \quad (4.23)$$

$$L \frac{d}{dt} i_q = -(R + r_{on}) i_d + u_q \quad (4.24)$$

$$k_d(s) = \frac{k_p s + k_i}{s} \quad (4.25)$$

donde k_p es una ganancia proporcional y k_i una ganancia integral. La ganancia de lazo tiene la siguiente estructura

$$l(s) = \frac{k_p}{Ls} \frac{s + k_i/k_p}{s + (R + r_{on})/L} \quad (4.26)$$

Para cancelar el polo del sistema se propone $s = -k_i/k_p$ de esta manera la ganancia de lazo queda de la forma $l(s) = k_p/Ls$ y la función de transferencia de lazo cerrado partiendo de la definición $l(s)/(1 + l(s))$ se puede representar explícitamente como:

$$\frac{I_d(s)}{I_{dref}(s)} = G_1(s) = \frac{1}{\tau_i s + 1} \quad (4.27)$$

donde $K_p = L/\tau_i$ y $k_i = (R + r_{on})/\tau_i$ donde τ_i es la constante de tiempo de lazo cerrado y toma regularmente un valor entre 0.5 [ms] y 5 [ms] [Amirnaser and Reza, 2012].

Para el presente caso de estudio se han considerado los siguientes parámetros: $L=0.22$ [p.u], $R=0.004$ [p.u], $r_{on} = 0.006$ [p.u], $V_{dc}=2$ [p.u], $\omega_0 = 2\pi f_0$ con $f_0 = 60$ [Hz]. Asumiendo que $\tau_i = 2$ [ms] el compensador en ambos ejes tiene la siguiente forma:

$$k_d(s) = k_q(s) = \frac{0.05s + 0.815}{s}$$

Por otro lado, el PLL utilizado es implementado a partir del bloque proporcionado por MATLAB/SIMULINK.

Dado que el sistema BESS/STATCOM entrega a la salida una señal de la forma $V_a = A \sin(\omega t + \theta_i)$ donde θ_i es el ángulo correspondiente al punto o nodo de conexión con la red, A es la amplitud de la señal de voltaje y ω es la frecuencia de la red ($2\pi f_0$), se desarrolla la transformación de las señales de voltaje en el marco de referencia abc al marco de referencia dq a través de la transformación de Park (Apéndice A) realizada por el bloque proporcionado por MATLAB/SIMULINK.

4.2.1. Regulación de Potencia Activa y Reactiva

Para probar la efectividad del control propuesto, se realizaron diferentes pruebas de regulación potencia con valores de referencia positivos y negativos, en donde se hace uso de las ecuaciones (3.48) y (3.49) para calcular la potencia entregada por el BESS/STATCOM.

En las Figuras (4.2) y (4.3) se muestra el desempeño del controlador para regular el valor de la potencia activa y reactiva que ante una variación en forma de escalón positivo con $P_{ref} = 0.5$ [p.u] y $Q_{ref} = 0.25$ [p.u] en $t=2$ [s].

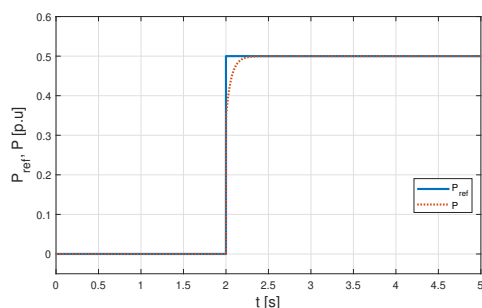


Figura 4.2: Regulación de potencia activa P_{ref}

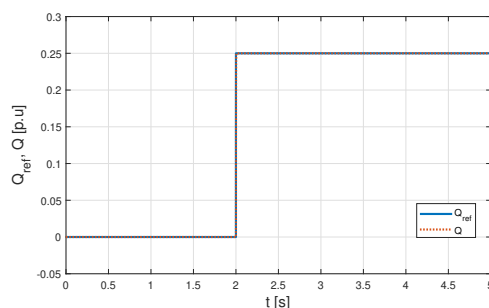


Figura 4.3: Regulación de potencia reactiva Q_{ref}

El valor de la corriente y el voltaje en el marco dq correspondiente a las señales de referencia P_{ref} y Q_{ref} se muestra en las figuras 4.4, 4.5 y 4.6 en donde se puede observar el funcionamiento del PLL al mantener el valor de $V_{sq} = 0$.

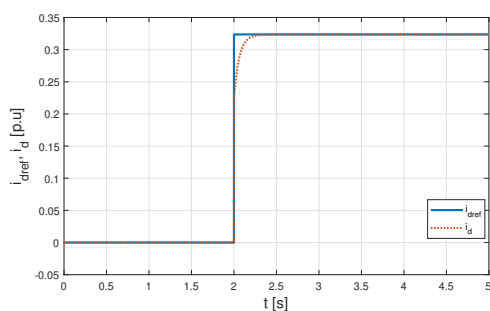


Figura 4.4: Componente I_d de corriente

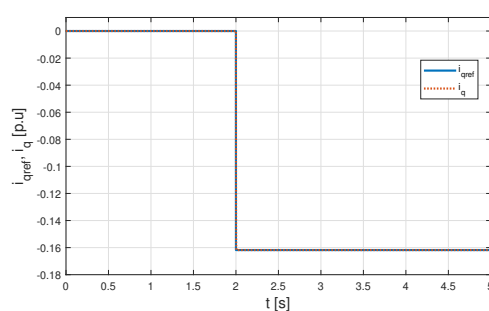


Figura 4.5: Componente I_q de corriente

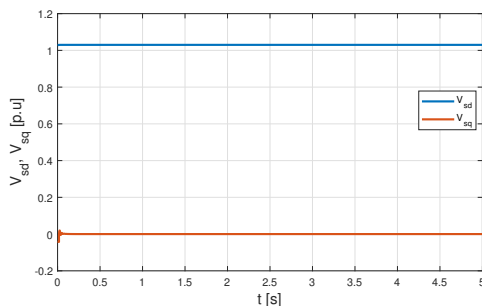


Figura 4.6: Voltajes en el marco dq

El caso en el que el sistema BESS/STATCOM demanda potencia activa y absorbe potencia reactiva se encuentra ilustrado en las gráficas presentadas en las Figuras 4.7 y 4.8 en las que las potencias de referencia P_{ref} y Q_{ref} presentan una variación en forma de escalón negativo en $t=2$ [s].

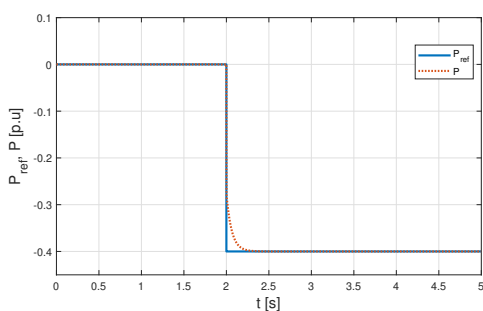


Figura 4.7: Control de seguimiento de potencia activa P_{ref} en modo carga

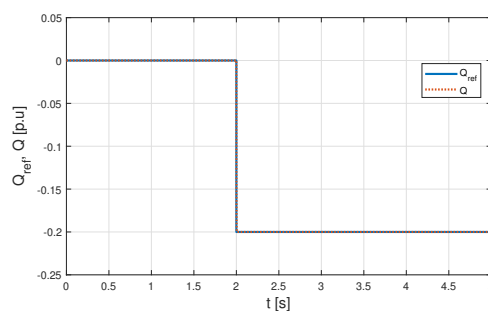


Figura 4.8: Control de seguimiento de potencia reactiva Q_{ref} en modo carga

En las implementaciones numéricas mostradas en las figuras anteriores se puede comprobar la efectividad de un sistema BESS/STATCOM en conjunto con el controlador PI (Proporcional-Integral) propuesto, para cumplir con el objetivo de regulación de potencia a la salida del sistema para entregar y demandar potencia activa y potencia reactiva. Con base en los resultados anteriores, se puede tener la certeza de que un sistema BESS/STATCOM es capaz de cumplir con funciones de respaldo y compensación de potencia y almacenamiento de energía.

4.3. Integración de un BESS/STATCOM como Sistema de Respaldo en una Microrred Aislada

Una vez comprobado que la estrategia de control propuesta para el sistema BESS/STATCOM es capaz de compensar potencia activa y reactiva, se lleva a cabo la integración de este sistema a la microrred de 3 buses propuesta en la sección 4.1.

El sistema de almacenamiento de energía es conectado al nodo 2 en paralelo al generador, donde la inyección de potencia en este nodo está dada por la siguiente expresión:

$$P_2^I = P_2^M + P_B \quad (4.28)$$

$$Q_2^I = Q_2^M + Q_B \quad (4.29)$$

donde P_2^M y Q_2^M representan las potencias activa y reactiva, inyectada por el generador 2 y P_B y Q_B es la potencia activa y reactiva entregada por el BESS/STATCOM. Por otra parte, la inyección de potencia en estado estacionario del BESS/STATCOM que actúa como un sistema de respaldo, se encuentra descrita en la siguiente expresión:

$$P_B = \begin{cases} 0 & \text{cuando } P_2^M = P_2^I \\ P_2^I & \text{cuando } P_2^M = 0 \end{cases} \quad Q_B = \begin{cases} 0 & \text{cuando } Q_2^M = Q_2^I \\ Q_2^I & \text{cuando } Q_2^M = 0 \end{cases}$$

Recordando que la potencia a la salida del BESS/STATCOM está dada por las ecuaciones (4.30) y (4.31):

$$P_B = \frac{3}{2} V_{sd} i_d \quad (4.30)$$

$$Q_B = \frac{-3}{2} V_{sd} i_q \quad (4.31)$$

las corrientes i_d e i_q se agregan como estados al conjunto de estados dinámicos de la red como se especifica a continuación:

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ x_4 \\ x_5 \\ x_6 \\ x_7 \\ x_8 \\ x_9 \\ x_{10} \\ x_{11} \\ x_{12} \\ x_{13} \\ x_{14} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \\ V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ \delta_1 \\ \omega_1 \\ E'_{q1} \\ \delta_2 \\ \omega_2 \\ E'_{q2} \\ i_d \\ i_q \end{bmatrix}$$

4.3.1. Compensación de Potencia ante una Falla Trifásica

Existen incidentes que provocan anomalías en el flujo de corriente dentro de un SEP conocidos como fallas y son estudiados en el análisis de estabilidad debido al impacto que tienen en el funcionamiento del sistema. Durante una falla, las protecciones del sistema provocan la apertura de interruptores para aislar la falla y una vez que se ha liberado la falla, la sección es reconectada en un intervalo de 20 ciclos, sin embargo, existen fallas permanentes en las que no se logra la reconexión debido a la falta de condiciones [Grainger et al., 1999]. En el estudio de estabilidad de voltaje, se consideran dos tipos de categorías: las perturbaciones pequeñas o *small-disturbance* que son de corta duración y las grandes perturbaciones o *large-disturbance*, como la pérdida de generación, que pueden provocar colapsos en el sistema [Kundur et al., 1994].

En el presente caso de estudio se simula una falla trifásica en el generador 2 en $t=7$ [s] provocando una pérdida de generación con el fin de comprobar el funcionamiento del BESS/STATCOM en conjunto con el control desacoplado PQ como un sistema de respaldo de energía. En las Figuras 4.9 y 4.10 se puede observar el comportamiento de los estados algebraicos del sistema ante una perturbación previamente descrita.

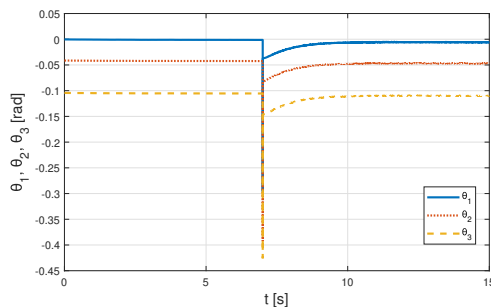


Figura 4.9: Ángulos de la red

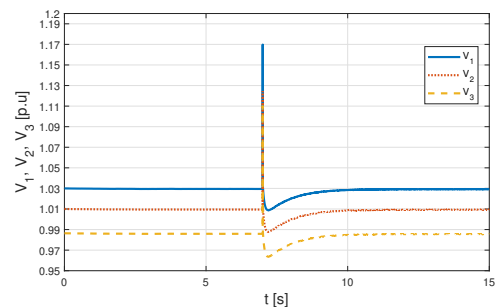


Figura 4.10: Voltajes de los nodos

En las figura 4.11-4.13 se ilustra el comportamiento de los estados dinámicos del generador 1 ante la perturbación previamente descrita.

4. INTEGRACIÓN DE UN BESS/STATCOM EN UNA MICRORRED

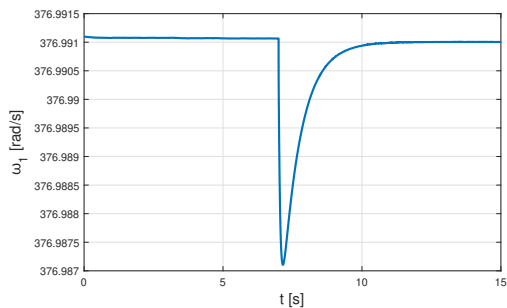


Figura 4.11: Comportamiento de ω_1 ante una perturbación.

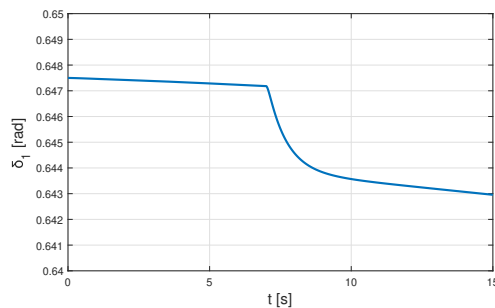


Figura 4.12: Comportamiento de δ_1 ante una perturbación.

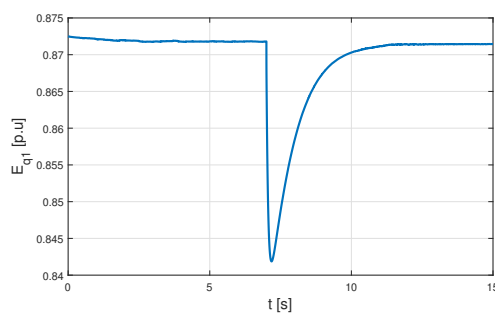


Figura 4.13: Comportamiento de E_{q1} ante una perturbación.

Finalmente, en la gráfica de la figura 4.14 observamos la interrupción en el suministro de potencia en el nodo 2 provocado por la falla trifásica y la entrada del sistema de almacenamiento de energía como sistema de respaldo de potencia activa y reactiva.

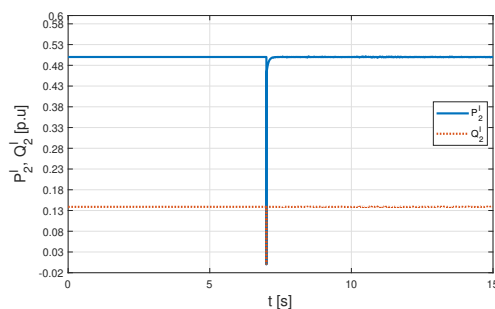


Figura 4.14: Potencia inyectada en el nodo 2

Los resultados observados en las simulaciones numéricas, permiten comprobar que el sistema BESS/STATCOM y el esquema de control utilizados, son capaces de compensar

el suministro de potencia necesario para recuperar el valor del estado ante una falla trifásica y la pérdida de generación, resaltando que los estados algebraicos de la red sufren una variación máxima de -0.3 [rad] en el caso de los ángulos de fase, y de $+0.04$ [p.u.] en el caso de los voltajes.

4.3.2. Compensación de Potencia ante una Variación en la Carga

Partiendo del estado estacionario, la Microrred es afectada por una variación en el perfil de carga, provocando que el sistema entre en un régimen dinámico. En este caso, el sistema BESS/STATCOM actúa como un compensador de potencia, cuya función es mantener al generador conectado en el nodo 2 en el punto de operación del estado estacionario al suministrar la diferencia de potencia del nuevo punto de equilibrio de la red.

El estado estacionario del sistema está dado a partir del punto de operación obtenido en la Sección 4.1.4 y el sistema es perturbado con un aumento en la demanda de potencia en el nodo de carga, en donde la potencia real demandada P_{L3} aumenta en 1 % y la potencia reactiva demandada Q_{L3} aumenta 20 %.

La inyección de potencia en el nodo 2 esta dada por:

$$P_2^I = P_2^M + P_B \quad (4.32)$$

$$Q_2^I = Q_2^M + Q_B \quad (4.33)$$

donde P_2^M y Q_2^M son la potencias activa y reactiva entregada por el generador 2 y se obtienen de las ecuaciones 4.13 y 4.14 respectivamente. P_B y Q_B corresponden a la potencia aportada por el sistema BESS/STATCOM, la cual compensa la variación de carga. La potencia de referencia para el BESS/STATCOM se obtiene de

$$P_{ref} = P_2^{cal} - P_2^M \quad (4.34)$$

$$Q_{ref} = Q_2^{cal} - Q_2^M \quad (4.35)$$

La integración del BESS/STATCOM agrega dos estados dinámicos al SDA y queda representado de la siguiente manera:

4. INTEGRACIÓN DE UN BESS/STATCOM EN UNA MICRORRED

$$\mathbf{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ x_4 \\ x_5 \\ x_6 \\ x_7 \\ x_8 \\ x_9 \\ x_{10} \\ x_{11} \\ x_{12} \\ x_{13} \\ x_{14} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \theta_3 \\ V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ \delta_1 \\ \omega_1 \\ E'_{q1} \\ \delta_2 \\ \omega_2 \\ E'_{q2} \\ i_d \\ i_q \end{bmatrix}$$

donde los estados x_{13} y x_{14} corresponden a los estados dinámicos i_d e i_q agregados por el Sistema de Almacenamiento de Energía.

En las siguientes figuras se muestran los resultados de la simulación numérica del caso de estudio planteado.

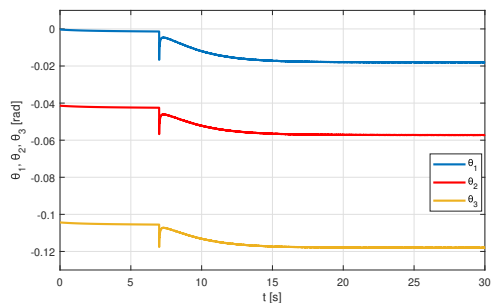


Figura 4.15: Ángulos de la red

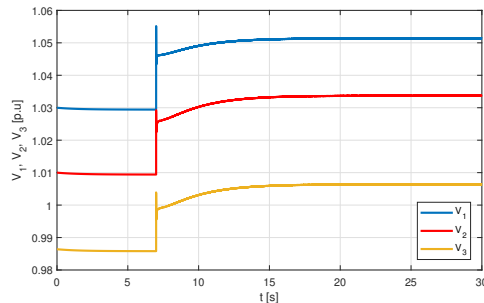


Figura 4.16: Voltajes de la red

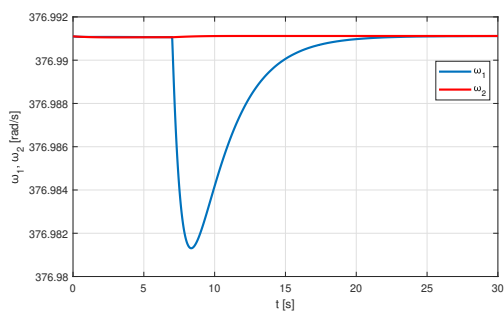


Figura 4.17: ω de los generadores

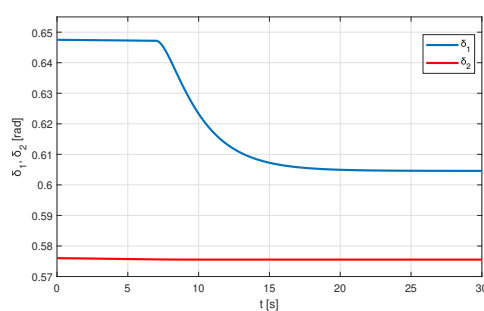


Figura 4.18: δ de los generadores

4.3 Integración de un BESS/STATCOM como Sistema de Respaldo en una Microrred Aislada

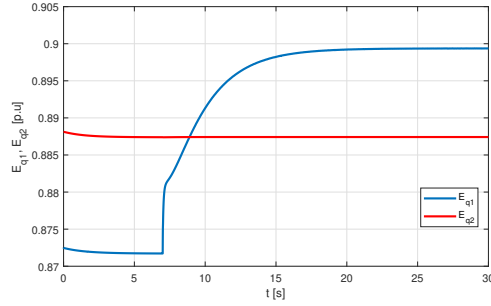


Figura 4.19: E'_q de los generadores

Se puede observar en las Figuras 4.16 y 4.15 el comportamiento de los estados algebraicos de la red provocado por la variación en el perfil de carga. Por otra parte, la variación en los estados dinámico de los generadores es mostrado en las Figuras 4.17, 4.18 y 4.19, donde se observa que los estados ω_1 , δ_1 y E_{q1} correspondientes al generador conectado en el nodo 1, sufren una variación en su comportamiento mientras que los estados ω_2 , δ_2 y E_{q2} mantienen el valor del estado estacionario sin ser perturbado por la variación de carga.

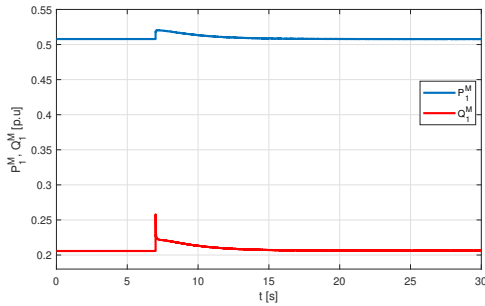


Figura 4.20: Potencia inyectada por el generador 1

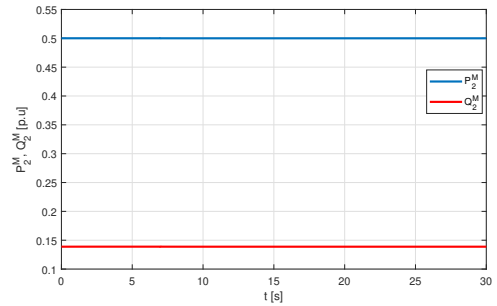


Figura 4.21: Potencia inyectada por el generador 2

4. INTEGRACIÓN DE UN BESS/STATCOM EN UNA MICRORRED

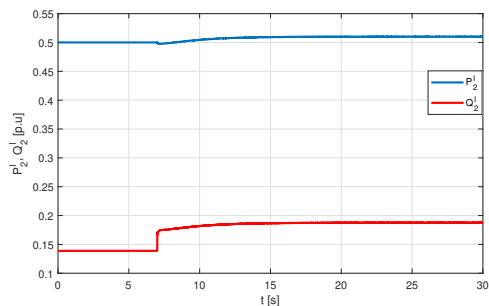


Figura 4.22: Potencia inyectada en el nodo 2

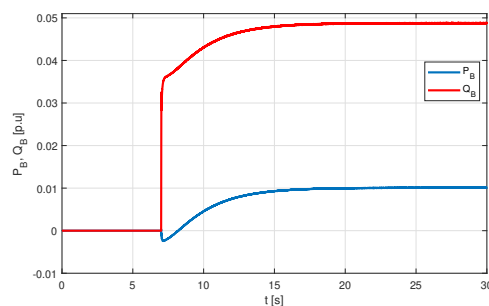


Figura 4.23: Potencia inyectada por el BESS/STATCOM

Finalmente, en las Figuras 4.20 y 4.21 se muestra la potencia inyectada por los generadores y se observa que la potencia inyectada por el generador 2 se mantiene constante, sin embargo, en la Figura 4.22 se puede observar que la potencia inyectada en el nodo 2 sufre un aumento en su valor, la cual es la suma de la potencia inyectada por el generador 2 y la potencia inyectada por el sistema BESS/STATCOM, cuyo comportamiento es mostrado en la Figura 4.23.

Con base en los resultados descritos anteriormente, se comprueba la efectividad del sistema BESS/STATCOM como compensador de potencia dentro de la Microrred ante una variación en el perfil de demanda de carga.

Los casos de estudio presentados, permiten afirmar la importancia de contar con un sistema de respaldo energético en un sistema de baja inercia como lo es una Microrred aislada, cuya estabilidad se ve incrementada al ser capaz de regresar a su punto de operación en el caso de una falla trifásica en los nodos de generación a través de la compensación de potencia por parte del sistema BESS/STATCOM. Por otro lado, se muestra la capacidad del sistema BESS/STATCOM para absorber perturbaciones derivadas de variaciones en el perfil de carga y reducir el impacto en el generador permitiéndole operar en un régimen estacionario.

Conclusiones

El estudio desarrollado a lo largo de éste trabajo demuestra la integración de un sistema BESS/STATCOM en una Microrred aislada. Partiendo del modelo Diferencial Algebraico de la red, se realizó la implementación de un sistema de respaldo de potencia que por medio de un esquema de control desacoplado de potencia activa y reactiva, es capaz de compensar anomalías provocadas por perturbaciones en la generación y el perfil de demanda de carga del sistema a través de la regulación de potencia a la salida del sistema BESS/STATCOM.

A partir de dos casos de estudio, se demuestra la capacidad del sistema propuesto para mantener al sistema operando de manera estable ante una perturbación. La estabilidad transitoria es mostrada en las implementaciones numéricas realizadas en MATLAB/SIMULINK. En el primer caso de estudio, se simuló una falla trifásica provocando la pérdida de uno de los generadores y compensando el nivel de potencia inyectada por éste a través del sistema BESS/STATCOM. Por otra parte, se simuló una variación en el perfil de carga que perturbó al sistema llevándolo a un nuevo punto de operación; debido a que los generadores no contaban con ningún esquema de control, los estados dinámicos sufrían variaciones, sin embargo, el sistema BESS/STATCOM mantuvo al generador asociado al mismo nodo operando en el punto de equilibrio del estado estacionario inicial.

Los resultados obtenidos en los diferentes casos de estudio, permiten cumplir con los objetivos planteados al principio de este trabajo, lo cual, es la base para acentuar la motivación del estudio de Sistemas de Almacenamiento de Energía en Microrredes como una solución a la creciente demanda energética, la integración de sistemas de generación por medio de fuentes renovables y el desarrollo de sistemas de potencia más confiables y robustos.

5.1. Trabajo a futuro

El estudio de Sistemas de Potencia permite abordar soluciones aisladas como la que se desarrolla a lo largo de este trabajo en el análisis de la estabilidad transitoria del sistema, sin embargo, el estudio de fenómenos más complejos se vuelve cada vez más relevante por lo que el planteamiento aquí presentado es una plataforma de partida para implementar esquemas de control más complejos y eficaces para la red, modelos no lineales de sistemas de almacenamiento de energía que permitan tener una representación más precisa del comportamiento del sistema, integrar sistemas de generación por fuentes de energía renovable, así como esquemas de control local para los modelos de generación ya planteados.

Apéndice A

Transformación de Park

La transformación de Park puede definirse como una proyección en tres ejes de las variables definidas en el marco de referencia natural o marco de referencia abc, una proyección se realiza sobre el eje de directa, la segunda en el eje conocido como eje de cuadratura y finalmente, la tercera sobre un eje estacionario [Anderson and Fouad, 2003]. En la siguiente ecuación se muestra la estructura de la transformación de Park [Park, 1929, Padiyar, 2004]

$$\begin{bmatrix} f_d \\ f_q \\ f_0 \end{bmatrix} = [C_p] \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad (\text{A.1})$$

donde

$$[C_p] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos\theta & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\text{sen}\theta & -\text{sen}(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\text{sen}(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{\sqrt{2}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} & \frac{\sqrt{2}}{2} \end{bmatrix}$$

f_d, f_q, f_0 representan a las variables en el marco dq. f_a, f_b, f_c representan a las variables en el marco abc, las cuales en el caso de las máquinas síncronas modelados como sistemas trifásicos, son cantidades variables con el tiempo incluyendo voltajes, corrientes y flujos. Finalmente, esas cantidades de AC son transformadas en cantidades de DC que no dependen del tiempo.

La transformación inversa de Park es

$$\begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} = [C_p]^{-1} \begin{bmatrix} f_d \\ f_q \\ f_0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.2})$$

donde

$$[C_p]^{-1} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos\theta & -\text{sen}\theta & \frac{\sqrt{2}}{2} \\ \cos\theta - \frac{2\pi}{3} & -\text{sen}(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \frac{\sqrt{2}}{2} \\ \cos\theta + \frac{2\pi}{3} & -\text{sen}(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \frac{\sqrt{2}}{2} \end{bmatrix}$$

Apéndice B

Flujos de potencia

La solución de flujos de potencia nos permite conocer el intercambio de potencia que hay entre los nodos de la red para un punto de operación dado por los voltajes de los nodos y las impedancias que conectan a los buses, los cuales pueden demandar potencia (bus de carga) o suministrar potencia (bus de generación). El flujo de potencia para un nodo k está dado por

$$S_k = P_k + jQ_k = V_k I_k^* \quad (\text{B.1})$$

en donde V_k e I_k son el voltaje y corriente del bus. Las corrientes de la red se obtienen de

$$[I] = [Y_{BUS}][V] \quad (\text{B.2})$$

Y_{BUS} es la matriz de admitancias nodales formada a partir de las impedancias de interconexión de los n nodos de la red. Los elementos de la matriz de admitancias se dividen en dos:

1. Elementos de la diagonal principal: Son la suma de las admitancias que llegan a un nodo y son positivos.
2. Elemento fuera de la diagonal principal: Corresponden a las admitancias que unen a dos nodos y son negativos.

Para la red utilizada en la sección 4.3 la matriz Y_{BUS} corresponde a la presentada en B.4

$$Y_{BUS} = \begin{bmatrix} Y_{11} & -Y_{12} & -Y_{13} \\ -Y_{21} & Y_{22} & -Y_{23} \\ -Y_{31} & -Y_{32} & Y_{33} \end{bmatrix} \quad (\text{B.3})$$

$$Y_{BUS} = \begin{bmatrix} 0.4425 - 6.6372i & -0.2212 + 3.3186i & -0.2212 + 3.3186i \\ -0.2212 + 3.3186i & 1.2113 - 13.2196i & -0.9901 + 9.9010i \\ -0.2212 + 3.3186i & -0.9901 + 9.9010i & 1.2113 - 13.2196i \end{bmatrix} \quad (\text{B.4})$$

Bibliografía

- [PQE, 2008] (2008). Chapter 11 - unified power quality conditioner (upqc). In Fuchs, E. F., , and Masoum, M. A., editors, *Power Quality in Power Systems and Electrical Machines*, pages 443 – 468. Academic Press, Burlington. [4](#)
- [BES, 2017] (2017). *IEEE P2030.2.1/D7.0, Sep 2017: IEEE Draft Guide for Design, Operation, and Maintenance of Battery Energy Storage Systems, Both Stationary and Mobile, and Applications Integrated with Electric Power Systems*. IEEE. [14](#), [15](#)
- [Abdar et al., 2012] Abdar, H. M., Chakraverty, A., Moore, D. H., Murray, J. M., and Loparo, K. A. (2012). Design and implementation a specific grid-tie inverter for an agent-based microgrid. In *2012 IEEE Energytech*, pages 1–6. [23](#)
- [Acha et al., 2002] Acha, E., Agelidis, V., Anaya-Lara, O., and Miller, T. (2002). 6 - power electronic equipment. In Acha, E., Agelidis, V., Anaya-Lara, O., and Miller, T., editors, *Power Electronic Control in Electrical Systems*, Newnes Power Engineering Series, pages 177 – 262. Newnes, Oxford. [21](#), [23](#), [37](#)
- [Amirnaser and Reza, 2012] Amirnaser, Y. and Reza, I. (2012). *Voltage - Sourced Converters in Power Systems: Modeling, Control, and Applications*. IEEE Press. [36](#), [49](#)
- [Anderson and Fouad, 2003] Anderson, P. M. and Fouad, A. A. (2003). *The Synchronous Machine*. IEEE. [61](#)
- [Andishgar et al., 2017] Andishgar, M. H., Gholipour, E., and allah Hooshmand, R. (2017). An overview of control approaches of inverter-based microgrids in islanding mode of operation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 80:1043 – 1060. [4](#), [5](#), [9](#)
- [Anupindi et al., 1993] Anupindi, K., Skjellum, A., Coddington, P., and Fox, G. (1993). Parallel differential-algebraic equation solvers for power system transient stability analysis. In *Proceedings of Scalable Parallel Libraries Conference*, pages 240–244. [29](#)
- [Becerril, 2015] Becerril, A. C. R. (2015). *Introducción*, pages 1–13. [6](#), [16](#)
- [Blaabjerg and Ionel, 2017] Blaabjerg, F. and Ionel, D. (2017). *Renewable Energy Devices and Systems with Simulations in MATLAB and ANSYS*. CRC Press. [14](#), [16](#)

- [Chen and Rincon-Mora, 2006] Chen, M. and Rincon-Mora, G. A. (2006). Accurate electrical battery model capable of predicting runtime and i-v performance. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 21(2):504–511. [15](#), [17](#), [18](#)
- [Dib et al., 2008] Dib, W., Barabanov, A., Ortega, R., and Lamnabhi-Lagarrigue, F. (2008). On transient stability of multi-machine power systems: A “globally” convergent controller for structure-preserving models. *IFAC Proceedings Volumes*, 41(2):9398 – 9403. 17th IFAC World Congress. [29](#), [33](#)
- [Farrokhabadi et al., 2018] Farrokhabadi, M., König, S., Cañizares, C. A., Bhattacharya, K., and Leibfried, T. (2018). Battery energy storage system models for microgrid stability analysis and dynamic simulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(2):2301–2312. [13](#)
- [Fusheng et al., 2016] Fusheng, L., Ruisheng, L., and Fengquan, Z. (2016). Chapter 1 - overview of microgrid. In Fusheng, L., Ruisheng, L., and Fengquan, Z., editors, *Microgrid Technology and Engineering Application*, pages 1 – 10. Academic Press, Oxford. [4](#)
- [Gao, 2015] Gao, D. W. (2015). Chapter 3 - interfacing between an ess and a microgrid. In Gao, D. W., editor, *Energy Storage for Sustainable Microgrid*, pages 79 – 121. Academic Press, Oxford. [13](#), [14](#), [36](#)
- [Grainger et al., 1999] Grainger, J., Stevenson, W., and Sousa, C. (1999). *Análisis de sistemas de potencia*. McGraw-Hill. [30](#), [53](#)
- [Hamidi et al., 2015] Hamidi, S. A., Ionel, D. M., and Nasiri, A. (2015). Modeling and management of batteries and ultracapacitors for renewable energy support in electric power systems—an overview. *Electric Power Components and Systems*, 43(12):1434–1452. [6](#), [7](#), [16](#)
- [Hernández, 2016] Hernández, J. A. V. (2016). *Introducción*, pages 1–5. [15](#)
- [Hill and Chen, 2011] Hill, C. and Chen, D. (2011). Development of a real-time testing environment for battery energy storage systems in renewable energy applications. In *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pages 1–8. [11](#)
- [Hyun et al., 2013] Hyun, D., Lim, C., Kim, R., and Hyun, D. (2013). Modeling and control of two-stage inverter for battery energy storage system. In *2013 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC)*, pages 1–5. [21](#)
- [Ilic and Zaborszky, 2000] Ilic, M. D. and Zaborszky, J. (2000). *Dynamics and control of large electric power systems*. New York ; Chichester : Wiley. .^A Wiley-Interscience publication.”. [29](#)
- [Kanchanaharuthai et al., 2015] Kanchanaharuthai, A., Chankong, V., and Loparo, K. A. (2015). Transient stability and voltage regulation in multimachine power

- systems vis-à-vis statcom and battery energy storage. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(5):2404–2416. [36](#)
- [Karimi et al., 2008] Karimi, H., Nikkhajoei, H., and Iravani, R. (2008). Control of an electronically-coupled distributed resource unit subsequent to an islanding event. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 23(1):493–501. [5](#)
- [Katiraei et al., 2004] Katiraei, F., Iravani, M. R., and Lehn, P. (2004). Microgrid autonomous operation during and subsequent to islanding process. In *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004.*, pages 2175 Vol.2–. [5](#)
- [Kreith, 2013] Kreith, F. (2013). *Energy Storage*, pages 500–560. [15](#)
- [Kularatna, 2015] Kularatna, N. (2015). Energy storage devices—a general overview. In Kularatna, N., editor, *Energy Storage Devices for Electronic Systems*, pages 1 – 28. Academic Press, Boston. [6](#)
- [Kundur et al., 1994] Kundur, P., Balu, N., and Lauby, M. (1994). *Power System Stability and Control*. Discussion Paper Series. McGraw-Hill Education. [30](#), [53](#)
- [Lawder et al., 2014] Lawder, M. T., Suthar, B., Northrop, P. W. C., De, S., Hoff, C. M., Leitermann, O., Crow, M. L., Santhanagopalan, S., and Subramanian, V. R. (2014). Battery energy storage system (bess) and battery management system (bms) for grid-scale applications. *Proceedings of the IEEE*, 102(6):1014–1030. [13](#), [14](#), [18](#)
- [Li et al., 2017] Li, Y., Vilathgamuwa, D. M., Farrell, T. W., , and Tran, N. T. (2017). An equivalent circuit model of li-ion battery based on electrochemical principles used in grid-connected energy storage applications. In *2017 IEEE 3rd International Future Energy Electronics Conference and ECCE Asia (IFEEC 2017 - ECCE Asia)*, pages 959–964. [11](#), [16](#)
- [Mahmoud et al., 2014] Mahmoud, M., Hussain, S. A., and Abido, M. (2014). Modeling and control of microgrid: An overview. *Journal of the Franklin Institute*, 351(5):2822 – 2859. [3](#), [5](#), [9](#)
- [Mercier et al., 2009] Mercier, P., Cherkaoui, R., and Oudalov, A. (2009). Optimizing a battery energy storage system for frequency control application in an isolated power system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3):1469–1477. [9](#)
- [Middlebrook and Cuk, 1976] Middlebrook, R. D. and Cuk, S. (1976). A general unified approach to modelling switching-converter power stages. In *1976 IEEE Power Electronics Specialists Conference*, pages 18–34. [23](#)
- [Mohan, 2012] Mohan, N. (2012). *Electric Power Systems: A First Course*. CourseSmart Series. Wiley. [21](#)

- [Montoya Giraldo et al., 2018] Montoya Giraldo, O. D., Garcés Ruiz, A., Ortega Velázquez, I., and Espinosa Pérez, G. R. (2018). Passivity-based control for battery charging/discharging applications by using a buck-boost dc-dc converter. In *2018 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*, pages 89–94. [25](#), [34](#)
- [Olivares et al., 2014] Olivares, D. E., Cañizares, C. A., and Kazerani, M. (2014). A centralized energy management system for isolated microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4):1864–1875. [4](#)
- [Ortega et al., 1998] Ortega, R., Loría, A., Nicklasson, P. J., and Sira-Ramírez, H. (1998). *Modeling of switched DC-to-DC power converters*, pages 135–180. Springer London, London. [24](#), [34](#)
- [Padiyar, 2004] Padiyar, K. (2004). *Power System Dynamics: Stability and Control*. Anshan. [61](#)
- [Park, 1929] Park, R. H. (1929). Two-reaction theory of synchronous machines generalized method of analysis-part i. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, 48(3):716–727. [61](#)
- [Sauer and Pai, 2008] Sauer, P. and Pai, A. (2008). Power system dynamics and stability. *SERBIULA (sistema Librum 2.0)*. [3](#)
- [Senjyu et al., 2005] Senjyu, T., Nakaji, T., Uezato, K., and Funabashi, T. (2005). A hybrid power system using alternative energy facilities in isolated island. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 20(2):406–414. [5](#)
- [Silva-Saravia et al., 2017] Silva-Saravia, H., Pulgar-Painemal, H., and Mauricio, J. M. (2017). Flywheel energy storage model, control and location for improving stability: The chilean case. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(4):3111–3119. [9](#)
- [Sparacino et al., 2012] Sparacino, A. R., Reed, G. F., Kerestes, R. J., Grainger, B. M., and Smith, Z. T. (2012). Survey of battery energy storage systems and modeling techniques. In *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pages 1–8. [13](#), [17](#)
- [Sørensen, 2007] Sørensen, B. (2007). Chapter 5 engine conversion of solar energy. In Sorensen, B., editor, *Renewable Energy Conversion, Transmission and Storage*, pages 22 – 25. Academic Press, Burlington. [6](#)
- [Srujana Raghupatruni U and Khanam, 2015] Srujana Raghupatruni U and Khanam, S. (2015). Vsc based bidirectional converter and battery energy storage system for microgrid application. In *2015 International Conference on Computation of Power, Energy, Information and Communication (ICCPEIC)*, pages 0457–0463. [18](#)
- [Such and Masada, 2017] Such, M. C. and Masada, G. Y. (2017). Bess control on an microgrid with significant wind generation. In *2017 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pages 1–5. [10](#)

- [Such and Masada, 2017] Such, M. C. and Masada, G. Y. (2017). Bess control on an microgrid with significant wind generation. In *2017 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pages 1–5. [14](#)
- [Sudev and Parvathy, 2014] Sudev, V. and Parvathy, S. (2014). Switched boost inverter based dc nanogrid with battery and bi-directional converter. In *2014 International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies [ICCPCT-2014]*, pages 461–467. [25](#)
- [Tasi-Fu Wu and Yu-Kai Chen, 1998] Tasi-Fu Wu and Yu-Kai Chen (1998). Modeling pwm dc/dc converters out of basic converter units. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 13(5):870–881. [21](#)
- [Thabet et al., 2013] Thabet, A., Boutayeb, M., and Abdelkrim, M. N. (2013). On the modeling and state estimation for dynamic power system. *International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering*, 7(2):248 – 257. [29](#)
- [Tsolas et al., 1985] Tsolas, N., Arapostathis, A., and Varaiya, P. (1985). A structure preserving energy function for power system transient stability analysis. *IEEE Transactions on Circuits and Systems*, 32(10):1041–1049. [31](#)
- [Williamson et al., 2011] Williamson, S. S., Cassani, P. A., Lukic, S., and Blunier, B. (2011). Chapter 6 - energy storage. In Rashid, M. H., editor, *Alternative Energy in Power Electronics*, pages 267 – 315. Butterworth-Heinemann, Boston. [17](#)
- [Xu et al., 2016] Xu, X., Bishop, M., Donna G, O., and Chen, H. (2016). Application and modeling of battery energy storage in power systems. 2:82–90. [10](#), [13](#), [14](#)
- [Yang et al., 2001] Yang, Z., Shen, C., Zhang, L., Crow, M. L., and Atcitty, S. (2001). Integration of a statcom and battery energy storage. In *2001 Power Engineering Society Summer Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37262)*, volume 3, pages 1798 vol.3–. [36](#)
- [Zhong and Hornik, 2012] Zhong, Q.-C. and Hornik, T. (2012). *Introduction*, pages 400–. Wiley-IEEE Press. [21](#), [22](#), [36](#)