



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Modelado de Sistemas de Almacenamiento de
Energía con Baterías (BESS) para Estudios de Flujos
de Potencia Multiperiodo**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniera Eléctrica Electrónica

P R E S E N T A

Andrea Arroyo Serrano

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Luis Miguel Castro González



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2023



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

Quiero agradecer profundamente el apoyo de mi familia, a mi hermana **Amélie Arroyo** quien es el motor de mi vida y mi lucecita de felicidad, siempre me impulsas a ser mejor persona, mi vida es mejor desde que estás en ella. A mi padre **Carlos E. Arroyo**, que siempre ha creído en mí, esto es posible porque confías en que puedo hacer muchas cosas. A mi madre **Lucía S. Amaya** quien me enseñó todo lo que pudo, fue la primera en saber de lo que yo era capaz. A todos ustedes los llevo por siempre conmigo. A mi gato **Bicha**, que me acompañó en mis desvelos y clases durante toda la pandemia.

Agradezco a mi abuela **Guadalupe González**, que a pesar de no conocer nada respecto a la ingeniería me escuchó platicarle de todo. A mi abuelo **Enrique Arroyo**, que me me me dedicó un espacio de su vida y me enseñó a apreciar la naturaleza, te extraño con toda el alma. A mi abuela **Félix Amaya**, de quien no dejo de sorprenderme cada día.

Doy gracias los amigos que me dio la Facultad de Ingeniería, **César Alizota**, que es en una de las personas más importantes de mi vida, te quiero my Sky full of stars. **Aidán Ortega** en quien puedo confiar totalmente y está en todos los momentos. Reconozco el cariño y apoyo de **Adrián Flores**, que ha estado conmigo a lo largo del desarrollo de este trabajo, **Jesús H. Sánchez** que se ha convertido en un ejemplo para mi vida, **Stephanie Aparicio**, **Osvaldo Romero**, **Martín Díaz** y demás compañeros del cubículo que estuvieron acompañándome a lo largo de todo este proceso, me orientaron y se convirtieron en mis amigos.

Agradezco especialmente al **Dr. Luis M. Castro**, que me motivó a superarme en cada obstáculo que se presentó y tuvo paciencia para orientarme en las dudas que surgían, doy gracias por el tiempo invertido en mi formación y espero continuar contando con su apoyo en futuros proyectos.

A la **Universidad Nacional Autónoma de México** y la **Facultad de Ingeniería** por brindarme la formación profesional que hizo posible este trabajo.

Esta investigación fue realizada gracias al Programa de Apoyo a Proyectos de Investigación e Innovación Tecnológica (PAPIIT) de la UNAM IN104822. Agradezco a la DGAPA-UNAM la beca recibida.

Resumen

El crecimiento de la demanda eléctrica a nivel mundial y la latente preocupación por el impacto ambiental negativo causado por las fuentes de generación basadas en combustibles fósiles, están motivando el desarrollo de diferentes alternativas de almacenamiento de energía, las cuales lucen prometedoras para paliar estas problemáticas. Una de las ideas principales es almacenar energía en horas de baja demanda del sistema eléctrico de potencia (SEP), para aliviar la carga de los generadores eléctricos en las horas de demanda mayor. Partiendo de este contexto, estudiar el comportamiento de los BESS (*Battery Energy Storage System*, por sus siglas en inglés) integrados a los SEP, mediante modelos matemáticos desarrollados a propósito, se ha vuelto obligatorio para poder tomar decisiones sobre su correcta implementación, operación y/o planeación.

En este trabajo de tesis, en la revisión de literatura se aborda inicialmente el estado que guarda la aplicación de los BESS a nivel mundial, se discute aquellos proyectos que se encuentran a nivel construcción y la proyección de los que se encuentran en vías de desarrollo. Se explica con suficiente detalle cada uno de los componentes que lo conforman, es decir, paquete de baterías y convertidor electrónico de potencia, para sí completar el modelo del BESS. Posteriormente, se desarrolla un algoritmo generalizado de flujos de potencia que permite estudiar redes eléctricas complejas operando en estado estacionario e incorporando varios BESS distribuidos de diferentes capacidades de almacenamiento. Para obtener resultados prácticos, se considera en los BESS la característica de carga/descarga de energía denominada *Energy Time Shift*, misma que es ampliamente aplicada en instalaciones existentes. Este algoritmo se formula mediante inyecciones de potencia nodales planteadas para ser resueltas con el método de Newton-Raphson, en secuencia positiva y operando a la frecuencia fundamental. Con todo lo anterior, se obtienen las variables de estado del SEP y de los BESS que permiten analizar el impacto de estos últimos sobre la red eléctrica considerando múltiples periodos de operación, por ejemplo, las 24 horas de un día.

El modelo propuesto de BESS se valida con respecto a uno más detallado implementado en el Simscape Electrical de Simulink, MATLAB[®], usando un SEP de tres nodos. Además, se muestra la utilidad y alcance del método implementado para realizar análisis multiperiodo con SEP más complejos como el estándar IEEE de 24 nodos. Sin lugar a duda, la propuesta de este trabajo de tesis es útil para asistir correctamente a especialistas de SEP en su análisis y toma decisiones.

Índice General

Agradecimientos.....	i
Resumen.....	ii
Índice General.....	iii
Índice de Tablas.....	iv
Índice de Figuras.....	v
Glosario de símbolos y abreviaturas.....	vii
1 Introducción.....	1
1.1 Antecedentes y revisión del estado del arte.....	1
1.2 Justificación.....	8
1.3 Objetivo.....	8
1.4 Hipótesis.....	9
1.5 Organización.....	9
2 Modelado de sistemas eléctricos de potencia en estado estacionario.....	11
2.1 Introducción.....	11
2.2 Planteamiento del problema de flujos de potencia.....	12
2.3 Tipos de nodos.....	16
2.4 Método de Newton-Raphson aplicado al problema de flujos de potencia.....	17
2.4.1 Inicialización de las variables de estado.....	20
2.4.2 Control de límites de potencia reactiva Q_g^{min} y Q_g^{max}	20
2.5 Algoritmo implementado para la solución de flujos de potencia.....	21
3 Modelado de sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS).....	23
3.1 Introducción.....	23
3.2 Modelado de baterías.....	24
3.2.1 Modelo del arreglo de baterías.....	25
3.2.2 Estrategia de carga y descarga de energía en el tiempo (<i>Energy Time Shift</i>).....	28
3.3 Convertidor VSC.....	29
3.3.1 Modelo del VSC para estudios de flujos de potencia.....	32
3.4 Modelo del BESS para estudios de flujos de potencia multiperiodo.....	35
3.5 Flujos de potencia multiperiodo incluyendo BESS.....	39
4 Casos de estudio.....	40
4.1 Introducción.....	40
4.2 Variación de la curva de demanda.....	41
4.3 Sistema eléctrico de tres nodos con un BESS - Validación del modelo.....	41
4.4 Sistema eléctrico del IEEE de 24 nodos con tres BESS distribuidos.....	52
5 Conclusiones y trabajos futuros.....	61
5.1 Conclusiones generales.....	61
5.1 Trabajos futuros.....	63
6 Referencias.....	64
7 Anexos.....	67
A. Parámetros del sistema del IEEE de 24 nodos.....	67
B. Parámetros de los tres BESS para el sistema del IEEE de 24 nodos.....	68

Índice de Tablas

Tabla 1. Proyectos de BESS contratados con mayor potencia nominal a nivel mundial.	4
Tabla 2. Proyectos de BESS operando con mayor potencia nominal a nivel mundial.	5
Tabla 3. Proyectos de BESS anunciados con mayor potencia nominal a nivel mundial.	6
Tabla 4. Parámetros del BESS para el caso de estudio de validación	43
Tabla 5. RMSE [%] para las diferentes variables del SEP con un BESS	52
Tabla A.1 Parámetros de líneas de transmisión y transformadores	67
Tabla A.2 Parámetros de generadores y compensadores	67
Tabla A.3 Parámetros de cargas para demanda máxima	68
Tabla B.1 Parámetros de los BESS	68

Índice de Figuras

Fig. 1.1 Porcentajes de proyectos de BESS: a) Países con mayor cantidad en operación, b) Tecnología aplicada en operación, c) Países con mayor cantidad anunciados, d) Tecnología aplicada anunciados, e) Países con mayor cantidad contratados, f) Tecnología aplicada en los contratados [10].	3
Fig. 2.1 Balance de potencia en el nodo k : a) Potencia activa b) Potencia reactiva	12
Fig. 2.2 Línea de transmisión que conecta dos nodos.....	13
Fig. 2.3 Diagrama de flujo del método usado para la solución de flujos de potencia	22
Fig. 3.1 Características de carga y descarga de baterías [23]	25
Fig. 3.2 Estrategia ETS de carga/descarga de un BESS y curva de demanda de un SEP.	28
Fig. 3.3 a) Representación del convertidor VSC de medio puente, b) Voltaje de salida de CA. .	30
Fig. 3.4 Representación esquemática del convertidor VSC trifásico de dos niveles [27].	31
Fig. 3.5 Señales de conmutación del PWM: a) Señales portadora y moduladora, b) Función de conmutación de S_1 , c) Función de conmutación de S_4 [28].....	31
Fig. 3.6 a) Representación esquemática del VSC, b) Circuito equivalente en estado estacionario	32
Fig. 3.7 Modelo del circuito equivalente del BESS.....	35
Fig. 4.1 Curva de demanda: a) caso de estudio, Sección 4.3, b) caso de estudio, Sección 4.4	41
Fig. 4.2 Sistema de 3 nodos empleado para la validación del algoritmo y modelo de BESS desarrollado.....	42
Fig. 4.3 Estrategia ETS para el caso de prueba con un BESS: a) Potencia activa, b) Potencia reactiva.....	46
Fig. 4.4 Comparación entre Simscape Electrical - Simulink y el modelo propuesto de BESS: a) Potencia del paquete de baterías, b) Estado de carga del paquete de baterías	47
Fig. 4.5 Comparación entre Simscape Electrical - Simulink y el modelo propuesto para el VSC: a) Potencia activa, b) Potencia reactiva, c) Índice de modulación.....	49
Fig. 4.6 Comparación entre Simscape Electrical - Simulink y el modelo propuesto para los voltajes nodales del SEP: a) Simulink, b) Método de flujos de potencia y modelo del BESS propuesto .	51
Fig. 4.7 Sistema de prueba del IEEE de 24 nodos con tres BESS distribuidos	53
Fig. 4.8 Energy Time Shift (ETS) para los tres BESS.....	54

Fig. 4.9 Potencias de algunos generadores seleccionados, a) Potencia activa, b) Potencia reactiva	56
Fig. 4.10 Resultados obtenidos para los BESS: a) Estados de carga, b) Índice de modulación...	57
Fig. 4.11 Potencias entrantes a los BESS: a) Potencia activa, b) Potencia reactiva	58
Fig. 4.12 Voltajes nodales en los nodos tipo <i>PQ</i> y tipo BESS	59
Fig. 4.13 Pérdidas en potencia activa del SEP	60

Glosario de símbolos y abreviaturas

A	Voltaje exponencial	ΔP	Desajuste de potencia activa
B	Capacidad Exponencial	P_d	Potencia activa demandada
B_{eq}	Susceptancia equivalente	P_g	Potencia activa generada
BESS	Battery Energy Storage System	P_{sch}	Potencia programada
C	Capacitor	PWM	Pulse-width modulation
CA	Corriente alterna	θ	Angulo de fase del voltaje
CD	Corriente directa	ΔQ	Desajuste de potencia reactiva
CR, DR	Relación de carga y descarga	Q_d	Potencia reactiva demanda
DOE	Department of Energy	Q_g	Potencia reactiva generada
E	Voltaje de CD	R	Resistencia
RMS	Root Medium Square	r_{in}	Resistencia interna del BESS
f_c	Frecuencia	RMSE	Root mean squared error
η_b	Eficiencia de carga y descarga	S	Potencia aparente
I	Corriente inyectada	SENER	Secretaría de Energía
IGBT	Insulated gate bipolar transistor	SEP	Sistema eléctrico de potencia
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers	SoC	Estado de carga
φ_v	Ángulo de fase del VSC	V	Voltaje nodal
K	Constante de polarización	VSC	Voltage source converter
m	Índice de modulación	W	Capacidad del BESS
n_p	Número de baterías en paralelo	x	Reactancia
n_s	Número de baterías en serie	y	Admitancia
OLTC	On-load tap changer	z	Impedancia

Capítulo 1

Introducción

1.1 Antecedentes y revisión del estado del arte

Varios de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) alrededor del mundo se encuentran actualmente transitando a lo que se ha denominado redes eléctricas inteligentes, mismas que se espera incorporen grandes bloques de generación limpia. La meta a nivel mundial es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero que provienen de la quema de combustibles fósiles empleados en plantas termoeléctricas. Sin embargo, es preciso mencionar que las plantas de generación convencional – termoeléctricas e hidroeléctricas – contribuyen a la regulación de frecuencia de la red ya que su potencia de salida es ajustable. Pero el uso de fuentes de energía limpias – eólicas o solares – reduce la reserva rodante y capacidad de regulación de frecuencia del SEP. Debido a su intermitencia, estas fuentes de generación pueden causar un desempeño pobre de la red eléctrica ante disturbios, aunque ello puede subsanarse en ocasiones con equipamiento y estrategias de control adecuadas, por ejemplo, mediante el uso de sistemas de almacenamiento de energía. En México, la Secretaría de Energía (SENER) es la responsable de promover los proyectos en materia energética, enfocándose en el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y haciendo prevalecer una operación continua, eficiente y segura del SEP nacional [1]. Y en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) se contempla el uso de sistemas de almacenamiento de energía [2].

No solo existe preocupación por la operación de la generación, hay tareas relativas a la transmisión y distribución del fluido eléctrico que deben mantener en estricta observancia con objetivos de confiabilidad y calidad en el suministro. Particularmente, un SEP puede definirse como un conjunto de subsistemas formados por dispositivos que se conectan entre sí con el fin de generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica [3, 4, 5]:

- *Generación*: es la conversión de energías primarias en energía eléctrica por distintos métodos
- *Transmisión*: es un subsistema en el que se unifican las diferentes formas de energía con el propósito de elevar la tensión para evitar pérdidas en su envío.
- *Distribución*: subsistema que reduce la tensión para el uso comercial y residencial.

Dentro de la definición anterior, se puede decir que los sistemas de almacenamiento de energía inciden directamente en el *parque generación* ya que su interacción con el SEP, mediante inyección o absorción de energía eléctrica, afecta directamente el despacho de potencia de las unidades conectadas. Y en efecto, dicha interacción dependerá de la tecnología de que se trate. En este tenor, se han desarrollado varias tecnologías para almacenar energía a gran escala y muchas están limitadas a su dependencia del sitio y capacidad de respuesta. Los dispositivos de almacenamiento de energía electroquímica (baterías) ofrecen flexibilidad en capacidad, ubicación y respuesta rápida que permite satisfacer la demanda eléctrica [6, 7]. Existe una larga historia de integración de baterías en aplicaciones de red y, aunque los BESS actualmente representan solo una pequeña parte del almacenamiento de energía en los SEP, estos han experimentado un gran crecimiento recientemente debido a su versatilidad, alta densidad de energía, y eficiencia [8].

Los BESS son capaces de reaccionar a las necesidades de los SEP prácticamente de forma instantánea además que pueden mantenerse activos por periodos de tiempo largos. En el mercado se encuentran distintos tipos de tecnologías como son las de Plomo ácido o las de Ion-litio, siendo estas últimas las más populares, tal como se observa en la Fig. 1.1b), d), f) [9, 10]. De acuerdo con información del DOE (*Department Of Energy*, por sus siglas en inglés), hay actualmente 1048 proyectos de BESS en el mundo, de entre los cuales existen 145 proyectos anunciados, 66 en contratación, 780 operando, aunque 5 de estos se encuentran en reparación, 7 en construcción y 52 proyectos más se han cancelado debido a diversas situaciones. De los BESS contratados se pueden destacar los 10 de mayor potencia que van de los 20 [MW] a los 85 [MW], ver la Tabla 1. Y de los BESS en operación, se pueden destacar 25 dada su potencia nominal que está entre los 20 [MW] y 100 [MW], de acuerdo con la

Tabla 2. Mientras que de los BESS que han sido anunciados, el de mayor potencia es de 85 [MW], como se observa en la Tabla 3. Por otro lado, es preciso mencionar que el país con la mayor cantidad de proyectos en operación, anunciados y contratados es Estados Unidos, siendo este el

país en el que más investigación al respecto se lleva a cabo. Como se puede observar en las gráficas de la Fig. 1.1 a), c), e), a pesar de que EE. UU. es el país que más invierte en tecnologías BESS, existen otros países que han logrado implementar proyectos exitosos, por ejemplo, Canadá y Reino Unido, entre otros.

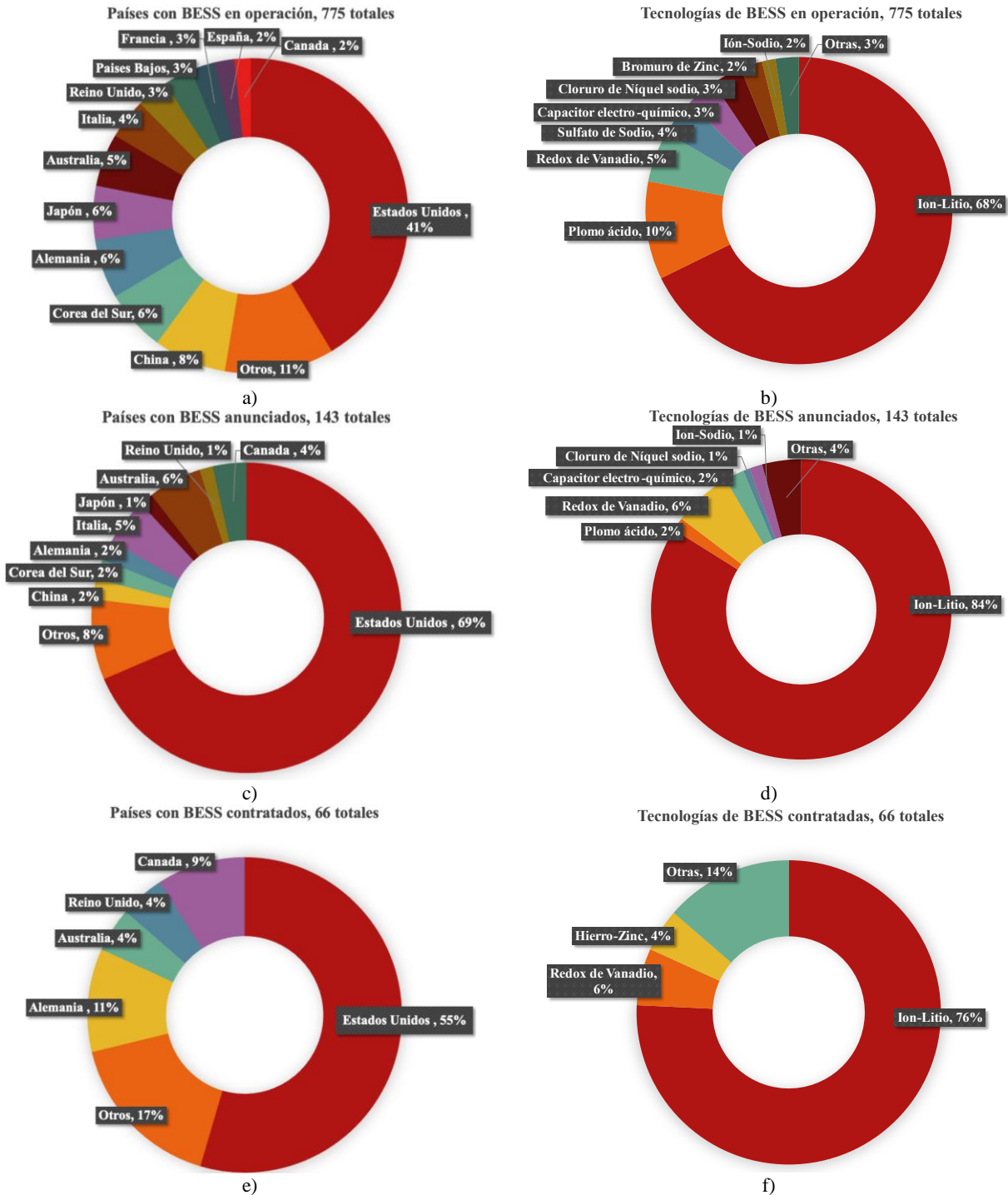


Fig. 1.1 Porcentajes de proyectos de BESS: a) Países con mayor cantidad en operación, b) Tecnología aplicada en operación, c) Países con mayor cantidad anunciados, d) Tecnología aplicada anunciados, e) Países con mayor cantidad contratados, f) Tecnología aplicada en los contratados [10].

Cabe mencionar que el tamaño de los BESS depende directamente de la aplicación, que pueden usarse como regulador de potencia/frecuencia o voltaje, así como sistema de emergencia en caso de falla [10, 11]. Además, nótese que en la mayoría de los casos un BESS puede funcionar solo por algunas horas en el rango de 0:15 [min] a 4:00 [h], de acuerdo con lo reportado en las

Tabla 2-3. Esto se debe a los materiales con los que se construyen, las unidades de almacenamiento de energía y el uso que se pretende que tenga en el SEP. En algunos casos, las baterías también pueden soportar descargas profundas y un gran número de ciclos de carga y descarga que, dependiendo del tipo de tecnología y la forma en la que se efectúen las cargas y descargas, pueden ver reducir su vida útil [12].

Tabla 1. Proyectos de BESS contratados con mayor potencia nominal a nivel mundial.

Nombre del proyecto	Potencia Nominal [MW]	Duración de descarga [hrs: min]	Capacidad de almacenamiento [MWh]	País	Tipo de Batería
Stem 85 MW Western Los Angeles Basin ⁽ⁱⁱⁱ⁾	85	-	0	Estados Unidos	Ion-litio
AMS 50 MW Hybrid-Electric Buildings ^{(i)-(iii), (vi)}	50	-	0	Estados Unidos	Ion-litio
Non-Gong Substation ESS - 36 MW ESS - KEPSCO / Kokam ^(v)	36	0:22	13.32	Sur Corea	Ion-litio
Convergent 35 MW / 140 MWh - SCE ^{(iv)-(vi)}	35	4:00	140	Estados Unidos	Ion-litio
Golden Hills - NextEra Energy	30	2:00	60	Estados Unidos	Ion-litio
SDG&E Escondido Substación - AES ^{(ii), (ii), (v)}	30	4:00	120	Estados Unidos	Ion-litio
Kazakhstan - 25MW / 100MWh - Flow Batteries - Primus Power ^{(vi), (ix)}	25	4:00	100	Kazakstán	Bromuro de Zinc
SDG&E / Hecate Energy Bancroft - (San Diego, CA) ^{(vi), (ix), (x)}	20	4:00	80	Estados Unidos	Ion-litio
Aliso Canyon SCE Mira Loma Substación - Tesla ^{(vi), (ix), (x)}	20	4:00	80	Estados Unidos	Ion-litio
UK National Grid - RES ^{(vi), (ix)}	20	-	0	Reino Unido	Ion-litio

Notas: ⁽ⁱ⁾ Electric Energy Time Shift (Arbitrage); ⁽ⁱⁱ⁾ Renewable Energy Time Shift; ⁽ⁱⁱⁱ⁾ Renewable Energy Time Shift (Firming); ^(iv) Voltage Regulation; ^(v) Reliability; ^(vi) Frequency Regulation; ^(vii) Operating Reserve (Spinning); ^(viii) Operating Reserve (Supplementary); ^(ix) Voltage Support; ^(x) Black Start; ^(xi) Ramp Support; ^(xii) Transmission Congestion Relief; ^(xiii) Electric Supply Capacity

Tabla 2. Proyectos de BESS operando con mayor potencia nominal a nivel mundial.

Nombre del proyecto	Potencia Nominal [MW]	Duración de descarga [hrs: min]	Capacidad de almacenamiento [MWh]	País	Tipo de Batería
Horns dale Power Reserve 100MW / 129MWh Tesla Battery ^{(ii), (iii), (vi)}	100	1:17	128	Australia	Ion-litio
Alemannia Residential Energy Storage Systems - 34,000 PV Battery Storage Systems @ 2 kW	68	3:00	204	Alemania	Ion-litio
Kyushu Electric - Busan Substation - Mitsubishi Electric / NGK Insulators ^{(iv), (vi)}	50	6:00	300	Japón	Sulfato de Sodio
Nishi-Sendai Substation - Tohoku Electric / Toshiba ^{(iv), (vi)}	40	0:30	20	Japón	Ion-litio
Minami-Soma Substation - Tohoku Electric / Toshiba ^{(ii), (iii)}	40	1:00	40	Japón	Ion-litio
Notrees Battery Storage Project - Duke Energy ^{(i), (iii), (vi)}	36	0:40	24.12	Estados Unidos	Ion-litio
Rokkasho Village Wind Farm - Futamata Wind Development ^{(ii), (iii), (vii)}	34	7:00	238	Japón	Sulfato de Sodio
AES Laurel Mountain ^{(vi), (xi)}	32	0:15	8	Estados Unidos	Ion-litio
Grand Ridge Energy Storage 31.5 MW ^(vi)	31.5	0:23	11.97	Estados Unidos	Ion-litio
Invenergy Grand Ridge Wind Project BESS ^{(ii), (vi)}	31.5	0:23	11.97	Estados Unidos	Ion-litio
Imperial Irrigation District BESS - GE ^{(vi)-(x)}	30	0:40	20.1	Estados Unidos	Ion-litio
Escondido Energy Storage ^{(i), (v), (vi), (viii)}	30	4:00	120	Estados Unidos	Ion-litio
West-Ansung (Seo-Anseong) Substation ESS Pilot Project-28MWESS-KEPCO / Kokam / LG Chem ^{(iv), (vi), (xii)}	28	4:00	89.6	Sur Corea	Ion-litio
Golden Valley Electric Association (GVEA) Battery Energy Storage System (BESS) ^{(iv), (vii)}	27	0:15	6.75	Estados Unidos	Níquel-cadmio
Anchorage Area Battery Energy Storage System ^{(i), (vii), (viii)}	25	0:34	14.25	Estados Unidos	Ion-litio
Shin-Yongin Substation ESS Pilot Project -24MW ESS - KEPCO / Samsung SDI ^{(iv), (vi), (xii)}	24	0:30	12	Sur Corea	Ion-litio
Uiryeong Substation ESS - 24 MW ESS - KEPCO / LG CNS ^{(iv), (vi), (xii)}	24	0:15	6	Sur Corea	Ion-litio
Shin-Gimje Substation ESS - 24 MW ESS - KEPCO / Kokam ^{(iv), (vi), (xii)}	24	0:22	8.88	Sur Corea	Ion-litio
Lakeland Solar and Storage - Lyon Group ^{(ii), (iii), (v)}	20	1:00	20	Australia	Ion-litio
Cape York Solar Storage 20MW / 80MWh - Lyon Group ^{(ii), (iii), (v)}	20	4:00	80	Australia	Ion-litio
AES Angamos Storage Array ^{(vi), (vii)}	20	0:20	6.6	Chile	Ion-litio
Lee DeKalb Energy Storage - NextEra ^(vi)	20	0:30	10	Estados Unidos	Ion-litio
IPL Advanci3n Energy Storage Array ^(vi)	20	1:00	20	Estados Unidos	Ion-litio
McHenry Battery Storage Project - EDF Renewable Energy ^{(vi), (xiii)}	20	2:20	46.6	Estados Unidos	Ion-litio
AltaGas Pomona Energy - SCE/Greensmith Energy ^(xiii)	20	4:00	80	Estados Unidos	Ion-litio

Notas: ⁽ⁱ⁾ Electric Energy Time Shift (Arbitrage); ⁽ⁱⁱ⁾ Renewable Energy Time Shift; ⁽ⁱⁱⁱ⁾ Renewable Energy Time Shift (Firming); ^(iv) Voltage Regulation; ^(v) Reliability; ^(vi) Frequency Regulation; ^(vii) Operating Reserve (Spinning); ^(viii) Operating Reserve (Supplementary); ^(ix) Voltage Support ; ^(x) Black Start; ^(xi) Ramp Support; ^(xii) Transmission Congestion Relief ; ^(xiii) Electric Supply Capacity

Tabla 3. Proyectos de BESS anunciados con mayor potencia nominal a nivel mundial.

Nombre del proyecto	Potencia Nominal [MW]	Duración de descarga [hrs, min]	Capacidad de almacenamiento [MWh]	País	Tipo de Batería
Crimson Energy Storage - 450 MW ^{(ii), (v)}	85	-	0	Estados Unidos	Ion-litio
Vistra Moss Landing Energy Storage - 300 MW ^{(v), (xii)}	50	-	0	Estados Unidos	Ion-litio
Kingfisher Project (Stage 2) ^{(ii), (iii)}	36	4:00	400	Australia	Ion-litio
Solar Energy Corporation of India (SECI)- 100MW ^(ix)	35	4:00	400	India	Ion-litio
Dalrymple 30 MW / 8 MWh battery ^{(v), (vi), (ix)}	30	0:16	8.1	Australia	Ion-litio
Japan-Egypt-Hurghada-30 MW ⁽ⁱⁱ⁾	30	4:00	120	Egipto	Ion-litio
30 MW SK Innovation BESS ⁽ⁱⁱⁱ⁾	25	-	-	Alemania	Ion-litio
Terna Grid Defense Plan Phase II (1) ^{(vi), (ix)}	20	-	-	Italia	Ion-litio
Cochrane Thermal Power Station Storage System ⁽ⁱ⁾	20	0:19	6.4	Chile	Ion-litio
Kingdom of Jordan - NEPCO ⁽ⁱ⁾⁻⁽ⁱⁱⁱ⁾	20	-	0	Jordania	Ion-litio

Notas: ⁽ⁱ⁾ Electric Energy Time Shift (Arbitrage); ⁽ⁱⁱ⁾ Renewable Energy Time Shift; ⁽ⁱⁱⁱ⁾ Renewable Energy Time Shift (Firming); ^(iv) Voltage Regulation; ^(v) Reliability; ^(vi) Frequency Regulation; ^(vii) Operating Reserve (Spinning); ^(viii) Operating Reserve (Supplementary); ^(ix) Voltage Support ; ^(x) Black Start; ^(xi) Ramp Support; ^(xii) Transmission Congestion Relief ; ^(xiii) Electric Supply Capacity

A pesar del aumento de instalaciones de BESS alrededor del mundo para apoyar la incorporación de fuentes intermitentes de energía en los SEP, su uso no asegura el uso de energía totalmente limpia en toda la cadena de producción energética, visto desde un todo. En distintos foros se habla mucho al respecto de los beneficios de los BESS, sin embargo, las baterías que los componen deben ser producidas a partir de materiales naturales, cuya extracción viene acompañada de un gran desgaste ambiental en las zonas de extracción de minerales. Específicamente, el litio, al tratarse de un metal alcalino y raro, requiere grandes cantidades de agua para su procesamiento, aproximadamente 1.9 millones de litros por cada tonelada, además de que una mina tiene una vida útil aproximada de 16 años [13]. Otro tema importante por resaltar es, que una vez las baterías agotan su vida útil es necesario procesarlas de forma especial, el DOE de los EE. UU., por ejemplo, ha invertido sumas millonarias para poder reciclar baterías, sin contar los gastos de mantenimiento que esto implica. El camino hacia la generación de baterías más eficientes, y con procesos de recuperación menos costosos, aún se encuentra en vías de desarrollo

[13]. Sin embargo, esta temática se puede identificar como una línea de tendencia en investigaciones alrededor del mundo desde diferentes frentes.

Para el caso particular de este trabajo de tesis, sobre la aplicación modelos de BESS para estudios de estado estacionario de SEP, mediante algoritmos de flujos de potencia, se puede mencionar que se han llevado a cabo distintas investigaciones acerca de la accesibilidad que prestan estos dispositivos. Ya que en lugar de depender de grandes centrales para satisfacer la demanda energética todas las horas del día y de líneas de transmisión de alto voltaje, el almacenamiento de energía permite que la generación, a partir de las fuentes de energía renovables pueda satisfacer las necesidades del sistema sin intermitencias debido a condiciones climatológicas [14, 15].

La ingeniería eléctrica afronta un desafío importante, que engloba a la incorporación de pequeños productores de energía además implementación de dispositivos de almacenamiento de energía. Esta disposición evita las pérdidas de transmisión a larga distancia, mejora la estabilidad y la fiabilidad del suministro eléctrico. Con la finalidad de analizar la integración de recursos energéticos distribuidos de energía a la red eléctrica, se han propuesto distintos enfoques de modelado en estado estacionario de redes eléctricas de CA, incorporando BESS y dispositivos de conversión de energía CD/CA [15]. Una propuesta del análisis de flujos de potencia óptimos se presenta en [15] donde se considera la disminución de la vida útil de las baterías y la optimización de los parámetros del BESS. En este caso, el modelo del BESS se basa únicamente en inyecciones de potencia (nodos clásicos PQ y PV). Otra propuesta que involucra a los BESS se discute en [16], cuyo modelo consiste en una modificación al algoritmo de flujos de potencia óptimo para optimizar el funcionamiento diario de un BESS. El objetivo de este trabajo es suavizar la curva de demanda que deben cubrir los generadores convencionales. Por otra parte, en [17] se propone un modelo linealizado de flujos de potencia óptimos multiperiodo en conjunto con un BESS para microrredes donde se optimiza la generación y el almacenamiento de energía. Adicionalmente, [18] se plantea la implementación de un modelo de BESS en conjunto con sistemas fotovoltaicos para estudios de flujos de potencia, incorporado las ecuaciones que permiten conocer el estado de la red, así como el estado de los BESS y sistemas fotovoltaicos a lo largo del tiempo. Este artículo sustenta la base teórica de lo implementado en este trabajo de tesis,

- J. H. Sánchez, **A. Arroyo-Serrano** y L. M. Castro, «Modeling of VSC-based BESS and PV Plants as Distributed Resources for Steady-State Studies,» de *IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, Ixtapa, Mexico, Noviembre 2022.

1.2 Justificación

El uso masivo de BESS en los SEP está siendo promovido por varias razones, entre las que se encuentran el aumento de la demanda energética mundial, el crecimiento de las tecnologías de generación limpias sin emisiones de gases de efecto invernadero, la controlabilidad de las redes eléctricas, entre otras razones. La demanda de potencia en los SEP varía de un momento a otro y, en condiciones de demanda pico, las redes eléctricas se ven más estresadas y son menos eficientes puesto que presentan más pérdidas por transmisión. Y aquí, los BESS pueden jugar un papel importante ya que sus operaciones de carga y descarga pueden sintonizarse con el de la demanda nodal para beneficiar al SEP en su conjunto. En efecto, la integración de BESS asegura una alta controlabilidad de su inyección de potencia activa que permite flexibilizar la operación del SEP.

De acuerdo con lo discutido en la revisión de literatura, la incorporación de BESS se encuentra en un momento histórico en que se ha superado ya la etapa de pruebas y se está planteando su uso dentro de las matrices energéticas de distintas regiones alrededor del mundo. Es por ello por lo que es importante conocer los efectos técnicos que tiene la conexión de los BESS sobre las redes eléctricas existentes, inicialmente en lo que corresponde a su operación en estado estacionario, determinando con esto sus ventajas y desventajas. Para tal propósito, los estudios de flujos de potencia proveen la información necesaria que permite diseñar, planificar y evaluar el desempeño de los SEP, particularmente ante la incorporación de BESS y variabilidad de la demanda en múltiples periodos. Por ende, surge la necesidad de contar con modelos adecuados de los diferentes componentes de la red y de los BESS, que en su conjunto faciliten el desarrollo de un algoritmo de flujos de potencia para redes eléctricas prácticas, siendo este el objetivo fundamental de este trabajo de tesis. Con esta herramienta, se puede lograr tener un panorama amplio respecto del uso de estas nuevas tecnologías y su impacto sobre la operación de SEP, que apoyen en derivar en proyectos útiles para la industria eléctrica.

1.3 Objetivo

El objetivo principal de este trabajo de tesis es desarrollar un algoritmo de flujos de potencia y un modelo de BESS basado en baterías de Ion-litio útil para estudios de SEP operando en condiciones de estado estacionario; esta formulación se aborda mediante el modelado RMS de redes eléctricas en secuencia positiva. El algoritmo de flujos de potencia se plantea de forma general para que facilite la incorporación de varios BESS distribuidos que pueden ser de capacidades energéticas diferentes. Por su parte, el modelo de BESS formulado deberá contar con estrategia de carga y descarga de potencia activa denominado estrategia de carga y descarga (*Energy Time Shift*, por sus siglas en inglés), esto de la mano de las estrategias básicas de control de la potencia reactiva del convertidor electrónico de potencia (VSC, *voltage source converter*), es decir, factor de potencia fijo o control de voltaje.

1.4 Hipótesis

Las hipótesis relativas a este trabajo de tesis se enuncian a continuación,

- Basándose en las características principales de los BESS, definidas por las ecuaciones que describen su comportamiento electroquímico, es posible desarrollar un modelo matemático que permita evaluar su comportamiento en SEP, previa definición de su estrategia de carga/descarga.
- En conexión con lo anterior, se puede usar un algoritmo de flujos de potencia de secuencia positiva para incorporar BESS y realizar estudios eléctricos fundamentales de redes eléctricas en un contexto multiperiodo ante variaciones de la demanda y carga/descarga de los BESS.

1.5 Organización

Los capítulos restantes de esta tesis se organizan de la siguiente forma:

Capítulo 2: se detalla el algoritmo que permite realizar estudios de flujos de potencia usando el método de Newton-Raphson, partiendo de las ecuaciones de redes eléctricas convencionales para obtener las inyecciones de potencias nodales. Se explica el planteamiento generalizado de este método y cómo se aplica al problema de flujos de potencia con nodos de diferente naturaleza,

poniendo énfasis particular en la observancia de los límites de potencia reactiva de las unidades de generación.

Capítulo 3: en este capítulo se abordan las particularidades que presentan los arreglos de baterías y los tipos de baterías existentes en el mercado. Se describen sus modelos matemáticos y las variables involucradas en los estados de carga y descarga. Se explica el funcionamiento del convertidor VSC y el transformador que permiten formar el BESS. Se describen las ecuaciones de cada uno de estos componentes, con sus características de control y operación. Por último, se describe el conjunto de ecuaciones a resolver para cada tipo de control propuesto y se muestran las ecuaciones de inyección de potencia útiles para estudios de flujos de potencia.

Capítulo 4: se explica la implementación el modelo del BESS dentro de la formulación del problema de flujos de potencia. Se presentan dos casos de estudio, el primero relativo a un SEP de tres nodos y un BESS donde se valida el método de flujos y modelo de BESS, en un análisis multiperiodo, con respecto de los resultados obtenidos para un modelo de red similar implementado en la plataforma Simscape Electrical de Simulink, MATLAB[®]. En el segundo caso de estudio, se analiza el sistema estándar IEEE de 24 nodos incorporando tres BESS distribuidos con diferentes capacidades, con ello mostrando el alcance y aplicabilidad de la metodología desarrollada.

Capítulo 5: se presentan las conclusiones del trabajo de tesis desarrollado, además de una discusión de los resultados que se obtuvieron, así como trabajos futuros que podrían complementar a este trabajo de tesis.

Capítulo 2

Modelado de sistemas eléctricos de potencia en estado estacionario

2.1 Introducción

El principal objetivo de un SEP consiste en proveer energía a todos los consumidores, garantizando la continuidad y calidad en el servicio. Y para garantizarlo, es necesario observar algunas características del desempeño del sistema eléctrico [4, 5],

- Las magnitudes del voltaje en los nodos y la frecuencia del sistema deben mantenerse dentro de los parámetros nominales, con pequeñas desviaciones permisibles.
- El voltaje y la corriente deben mantenerse de forma sinusoidal.
- Las líneas de transmisión deben operar por debajo de sus límites de temperatura y capacidad de transferencia.
- Las interrupciones en el servicio deben mantenerse en el mínimo posible.

El objetivo del estudio de los flujos de potencia es determinar el estado estacionario de las variables del SEP – magnitudes y ángulos de fase de los voltajes nodales –, cuyas condiciones operativas quedan determinadas por el conjunto de cargas y despachos de generación iniciales, así como de los puntos de referencia para el control del voltaje de las unidades de generación [3, 5]. Con la información que arrojan estos estudios, no solo se puede identificar si las magnitudes de tensión nodal están dentro de límites, sino que también se puede observar si los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión y los transformadores se encuentran dentro de los límites de operación deseados. Si las magnitudes de voltaje están fuera de los límites en uno o más puntos de la red, entonces se toman las medidas apropiadas para regular tales magnitudes de voltaje. De manera similar, si el estudio predice que el flujo de potencia en una línea de transmisión está más allá de su capacidad de carga, entonces se deben tomar medidas de control [19].

2.2 Planteamiento del problema de flujos de potencia

El problema de flujos de potencia se caracteriza por un conjunto de ecuaciones no lineales que representan al sistema de potencia operando en estado estacionario. Para propósitos prácticos, la mayoría de los métodos usados para resolver este problema aprovechan las propiedades nodales de la red y del equipo de potencia [4, 19]. Invariablemente, estos métodos emplean de manera directa o indirecta el modelo de la red de transmisión, es decir, la matriz de admitancias nodales. Como punto de partida, el enfoque de solución implica escribir las ecuaciones que estipulen los balances nodales ya sea de corriente o potencia, según el método por aplicarse. En este último caso, las potencias de generación, carga y las intercambiadas a través de los elementos de transmisión que se conectan a cada nodo deben sumar cero. Lo anterior aplica tanto a la potencia activa como a la potencia reactiva, tal como se ilustra en la Fig. 2.1, respectivamente [19].

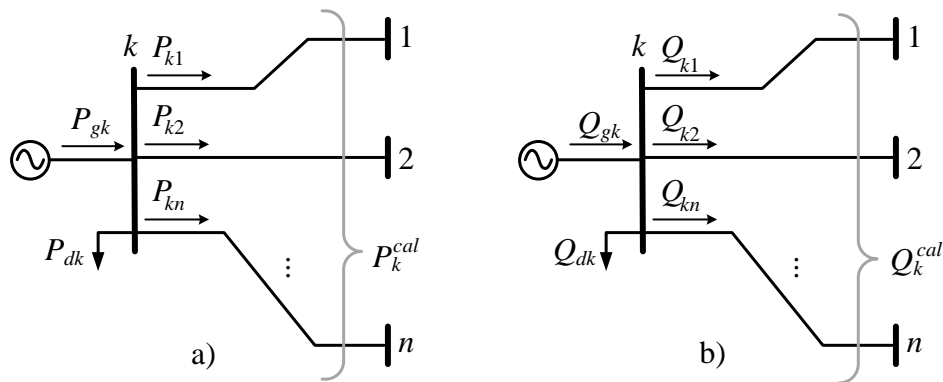


Fig. 2.1 Balance de potencia en el nodo k : a) Potencia activa b) Potencia reactiva

Las ecuaciones de balance nodal de potencias usualmente se denominan “ecuaciones de desajuste de potencia”. Y para un nodo genérico k del SEP, estas ecuaciones toman la forma de (2.1)-(2.2).

$$\Delta P_k = P_{gk} - P_{dk} - P_k^{cal} \tag{2.1}$$

$$\Delta Q_k = Q_{gk} - Q_{dk} - Q_k^{cal} \tag{2.2}$$

donde,

ΔP_k es el desajuste de la potencia activa en el nodo k [pu]

ΔQ_k es el desajuste de la potencia reactiva en el nodo k [pu]

P_{gk} es la potencia activa inyectada por el generador en el nodo k [pu]

- Q_{gk} es la potencia reactiva inyectada por el generador en el nodo k [pu]
 P_{dk} es la potencia activa consumida por la carga en el nodo k [pu]
 Q_{dk} es la potencia reactiva consumida por la carga en el nodo k [pu]
 P_k^{cal} es la potencia activa calculada en el nodo k [pu]
 Q_k^{cal} es la potencia reactiva calculada en el nodo k [pu]

En general, las potencias generadas y demandas, mostradas en (2.1)-(2.2), permanecen constantes dentro de la solución del problema de flujos de carga. Mientras que la potencia activa y reactiva transmitidas por la red, P_k^{cal} y Q_k^{cal} , son funciones de los voltajes nodales y deben calcularse durante el proceso numérico. Y para determinarlas, se puede considerar inicialmente una línea de transmisión conectada entre dos nodos, k y m , como se muestra en la Fig. 2.2.

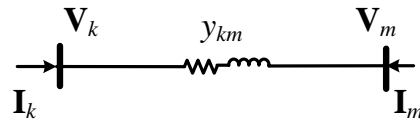


Fig. 2.2 Línea de transmisión que conecta dos nodos

Usando el modelo de línea de transmisión anterior, se pueden obtener las relaciones de corriente y voltaje mostrados en (2.3)-(2.4), para los nodos k y m , respectivamente.

$$\mathbf{I}_k = \frac{1}{z_{km}}(\mathbf{V}_k - \mathbf{V}_m) = y_{km}(\mathbf{V}_k - \mathbf{V}_m) \quad (2.3)$$

$$\mathbf{I}_m = \frac{1}{z_{km}}(\mathbf{V}_m - \mathbf{V}_k) = y_{km}(\mathbf{V}_m - \mathbf{V}_k) \quad (2.4)$$

donde,

- \mathbf{I}_k es la corriente compleja inyectada al nodo k [pu]
 \mathbf{I}_m es la corriente compleja inyectada al nodo m [pu]
 $\mathbf{V}_k = V_k(\cos\theta_k + j\sin\theta_k)$ es el voltaje nodal complejo del nodo k [pu]
 $\mathbf{V}_m = V_m(\cos\theta_m + j\sin\theta_m)$ es el voltaje nodal complejo del nodo m [pu]
 z_{km} es la impedancia de la línea entre los nodos k y m [pu]
 y_{km} es la admitancia de la línea entre los nodos k y m [pu]

Las corrientes inyectadas en ambos nodos pueden formularse mediante el conjunto de ecuaciones que se muestra en (2.5)

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_k \\ \mathbf{I}_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{kk} & Y_{km} \\ Y_{mk} & Y_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_k \\ \mathbf{V}_m \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

donde,

$Y_{kk} = Y_{mm} = y_{km} = G_{kk} + jB_{kk}$ es la admitancia propia [pu]

$Y_{km} = Y_{mk} = -y_{km} = G_{km} + jB_{km}$ es la admitancia mutua [pu]

La matriz que surge en la ecuación (2.5) es conocida como la matriz de admitancias nodales \mathbf{Y}_{bus} , misma que puede generalizarse para un SEP de n nodos, como se observa en (2.6),

$$\mathbf{Y}_{bus} = \begin{bmatrix} Y_{mm} & Y_{km} \\ Y_{mk} & Y_{kk} \end{bmatrix} \Rightarrow \mathbf{Y}_{bus} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

donde,

$Y_{ij} = -y_{ij}$ son los términos fuera de la diagonal de la matriz \mathbf{Y}_{bus}

$Y_{ij} = \sum y_{ij}$ son los términos de la diagonal de la matriz \mathbf{Y}_{bus}

Por otro lado, debe recordarse que el cálculo de la potencia compleja se realiza usando los voltajes y corrientes, como se observa en la ecuación (2.7)

$$\mathbf{S}_{bus} = \mathbf{V}_{bus} \mathbf{I}_{bus}^* = \mathbf{V}_{bus} (\mathbf{Y}_{bus} \mathbf{V}_{bus})^* \quad (2.7)$$

donde,

\mathbf{S}_{bus} son las potencias nodales complejas [pu]

\mathbf{V}_{bus} son los voltajes nodales complejos [pu]

\mathbf{I}_{bus} son las corrientes complejas inyectadas en los nodos [pu]

quedando de forma explícita como en la ecuación (2.8), de manera matricial, para el caso de la línea de transmisión de la Fig. 2.2.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{S}_k \\ \mathbf{S}_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{V}_k & 0 \\ 0 & \mathbf{V}_m \end{bmatrix} \left(\begin{bmatrix} Y_{kk} & Y_{km} \\ Y_{km} & Y_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_k \\ \mathbf{V}_m \end{bmatrix} \right)^* \quad (2.8)$$

De la expresión anterior se puede obtener la potencia compleja inyectada al nodo, k , como se desarrolla en la ecuación (2.9),

$$\mathbf{S}_k = P_k + jQ_k = \mathbf{V}_k (Y_{kk} \mathbf{V}_k + Y_{km} \mathbf{V}_m)^* \quad (2.9)$$

y sustituyendo los voltajes nodales \mathbf{V}_k , \mathbf{V}_m y las admitancias nodales previamente definidas Y_{kk} , Y_{km} en la expresión anterior, y separando los términos real e imaginario para la potencia activa y la potencia reactiva, respectivamente, se llega a (2.10).

$$\begin{aligned} P_k^{cal} &= G_{kk} V_k^2 + V_k V_m [G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \\ Q_k^{cal} &= -B_{kk} V_k^2 + V_k V_m [G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)] \end{aligned} \quad (2.10)$$

En efecto, estas dos expresiones corresponden a las potencias calculadas que aparecen en (2.1)-(2.2) y que permiten completar las ecuaciones de desajuste para el nodo k . Cabe señalar que estas expresiones representan únicamente las potencias inyectadas en el nodo k a través de un único elemento de transmisión. Sin embargo, como se observa en la Fig. 2.1, varias líneas de transmisión pueden incidir en un mismo nodo. En este sentido, generalizando el resultado anterior, se llega a las ecuaciones (2.11)-(2.12) que permiten calcular las potencias nodales activa y reactiva inyectadas en un nodo genérico k del SEP, considerando múltiples líneas de transmisión que incidan en él [4, 5].

$$P_k^{cal} = P_{k1} + P_{k2} + \dots + P_{kn} = G_{kk} V_k^2 + \sum_{\substack{m=1 \\ m \in k}}^n V_k V_m [G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \quad (2.11)$$

$$Q_k^{cal} = Q_{k1} + Q_{k2} + \dots + Q_{kn} = -B_{kk} V_k^2 + \sum_{\substack{m=1 \\ m \in k}}^n V_k V_m [G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)] \quad (2.12)$$

Siempre que los voltajes nodales en la red eléctrica se conozcan con un buen grado de precisión, las potencias calculadas se estiman con facilidad. En esta situación, las potencias de desajuste correspondientes son cercanas a cero, satisfaciendo así el equilibrio de potencia en cada nodo de la red (2.11)-(2.12). Sin embargo, es necesario identificar los nodos de un sistema de potencia ya que no necesariamente estas dos ecuaciones de desajuste aplican a cada uno de ellos. Es decir, para aquellos nodos asociados con unidades de generación con control del voltaje en

terminales, no es necesario resolver ambas ecuaciones de desajuste puesto que una variable de estado de voltaje nodal ya es conocida. En la siguiente sección se discuten los tipos de nodos que se definen para la formulación clásica de flujos de potencia.

2.3 Tipos de nodos

En la teoría convencional de flujos de potencia, cada nodo se describe mediante cuatro variables: potencia activa P , potencia reactiva Q , magnitud de voltaje V y ángulo de fase de voltaje θ . Dado que solo hay dos ecuaciones por nodo (2.11)-(2.12), dos de las cuatro variables deben especificarse para tener un problema solucionable. Desde un punto de vista matemático, se pueden especificar dos variables cualesquiera; sin embargo, la elección se basa en qué variables del nodo se pueden controlar físicamente mediante la disponibilidad de un controlador. Como se ha mencionado anteriormente, las magnitudes de voltaje y los ángulos de fase son variables de estado, mientras que se puede considerar a la potencia activa y reactiva como variables de control. Los nodos se clasifican según se especifican dos de las cuatro variables [4, 19]:

- Nodo PQ de carga

Ningún generador está conectado al nodo por lo que las variables de control P_g y Q_g son cero. Además, la potencia activa y reactiva consumidas por la carga, P_d y Q_d , se conocen a partir de las medidas disponibles. En este tipo de buses se especifican la potencia activa y la potencia reactiva, y se calculan V y θ .

- Nodo PV generador

En este caso, una fuente generadora está conectada al nodo. La magnitud del voltaje nodal V se mantiene en un valor constante ajustando la corriente de campo del generador y, por lo tanto, genera o absorbe potencia reactiva. Además, la potencia activa generada P_g también se establece en un valor específico. Se calculan las otras dos cantidades y Q_g . La operación de voltaje constante es posible solo si no se violan los límites de diseño de potencia reactiva del generador, es decir, $Q_g^{min} < Q_g < Q_g^{max}$.

- Nodo PQ generador

Si el generador no puede proporcionar el soporte de potencia reactiva necesario para restringir la magnitud del voltaje al valor especificado, entonces la potencia reactiva se fija en el límite

violado y la magnitud del voltaje se libera. En este caso, se especifican la potencia activa P_g generada y la potencia reactiva Q_g , y se calculan la magnitud del voltaje V y el ángulo de fase θ .

- **Nodo Slack**

Uno de los nodos asociados a generadores se elige para que sea el nodo fijo donde se especifican la magnitud del voltaje nodal, V_{slack} , y el ángulo de fase, θ_{slack} . Solo hay un nodo slack en el SEP y la función de un generador de slack es producir suficiente energía para cubrir cualquier carga del sistema no satisfecha y las pérdidas del sistema, que no se conocen antes del cálculo del flujo de potencia. El ángulo θ_{slack} se elige como referencia contra la cual se miden todos los demás ángulos de fase de voltaje del SEP, y es normal fijar su valor a cero.

2.4 Método de Newton-Raphson aplicado al problema de flujos de potencia

En estudios de flujos de potencia para SEP de gran escala, el método de Newton-Raphson (NR) ha probado ser el más efectivo, conservando características de convergencia adecuadas [4]. Este método de solución recurre a iteraciones para resolver las ecuaciones no lineales representadas por (2.13) para el caso de una función mono variable. Este método se deriva de la expansión en series de Taylor de la función $f(x)$ alrededor de un punto base, tal que,

$$f(x+h) \approx f(x) + f'(x) \cdot h + \frac{f''(x)}{2} \cdot h^2 + \dots \quad (2.13)$$

donde el método busca la solución de la expresión $f(x+h) = 0$ haciendo uso de una aproximación de $f(x)$ de primer orden como se muestra en las expresiones de la ecuación (2.14),

$$f(x+h) \approx f(x) + f'(x) \cdot h = 0 \quad \Rightarrow \quad h \approx -f(x) / f'(x) \quad (2.14)$$

por lo tanto, el valor mejorado de la variable de estado se encuentra mediante,

$$x_{i+1} \approx x_i - \frac{f(x_i)}{f'(x_i)} \quad (2.15)$$

Generalizando (2.14) para un sistema de ecuaciones multidimensional se llega a (2.16) [4, 19],

$$\mathbf{F}(\mathbf{x}^{(1)}) = \mathbf{F}(\mathbf{x}^{(0)}) + \mathbf{J}(\mathbf{x}^{(0)})\Delta\mathbf{x}^{(0)} = \mathbf{F}(\mathbf{x}^{(0)}) + \mathbf{J}(\mathbf{x}^{(0)})[\mathbf{x}^{(1)} - \mathbf{x}^{(0)}] \approx 0 \quad (2.16)$$

donde,

$\Delta\mathbf{x}^{(0)}$ es el vector de incrementos de variables de estado

$\mathbf{x}^{(0)}$ es el vector de variables de estado para la iteración inicial

$\mathbf{x}^{(1)}$ es el vector de variables de estado para la primera iteración

$\mathbf{J}(\mathbf{x}^{(0)})$ es la matriz jacobiana

$\mathbf{F}(\mathbf{x}^{(1)})$ es el vector de desajustes

Despejando el término $\mathbf{x}^{(1)}$ se obtiene la expresión (2.17) para la primera iteración,

$$\mathbf{x}^{(1)} = \mathbf{x}^{(0)} - [\mathbf{J}(\mathbf{x}^{(0)})]^{-1} \mathbf{F}(\mathbf{x}^{(0)}) \quad (2.17)$$

De forma general e iterativa, i incrementa en 1 en cada iteración, tal como en (2.18),

$$\Delta\mathbf{x}^{(i)} = -[\mathbf{J}(\mathbf{x}^{(i)})]^{-1} \mathbf{F}(\mathbf{x}^{(i)}) \quad (2.18)$$

las estimaciones iniciales se actualizan de acuerdo con la relación (2.19),

$$\mathbf{x}^{(i+1)} = \mathbf{x}^{(i)} + \Delta\mathbf{x}^{(i)} \quad (2.19)$$

y los cálculos se repiten hasta que $\mathbf{F}(\mathbf{x}^{(i)})$ en (2.18) es menor que la tolerancia establecida.

Para aplicar el método de NR al problema de flujos de potencia, las ecuaciones de desajuste de potencia se plantean de acuerdo con (2.17)-(2.18), donde $\Delta\mathbf{x}$ representa el conjunto de voltajes nodales y ángulos de fase desconocidos del SEP. Las ecuaciones de desajuste ΔP y ΔQ se expanden alrededor de un punto base $(V^{(0)}, \theta^{(0)})$ por lo que el algoritmo de NR aplicado a este problema de flujos de carga se puede reescribir como en (2.20) [19].

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}}_{\mathbf{F}(\mathbf{x}^{(i)})} = - \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta P}{\partial V} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial V} \end{bmatrix}}_{\mathbf{J}(\mathbf{x}^{(i)})} \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}}_{\Delta \mathbf{x}^{(i)}} \quad (2.20)$$

Debe recordarse que las potencias P_g , Q_g , P_d y Q_d son especificadas desde el comienzo de la solución. Por lo tanto, los términos $P_{net} = P_g - P_d$ y $Q_{net} = Q_g - Q_d$ permanecen constantes durante todo el proceso iterativo, a los cuales se le denomina potencia activa neta y potencia reactiva neta. De acuerdo con esta condición, las ecuaciones de desajuste de potencia activa y reactiva (2.1)-(2.2) se describen como se muestra en (2.21)-(2.22)

$$\Delta P = P_{net} - P^{cal} \quad (2.21)$$

$$\Delta Q = Q_{net} - Q^{cal} \quad (2.22)$$

por lo que (2.20) queda definida finalmente como en (2.23). Naturalmente, la construcción de esta matriz jacobiana se relaciona directamente con los tipos de nodos discutidos en la Sección 2.3. Es decir, al nodo slack no se le asocian ecuaciones de desajuste, al nodo tipo PV se le asocia una ecuación de desajuste correspondiente a ΔP y, finalmente, a los nodos tipo PQ se les asocian dos ecuaciones, una correspondiente a ΔP y otra a ΔQ .

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}}_{\mathbf{F}(\mathbf{x}^{(i)})} = \underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial P^{cal}}{\partial \theta} & \frac{\partial P^{cal}}{\partial V} \\ \frac{\partial Q^{cal}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q^{cal}}{\partial V} \end{bmatrix}}_{\mathbf{J}(\mathbf{x}^{(i)})} \underbrace{\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}}_{\Delta \mathbf{x}^{(i)}} \quad (2.23)$$

y resolviendo (2.23) para el vector de incrementos en las variables de estado $\Delta \mathbf{x}$, valores mejorados de las variables de estado pueden encontrarse cada iteración i , tal como se detalla en (2.24).

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^{(i+1)} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^{(i)} + \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^{(i)} \quad (2.24)$$

2.4.1 Inicialización de las variables de estado

La efectividad del método de NR depende de la selección adecuada de los valores iniciales de las variables de estado involucradas en el estudio [19]. En el caso de su aplicación al problema de flujos de potencia, se recomienda iniciar en la primera iteración a las magnitudes de los voltajes nodales en $V = 1$ [pu], esto para todos los nodos tipo PQ . Los ángulos de fase de los voltajes nodales se inicializan en $\theta = 0$ para todos los nodos, recordando que el nodo Slack mantiene su valor constante durante todo el proceso iterativo. Con respecto a los nodos PV , se especifican los valores de potencia activa P y magnitud de voltaje V , mismos que permanecen constantes a lo largo de la solución iterativa. Sin embargo, cuando la capacidad de potencia reactiva no es la suficiente para mantener el control del voltaje – violación de los límites de potencia reactiva del generador –, entonces surge la necesidad convertir este nodo a uno del tipo PQ generador y manejar juiciosamente sus límites. Esto se explica en la siguiente subsección.

2.4.2 Control de límites de potencia reactiva Q_g^{min} y Q_g^{max}

En el planteamiento del problema de flujos de potencia, los nodos de voltaje controlado tipo PV implican solucionar usualmente solo la ecuación de desajuste asociada con la potencia activa ΔP , mientras que no se plantea ni resuelve el desajuste de potencia reactiva ΔQ . Implícitamente, con esto lo que se intenta lograr es que el voltaje se mantenga constante. Para este fin, se tienen que realizar las adecuaciones pertinentes al conjunto de ecuaciones en el vector de desajustes y matriz jacobiana planteadas. Sin embargo, de manera explícita esto también puede resolverse al plantear directamente la ecuación (2.26) y resolverla simultáneamente con el resto. Por otro lado, cuando el límite mínimo o máximo de potencia reactiva del generador se excede, el nodo cambia a uno del tipo PQ generador y, por ende, (2.26) tiene que reemplazarse por (2.26) o (2.27) según se haya violado la potencia reactiva mínima o máxima del generador.

$$\Delta V_k = V_k - V_k^{ref} \quad (2.25)$$

$$\Delta Q_k = Q_{gk}^{min} - Q_{dk} - Q_k^{cal} \quad (2.26)$$

$$\Delta Q_k = Q_{gk}^{max} - Q_{dk} - Q_k^{cal} \quad (2.27)$$

donde,

V_k^{ref} es el voltaje de referencia del nodo k

Q_{gk}^{min} es la potencia reactiva mínima del generador

Q_{gk}^{max} es la potencia reactiva máxima del generador

De acuerdo con lo discutido previamente, los voltajes asociados con los nodos PV que usualmente se consideran valores constantes y fijos se convierten en variables. La potencia reactiva generada en los nodos PV debe calcularse en cada iteración y ser revisada con respecto a sus valores mínimo o máximo. Esto implica que las ecuaciones a resolver deben modificarse de acuerdo con las condiciones operativas del generador en cuanto a sus límites de potencia reactiva. Esto se explica con más detalle en la siguiente subsección.

2.5 Algoritmo implementado para la solución de flujos de potencia

La Fig. 2.3 muestra el diagrama de flujo correspondiente al algoritmo de flujos de potencia usado en esta tesis, mismo que servirá de plataforma de análisis y simulación en la incorporación de modelos de BESS distribuidos. En este diagrama se detallan los pasos a seguir, iniciando con la entrada de los datos de la topología del sistema, que es donde se introducen los parámetros de las líneas de transmisión, transformadores, potencias generadas y consumidas del SEP. Con base en la topología, se definen posteriormente los tipos de nodos de acuerdo con lo discutido en la Sección 2.3, estableciendo entonces el nodo Slack y los nodos tipo PV y PQ . A continuación, se construye la matriz de admitancias nodales \mathbf{Y}_{bus} , misma que contiene las admitancias del sistema y la conexión entre todos y elementos de la red. Posteriormente, se calculan las ecuaciones de desajuste, ΔP y ΔQ , de acuerdo con el tipo de nodo recordando que el nodo Slack no tiene ecuaciones asociadas, a los nodos PV se le asocia una ecuación de ΔP , y a los nodos PQ se le asocia las ecuaciones ΔP y ΔQ . Para los nodos tipo PV , se revisan las potencias reactivas generadas Q_g y se define si es necesario resolver la ecuación de desajuste ΔV , o bien, si es necesario intercambiarla por ΔQ si se ha violado uno de sus límites de potencia reactiva. En el paso siguiente se determina si los desajustes ΔP , ΔQ son menores a la tolerancia de error ε establecida y se da por concluido el método de ser cierto. De lo contrario, se construye la matriz de jacobiana \mathbf{J} que permite actualizar las variables de estado del SEP, V y θ . Una vez actualizadas las variables de estado, el contador de iteraciones i se incrementa en uno y el proceso iterativo continúa volviendo a calcular las ecuaciones de desajuste.

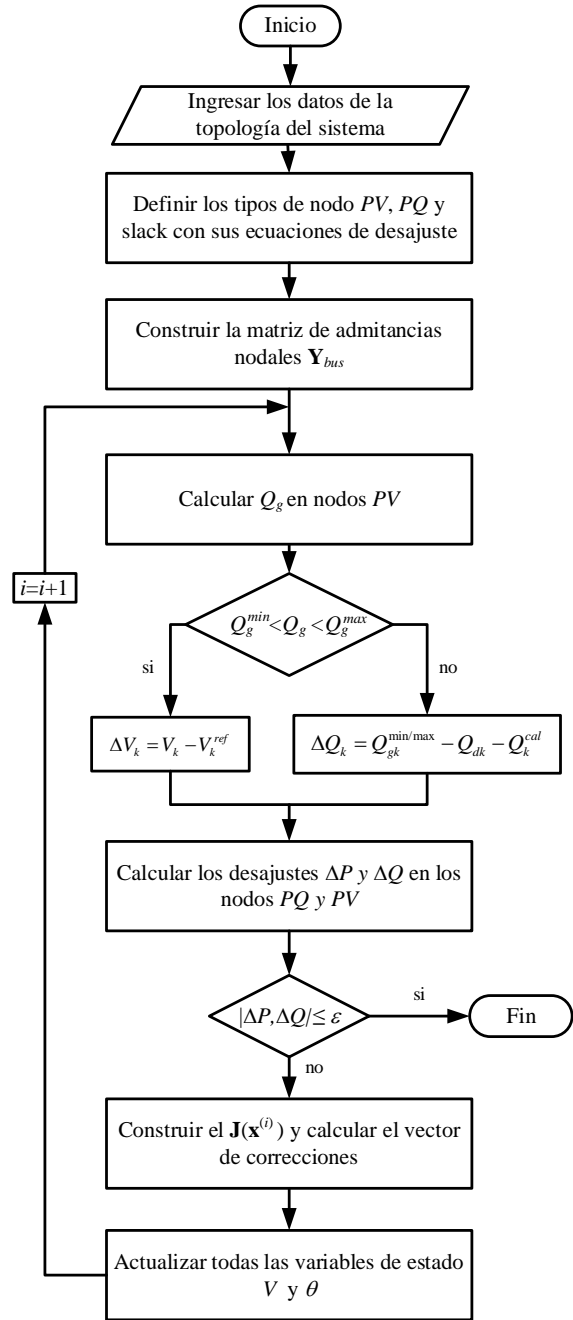


Fig. 2.3 Diagrama de flujo del método usado para la solución de flujos de potencia

Capítulo 3

Modelado de sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS)

3.1 Introducción

El futuro de las redes eléctricas se vislumbra con nuevos equipos eléctricos que funcionen de conformidad con las condiciones ya establecidas en el SEP, coordinándose con los demás componentes para mantener su operación correcta y en algunos casos mejorándola. Y para ello, desde hace varios años se han implementado varias estrategias de control para su funcionamiento de forma automática, modernizando con ello las redes de transmisión y distribución. En general, el panorama en la incorporación de las nuevas tecnologías de potencia es mediante el desarrollo de convertidores electrónicos que permiten el control instantáneo de las formas de onda de voltaje y corriente, en particular para la reciente integración masiva de formas no convencionales de producción de energía. Y estas nuevas formas de generar energía, al ser intermitentes y encontrarse distribuidas, pueden afectar la operación del SEP de formas diferentes [20].

En este contexto, la tecnología de BESS aún se encuentra en vías de madurez por lo que actualmente se están buscando las mejores estrategias de aplicación a los sistemas de transmisión y distribución. Con respecto a los sistemas del alto voltaje, la acción de los BESS tiene influencia en la frecuencia del SEP, por lo que su operación debe ser observada con cautela para no interferir en el control primario y secundario llevados a cabo por las plantas de generación convencionales. Y para aplicaciones en baja tensión en sistemas de distribución, la integración de BESS puede ocasionar cambios en el sentido de la potencia activa que provoquen un mal funcionamiento de los sistemas de protección preestablecidos. En general, se ha observado que un BESS trifásico tiene características de operación similares a la de las plantas de generación convencionales aun cuando no tienen partes rotatorias, aunque presentan respuestas más rápidas [20]. Es por ello por lo que la incursión de BESS en los SEP se debe realizar de manera estratégica cuidando sus periodos de carga y descarga, apoyándose de sus componentes auxiliares basados en electrónica de potencia, como es el caso del VSC (*Voltage Source Converter*, por sus siglas en inglés) que permite su interfaz con la red eléctrica.

3.2 Modelado de baterías

La batería es un dispositivo que convierte energía química en energía eléctrica mediante una reacción de redox. Las baterías no se encuentran limitadas por la segunda ley de la termodinámica, ya que permite cargar y descargar un compuesto químico en varias ocasiones a lo largo del tiempo, por ello se consideran muy eficientes [21]. Estas se construyen por medio de celdas electroquímicas que están compuestas de electrodos metálicos, los cuales se introducen en una disolución conductora también llamada electrolito que proporciona un medio físico para la carga; las terminales introducidas en dicho electrolito reciben el nombre de cátodo y ánodo. Una batería consta de una o más celdas conectadas serie o paralelo dependiendo de su aplicación. El potencial que entregan depende directamente de los materiales que las componen, el cual se calcula por medio de los potenciales estándar de las celdas [22]. La capacidad teórica de una celda está definida en gran medida por su cantidad de material reactivo y su unidad es el Ampere-hora [Ah]. Cuando las reacciones químicas internas en el dispositivo no son reversibles, ya que los reactivos son consumidos durante el proceso de descarga, se le conoce como pila. Sin embargo, se le denomina batería si se puede volver a cargar el electrolito [21, 22].

A partir del voltaje teórico y la capacidad teórica que posee la celda, se puede determinar la cantidad máxima de energía que puede proporcionar, tal como se muestra en (3.1) [22],

$$E_{teor} = V_{teor} \times C_{teor} \quad (3.1)$$

donde,

E_{teor} es el valor teórico de energía que puede proporcionar la celda [Wh]

V_{teor} es el potencial estándar de la celda que compone la batería [V]

C_{teor} es la capacidad total de energía que almacena la celda [Ah]

La energía de una batería depende directamente del tipo y cantidad de materiales que la componen. Considerando a las baterías como parte de un sistema como el de un BESS, su eficacia y rendimiento dependen de la configuración de los dispositivos interconectados y la forma en que la batería se carga y descarga. Debido a estas características se han desarrollado un conjunto de modelos basados en las reacciones químicas que se producen en ellas. Estos modelos electroquímicos contemplan dos partes: un modelo para la carga y uno para la descarga [22, 23].

El comportamiento de la batería se divide en tres áreas importantes, un área exponencial, un área nominal y ambas están definidas por la curva de descarga; estas tres áreas se observan en la Fig. 3.1. En el área exponencial la batería está cargada completamente, la parte más alta de esta sección depende del tipo de batería. La sección de área nominal representa el comportamiento normal de la batería en el que entrega el voltaje requerido de manera constante. La última sección representa la descarga total de la batería cuando el voltaje disminuye rápidamente y ya no es posible que entregue la cantidad de energía necesaria [23].

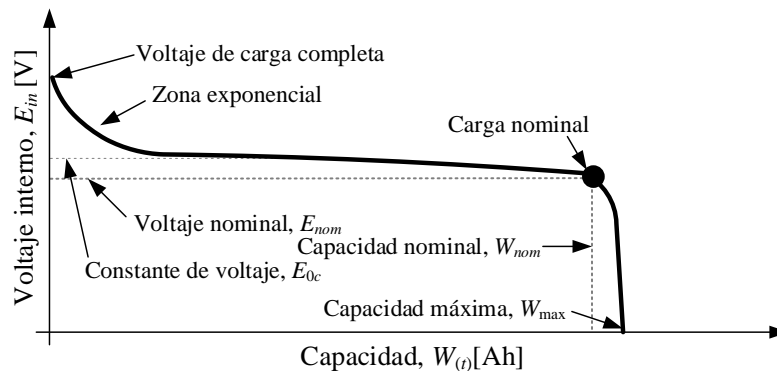


Fig. 3.1 Características de carga y descarga de baterías [23]

3.2.1 Modelo del arreglo de baterías

Las curvas de carga y descarga de las baterías se obtienen de las hojas de datos para casos específicos, de acuerdo con las características brindadas por el fabricante. Los modelos electroquímicos que se presentan en esta subsección, para estimar el comportamiento de las baterías, fueron desarrollados por la plataforma Simscape Electrical de Simulink - MATLAB®, donde se reporta que estos presentan un error máximo del 5% comparado con baterías reales [23]. Y por esta razón, en esta tesis se toma el de Ion-litio como referencia para validar el modelo de BESS desarrollado para estudios de flujos de potencia multiperiodo. Dicha plataforma presenta los modelos de carga y descarga para tres tipos de baterías ampliamente usadas, es decir, Plomo ácido, Ion-litio y Níquel-cadmio. Su comportamiento depende de un voltaje interno no lineal, la corriente extraída, la capacidad, así como de algunas otras corrientes de interés. Estos modelos de carga y descarga se describen en (3.2)-(3.7).

a) Plomo ácido

$$f_1(i_t, i^*, i, Exp) = E_0 + \left(-K \cdot \frac{Q}{Q - i_t} \right) (i^* + i_t) + \mathcal{L}^{-1} \left(\frac{Exp(s)}{Sel(s)} \cdot 0 \right) \quad (3.2)$$

$$f_2(i_t, i^*, i, Exp) = E_0 - Ki^* \left(\frac{Q}{0.1Q + i_t} \right) - Ki_t \left(\frac{Q}{Q - i_t} \right) + \mathcal{L}^{-1} \left(\frac{Exp(s)}{Sel(s)} \cdot \frac{1}{s} \right) \quad (3.3)$$

b) Ion-litio

$$f_1(i_t, i^*, i, Exp) = E_0 + \left(-K \cdot \frac{Q}{Q - i_t} \right) (i^* + i_t) + Ae^{(-Bi)} \quad (3.4)$$

$$f_2(i_t, i^*, i) = E_0 - Ki^* \left(\frac{Q}{0.1Q + i_t} \right) - Ki_t \left(\frac{Q}{Q - i_t} \right) + Ae^{(-Bi)} \quad (3.5)$$

c) Níquel-cadmio

$$f_1(i_t, i^*, i, Exp) = E_0 + \left(-K \cdot \frac{Q}{Q - i_t} \right) (i^* + i_t) + \mathcal{L}^{-1} \left(\frac{Exp(s)}{Sel(s)} \cdot 0 \right) \quad (3.6)$$

$$f_2(i_t, i^*, i, Exp) = E_0 - Ki^* \left(\frac{Q}{0.1Q + |i_t|} \right) - Ki_t \left(\frac{Q}{Q - i_t} \right) + \mathcal{L}^{-1} \left(\frac{Exp(s)}{Sel(s)} \cdot \frac{1}{s} \right) \quad (3.7)$$

donde,

$f_1(\cdot)$ representa la función del modelo para el estado de descarga de la batería [V]

$f_2(\cdot)$ representa la función del modelo para el estado de carga de la batería [V]

E_0 es la constante de voltaje [V]

$Exp(s)$ es la zona exponencial dinámica [V]

$Sel(s)$ representa el modo en el que se encuentra la batería 0 durante la descarga, 1 durante la carga

K es la constante de polarización en [V/Ah], [Ω]

i^* es la corriente de baja frecuencia dinámica [A]

i es la corriente de la batería [A]

i_t es la capacidad de extracción [Ah]

Q es la máxima capacidad de la batería [Ah]

A es el voltaje exponencial [V]

B es la capacidad exponencial [Ah^{-1}]

Además, el proceso de carga y descarga depende de la temperatura ambiente e interna de la batería y debido a la reacción química de los componentes. Por ejemplo, un modelo que contempla esta dependencia se describe en (3.8)-(3.17) para la batería de Ion-litio [23].

a) Descarga ($i^* > 0$)

$$f_1(i_t, i^*, i, T, T_a) = E_0(T) + \left(-K(T) \cdot \frac{Q(T_a)}{Q(T_a) - i_t} \right) (i^* + i_t) + Ae^{(-Bi_t)} - Ci_t \quad (3.8)$$

$$V_{bat}(T) = f_1(i_t, i^*, i, T, T_a) - R(T)i \quad (3.9)$$

b) Carga ($i^* < 0$)

$$f_2(i_t, i^*, i, Exp) = E_0 - Ki^* \left(\frac{Q(T_a)}{0.1Q(T_a) + i_t} \right) - Ki_t \left(\frac{Q(T_a)}{Q(T_a) - i_t} \right) + Ae^{(-Bi_t)} - Ci_t \quad (3.10)$$

$$V_{bat}(T) = f_1(i_t, i^*, i, T, T_a) - R(T)i \quad (3.11)$$

donde,

$$E_0(T) = E_0|_{T_{ref}} + \frac{\partial E}{\partial T}(T - T_{ref}) \quad (3.12)$$

$$K(T) = K|_{T_{ref}} \cdot e^{\left(\alpha \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}} \right) \right)} \quad (3.13)$$

$$Q(T_a) = Q|_{T_a} + \frac{\Delta Q}{\Delta T}(T_a - T_{ref}) \quad (3.14)$$

$$R(T) = R|_{T_{ref}} \cdot e^{\left(\beta \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{T_{ref}} \right) \right)} \quad (3.15)$$

$$T(t) = \mathcal{L}^{-1} \left(\frac{P_{loss} R_{th} + T_a}{1 - st_c} \right) \quad (3.16)$$

$$P_{loss} = (E_0(T) - V_{bat}(T))i + \frac{\partial E}{\partial T} iT \quad (3.17)$$

en estas ecuaciones,

T_{ref} es la temperatura ambiente nominal [$^{\circ}\text{K}$]

T es la temperatura interna de la celda [$^{\circ}\text{K}$]

T_a es la temperatura ambiente [$^{\circ}\text{K}$]

V_{bat} representa el voltaje de la batería contemplando los efectos de la temperatura [V]

E/T es el coeficiente de voltaje-temperatura reversible [$\text{V}/^{\circ}\text{K}$]

α es la constante de velocidad Arrhenius para la resistencia de polarización

β es la constante de velocidad Arrhenius para la resistencia interna

$\Delta Q/\Delta T$ es la máxima capacidad del coeficiente de temperatura [$\text{Ah}/^{\circ}\text{K}$]

C es la pendiente de la curva nominal de descarga [V/Ah], cero en baterías de Ion-litio.

R_{th} es la resistencia térmica al ambiente [$^{\circ}\text{C}/\text{W}$]

t_c es la constante térmica de tiempo al ambiente [s]

P_{loss} es la pérdida por calor generado durante la carga en el proceso de carga y descarga [W]

3.2.2 Estrategia de carga y descarga de energía en el tiempo (*Energy Time Shift*)

En varias demostraciones e informes se ha discutido una amplia gama de aplicaciones y posibles beneficios de los BESS para la operación de los SEP y, por ende, para los consumidores de energía. En este sentido, la estrategia denominada ETS (*Energy Time Shift*, por sus siglas en inglés) empleada por los BESS permite reducir el consumo de electricidad del SEP en horas pico cuando el precio de la energía es alto, mientras que estas se cargan en las horas de menor demanda cuando el precio de la energía es bajo [24, 25], tal como se muestra en la Fig. 3.2.

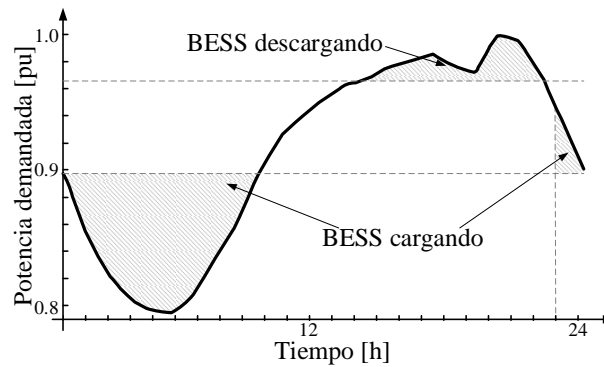


Fig. 3.2 Estrategia ETS de carga/descarga de un BESS y curva de demanda de un SEP.

Los BESS pueden inyectar o absorber potencia de forma más rápida que las plantas de generación convencionales. Sin embargo, las relaciones de carga y descarga de los BESS deben ser considerados en el caso de tener limitaciones físicas o debido a una estrategia de operación definida por el operador del SEP, de acuerdo con (3.18). De igual forma la potencia programada por el ETS debe contemplar las limitaciones físicas del BESS, respetando su capacidad nominal y la del convertidor electrónico, como se sugiere en (3.19) [26].

$$-CR \leq P_{sch(t)} - P_{sch(t-1)} \leq DR \quad (3.18)$$

$$P_{bess}^{\min} \leq P_{sch(t)} \leq P_{bess}^{\max} \quad (3.19)$$

donde,

CR es la relación de carga [MW/h]

DR es la relación de descarga [MW/h]

$P_{sch(t)}$ es la potencia programada [MW]

P_{bess}^{\max} es la potencia máxima del BESS [MW]

P_{bess}^{\min} es la potencia mínima del BESS [MW]

Observando la ecuación descrita en (3.18), se introducen las ecuaciones (3.20)-(3.21) que describen la operación de carga y descarga, para determinar la potencia programada $P_{sch(t)}$ en cada periodo de tiempo [26],

$$P_{sch(t)} \leq P_{sch(t-1)} - P_{CR(t)} \quad (3.20)$$

$$P_{CR(t)} = \min \left\{ CR \cdot \Delta t, P_{sch(t-1)} - P_{bess}^{\min} \right\} \quad \forall t \in \mathbb{Z}_T$$

$$P_{sch(t)} \leq P_{sch(t-1)} + P_{DR(t)} \quad (3.21)$$

$$P_{DR(t)} = \min \left\{ DR \cdot \Delta t, -P_{sch(t-1)} + P_{bess}^{\max} \right\} \quad \forall t \in \mathbb{Z}'_T$$

donde,

Δt representa el incremento de tiempo de un periodo a otro [h]

\mathbb{Z}_T es el conjunto de horas de carga del BESS [h]

\mathbb{Z}'_T es el conjunto de horas de descarga del BESS [h]

Observando el comportamiento de la curva de demanda mostrado en la Fig. 3.2, y de acuerdo con lo discutido previamente para la estrategia ETS, las horas en las que el SEP presenta usualmente una baja demanda y por tanto el BESS debe cargarse sería $\mathbb{Z}_T = \{1-9, 23-24\}$ [h]. Por el contrario, las horas en que la demanda es mayor y el BESS deben entregar su potencia a la red sería en el rango $\mathbb{Z}'_T = \{10-22\}$ [h]. Además, es preciso mencionar que el estado de carga (SoC) del BESS debe gestionarse de forma que se optimice el uso de la capacidad de la batería y de esa forma también alargar su vida útil [25]. Por supuesto, estos espacios de tiempo de carga y descarga deben ser seleccionables y ajustables a las necesidades específicas de cada SEP, siendo algo que caracteriza el modelo de BESS desarrollado en esta tesis.

3.3 Convertidor VSC

Una fuente conmutada de voltaje (VSC, por sus siglas en inglés) es un dispositivo electrónico que permite convertir señales eléctricas de corriente alterna (CA) en corriente directa (CD) y viceversa. Estos dispositivos son ampliamente usados como interfaz de equipos de generación y transmisión de energía no convencionales, el cual puede operar como rectificador o como inversor. El flujo de potencia en el lado de CD y el lado de CA pueden ser controlados por fase y amplitud del voltaje que se obtiene a la salida del convertidor [27]. El convertidor de medio puente que se

muestra en la Fig. 3.3a) es el arreglo más sencillo en el que al alimentarlo con una corriente de CD entrega a la salida una corriente de CA, aunque de forma cuadrada. Está compuesto de dos interruptores de potencia, S_1 y S_2 , cuya conmutación está controlada por la técnica conocida como modulación por ancho de pulso - PWM (*Pulse Width Modulation*, por sus siglas en inglés). Estos interruptores pueden ser de la tecnología IGBT (*Insulated Gate Bipolar Transistor*, por sus siglas en inglés). Cuando se enciende S_1 , el interruptor S_2 se encuentra apagado, y la salida entre los puntos a y M será de $E_0/2$. Por el contrario, en el caso en que S_2 se encuentra encendido, se tendrá una salida de $-E_0/2$. Debido a estos dos niveles de voltaje posibles, a esta configuración se le conoce como convertidor VSC de dos niveles [28]. La forma de onda a la salida del convertidor se muestra en la Fig. 3.3 b).

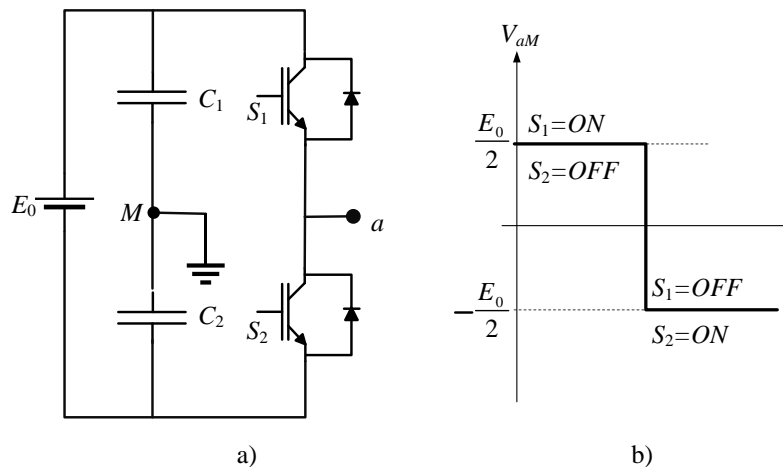


Fig. 3.3 a) Representación del convertidor VSC de medio puente, b) Voltaje de salida de CA.

El VSC trifásico se compone de un puente de seis pulsos equipado con interruptores auto conmutados $S_1 - S_6$, diodos conectados en antiparalelo $d_1 - d_6$, un reactor $r+jx$ que es el enlace entre el VSC y la red de CA, capacitores $C_1 - C_2$ que tienen la función de estabilizar el voltaje de CD y filtros CA de derivación. La estructura básica del VSC se observa en la Fig. 3.4; en aplicaciones de potencia se suele conectar al SEP mediante un transformador trifásico. Para obtener una salida sinusoidal de voltaje a una frecuencia determinada, es necesario reducir los armónicos. Para ello, se hace uso del PWM, usando una onda triangular de frecuencia alta f_c (superior a 1 [kHz]) que modula una onda sinusoidal a una frecuencia baja [27, 28].

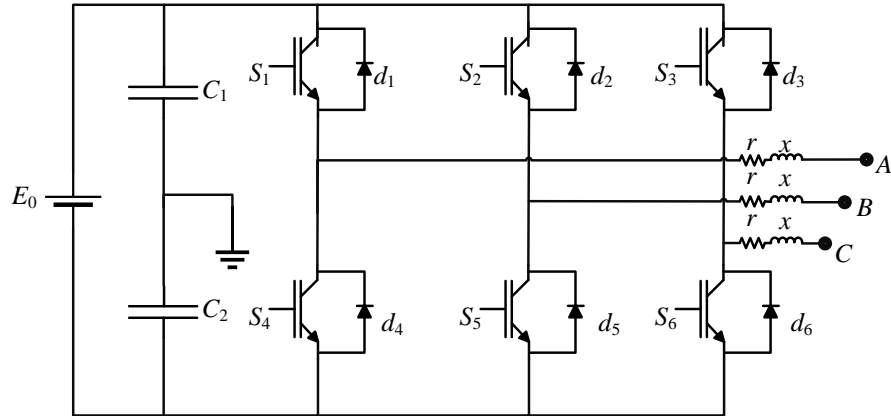


Fig. 3.4 Representación esquemática del convertidor VSC trifásico de dos niveles [27].

La señal portadora tiene una forma de onda periódica con período T_s y oscila entre -1 y 1 como se observa en la Fig. 3.5a). Las intersecciones de la portadora y las señales moduladoras determinan los instantes de conmutación de S_1 y S_4 . Una vez que se modula la señal, esta es mucho menor que la señal portadora. El comando de encendido para S_1 está bloqueado mientras que se emite un comando de encendido para S_4 . Es importante señalar que un interruptor no conduce necesariamente si se le ordena que se encienda. El interruptor conduce solo si se proporciona el comando de encendido y la dirección de la corriente se ajusta a las características del interruptor; los IGBT pueden conducir solo si el flujo de corriente es del colector al emisor. En la Fig. 3.5b) y c) se ilustran las formas de onda de las funciones de conmutación de S_1 y S_4 , basadas en la estrategia PWM [28].

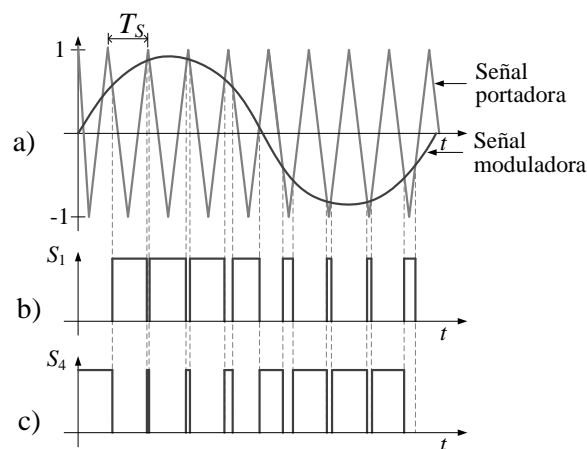


Fig. 3.5 Señales de conmutación del PWM: a) Señales portadora y moduladora, b) Función de conmutación de S_1 , c) Función de conmutación de S_4 [28].

3.3.1 Modelo del VSC para estudios de flujos de potencia

La Fig. 3.6a) muestra el esquemático de un VSC, el cual cuenta con un banco de capacitores C_{CD} cuya función es estabilizar el voltaje en el puerto de CD [29, 30]. Por otro lado, la Fig. 3.6b) muestra el circuito equivalente del convertidor VSC para estudios de flujos de potencia en estado estacionario. Este modelo de VSC comprende un transformador ideal con desplazamiento de fase, $1:m\angle\phi_v$, conectado en serie con un reactor de fase $r+jx$, y una susceptancia de derivación variable equivalente B_{eq} colocada en el lado de CA, con una conductancia G_{sw} en derivación en su lado de CD. La reactancia en serie X representa la interfaz magnética del VSC, mientras que la resistencia en serie R está asociada a las pérdidas óhmicas que son proporcionales a la corriente del terminal de CA al cuadrado. La conductancia G_{sw} en derivación permite contabilizar las pérdidas por conmutación PWM del convertidor [30].

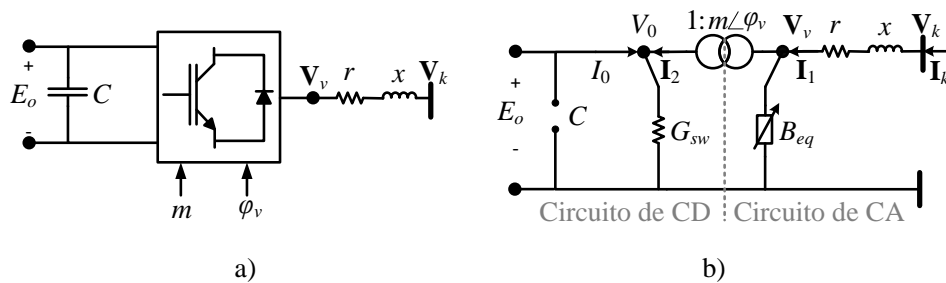


Fig. 3.6 a) Representación esquemática del VSC, b) Circuito equivalente en estado estacionario

De acuerdo con el circuito del VSC, la ecuación (3.22) representa el voltaje RMS a la salida del VSC, mientras que con (3.24) se calculan las pérdidas por conmutación del convertidor,

$$\mathbf{V}_v = mE_o e^{j\phi_v} \tag{3.22}$$

$$m = k_1 m_a \tag{3.23}$$

$$G_{sw} = G_0 \left(\frac{I_{kv}}{I_{nom}} \right)^2 \tag{3.24}$$

donde,

\mathbf{V}_v es el voltaje de línea a línea de salida del VSC a la frecuencia fundamental [V_{rms}]

k_1 es la constante para un VSC trifásico de dos niveles $k_1 = \sqrt{3/8}$

m_a es la magnitud del tap del transformador de desplazamiento de fase

m es el índice de modulación del VSC (varía ente 0 y 1)

E_o es el voltaje en el nodo de CD del VSC [V]

φ_v es el ángulo de fase del voltaje \mathbf{V}_v [$^\circ$]

G_{sw} es la conductancia en derivación que contabiliza las pérdidas por conmutación [Ω]

G_0 es la resistencia constante de pérdidas por conmutación [Ω]

I_{kv} es la corriente de salida del VSC [A]

I_{nom} es la corriente nominal del convertidor [A]

Las relaciones de corriente y voltaje entre los devanados del transformador ideal con tap complejo están dadas por (3.25)-(3.26),

$$\frac{\mathbf{V}_v}{E_o} = m \angle \varphi_v \quad (3.25)$$

$$\frac{\mathbf{I}_2}{\mathbf{I}_1} = m \angle -\varphi_v \quad (3.26)$$

donde,

\mathbf{I}_1 es la corriente que ingresa al nodo v en el lado de CA [A]

\mathbf{I}_2 es la corriente que ingresa al nodo 0 en el lado de CD [A]

y la corriente que fluye por el reactor de fase conectado entre los nodos v y k está dada por (3.27), de acuerdo con la definición expresada en (3.28),

$$\mathbf{I}_{kv} = Y_1 (\mathbf{V}_k - \mathbf{V}_v) = Y_1 \mathbf{V}_k - m \angle \varphi_v Y_1 E_o \quad (3.27)$$

$$Y_1 = (r + jx)^{-1} = G + jB \quad (3.28)$$

mientras que la corriente en el nodo de CD se calcula mediante (3.29),

$$\mathbf{I}_{0v} = -\mathbf{I}_2 + G_{sw} E_o = (-m \angle -\varphi_v) Y_1 \mathbf{V}_k - m^2 Y_1 E_o + jB_{eq} m^2 E_o + G_{sw} E_o \quad (3.29)$$

Reacomodando las ecuaciones (3.27) y (3.29) en un arreglo matricial se obtiene la relación mostrada en (3.30) [29].

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_{kv} \\ \mathbf{I}_{0v} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_1 & (-m \angle \varphi_v) Y_1 \\ (-m \angle -\varphi_v) Y_1 & m^2 (Y_1 + jB_{eq}) + G_{sw} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_k \\ E_o \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

y aplicando la definición de potencia compleja, $\mathbf{S} = \mathbf{VI}^*$, con las inyecciones de corriente (3.30), se obtiene (3.31) que son las potencias inyectadas en los nodos de CA y CD del VSC [30].

$$\begin{bmatrix} \mathbf{S}_{kv} \\ \mathbf{S}_{0v} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{V}_k & 0 \\ 0 & E_o \end{bmatrix} \left(\begin{bmatrix} Y_1 & -(m\angle\varphi_v)Y_1 \\ -(m\angle-\varphi_v)Y_1 & m^2(Y_1 + jB_{eq}) + G_{sw} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_k \\ E_o \end{bmatrix} \right)^* \quad (3.31)$$

Realizando las operaciones algebraicas complejas correspondientes de la expresión anterior, y usando el voltaje en forma polar, $\mathbf{V}_k = V_k \angle \theta_k$, se obtienen las expresiones de potencia activa y reactiva inyectada en los extremos del VSC indicadas en (3.32)-(3.36). Por otro lado, la corriente al cuadrado de salida del VSC se calcula con (3.27).

$$P_{kv} = V_k^2 G - mV_k E_o [G \cos(\gamma) + B \sin(\gamma)] \quad (3.32)$$

$$Q_{kv} = V_k^2 B - mV_k E_o [G \sin(\gamma) - B \cos(\gamma)] \quad (3.33)$$

$$P_{0v} = (mE_o)^2 G - mV_k E_o [G \cos(\gamma) - B \sin(\gamma)] + E_o^2 G_{sw} \quad (3.34)$$

$$Q_{0v} = -(mE_o)^2 B - mV_k E_o [-G \sin(\gamma) - B \cos(\gamma)] - B_{eq} (mE_o)^2 \quad (3.35)$$

$$\gamma = \theta_k - \varphi_v \quad (3.36)$$

$$I_{kv}^2 = (G^2 + B^2) [V_k + (mE_o)^2 - 2mV_k E_o \cos(\gamma)] \quad (3.37)$$

en las que,

γ es la diferencia entre el ángulo de voltaje de la terminal CA y la fase φ_v [°]

$B_{eq}(mE_o)^2$ es la potencia reactiva que genera o absorbe el convertidor

$G_0[E_o (I_{kv}/I_{nom})]^2$ son las pérdidas por conmutación del convertidor [Ω]

3.3.1.1 VSC con control de voltaje V y/o potencia reactiva Q

Cuando se integra el modelo del VSC al planteamiento de flujos de potencia, es importante definir la estrategia de control caracteriza al convertidor. Generalmente, para aplicaciones de SEP de gran escala se espera que los componentes basados en VSC, como lo pueden ser los BESS, aporten a la regulación de su voltaje en terminales para dar soporte al sistema eléctrico. En este sentido, el modelo de BESS con su interfaz de VSC podría verse como si se tratara de un nodo tipo *PV*, desde el punto de vista de la formulación de flujos de potencia. Al igual que para el manejo del control de voltaje en unidades de generación, se debe cuidar no sobrepasar los límites

establecidos por las características físicas del VSC en cuanto potencia reactiva Q_{min}/Q_{max} . Y en caso de que el VSC no pueda mantener el voltaje, la potencia reactiva debe limitarse al valor violado, como se haría de acuerdo con la Sección 2.4.2 [27, 28] . Por otro lado, existen diversas condiciones que impliquen la necesidad de controlar la potencia reactiva de este tipo de dispositivos en lugar de su tensión. Para el caso del VSC operando con control de potencia reactiva fija, definida por un factor de potencia deseado, el nodo de la red asociado al BESS, y particularmente a su interfaz del VSC, se trata de forma especial con la potencia reactiva constante, implicando que este nodo sería del tipo PQ generador [31, 32]. Lo anterior se detalla matemáticamente en la siguiente sección.

3.4 Modelo del BESS para estudios de flujos de potencia multiperiodo

Los BESS se componen tres subsistemas principales: el VSC que realiza la función de convertidor de CA/CD, un convertidor CD/CD que permite la extracción de la potencia programada de acuerdo con la estrategia ETS, y el paquete de baterías que está compuesto por módulos conectados en serie y paralelo, como se ilustra en la Fig. 3.7 [18]. Cabe mencionar que el modelo de BESS desarrollado en esta tesis considera al convertidor CD/CD como uno ideal donde su función de regulación de la potencia programada P_{sch} queda explícitamente modelada mediante una ecuación de restricción de flujo de potencia, como se desarrolla más adelante en esta sección.

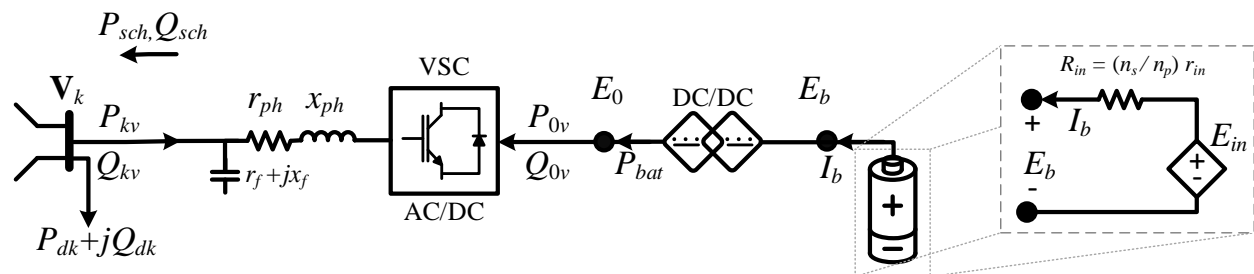


Fig. 3.7 Modelo del circuito equivalente del BESS

Retomando las ecuaciones presentadas para el modelo del arreglo de baterías de Ion-litio del Capítulo 3, Sección 3.2.1 y reformulando algunos de sus términos para facilitar su manejo y comprensión, el conjunto de ecuaciones (3.38)-(3.42) define el comportamiento del paquete de

baterías. Note que la corriente producida I_b está explícitamente relacionada con la carga $W_{(t)}$ de la batería de acuerdo con (3.39). Mientras que (3.40)-(3.42) permiten calcular el comportamiento del voltaje interno de arreglo y el voltaje en terminales para la carga y descarga de la batería. Este conjunto de ecuaciones está relacionado con las variables mostradas en la Fig. 3.7.

$$W_{(0)} = \text{SoC}_i (n_p \cdot W_{max}) \quad (3.38)$$

$$W_{(t)} = W_{(t-1)} - \eta_b \cdot \Delta t \cdot I_b \quad (3.39)$$

$$E_b = E_{in} - (n_s / n_p) r_{in} I_b \quad (3.40)$$

$$E_{in}^{des} = n_s E_{0c} - K \left(\frac{n_p W_{max}}{n_p W_{max} - W_{(t)}} \right) (\Delta t \cdot I_b + W_{(t)}) + A e^{-BW_{(t)}} - C W_{(t)} \quad (3.41)$$

$$E_{in}^{car} = n_s E_{0c} - K \left(\frac{n_p W_{max}}{n_p W_{max} - (0.1)W_{(t)}} \right) (\Delta t \cdot I_b) - K W_{(t)} \left(\frac{n_p W_{max}}{n_p W_{max} - W_{(t)}} \right) + A e^{-BW_{(t)}} - C W_{(t)} \quad (3.42)$$

donde,

- n_s es el número de módulos de baterías conectadas en serie
- n_p es el número de módulos de baterías conectadas en paralelo
- $W_{(0)}$ es la capacidad inicial de carga de la batería [Ah]
- $W_{(t)}$ es la capacidad extraída de la batería [Ah]
- W_{max} es la capacidad máxima de la batería [Ah]
- SoC_i es el estado inicial de carga de la batería [pu]
- η_b es la eficiencia de carga y descarga
- Δt es el incremento de tiempo [h]
- E_b es el voltaje en terminales del arreglo de baterías [V]
- E_{0c} es la constante de voltaje al final de la zona exponencial de cada batería [V]
- E_{in}^{des} es el voltaje interno cuando la batería se encuentra en estado de descarga [V]
- E_{in}^{car} es el voltaje interno cuando la batería se encuentra en estado de carga [V]
- I_b es la corriente de salida [A]
- K es la constante de polarización [V/Ah]
- A es el voltaje exponencial [V]
- B es la capacidad exponencial [Ah⁻¹]
- C es la pendiente de la curva de descarga [V/Ah]
- r_{in} es la resistencia interna de la batería por módulo [Ω]

Partiendo del circuito mostrado en la Fig. 3.7, se puede obtener el modelo completo del BESS para estudios de flujos de potencia multiperiodo, esto mediante la definición de las ecuaciones de desajuste (3.43)-(3.51) que corresponden a los diferentes subsistemas que lo conforman y considerando que el equipo se conecta a un nodo genérico k del SEP. Las ecuaciones (3.43)-(3.44) representan el balance nodal de la potencia activa y reactiva en el punto de conexión entre el VSC y el sistema de potencia en el nodo k . El balance de potencia en el punto de interconexión entre los convertidores se da por las ecuaciones (3.45)-(3.46). La potencia activa programada P_{sch} y potencia reactiva programada Q_{sch} se establecen con las restricciones (3.47)-(3.48). Las condiciones internas de operación de las baterías se estiman con (3.49)-(3.52), usando (3.51) para la condición de descarga del arreglo de baterías y (3.52) para cuando se encuentra en estado de carga [18]. Note que este modelo de BESS implica el control de la potencia reactiva Q_{sch} , mediante un factor de potencia definido inicialmente para el VSC.

$$\Delta P_k = -P_{kv} - P_{dk} - P_k^{cal} \quad (3.43)$$

$$\Delta Q_k = -Q_{kv} - Q_{dk} - Q_k^{cal} \quad (3.44)$$

$$\Delta P_o = P_{bat} - P_{v0} \quad (3.45)$$

$$\Delta Q_o = -Q_{v0} \quad (3.46)$$

$$\Delta P_s = P_{sch} + P_{kv} \quad (3.47)$$

$$\Delta Q_s = Q_{sch} + Q_{kv} \quad (3.48)$$

$$\Delta E_o = E_b - E_{in} + (n_s / n_p) r_{in} I_b \quad (3.49)$$

$$\Delta W_b = W_{(t)} - W_{(t-1)} + \eta_b \cdot \Delta t \cdot I_b \quad (3.50)$$

$$\Delta E_x^{des} = E_{in}^{des} - n_s E_{0c} + K \left(\frac{n_p W_{max}}{n_p W_{max} - Q_{(t)}} \right) (\Delta t \cdot I_b + W_{(t)}) - A e^{-BW_{(t)}} + C W_{(t)} \quad (3.51)$$

$$\Delta E_x^{car} = E_{in}^{car} - n_s E_{0c} + K \left(\frac{n_p W_{max}}{n_p W_{max} - (0.1) W_{(t)}} \right) (\Delta t \cdot I_b) + K \cdot W_{(t)} \left(\frac{n_p W_{max}}{n_p W_{max} - W_{(t)}} \right) - A e^{-BW_{(t)}} + C W_{(t)} \quad (3.52)$$

El modelo linealizado del BESS, en términos del método de NR, queda como se muestra en la ecuación (3.53), mismo que tiene que ser resuelto con el modelo del resto del SEP para encontrar la solución de las variables de estado del BESS y la red eléctrica.

$$\mathbf{F}_{bess} = -\mathbf{J}_{bess} \Delta \mathbf{z}_{bess} \quad (3.53)$$

donde,

\mathbf{F}_{bess} es el vector de desajustes del modelo del BESS

\mathbf{J}_{bess} es el jacobiano con las primeras derivadas parciales

\mathbf{z}_{bess} es el vector de variables de estado del BESS

De acuerdo con lo discutido en el Capítulo 3, la potencia programada P_{sch} por el BESS queda definida por la estrategia de ETS. Además, si el BESS se encuentra en estado de carga o descarga, o bien, si el BESS opera con control de voltaje o potencia reactiva, el conjunto de ecuaciones por resolver (3.43)- (3.52) debe adecuarse y reflejarse en (3.53). A continuación, se presentan las cuatro opciones posibles para la operación deseada del BESS una vez interconectado al SEP:

– Modelo del BESS con control de P y Q para la descarga

En este caso, este modelo del BESS operando en estado de descarga y con factor de potencia fijo, implica nueve ecuaciones no lineales a resolver como se muestra en (3.54).

$$\begin{aligned} \mathbf{F}_{bess} &= \left[\Delta P_k \quad \Delta Q_k \quad \Delta Q_o \quad \Delta P_o \quad \Delta P_s \quad \Delta Q_s \quad \Delta E_o \quad \Delta W_b \quad \Delta E_x^{des} \right]^T \\ \mathbf{z}_{bess} &= \left[\theta_k \quad V_k \quad B_{eq} \quad I_b \quad \varphi_v \quad m \quad E_b \quad W_{(t)} \quad E_{in}^{des} \right]^T \end{aligned} \quad (3.54)$$

– Modelo del BESS con control de P y Q para la carga

En este modelo, solo cambia el tipo de ecuación a usar para el último término en el que se reemplaza la ecuación de descarga (3.51) por la de carga (3.52), quedando como en (3.55).

$$\begin{aligned} \mathbf{F}_{bess} &= \left[\Delta P_k \quad \Delta Q_k \quad \Delta Q_o \quad \Delta P_o \quad \Delta P_s \quad \Delta Q_s \quad \Delta E_o \quad \Delta W_b \quad \Delta E_x^{car} \right]^T \\ \mathbf{z}_{bess} &= \left[\theta_k \quad V_k \quad B_{eq} \quad I_b \quad \varphi_v \quad m \quad E_b \quad W_{(t)} \quad E_{in}^{car} \right]^T \end{aligned} \quad (3.55)$$

– Modelo del BESS con control de P y V para la descarga

Asumiendo que el BESS se instala para proporcionar control de potencia y voltaje en el nodo de conexión, nodo k , la formulación debe cambiar al quitar la ecuación (3.48), resultando en ocho ecuaciones por resolver, tal como se observa en (3.56). En este modelo del BESS, el voltaje está siendo controlado por el VSC a un valor específico deseado.

$$\begin{aligned} \mathbf{F}_{bess} &= \left[\Delta P_k \quad \Delta Q_k \quad \Delta Q_o \quad \Delta P_o \quad \Delta P_s \quad \Delta E_o \quad \Delta W_b \quad \Delta E_x^{des} \right]^T \\ \mathbf{z}_{bess} &= \left[\theta_k \quad m \quad B_{eq} \quad I_b \quad \varphi_v \quad E_b \quad W_{(t)} \quad E_{in}^{des} \right]^T \end{aligned} \quad (3.56)$$

– Modelo del BESS con control de P y V para la carga

De forma similar que el caso anterior, el modelo se reformula para considerar la ecuación de carga de las baterías (3.52), por lo que el modelo queda definido también por ocho ecuaciones de desajuste y variables de estado por calcular, mostradas en (3.57).

$$\begin{aligned} \mathbf{F}_{bess} &= \left[\Delta P_k \quad \Delta Q_k \quad \Delta Q_o \quad \Delta P_o \quad \Delta P_s \quad \Delta E_o \quad \Delta W_b \quad \Delta E_x^{car} \right]^T \\ \mathbf{z}_{bess} &= \left[\theta_k \quad m \quad B_{eq} \quad I_b \quad \varphi_v \quad E_b \quad W_{(t)} \quad E_{in}^{car} \right]^T \end{aligned} \quad (3.57)$$

3.5 Flujos de potencia multiperiodo incluyendo BESS

En este trabajo de tesis, la formulación desarrollada es aplicable al problema de flujos de potencia multiperiodo incorporando BESS en distintos puntos de la red. El modelo de estado estacionario de la red está dado por $f(\mathbf{z}_{ac}, \mathbf{z}_{bess}) = 0$, donde \mathbf{z}_{ac} es el vector de voltajes nodales, ángulos y magnitudes, y \mathbf{z}_{bess} es el vector de variables de estado de los BESS. Las ecuaciones de desajuste linealizadas de la red y los BESS se combinan como se muestra en (3.58), las cuales se resuelven iterativamente usando el método de Newton-Raphson.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \mathbf{F}_{bess} \end{bmatrix}_{(t)} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta P}{\partial V} & \frac{\partial \Delta P}{\partial \mathbf{z}_{bess}} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \theta} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial V} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial \mathbf{z}_{bess}} \\ \frac{\partial \mathbf{F}_{bess}}{\partial \theta} & \frac{\partial \mathbf{F}_{bess}}{\partial V} & \frac{\partial \mathbf{F}_{bess}}{\partial \mathbf{z}_{bess}} \end{bmatrix}_{(t)} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta \mathbf{z}_{bess} \end{bmatrix}_{(t)} \Leftrightarrow \begin{bmatrix} \theta \\ V \\ \mathbf{z}_{bess} \end{bmatrix}_{(t+1)} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \\ \mathbf{z}_{bess} \end{bmatrix}_{(t)} + \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \\ \Delta \mathbf{z}_{bess} \end{bmatrix}_{(t)} \quad (3.58)$$

recordando que,

i es el contador de iteraciones

t es el periodo de tiempo bajo análisis

θ es el vector de ángulos de fase de los voltajes nodales

V es el vector de las magnitudes de los voltajes nodales

ΔP es el vector de ecuaciones de desajuste de potencia activa

ΔQ es el vector de ecuaciones de desajuste de potencia reactiva

\mathbf{F}_{bess} es el vector de desajustes del BESS

\mathbf{z}_{bess} es el vector de variables de estado del BESS

Debe mencionarse que el método de solución basado en NR, para resolver el problema de flujos de potencia multiperiodo con BESS, se ejecuta de la misma manera en que se discute en el diagrama de flujo explicado en la Sección 2.5. Y de la misma forma en que se revisan los límites de generación en potencia reactiva para los generadores, también se revisan los límites de potencia reactiva generada por los convertidores VSC de los BESS cuando estos se encuentran regulando el voltaje en terminales en sus respectivos puntos de conexión con el SEP.

Capítulo 4

Casos de estudio

4.1 Introducción

Este capítulo tiene la finalidad de aplicar el algoritmo de flujos de potencia basado en el método de Newton-Raphson (codificado en MATLAB[®]) y el modelo del BESS desarrollados en esta tesis. Con la idea de mostrar sus beneficios desde un punto de vista técnico, para dicha verificación se plantean dos casos de estudio. El primero corresponde a una red eléctrica simple de tres nodos, empleada para analizar diferentes puntos de equilibrio en estado estacionario del BESS en conjunto con la red, mismos que se validan con respecto a un modelo de conmutación implementado en el software Simulink - Simscape Electrical de MATLAB[®]. Se destaca que, para ambos modelos bajo comparación, se realizan las adecuaciones pertinentes sobre la estrategia ETS que permite que el BESS inyecte o absorba potencia en determinadas horas del día. El análisis multiperiodo de este caso de validación abarca 24 puntos de operación con distinta demanda de la red y ETS del BESS.

Para el segundo caso de estudio, se usa el sistema estándar de IEEE de 24 nodos incorporando tres BESS. Para este sistema de prueba, se realiza un análisis multiperiodo de 24 horas de operación del SEP, considerando variaciones de la potencia demandada por la red eléctrica (P_d y Q_d) y de las potencias de salida por los generadores síncronos (P_g y Q_g) donde se asume un redespacho horario por capacidad. La respuesta del SEP se analiza en términos de los perfiles de las magnitudes de los voltajes nodales, observando simultáneamente el comportamiento de las variables internas de los BESS. Cabe destacar que los BESS se simulan con distintas capacidades nominales de potencia, estados de carga iniciales y estrategias ETS.

De acuerdo con lo anterior, en esta sección queda de manifiesto el alcance y la practicidad del método de flujos de potencia desarrollado en este trabajo de tesis, destacando que este método se implementó para el análisis de SEP con cualquier cantidad de nodos. Y de manera similar, este algoritmo permite agregar cualquier cantidad de BESS en diferentes puntos de la red.

4.2 Variación de la curva de demanda

De acuerdo con lo discutido en la Sección 3.2.2, la Fig. 3.2 introdujo una idea general del comportamiento de la demanda de un SEP, notando que la demanda del sistema varía en todos los espacios de tiempo. Pero para realizar un análisis multiperiodo de 24 puntos de operación más realista, se escala proporcionalmente la demanda en nodos PQ y generación en los nodos PV en los casos de estudio, esta variación se hace en proporción con los valores mostrados en la gráfica de la Fig. 4.1, los valores usados fueron tomados de lo reportado por el CENACE (Centro Nacional del Control de Energía) en su página oficial [33]. Específicamente, cada potencia demandada y generada en cada uno de los nodos se multiplica por el valor en [pu] mostrado en la Fig. 4.1 según la hora respectiva, siendo el punto más bajo de demanda en la hora 5 con un escalamiento de 0.7945 y el punto más alto en la hora 20 con un escalamiento de 1.

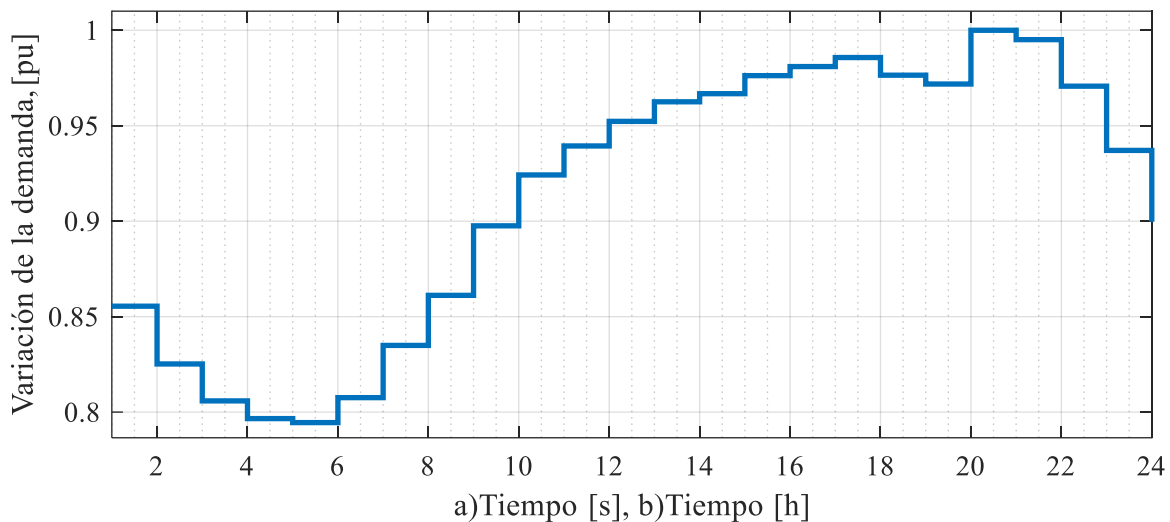


Fig. 4.1 Curva de demanda: a) caso de estudio, Sección 4.3, b) caso de estudio, Sección 4.4

4.3 Sistema eléctrico de tres nodos con un BESS - Validación del modelo

El sistema eléctrico de la Fig. 4.2 contiene tres nodos principales interconectados por un transformador (T_1) entre los nodos 1 y 2, con $\mathbf{z}_{T_1} = 0.01184 + j0.35519$ [pu], y una línea de transmisión (LT_1) de 14 km entre los nodos 2 y 3, con $\mathbf{z}_{LT_1} = 0.25760 + j0.8866$ [pu]. La carga conectada en los nodos 2 y 3 es $\mathbf{S}_1 = 30 + j2$ [MVA] y $\mathbf{S}_2 = 1.25$ [MW], respectivamente. Esta

condición operativa implica un flujo de potencia por la LT_1 de alrededor de 1 [MW] en condiciones nominales. Por otro lado, en el nodo 3 se conecta un BESS con potencia nominal de $P_{nom} = 250$ [kW]. Esta red eléctrica de prueba se emplea con la finalidad de validar el modelo desarrollado en este trabajo de tesis, comparando los resultados obtenidos mediante el algoritmo desarrollado y modelo de BESS propuesto, con respecto a los que se obtienen del modelo de conmutación implementado en el software Simscape Electrical de Simulink, MATLAB[®], donde el convertidor VSC del BESS se representa de forma detallada emulando fielmente el patrón de conmutación de los interruptores electrónicos IGBT, como se explica en la Sección 3.3.

El BESS está formado por un sistema de almacenamiento de baterías de Ion-litio cuyos parámetros se muestran en la Tabla 4, donde también se encuentran los parámetros relacionados con los demás elementos que conforman el BESS. Se asume que el BESS opera con estrategia ETS y control de potencia reactiva hacia la red (factor de potencia fijo). Originalmente, la capacidad energética nominal del BESS es $W_{nom} = 4.8835[\text{Ah}] * 1023 = 4.9958$ [kAh] para 24 horas de funcionamiento, donde 4.8835[Ah] es la capacidad por cada módulo y $n_p = 1023$ es el número de módulos conectados en paralelo. Sin embargo, debido a los tiempos excesivos de ejecución de los modelos de conmutación del Simscape Electrical, y con la finalidad de poder visualizar la descarga del BESS en algunos segundos de simulación, se redimensiona como $W_{nom} = 1.2 * (4.9958[\text{kAh}] / 3600[\text{s}]) = 1.6653[\text{Ah}]$. Y de la misma manera se reajusta el valor de $W_{max} = 1.8414$ [Ah] para el BESS, como se muestra en la Tabla 4. Adicionalmente, se asume que el estado inicial de carga del BESS es $\text{SoC}_i = 60[\%]$.

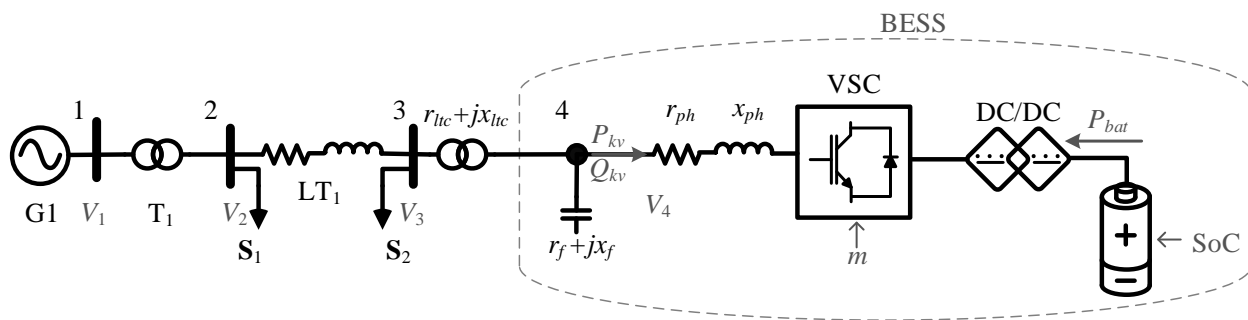


Fig. 4.2 Sistema de 3 nodos empleado para la validación del algoritmo y modelo de BESS desarrollado.

Tabla 4. Parámetros del BESS para el caso de estudio de validación

Sistema de almacenamiento BESS									
P_{bat} [kW]	E_{0c} [kV]	n_s	n_p	W_{nom} [Ah]	W_{max} [Ah]	R_{in} [pu]	SoC _i [%]	Δt [s]	V_{nom} [kV]
250	1.2913	166	1023	1.6653	1.8414	0.0022	60	1	1.2
Módulo de batería									
Tipo	E_{0c} [V]	E_{nom} [V]	W_{nom} [Ah]	W_{max} [Ah]	r_{in} [Ω]	A [V]	B [A ⁻¹]	K [V/Ah]	
Ion-litio	7.7788	7.20	4.8835	5.40	0.013333	96.0144	0.3929	0.00023	
Convertidor VSC						Transformador			
S_{nom} [kVA]	Factor de potencia	r_{ph} [Ω]	x_{ph} [Ω]	r_f [pu]	x_f [pu]	r_{tc} [pu]	x_{tc} [pu]		
270	0.95	0.0156	0.1560	0.0001	0.0025	0.0192	1.8095		

– *Modelo de flujos de potencia para el SEP de la Fig. 4.2*

Para el estudio de flujos de potencia multiperiodo, se sigue la metodología establecida en el Capítulo 2, recordando que para este caso se considera un control de potencia reactiva. Inicialmente, se plantean las ecuaciones de desajuste nodales de todo el SEP, considerando al nodo 1 como el nodo Slack, por lo que se conocen tanto la magnitud, $V_1 = 1.0$ [p.u.], y ángulo de fase del voltaje en ese punto, $\theta_1 = 0$ [rad], sin necesidad de asociar ecuaciones de desajuste. Los nodos 2 y 3 se definen como tipo PQ , por lo que se plantean dos ecuaciones desajuste ΔP por cada uno de ellos, (4.1) y (4.3), que permitirán calcular los ángulos θ_2 y θ_3 , y una ecuación de desajuste ΔQ por cada nodo, (4.2) y (4.4), para calcular la magnitud de los voltajes nodales V_2 y V_3 , respectivamente. Para completar del modelo de flujos de potencia, el nodo 4 se establece como un nodo tipo BESS que introduce nueve ecuaciones de desajuste (debido al control de potencia reactiva), dos para la conectividad entre el transformador con OLTC y la salida del VSC, ΔP_4 (4.5) y ΔQ_4 (4.6), tres para determinar las condiciones de operación del VSC (4.7)-(4.9) y cuatro más para las condiciones del arreglo de baterías (4.10)-(4.14). Vale la pena mencionar que solo una de las ecuaciones E_m^{des} y E_m^{car} , (4.13) o (4.14), se resuelve dependiendo de si el BESS se encuentra en estado de carga o descarga. En su conjunto, las ecuaciones de desajuste nodal se resuelven de forma iterativa para encontrar el punto de equilibrio en estado estacionario del SEP.

$$\Delta P_2 = P_{g2} - P_{d2} - P_2^{cal} \quad (4.1)$$

$$\Delta Q_2 = Q_{g2} - Q_{d2} - Q_2^{cal} \quad (4.2)$$

$$\Delta P_3 = P_{g3} - P_{d3} - P_3^{cal} \quad (4.3)$$

$$\Delta Q_3 = Q_{g3} - Q_{d3} - Q_3^{cal} \quad (4.4)$$

$$\Delta P_4 = -P_{4v} - P_{d4} - P_4^{cal} \quad (4.5)$$

$$\Delta Q_4 = -Q_{4v} - Q_{d4} - Q_4^{cal} \quad (4.6)$$

$$\Delta Q_o = -Q_{v0} \quad (4.7)$$

$$\Delta P_s = P_{sch} + P_{4v} \quad (4.8)$$

$$\Delta Q_s = Q_{sch} + Q_{4v} \quad (4.9)$$

$$\Delta P_o = P_{bat} - P_{v0} \quad (4.10)$$

$$\Delta E_o = E_b - E_{in} + (n_s / n_p) r_{in} I_b \quad (4.11)$$

$$\Delta W_b = W_{(t)} - W_{(t-1)} + \eta_b \cdot \Delta t \cdot I_b \quad (4.12)$$

$$\Delta E_x^{des} = E_{in}^{des} - n_s E_{0c} + K \left(\frac{n_p W_{max}}{n_p W_{max} - Q_{(t)}} \right) (\Delta t \cdot I_b + W_{(t)}) - A e^{-BW_{(t)}} + CW_{(t)} \quad (4.13)$$

$$\Delta E_x^{car} = E_{in}^{car} - n_s E_{0c} + K \left(\frac{n_p W_{max}}{n_p W_{max} - (0.1)W_{(t)}} \right) (\Delta t \cdot I_b) + K \cdot W_{(t)} \left(\frac{n_p W_{max}}{n_p W_{max} - W_{(t)}} \right) - A e^{-BW_{(t)}} + CW_{(t)} \quad (4.14)$$

El vector de desajustes y el vector de correcciones de las variables de estado, cuando el BESS opera en estado de descarga y con control del factor de potencia, se muestran con detalle en (4.15),

$$\begin{aligned} \mathbf{F}(\mathbf{x}^{(i)}) &= \left[\Delta P_2 \quad \Delta Q_2 \quad \Delta P_3 \quad \Delta Q_3 \quad \Delta P_4 \quad \Delta Q_4 \quad \Delta Q_o \quad \Delta P_o \quad \Delta P_s \quad \Delta Q_s \quad \Delta E_o \quad \Delta W_b \quad \Delta E_x^{des} \right]^T \\ \Delta \mathbf{x}^{(i)} &= \left[\theta_2 \quad V_2 \quad \theta_3 \quad V_3 \quad \theta_4 \quad V_4 \quad B_{eq} \quad I_b \quad \varphi_v \quad m \quad E_b \quad W_{(t)} \quad E_{in}^{des} \right]^T \end{aligned} \quad (4.15)$$

y de forma similar, este modelo se reformula fácilmente sustituyendo (4.13) por (4.14) para cuando el BESS opera en modo de carga.

$$\begin{aligned} \mathbf{F}(\mathbf{x}^{(i)}) &= \left[\Delta P_2 \quad \Delta Q_2 \quad \Delta P_3 \quad \Delta Q_3 \quad \Delta P_4 \quad \Delta Q_4 \quad \Delta Q_o \quad \Delta P_o \quad \Delta P_s \quad \Delta Q_s \quad \Delta E_o \quad \Delta W_b \quad \Delta E_x^{car} \right]^T \\ \Delta \mathbf{x}^{(i)} &= \left[\theta_2 \quad V_2 \quad \theta_3 \quad V_3 \quad \theta_4 \quad V_4 \quad B_{eq} \quad I_b \quad \varphi_v \quad m \quad E_b \quad W_{(t)} \quad E_{in}^{car} \right]^T \end{aligned} \quad (4.16)$$

note que para ambos casos se tienen trece ecuaciones de desajuste por resolver y, por ende, trece variables de estado por calcular. En conexión con lo anterior, el Jacobiano que representa la linealización del sistema de ecuaciones de la red eléctrica en conjunto con el BESS se muestra en (4.17).

$$\mathbf{J}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix}
 \frac{\partial \Delta P_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial \Delta P_2}{\partial V_2} & \frac{\partial \Delta P_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial \Delta P_2}{\partial V_3} & \frac{\partial \Delta P_2}{\partial \theta_4} & \frac{\partial \Delta P_2}{\partial V_4} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 \frac{\partial \Delta Q_2}{\partial \theta_2} & \frac{\partial \Delta Q_2}{\partial V_2} & \frac{\partial \Delta Q_2}{\partial \theta_3} & \frac{\partial \Delta Q_2}{\partial V_3} & \frac{\partial \Delta Q_2}{\partial \theta_4} & \frac{\partial \Delta Q_2}{\partial V_4} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 \frac{\partial \Delta P_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial \Delta P_3}{\partial V_2} & \frac{\partial \Delta P_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial \Delta P_3}{\partial V_3} & \frac{\partial \Delta P_3}{\partial \theta_4} & \frac{\partial \Delta P_3}{\partial V_4} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 \frac{\partial \Delta Q_3}{\partial \theta_2} & \frac{\partial \Delta Q_3}{\partial V_2} & \frac{\partial \Delta Q_3}{\partial \theta_3} & \frac{\partial \Delta Q_3}{\partial V_3} & \frac{\partial \Delta Q_3}{\partial \theta_4} & \frac{\partial \Delta Q_3}{\partial V_4} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 \hline
 \frac{\partial \Delta P_4}{\partial \theta_2} & \frac{\partial \Delta P_4}{\partial V_2} & \frac{\partial \Delta P_4}{\partial \theta_3} & \frac{\partial \Delta P_4}{\partial V_3} & \frac{\partial \Delta P_4}{\partial \theta_4} & \frac{\partial \Delta P_4}{\partial V_4} & \frac{\partial \Delta P_4}{\partial B_{eq}} & \frac{\partial \Delta P_4}{\partial m} & \frac{\partial \Delta P_4}{\partial \varphi_v} & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 \frac{\partial \Delta Q_4}{\partial \theta_2} & \frac{\partial \Delta Q_4}{\partial V_2} & \frac{\partial \Delta Q_4}{\partial \theta_3} & \frac{\partial \Delta Q_4}{\partial V_3} & \frac{\partial \Delta Q_4}{\partial \theta_4} & \frac{\partial \Delta Q_4}{\partial V_4} & \frac{\partial \Delta Q_4}{\partial B_{eq}} & \frac{\partial \Delta Q_4}{\partial m} & \frac{\partial \Delta Q_4}{\partial \varphi_v} & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial \Delta Q_o}{\partial \theta_4} & \frac{\partial \Delta Q_o}{\partial V_4} & \frac{\partial \Delta Q_o}{\partial B_{eq}} & \frac{\partial \Delta Q_o}{\partial m} & \frac{\partial \Delta Q_o}{\partial \varphi_v} & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial \Delta Q_s}{\partial \theta_4} & \frac{\partial \Delta Q_s}{\partial V_4} & \frac{\partial \Delta Q_s}{\partial B_{eq}} & \frac{\partial \Delta Q_s}{\partial m} & \frac{\partial \Delta Q_s}{\partial \varphi_v} & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial \Delta P_s}{\partial \theta_4} & \frac{\partial \Delta P_s}{\partial V_4} & \frac{\partial \Delta P_s}{\partial B_{eq}} & \frac{\partial \Delta P_s}{\partial m} & \frac{\partial \Delta P_s}{\partial \varphi_v} & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial \Delta P_o}{\partial B_{eq}} & \frac{\partial \Delta P_o}{\partial m} & \frac{\partial \Delta P_o}{\partial \varphi_v} & \frac{\partial \Delta P_o}{\partial I_b} & \frac{\partial \Delta P_o}{\partial E_b} & \frac{\partial \Delta P_o}{\partial W_{(t)}} & \frac{\partial \Delta P_o}{\partial E_{in}^{car}} \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial \Delta E_o}{\partial B_{eq}} & \frac{\partial \Delta E_o}{\partial m} & \frac{\partial \Delta E_o}{\partial \varphi_v} & \frac{\partial \Delta E_o}{\partial I_b} & \frac{\partial \Delta E_o}{\partial E_b} & \frac{\partial \Delta E_o}{\partial W_{(t)}} & \frac{\partial \Delta E_o}{\partial E_{in}^{car}} \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial \Delta W_b}{\partial B_{eq}} & \frac{\partial \Delta W_b}{\partial m} & \frac{\partial \Delta W_b}{\partial \varphi_v} & \frac{\partial \Delta W_b}{\partial I_b} & \frac{\partial \Delta W_b}{\partial E_b} & \frac{\partial \Delta W_b}{\partial W_{(t)}} & \frac{\partial \Delta W_b}{\partial E_{in}^{car}} \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial \Delta E_x^{car}}{\partial B_{eq}} & \frac{\partial \Delta E_x^{car}}{\partial m} & \frac{\partial \Delta E_x^{car}}{\partial \varphi_v} & \frac{\partial \Delta E_x^{car}}{\partial I_b} & \frac{\partial \Delta E_x^{car}}{\partial E_b} & \frac{\partial \Delta E_x^{car}}{\partial W_{(t)}} & \frac{\partial \Delta E_x^{car}}{\partial E_{in}^{car}}
 \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

El vector de correcciones de variables de estado se calcula de acuerdo con (4.18) en cada iteración i , actualizando los valores de las variables como se muestra en (4.19), hasta que se cumple con una tolerancia especificada, por ejemplo, en el caso del programa implementado $\varepsilon \leq 1 \times 10^{-6}$.

$$\Delta \mathbf{x}^{(i)} = -\mathbf{J}(\mathbf{x}^{(i)})^{-1} \mathbf{F}(\mathbf{x}^{(i)}) \quad (4.18)$$

$$\Delta \mathbf{x}^{(i+1)} = \mathbf{x}^{(i)} + \Delta \mathbf{x}^{(i)} \quad (4.19)$$

Una vez se obtiene convergencia numérica, se procede a calcular los flujos de potencia del SEP, usando la impedancia de las líneas de transmisión y los valores de la magnitud y ángulo de los voltajes nodales, ver Capítulo 2.

- *Análisis multiperiodo del sistema de prueba*

Como se desea observar el comportamiento de la red a lo largo de 24 [s] de operación, el modelo matemático desarrollado en las ecuaciones (4.1)-(4.19) para la solución de flujos de potencia se resuelve juiciosamente para todos los puntos, haciendo el cambio en las cargas de acuerdo con la curva de demanda mostrada en la Sección 4.2, y con la potencia que el BESS entrega o absorbe de la red P_{sch} , que varía de acuerdo con el ETS de la Fig. 4.3 a). De manera similar, en la Fig. 4.3 b) se ilustra el seguimiento de la potencia reactiva programada Q_{sch} , para el BESS. Dichas condiciones también fueron simuladas con el software Simscape Electrical de Simulink, cuyos resultados obtenidos se comparan con los del modelo propuesto en esta tesis, y que se muestran en las gráficas de las Fig. 4.4 - Fig. 4.6 con el objetivo verificar la pertinencia del código desarrollado.

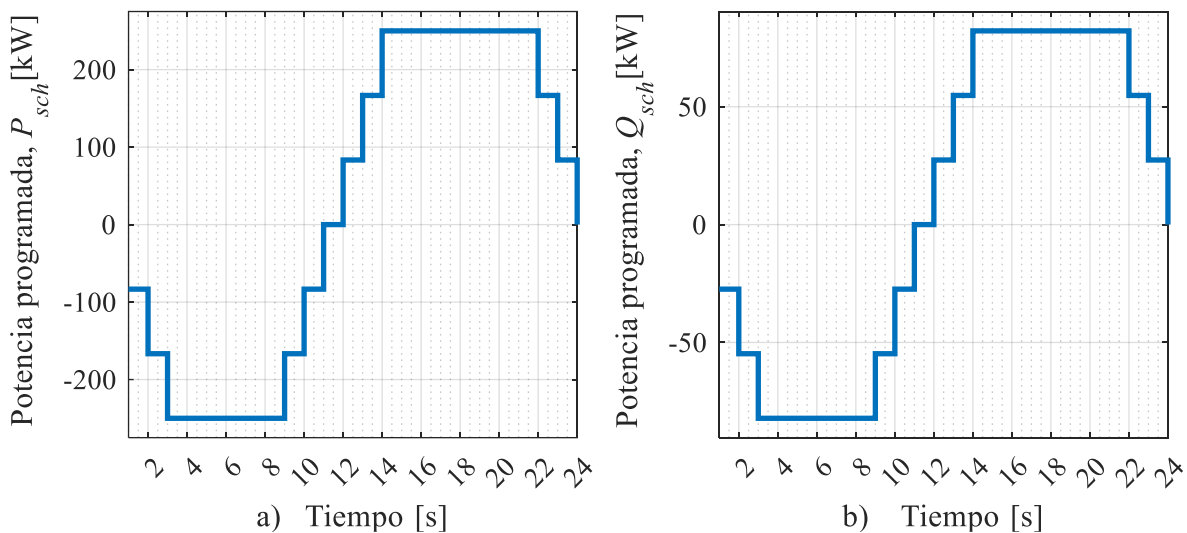


Fig. 4.3 Estrategia ETS para el caso de prueba con un BESS: a) Potencia activa, b) Potencia reactiva

La Fig. 4.4 muestra la comparación entre los resultados obtenidos mediante el modelo propuesto y la implementación en Simscape Electrical de Simulink. Como era de esperarse, en la Fig. 4.4 a) se observa que la potencia del paquete de baterías P_{bat} es la misma en ambos casos, cuya evolución en el tiempo corresponde directamente a la potencia programada P_{sch} asociada con la estrategia ETS definida en la Fig. 4.3 a). Por el contrario, en la Fig. 4.4 b) se pueden apreciar ligeras diferencias en el estado de carga SoC reportado para ambas soluciones. De lo anterior, se puede presumir que las aproximaciones del modelo desarrollado de BESS y algoritmo de flujos de potencia son correctas, aunque más adelante se precisa numéricamente las diferencias obtenidas usando el criterio de errores cuadráticos medios (RMSE, por sus siglas en inglés).

Observando la Fig. 4.4 a), en el intervalo de tiempo correspondiente a 1-11 [s], el BESS opera en estado de carga dado que la potencia de las baterías $P_{bat} < 0$ [W]. Aquí, el paquete de baterías consume $P_{bat} = -243.27$ [kW] por segundo de 3-8 [s]. Mientras que para los tiempos 2 y 9 [s], la potencia absorbida es de $P_{bat} = -160.9$ [kW], y para 1 y 10 [s] es de $P_{bat} = -78.14$ [kW]. Estos consumos de potencia se reflejan en la Fig. 4.4 b) mediante aumentos en el SoC del BESS para el intervalo de 1-11 [s]. Se puede notar que este aumenta rápidamente un 3.48 [%] para cada intervalo en el tiempo correspondiente a 3-8 [s], mientras que para 2 y 9 [s] lo hace en un 2.33 [%], y para los tiempos 1 y 10 [s] lo hace en un 1.17 [%]. Con respecto al intervalo de 12-24 [s], el BESS opera en estado de descarga por lo que la potencia del paquete de baterías es $P_{bat} > 0$ [W], es decir, entrega potencia hacia la red eléctrica. Note que $P_{bat} = 256.71$ [kW] para el tiempo 14-21 [s], mientras que $P_{bat} = 172.43$ [kW] en el tiempo 13 y 22 [s], y $P_{bat} = 88.52$ [kW] en 12 y 23 [s]. Por ende, la Fig. 4.4b) muestra que en estos tiempos el SoC del BESS disminuye en 12-24 [s]. Particularmente, se puede notar que el SoC disminuye más rápidamente en el intervalo 14-21 [s] que en el resto del tiempo de descarga con 3.52 [%] cada segundo, mientras que se reduce en un 1.34 [%] para 13 y 22 [s] y lo hace en un 1.17 [%] para 12 y 23 [s]. Note que el valor inicial del estado de carga fue de $SoC = 60$ [%], el valor máximo alcanzado fue de $SoC = 87.86$ [%] en el periodo correspondiente a $t = 11$ [s], el valor al final del análisis multiperiodo fue de $SoC = 52.92$ [%].

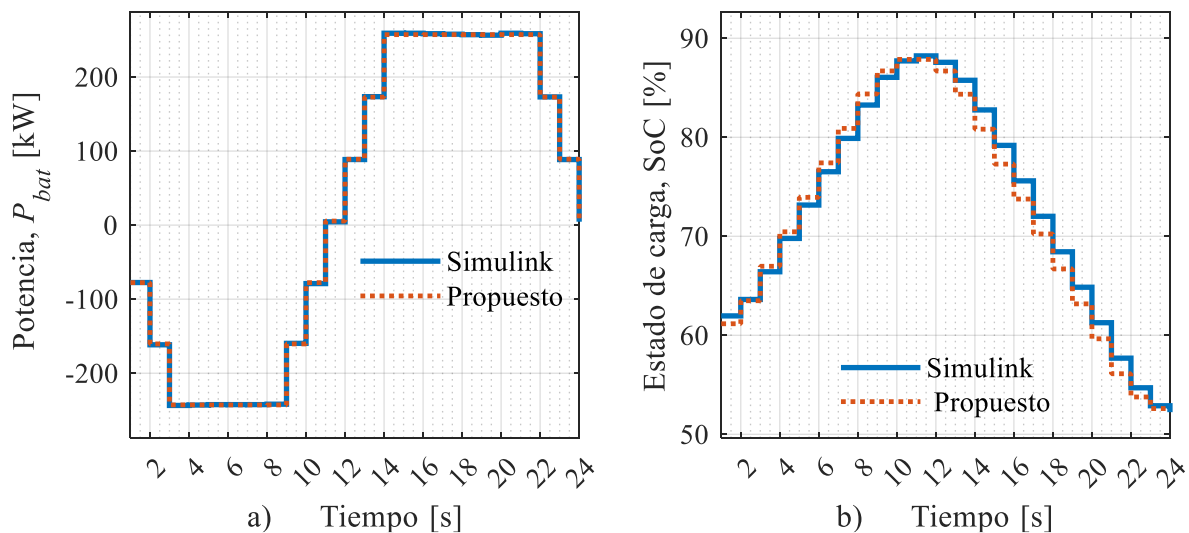


Fig. 4.4 Comparación entre Simscape Electrical - Simulink y el modelo propuesto de BESS: a) Potencia del paquete de baterías, b) Estado de carga del paquete de baterías

La Fig. 4.5 muestra tres gráficas comparativas correspondientes a las potencias activa y reactiva entrantes al BESS, P_{kv} y Q_{kv} , y al índice de modulación m del VSC. Note que el sentido de estas potencias es entrando hacia el VSC del BESS, como se observa en la Fig. 4.2. Adicionalmente, se visualiza que las respuestas de las potencias son prácticamente iguales para el método y modelo propuesto versus las obtenidas usando el Simscape Electrical de Simulink, mientras que para el índice de modulación m las diferencias sí son perceptibles, particularmente para cuando el BESS opera en modo de carga en los primeros periodos. Al final de esta sección se cuantifican numéricamente dichas diferencias empleando el criterio del RMSE.

En la Fig. 4.5a) se observa la potencia activa P_{kv} que entra al VSC (sentido contrario a P_{bat}), misma que es dictada por la estrategia ETS, como era de esperarse. Inicialmente, la potencia $P_{kv} = 83.33$ [kW] en el primer periodo, $t = 1$ [s], y es la misma potencia para $t = 10$ [s]. La potencia nominal del BESS, $P_{kv} = 250$ [kW], se consume durante el intervalo 3-8 [s], mientras que para 14-21 [s] se inyecta hacia la red esta misma potencia nominal, es decir, $P_{kv} = -250$ [kW] cuando el BESS opera en modo de descarga. Otros puntos operativos de interés son 2 y 9 [s] donde $P_{kv} = 166.66$ [kW] se está cargando, mientras que lo opuesto ocurre en 13 y 22 [s] con $P_{kv} = -166.66$ [kW] cuando el BESS descarga su potencia hacia la red. Por otro lado, la Fig. 4.5b) muestra la potencia reactiva Q_{kv} entrante al VSC, la cual tiene el mismo sentido y comportamiento en el tiempo que P_{kv} , esto debido a que la potencia reactiva queda definida en términos del factor de potencia del VSC de 0.95 para todos los periodos. En este sentido, el VSC inicialmente consume $Q_{kv} = 27.39$ [kVAr] en $t = 1$ [s], alcanzando la máxima potencia reactiva consumida de $Q_{kv} = 82.17$ [kVAr] durante el intervalo 3-8 [s] y la máxima potencia reactiva inyectada a la red eléctrica $Q_{kv} = -82.17$ [kVAr] en 14-21 [s]. Al final, $Q_{kv} = 0$ [kVAr] en $t = 24$ [s] puesto que la potencia activa también lo es, es decir, $P_{kv} = 0$ [kW].

El índice de modulación del VSC se relaciona directamente con la inyección de potencia reactiva, el cual se muestra en la Fig. 4.5c); y en este caso se observa que su comportamiento es inverso al de la potencia reactiva. Tomando cuenta el sentido de Q_{kv} , esto quiere decir que el índice de modulación m se reduce para que el VSC consuma potencia reactiva cuando el BESS opera en modo de carga. Y el caso contrario ocurre cuando el BESS se está cargando y necesita inyectar potencia reactiva para cumplir con el factor de potencia deseado. Este fenómeno es consistente con la operación de un VSC, mismo que queda validado con los resultados y tendencias obtenidas mediante el Simulink. Específicamente, haciendo referencia a los resultados obtenido con el

modelo propuesto, $m = 0.826$ [pu] en $t = 1$ [s], alcanzando su mínimo valor $m = 0.813$ [pu] durante el intervalo 3-8 [s] y el máximo $m = 0.860$ [pu] en 14-21 [s] cuando el BESS opera en modo descarga. En el último periodo, $t = 24$ [s], el índice toma un valor de $m = 0.835$ [pu]. En este caso, la diferencia entre el código propuesto y los resultados obtenidos con Simulink se encuentra en el orden de las centésimas, siendo el mayor error de 0.02 [pu] en $t = 6$ [s].

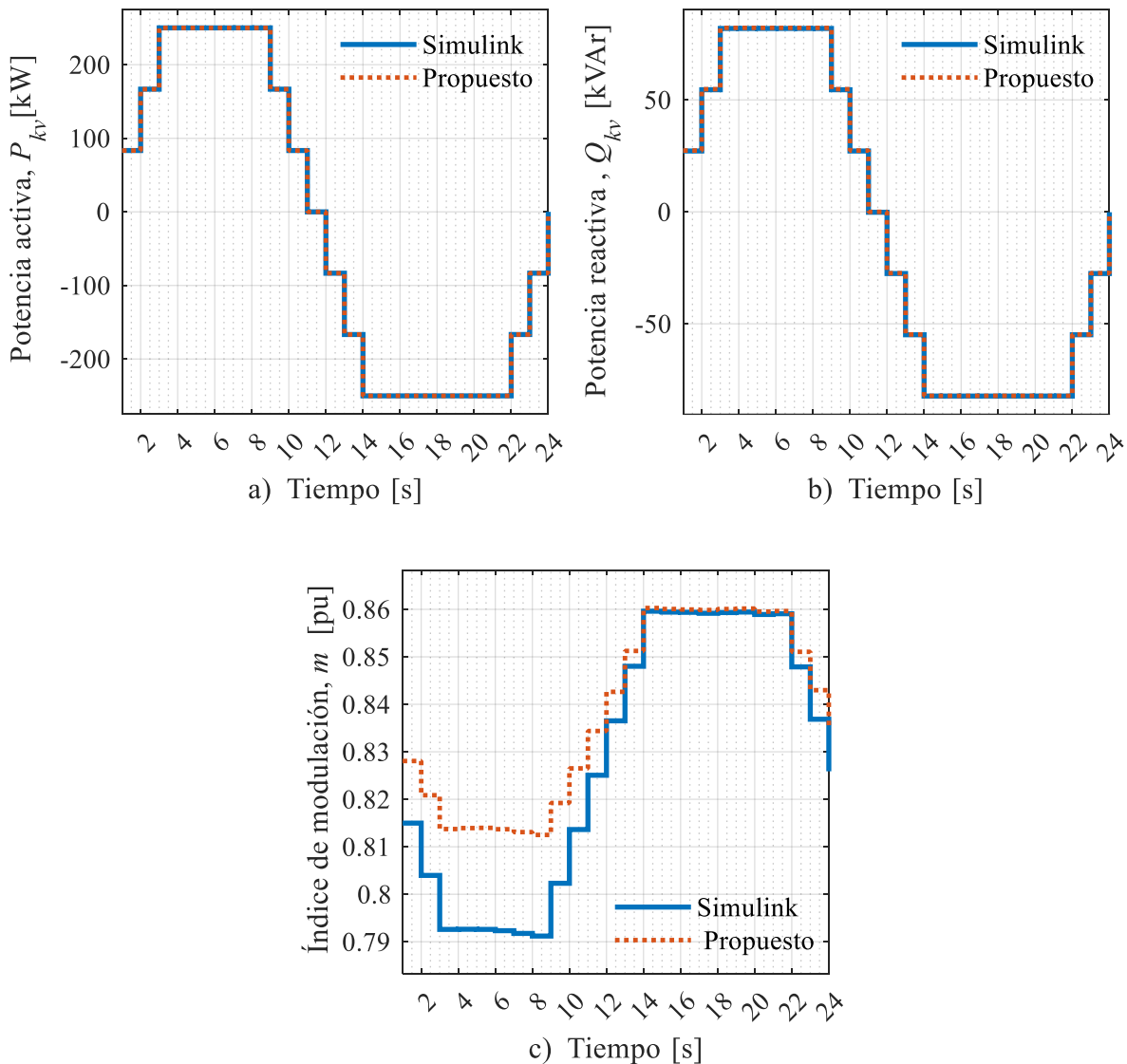


Fig. 4.5 Comparación entre Simscape Electrical - Simulink y el modelo propuesto para el VSC: a) Potencia activa, b) Potencia reactiva, c) Índice de modulación

La Fig. 4.6 muestra el comportamiento de las magnitudes de los voltajes nodales del SEP, de los nodos 1 al 4. Específicamente, en la Fig. 4.6 a) se muestran los resultados obtenidos mediante la simulación llevada a cabo en Simscape Electrical - Simulink, mientras que en la Fig. 4.6 b) se muestra lo correspondiente a la implementación del método de flujos y modelo de BESS desarrollado en esta tesis. A primera vista, ambos coinciden bastante bien, lo cual se corrobora numéricamente más adelante usando el criterio del RMSE.

Para el voltaje de nodo 1, al tratarse de un nodo tipo slack, se observa que su magnitud se mantiene constante puesto que es controlado en $V_1 = 1$ [pu] por el generador G1, para todos los intervalos de tiempo, ver Fig. 4.6. El voltaje en el nodo 2, V_2 , se asocia con un nodo tipo PQ y, como era de esperarse, su valor no es constante debido a la variación de la potencia demanda que se discute en la Sección 4.2. De acuerdo con esto, durante 1-12 [s] se tiene una tendencia a la baja en la demanda, lo cual ocasiona que el nivel de voltaje se incremente, esto debido a que el control del voltaje del generador G1 es constante. Por el contrario, en el intervalo 13-24 [s], al aumentar la demanda el nivel de voltaje disminuye. Con los resultados del método desarrollado y mostrados en la Fig. 4.6 b), se observa que para todo el análisis multiperiodo, el voltaje toma un valor máximo de $V_2 = 0.9869$ [pu] entre 4 y 5 [s], mientras que el mínimo voltaje observado se da en $t = 20$ [s] con un valor de $V_2 = 0.9831$ [pu]. Similarmente, el voltaje V_3 se asocia con un nodo tipo PQ y está asociado directamente con V_2 , por lo que se pueden establecer observaciones similares entre sí. En este caso, el voltaje toma un valor máximo de $V_3 = 0.9831$ [pu] a los $t = 5$ [s], mientras que el mínimo voltaje observado se da en $t = 20$ [s] con $V_3 = 0.9840$ [pu]. El voltaje V_4 se asocia con un nodo tipo BESS. Es en este nodo en el que se puede observar un comportamiento diferente al de los nodos 2 y 3, debido a que en el nodo 4 se conecta el VSC del BESS mediante el cual se inyecta la potencia reactiva Q_{kv} . Note que el comportamiento de V_4 es inverso a Q_{kv} , pero similar al del índice de modulación m , mostrados en la Fig. 4.5. Es decir, su evolución en el tiempo se parece al de la estrategia ETS, aun considerando las variaciones provenientes de la potencia inyectada por G1 y por los cambios en las cargas S_1 y S_2 . Considerando todo el análisis multiperiodo, el voltaje máximo fue $V_4 = 0.9842$ [pu] en $t = 14$ [s], mientras que el mínimo voltaje se obtiene en $t = 8$ [s] con $V_4 = 0.9803$ [pu].

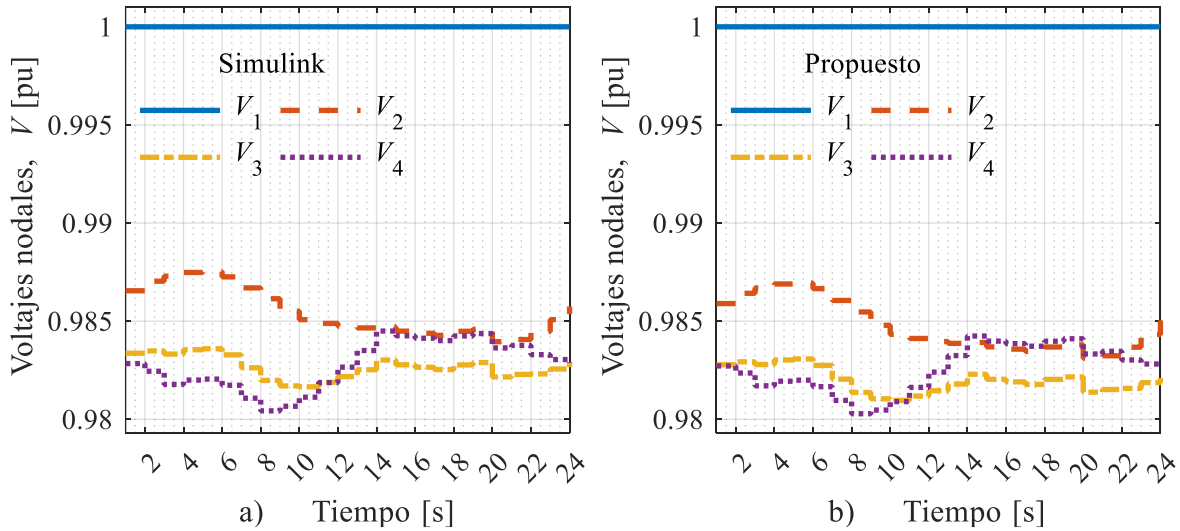


Fig. 4.6 Comparación entre Simscape Electrical - Simulink y el modelo propuesto para los voltajes nodales del SEP: a) Simulink, b) Método de flujos de potencia y modelo del BESS propuesto

Para validar numéricamente, y de forma precisa el método de flujos de potencia y modelo de BESS propuesto, se calcula el error medio cuadrático RMSE con respecto a los resultados obtenidos mediante el modelo de conmutación implementado en el Simscape Electrical de Simulink. Para ello, se evalúan los errores obtenidos para los 24 puntos de operación del análisis multiperiodo con (4.20),

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{t=1}^{t=24} (X_{Simulink} - X_{Propuesto})^2} \tag{4.20}$$

en esta ecuación,

n es el número de puntos a comparar

X es la variable de interés a comparar (potencias, voltajes, flujos, etc)

La Tabla 5 presenta los RMSE obtenidos para las variables internas del paquete de baterías, el VSC y los voltajes nodales. Debe mencionarse que para el caso de los resultados de Simulink, se tomaron los valores en estado estacionario de cada punto en el tiempo. En dicha tabla también se muestran los tiempos de simulación empleados para cada una de las metodologías implementadas y que son sujetas a comparación.

Tabla 5. RMSE [%] para las diferentes variables del SEP con un BESS

Variable	P_{bat}	SoC	P_{kv}	Q_{kv}	m	V_1	V_2	V_3	V_4
% error	0.9806	1.1959	0.0226	0.1899	1.2754	0.0000	0.1258	0.0578	0.01218
Tiempo de Simulación	Simulink 138.001 s					Propuesto 2.8812 s			

Debido a que los dos métodos bajo comparación son fundamentalmente diferentes, existen diferencias perceptibles en las variables del SEP y del BESS. Sin embargo, el máximo error obtenido es de apenas el 1.3 [%], el cual se ocurre para el índice de modulación m del VSC del BESS. Por otro lado, para este caso de estudio, el método propuesto es aproximadamente 48 veces más rápido en cuanto a tiempos de ejecución comparado con la simulación en la plataforma Simscape Electrical de Simulink. Puesto que los RMSE obtenidos son relativamente pequeños y la herramienta desarrollada es computacionalmente eficiente, puede concluirse que la metodología desarrollada para la solución de flujos de potencia con la incorporación de BESS es válida para el cálculo de puntos de equilibrio y flujos de potencia en redes eléctricas.

4.4 Sistema eléctrico del IEEE de 24 nodos con tres BESS distribuidos

El sistema de prueba del IEEE de 24 nodos [34] se emplea en este caso de estudio para mostrar la utilidad del método de flujos y modelo de BESS desarrollados en esta tesis. Para ello, este sistema de potencia se ha modificado ligeramente para incorporar tres BESS de capacidades y estrategia ETS diferentes, cuyo comportamiento se analiza en varios periodos equivalentes a 24 horas de operación del SEP. Esta red eléctrica contiene 10 plantas de generación ($G1 - G10$) con características diferentes, 29 líneas de transmisión, 5 transformadores y 17 cargas distribuidas, como se muestra en el esquemático de la Fig. 4.7. Los tres BESS se conectan en los nodos de carga 4, 6 y 20 (nodos tipo PQ) mediante sus transformadores necesarios. Internamente, se generan los nodos 25, 26 y 27 (nodos tipo BESS), cada uno de ellos con una capacidad instalada de $P_{bat} = \{30, 50, 70\}$ [MW] y energía nominal de $W_{nom} = \{1.2, 2, 2.8\}$ [MWh], respectivamente. Los parámetros de la red de transmisión y unidades de generación se reportan a detalle en la Sección 7, Anexo A. Similarmente, los tres BESS están formados por varios módulos de baterías cuyas características se proveen en la Sección 7, Anexo B. Se asume que los estados de carga iniciales son $SoC = \{80, 70, 60\}$ [%] para los BESS 1, 2 y 3, respectivamente.

Adicionalmente, se proponen las estrategias ETS para los BESS mostrados en la Fig. 4.8, esto con el objetivo de mostrar la flexibilidad del algoritmo desarrollado. Para el análisis multiperiodo

de este sistema de potencia, se considera la misma curva de demanda normalizada del caso de estudio anterior, mostrada en la Fig. 4.1, Sección 4.2. Todos los generadores del SEP (G1 – G10) participan en la regulación de su voltaje en terminales, siendo G4 el generador asociado al nodo slack de la red eléctrica.

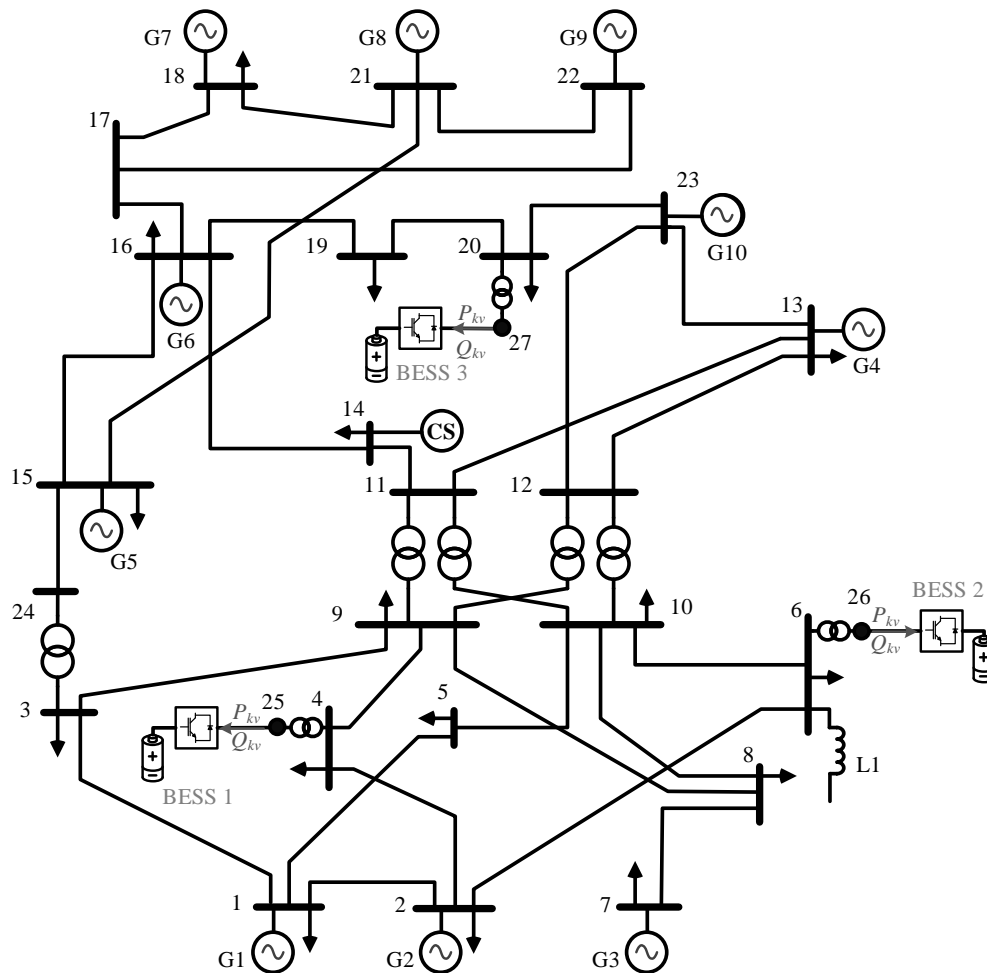


Fig. 4.7 Sistema de prueba del IEEE de 24 nodos con tres BESS distribuidos

Para este segundo caso de estudio, a diferencia del caso de estudio previo, se considera que los tres BESS participan en la regulación del voltaje en sus puntos de interconexión. Por ende, cada uno de ellos se modela en esta ocasión mediante un control P y V , de acuerdo con lo discutido en el Capítulo 3. Para los BESS 1 y 2, se establece el voltaje de referencia en $V_{25} = V_{26} = 1$ [pu], mientras que para el BESS 3, debido a su mayor capacidad de potencia instalada y potencia reactiva, su valor se establece en $V_{27} = 1.01$ [pu], esto también con el objetivo de demostrar que el algoritmo funciona para diferentes condiciones.

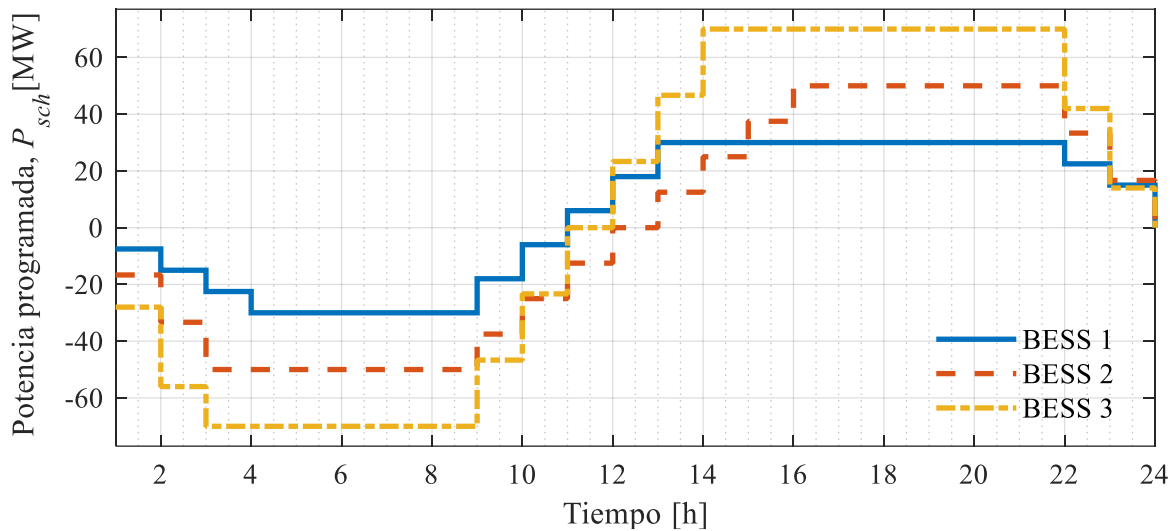


Fig. 4.8 Energy Time Shift (ETS) para los tres BESS

- *Despacho por capacidad de las unidades de generación convencionales*

En SEP, es común identificar a las unidades de generación de acuerdo con su capacidad instalada, que es la cantidad de potencia que la central eléctrica está diseñada para producir. Por otro lado, la capacidad registrada se refiere a la capacidad correspondiente de cada uno de los generadores de la central, y es equivalente a su capacidad de potencia sin importar las condiciones ambientales en las que se encuentre operando. De estas dos capacidades entonces se deriva la capacidad entregada, que es la cantidad de potencia que una central eléctrica efectivamente pone a disposición del Sistema Eléctrico Nacional en las horas críticas de un año dado [35]. Por otro lado, el objetivo de las reglas del despacho es establecer los criterios bajo los cuales se determina la asignación de unidades y el esquema de generación tomando en cuenta los criterios de confiabilidad, la disponibilidad de los elementos del sistema de potencia (generadores, líneas de transmisión y transformadores) [36].

Teniendo en cuenta el contexto anterior, para este caso de estudio las plantas de generación (G1 – G10) se despachan por capacidad. Es decir, el despacho por capacidad indica que en medida del tamaño de cada planta será su aportación de potencia a la red, la cual se escala en la misma proporción en que incrementa/disminuye la demanda de energía. De esta forma, una planta de generación con capacidad mayor habrá de realizar una aportación mayor y viceversa.

- *Análisis multiperiodo del sistema de prueba de 24 nodos con tres BESS*

De acuerdo con los parámetros de entrada de la red de transmisión, curva de demanda horaria, despacho por capacidad de las unidades de generación y estrategia ETS de cada BESS, se ejecuta el algoritmo desarrollado en esta tesis para las 24 horas de operación del SEP.

Inicialmente, para poder tener una visión general del comportamiento de la red de acuerdo con la respuesta los generadores convencionales, la Fig. 4.9 muestra la potencia activa y reactiva de salida de algunos generadores seleccionados, es decir, G1, G3, G4, G5, G7 y G9, recordando que G4 es el generador slack. Específicamente, la potencia activa de salida de estas unidades de generación se muestra en la Fig. 4.9a), de donde es preciso mencionar que, de acuerdo con la formulación de flujos de potencia, el único generador cuya potencia activa se ajusta de acuerdo con las necesidades de la red es G4. Para el resto de los generadores, los incrementos o decrementos de potencia van de acuerdo con el despacho por capacidad discutido previamente. Un aspecto importante que se debe tener en mente es que en condiciones normales de operación se esperaría que si crece la demanda también se incremente la generación, por ejemplo, de las 6 [h] en adelante de acuerdo con la curva de demanda. Sin embargo, puede notarse que en el periodo correspondiente a 6-19 [h], debido a la potencia inyectada por los BESS de acuerdo su estrategia ETS, se presenta un aplanamiento de la pendiente de generación en G4, quedándose a penas por encima de los $P_{g4} = 500$ [MW]. La incorporación de BESS permite que G4 se mantenga en condiciones de operación por debajo de sus límites de potencia máxima de generación.

Con respecto al comportamiento de la potencia reactiva de las unidades de generación mostradas en la Fig. 4.9b), se observa que estas siguen una tendencia similar al de la curva de demanda. Todos los generadores operan por dentro de sus límites de potencia reactiva y ninguno se satura en ningún momento, lo cual se infiere puesto que las Q_g varían todo el tiempo para poder controlar los voltajes en sus puntos de interconexión correspondiente. En el caso de G9, se observa que este absorbe una cantidad casi constante de potencia reactiva de $Q_{g9} = 29$ [MVar]. Para el caso del condensador síncrono (CS), su inyección de potencia reactiva en el intervalo 10-19 [h] se mantiene con cambios ligeros, alrededor de $Q_{gcs} = 76.0$ [MVar], esto debido a la inyección de potencia reactiva por parte de los BESS que se discute más adelante. Note que el pico de generación de potencia reactiva para todas las unidades coincide en $t = 20$ [h], ya que es justo en esa hora en que se presenta la demanda máxima del SEP.

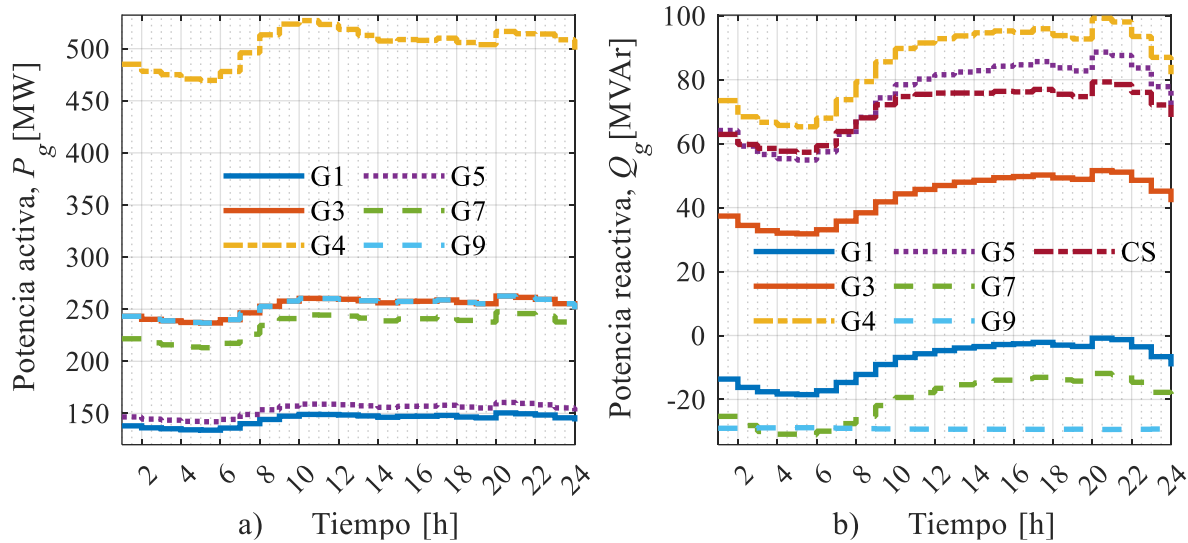


Fig. 4.9 Potencias de algunos generadores seleccionados, a) Potencia activa, b) Potencia reactiva

Habiendo realizado el estudio multiperiodo para las 24 horas de operación del SEP, se obtienen los resultados que se muestran en la Fig. 4.10 que ilustran el comportamiento de las variables de interés de los BESS. La Fig. 4.10a) presenta el comportamiento de los estados de carga SoC de los tres BESS. El SoC máximo depende de la hora en la que el BESS empieza a inyectar potencia al sistema eléctrico. En el caso del BESS 1 esto sucede en $t = 10$ [h] con $\text{SoC}_1 = 92.73$ [%], ya que de acuerdo con el ETS de la Fig. 4.8, en un periodo anterior empieza a entregar potencia a la red eléctrica. Similarmente, para los BESS 2 y 3, los máximos estados de carga ocurren a las 11 [h] y 12 [h] con $\text{SoC}_2 = 84.80$ [%] y $\text{SoC}_3 = 74.27$ [%], respectivamente. Por otro lado, la Fig. 4.10b) muestra el comportamiento de los índices de modulación de cada VSC de los tres BESS, recordando que su comportamiento es un reflejo de las necesidades de potencia reactiva de la red eléctrica, en términos del control de voltaje en este caso. Por ende, se puede advertir que estos índices presentan un comportamiento en el tiempo similar al que debe tener la potencia reactiva de los VSC, $-Q_{kv}$. Se puede observar específicamente para el BESS 1, que a pesar de mostrar una variación mayor con respecto a los BESS 2 y 3, la variación mayor del índice de modulación m no indica necesariamente grandes aportaciones de potencia reactiva hacia la red, esto al tratarse del BESS con una capacidad de potencia menor (menor a la mitad de la potencia nominal del BESS 3). Estas aseveraciones pueden ser validadas más adelante observando los gráficos de las potencias reactivas que se reportan en la Fig. 4.11 .

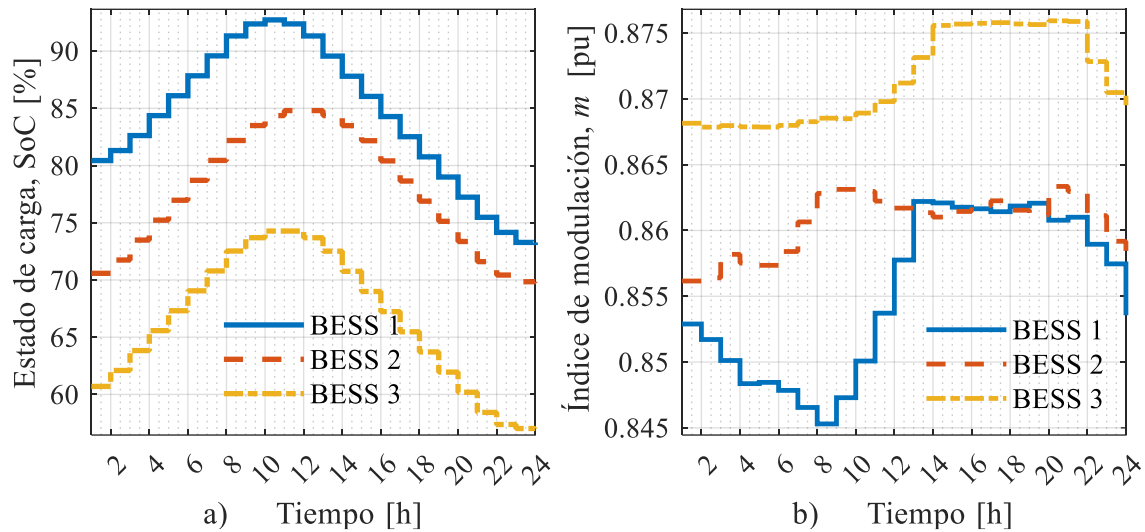


Fig. 4.10 Resultados obtenidos para los BESS: a) Estados de carga, b) Índice de modulación

En la Fig. 4.11 se grafican los resultados obtenidos para las potencias entrantes a los VSC de los tres BESS, es decir, en los puntos de interconexión (nodos 25, 26 y 27) con los tres transformadores agregados, ver la Fig. 4.7. Efectivamente, es en estos puntos donde los BESS inyectan o absorben la potencia para cargar o descargar los sistemas de almacenamiento, mismos donde se regula la potencia reactiva de los VSC de los BESS para controlar los voltajes. Como era de esperarse, la Fig. 4.11 a) muestra que la potencia activa de los tres BESS sigue a la estrategia de carga y descarga, cuya potencia programada P_{sch} es dictada por el ETS, cumpliendo con dicha inyección para todos los puntos horarios de operación. Visualmente se corrobora que las potencias P_{kv} de cada BESS no están en perfecta sincronía, ya que cada uno de ellos llega a sus máximos y mínimos valores de carga y/o descarga en horas diferentes. Sin embargo, a diferencia del caso de estudio anterior donde la Q_{kv} era un fiel reflejo de P_{kv} puesto que el BESS operaba con factor de potencia fijo, la Fig. 4.11 b) muestra que la potencia reactiva Q_{kv} de los BESS es completamente diferente en su comportamiento respecto de P_{kv} . Esto se debe a que ahora los VSC de los BESS tiene como objetivo controlar el voltaje en sus terminales y la inyección de potencia reactiva se consume o genera en función de ello. Particularmente, se puede notar que el BESS 1 trabaja en sus límites máximos de generación, $Q_{kv} = -9.8605$ [MVar], durante todo el día para regular el voltaje en el nodo de conexión en $V_{25} = 1$ [pu]. En el caso de los BESS 2 y 3, note que cuando existe una demanda menor de energía en las primeras horas de día, el VSC de estos BESS necesitan inyectar menores cantidades de potencia reactiva; pero conforme la demanda crece, también lo hace la potencia reactiva, aunque sus variaciones dependen del comportamiento del sistema en general.

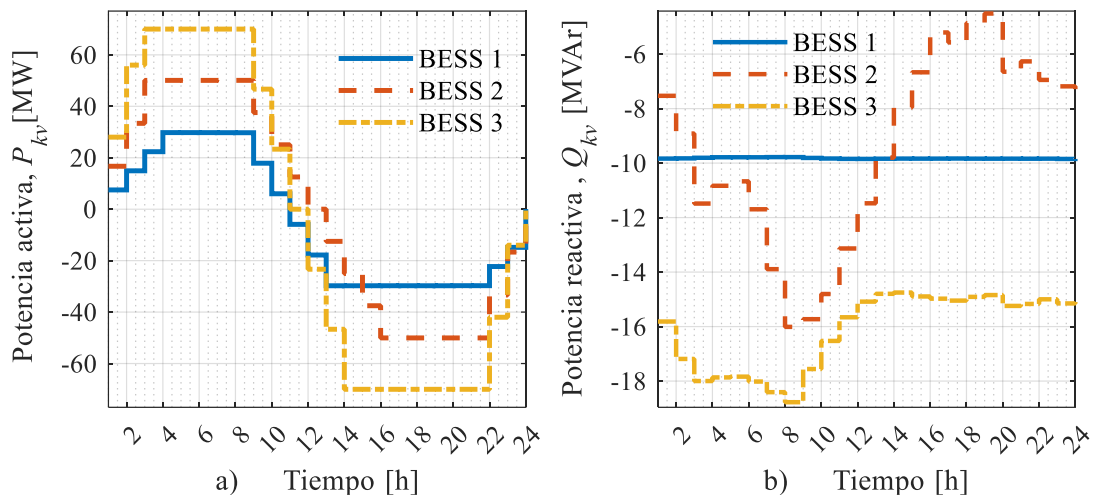


Fig. 4.11 Potencias entrantes a los BESS: a) Potencia activa, b) Potencia reactiva

La Fig. 4.12 muestra los voltajes nodales en los nodos tipo PQ y los nodos tipo BESS del SEP. Como se menciona al inicio de esta sección, se corrobora que el algoritmo desarrollado de flujos de potencia funciona correctamente ya que el voltaje de los nodos asociados con los BESS 2 y 3 se logra controlar efectivamente en $V_{26} = 1$ [pu] y $V_{27} = 1.01$ [pu], respectivamente. Y para el caso del BESS 1, como se discutió previamente, su voltaje asociado V_{25} no se logra controlar ya que se agota su capacidad de potencia reactiva (ver Q_{kv} para el BESS 1 en la Fig. 4.11 b)), lo que ocasiona que V_{25} se mueva de manera similar al de los nodos PQ de la red. Otro aspecto importante que debe notarse es que, para los voltajes de los nodos de carga, V_5 , V_8 , V_{10} y V_{19} sus magnitudes de voltaje aumentan ligeramente en el intervalo 1-6 [h] puesto que la demanda del SEP disminuye, esto, aunque los tres BESS se encuentran operando en estado de carga, implicando con ello que la carga de los BESS no empeora el desempeño del SEP en cuanto a regulación de voltaje se refiere. A partir de $t = 7$ [h], la demanda de energía comienza a crecer, aunque los BESS se encuentran aun operando en modo de carga, por lo que el voltaje en los nodos disminuye levemente, y este comportamiento se mantiene hasta $t = 12$ [h] que es cuando los BESS comienzan a inyectar energía al sistema. De las 13 [h] a las 19 [h], presenta ligeras variaciones en algunos nodos como en V_{10} , sin embargo, su comportamiento es casi constante en el resto. En $t = 20$ [h] se presenta la máxima demanda del SEP, y los tres BESS se encuentran generando su máxima potencia (30, 50 y 70 [MW]). Aquí, los BESS 2 y 3 logran regular el voltaje en sus terminales en los valores establecidos, sin embargo, debido a la alta demanda, el voltaje en los nodos de carga cae ligeramente. A partir de $t = 21$ [h], el voltaje del SEP comienza a subir nuevamente debido a que la carga disminuye.

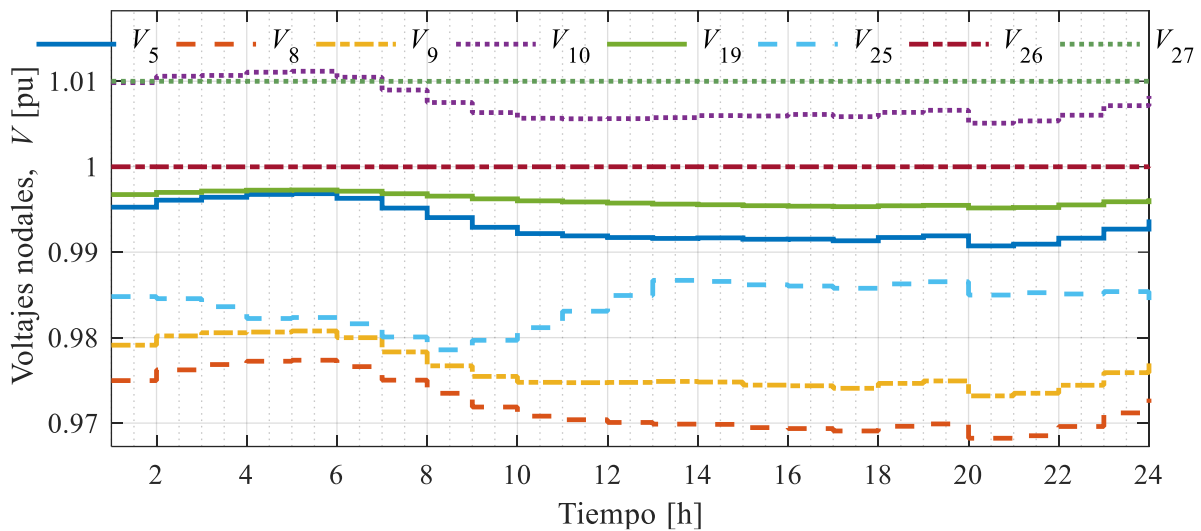


Fig. 4.12 Voltajes nodales en los nodos tipo *PQ* y tipo BESS

Para concluir el análisis de este caso de estudio, la Fig. 4.13 muestra las pérdidas del sistema de potencia en [MW], mismas que son ocasionadas por efecto Joule debido a la energía transmitida por las líneas de transmisión y transformadores del SEP. Inicialmente, las pérdidas en $t = 1$ [h] son $P = 27.3385$ [MW], llegando a un mínimo de $P = 27.1232$ [MW] en $t = 5$ [h], y a un máximo de $P = 32.2125$ [MW] en $t = 10$ [h]. Observe que durante el intervalo 1-6 [h], las pérdidas disminuyen considerablemente ya que la demanda de la red está en decremento, aunque los BESS se encuentran consumiendo energía para cargarse. De acuerdo con la curva de variación de demanda de la Fig. 4.1, a partir de $t = 7$ [h] esta empieza a aumentar, por lo que también aumenta la cantidad de potencia que entregan los generadores (ver la Fig. 4.9). En términos generales, este fenómeno aumenta el flujo de corriente por líneas de transmisión y transformadores ocasionando que las pérdidas del SEP comiencen a incrementarse al paso de las horas, teniendo en mente también que alrededor de las 7 [h] los BESS aún se encuentran en modo de carga consumiendo energía del sistema. Entre las 10 [h] y 14 [h] las pérdidas comienzan a reducirse debido a la aportación de los BESS. A partir de las 12 [h] los tres BESS ya inyectan potencia al sistema y debido a que se encuentran más cercanos a los nodos de carga hay una menor cantidad de pérdidas por transmisión y distribución de la energía. En el pico de la demanda del SEP que corre a las 20 [h], la cantidad de energía que proveen los generadores también aumenta y por ello las pérdidas nuevamente se incrementan considerablemente. De las 21 [h] en adelante, la demanda del SEP comienza a

disminuir, la generación disminuye incluyendo la aportación de los tres BESS, lo que ocasiona que las pérdidas tiendan a reducirse nuevamente hasta el final del periodo bajo análisis.

En la misma figura Fig. 4.13 se observa el comportamiento de la red sin integrar los BESS, como se puede esperar, la variación de las pérdidas sin BESS coincide con la variación de la Fig. 4.1; mientras más energía circula por el sistema más pérdidas existen. Comparando ambas gráficas salta a la vista que, durante los periodos de carga de los BESS, en el intervalo 1-12 [h], las pérdidas aumentan considerablemente esto debido a la energía que debe transitar a lo largo de la red para cargar los BESS, y es en el periodo de 9-10[h] en el que alcanza su máximo ya que los BESS aún se encuentran en estado de carga y la demanda está en aumento. A partir de la hora 11, cuando los BESS comienzan a inyectar energía al SEP las pérdidas disminuyen, logrado así que en las horas de mayor demanda exista una disminución considerable. Si se obtienen las pérdidas a lo largo del día, cuando no existen BESS estas acumulan un total de 722.9924 [MW], mientras que cuando se integran BESS estas acumulan un total de 712.5343 [MW] dando una diferencia total de 10.4581[MW] lo que confirma que al integrar BESS a un SEP las pérdidas del sistema disminuyen en un 1.44[%].

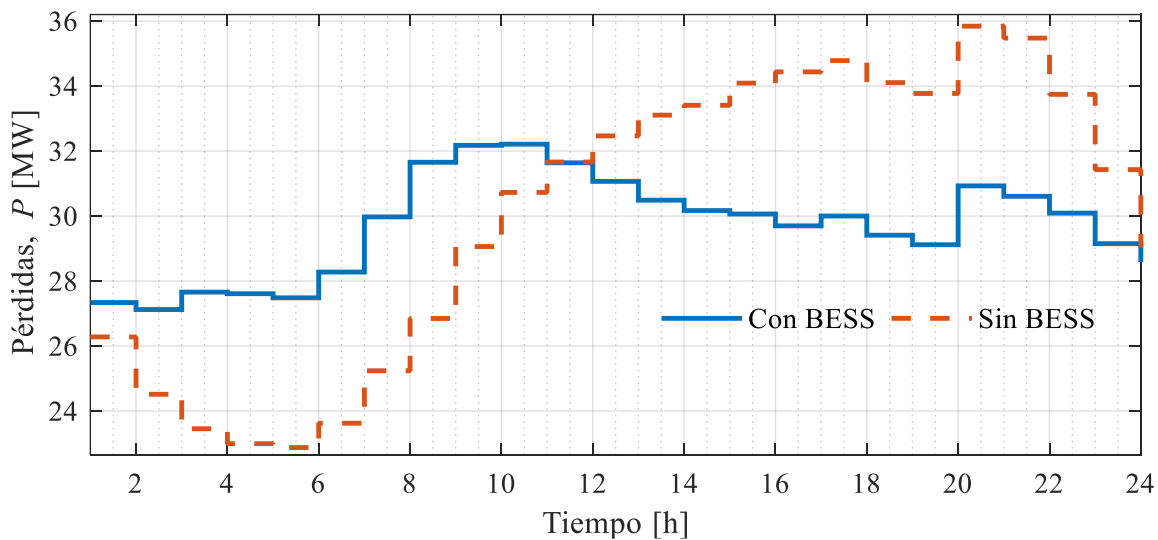


Fig. 4.13 Pérdidas en potencia activa del SEP

Capítulo 5

Conclusiones y trabajos futuros

5.1 Conclusiones generales

En años recientes, la modernización de las redes eléctricas mediante sistemas de almacenamiento de energía se ha vuelto más relevante, esto debido al aumento de la demanda energética a nivel mundial y el uso masivo de fuentes de energías renovables intermitentes. Además, existe la preocupación de poder cubrir la energía en el corto y mediano plazo sin la necesidad de instalar más plantas de generación, y de administrar de mejor forma la energía producida sin llevar a las plantas convencionales a sus niveles límite de operación, particularmente en horas pico de la demanda. En este contexto, el uso de BESS a nivel mundial va en aumento y se espera que con el éxito que ha tenido se instalen más proyectos en los años por venir. A pesar de las múltiples aplicaciones que puede traer consigo las instalaciones BESS, su integración a los SEP aún presenta retos debido a la inversión inicial que se debe realizar. Por ello, el análisis del impacto que tienen los BESS en las redes eléctricas se vuelve fundamental para poder justificar su inversión de forma técnica y económica, para posteriormente planear y operar estos componentes adecuadamente.

En este tenor, el presente trabajo de tesis parte de la formulación y solución clásica del problema de flujos de potencia que se aborda en el Capítulo 2, con el cual se plantea un algoritmo general de solución de modelos de sistemas eléctricos de potencia integrando modelos de BESS basados en baterías de Ion-litio, que se detalla en el Capítulo 3. Y aquí vale la pena mencionar que el modelo de BESS propuesto está caracterizado por la estrategia de carga/descarga denominada *Energy Time Shift* (ETS), la cual es una de las más empleadas en la actualidad en la aplicación de BESS a sistemas eléctricos de potencia. Con herramienta de análisis propuesta, y codificada en MATLAB[®], fue posible analizar el comportamiento en estado estacionario de SEP para diferentes

puntos de equilibrio de forma adecuada y eficiente, siendo posible obtener las variables de estado de la red eléctrica (magnitudes de voltaje y ángulos de fase nodales) y de los BESS instalados (potencia de las baterías, estado de carga, índice de modulación del VSC) de forma simultánea. Ya que el método se plantea de manera general para resolver diferentes despachos de carga/generación y tamaño de la red, resulta sencillo evaluar el desempeño de los SEP para diferentes horas del día basados en el comportamiento de la curva de demanda horaria y despachos de generación, incorporando BESS distribuidos con características diferentes de la estrategia ETS. Es pertinente mencionar que, para realizar el estudio de flujos de potencia, las herramientas computacionales resultan de gran importancia, esto debido a la complejidad del problema que crece cuando se integran BESS, y esta fue parte fundamental de esta tesis. Para el desarrollo e implementación del algoritmo propuesto, así como para la solución del problema de flujos de potencia, fue necesario asegurar que el modelo tiene validez y practicidad, lo cual se abordó en el Capítulo 4 de la tesis.

En el primer caso de estudio presentado en la Sección 4.3, se validó el algoritmo desarrollado que resuelve simultáneamente las variables de estado del SEP y el BESS. Para ello, se empleó un sistema de potencia de tres nodos con un BESS, y cuyos resultados obtenidos se compararon con los obtenidos por medio de la herramienta Simscape Electrical de Simulink®. En esta herramienta se implementó el mismo sistema eléctrico con el BESS, usando un modelo de conmutación donde el VSC se modela con interruptores semiconductores y se emula el patrón de conmutación de la estrategia PWM. En ambos modelos y técnicas de solución bajo comparación, se incluyó el control de la inyección de potencia del BESS a partir de la estrategia ETS. Ciertamente, se observaron ligeras diferencias entre ambos resultados obtenidos. Y aunque ambos modelos y de algoritmos numéricos son fundamentalmente diferentes, los errores observados para las variables comparadas de la red eléctrica y el BESS fueron todas menores al 1.3%.

En el segundo caso de estudio mostrado en la Sección 4.4 se analizó la red eléctrica de prueba del IEEE de 24 con la finalidad de evaluar el impacto que representa la inclusión de tres BESS distribuidos para un día de operación con 24 puntos de equilibrio diferentes. Aquí se analizan los efectos de la integración de los BESS en términos de su inyección/absorción de potencia activa y reactiva en las diferentes horas del día, mismas que varían en función del estado de carga o descarga. Se puede observar que los BESS permiten que las plantas de generación convencional se descarguen y no lleguen a sus límites operativos en las horas de demanda mayor, permiten reducir las pérdidas de la red debido a que se encuentran más cercanos a las cargas, además de

redistribuir los flujos de potencia activa y reactiva, y mejorar los perfiles de voltaje en los nodos de conexión gracias a su control de potencia reactiva/voltaje.

Para ambos casos de estudio, se pudo comprobar la efectividad de la herramienta desarrollada que se basa en el método de Newton-Raphson aplicado a la solución del problema de flujos de potencia multiperiodo incorporando BESS con estrategia de operación ETS. Como era de esperarse, el método desarrollado en esta tesis sobrepasa en eficiencia computacional a su contraparte que emplea el Simulink, siendo esta la razón por la que los ingenieros en SEP recurren fuertemente a los análisis de flujos de potencia como herramienta base para la toma de decisiones en centros de control de energía. Este tipo de herramientas son muy necesarias para la planeación y operación de SEP de gran escala.

5.1 Trabajos futuros

El algoritmo desarrollado para esta tesis se realizó para la solución de SEP operando en estado estacionario, y puede ser usado como una herramienta de análisis para estudios de redes que incorporen BESS con diferentes objetivos. A continuación, se proponen los siguientes trabajos que podrían desarrollarse con un enfoque similar:

- Incorporar otros tipos de estrategias de carga/descarga de los BESS, de acuerdo con las mejores prácticas internacionales en la operación de redes eléctricas modernas
- Incorporar generación renovable intermitente basada en parques eólicos o fotovoltaicos para las horas de carga de los BESS, incluyendo los modelos matemáticos de estas tecnologías con el fin de analizar el impacto que estas tendrían en el SEP.
- Extender el modelo desarrollado para evaluar el impacto de los BESS en un contexto de operación económica de SEP y/o mercados eléctricos
- Extender la herramienta propuesta para desarrollar un algoritmo que permita determinar la localización óptima de BESS en sistemas eléctricos de potencia
- Implementar el modelo del BESS para estudios dinámicos en los que pueda analizarse el comportamiento del sistema ante distintos tipos de perturbaciones.

Referencias

- [1] Gobierno de México, «Secretaría de Energía | Gobierno | gob.mx,» Gobierno de México, 2022. [En línea]. Available: <https://www.gob.mx/sener>. [Último acceso: 9 febrero 2023].
- [2] Gobierno de México, «PRODESEN,» Gobierno de México, [En línea]. Available: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Prodesen.aspx>. [Último acceso: 8 febrero 2023].
- [3] G. W. Stagg y A. H. El-Abiad, *Computer Methods in Power System Analysis*, McGraw-Hill Kogakusha, 1968.
- [4] J. J. Grainger y W. D. Stevenson, *Análisis de Sistemas de Potencia*, Ciudad de México: McGRAW-HILL/Interamericana de México, 1995.
- [5] H. Sadat, *Power System Analysis*, Nueva York: McGraw-Hill, 1999.
- [6] National Renewable Energy Laboratory (NREL), «Utility-Scale Battery Storage | Electricity | 2022 | ATB | NREL,» United States Department of Energy, 2019. [En línea]. Available: https://atb.nrel.gov/electricity/2022/utility-scale_battery_storage. [Último acceso: 9 febrero 2023].
- [7] IntechOpen, *Lithium-ion Batteries Thin Film for Energy Materials and Devices*, Londres: IntechOpen, 2020.
- [8] American Council on Renewable Energy, «Beyond Renewable Integration: The Energy Storage Value Proposition,» de *ACORE*, Washington DC, 2016.
- [9] M. T. Lawder, B. Suthar, P. W. C. Northrop, S. De, C. M. Hoff, O. Leitermann, M. L. Crow, S. Santhanagopalan y V. R. Subramanian, «Battery Energy Storage System (BESS) and Battery Management System (BMS) for Grid-Scale Applications,» *Proceedings of the IEEE*, vol. 102, n° 6, pp. 1014-1030, 2014.
- [10] Sandia National Laboratories, «DOE Global Energy Storage Database,» U.S Department of Energy, 2021. [En línea]. Available: <https://sandia.gov/ess-ssl/gesdb/public/projects.html>. [Último acceso: 1 febrero 2022].
- [11] Y. Yanga, S. Bremnera, C. Menictasb y M. Kaya, «Battery energy storage system size determination in renewable energy systems: A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 109-125, 2018.
- [12] A. Green, «The characteristics of the nickel-cadmium battery for energy storage,» *Power Engineering Journal*, vol. 13, n° 3, pp. 117-121, 1999.
- [13] C. McFadden, «The Paradox of "Clean" EVs and the "Dirty" Lithium Business | IE,» 10 abril 2021. [En línea]. Available: [engineering.com/science/clean-evs-and-dirty-lithium-mining-business](https://www.engineering.com/science/clean-evs-and-dirty-lithium-mining-business). [Último acceso: febrero 3 2023].
- [14] V. Smil, «Distributed Generation and Megacities: Are Renewables the,» in *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 17, n° 2, pp. 37-41, 2019.
- [15] J. Chen, L. Yutian y B. Guannan, «Optimal operating strategy for distribution networks with PV and BESS considering flexible energy storage,» de *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, Boston, 2016.
- [16] F. Fan, I. Kockar, H. Xu y J. Li, «Scheduling Framework Using Dynamic Optimal Power Flow for Battery Energy Storage Systems,» *CSEE J. Power Energy Syst.*, vol. 8, n° 1, pp. 271-280, 2022.

- [17] T.-H. Kim, H.-S. Shin, H.-T. Kim, S.-W. Lee y W. Kim, «A Multi-Period Optimal Power Flow algorithm for Microgrid in consideration with the State-of-Charge of BESS's,» de *2016 IEEE Transportation Electrification, Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific)*, 2016.
- [18] J. H. Sánchez, A. Arroyo-Serrano y L. M. Castro, «Modeling of VSC-based BESS and PV Plants as Distributed Resources for Steady-State Studies,» de *IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, Ixtapa, Mexico, 2022.
- [19] E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Perez y C. Ángeles-Camacho, *FACTS: Modeling and Simulation Power Networks*, Hoboken: John Wiley and Sons, 2004.
- [20] J. Servotte, E. Acha and L. M. Castro, "Smart Frequency Control in Power Transmission Systems Using a BESS," in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, Bangkok, 2015.
- [21] J. H. Fonseca, «Celdas, Pilas y Baterías de Ionlitio una Alternativa para...???,» *Journal Boliviano de Ciencias*, vol. 8, n° 22, p. 8, 2020.
- [22] R. Iglesias, A. Lago, A. Nogueiras, C. Martínez-Peñalver, J. Marcos, C. Quintans, M. J. Moure y M. D. Valdés , «Modelado y Simulación de una Batería de Ion-Litio Comercial Multicelda,» de *Seminario Anual de Automática, Electrónica Industrial e Instrumentación (SAAEI 2012)*, Ciudad Real, 2012.
- [23] Mathworks, «Help Center, Documentation, Battery Library: Simscape / Electrical / Specialized Power Systems / Sources,» The MathWorks, Inc., 1994-2021. [En línea]. Available: <https://la.mathworks.com/help/phymod/sps/powersys/ref/battery.html>. [Último acceso: 2 septiembre 2021].
- [24] L. Jeong Min, J. Bo Gun, C. Young-Jun y S. Kyung Won, «1MWh BESS Demonstration Project for Energy Time-Shift in Korea,» de *CIGRE*, Paris, 2014.
- [25] D. D. Banham-Hall, G. A. Taylor, C. A. Smith y M. R. Irving, «Flow Batteries for Enhancing Wind Power Integration,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, n° 3, pp. 1690-1697, 2012.
- [26] J. S. Guzman-Feria , L. M. Castro, N. González-Cabrera y G. Gutierrez-Alcaráz, «Unit Commitment for Multi-terminal VSC-connected AC Systems Including BESS Facilities with Energy Time-shifting Strategy,» *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 13, n° 107367, 2021.
- [27] C. Trujillo, D. Velasco, J. Guarnizo y N. Díaz, «Design and implementation of a VSC for interconnection with power grids, using the method of identification the system through state space for the calculation of controllers,» *Applied Energy*, vol. 88, n° 9, pp. 3169-3175, 2011.
- [28] A. Yazdani y R. Iravani, *Voltage-Sourced Converters in Power Systems. Modeling, Control, and Applications*, New Jersey: John Wiley and Sons, 2010.
- [29] E. Acha, P. Roncero-Sánchez, A. Villa-Jaen, L. M. Castro y B. Kazemtabrizi, *VSC-FACTS-HVDC: Analysis, Modelling and Simulation in Power Grids*, New Jersey: John Wiley and Sons, 2019.
- [30] L. M. Castro, E. Acha y C. R. Fuerte-Esquivel, «A Novel STATCOM Model for Dynamic Power System Simulations,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, n° 3, p. 10, 2013.
- [31] I. Azim y F. Rahm, «Genetic Algorithm Based Reactive Power Management by SVC,» *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, vol. 4, n° 2, pp. 200-206, 2014.
- [32] H. F. Latorre, M. Ghandhari y L. Soder, «Control of a VSC-HVDC Operating in Parallel with AC Transmission Lines,» *IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America*, pp. 1-5, 2006.



-
- [33] Gobierno de México, «Gráfica de Demanda,» Gobierno de México , 2016 febrero 17. [En línea]. Available: <https://www.cenace.gob.mx/graficademanda.aspx>. [Último acceso: 25 marzo 2022].
- [34] IEEE, «IEEE Reliability Test System,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 8, n° 6, pp. 2047-2054, Nov. 1979.
- [35] Secretaría de Energía, «Manual de Criterios para el Despacho y la Desagregación de Energía para las Unidades de Propiedad Conjunta en el Mercado Eléctrico Mayorista,» Diario Oficial de la Federación, México, 2018.
- [36] Comisión Reguladora de Energía , *Reglas de despacho del Sistema Eléctrico Nacional, Anexo 1*, México : Gobierno de México, 2001.

Anexos

A. Parámetros del sistema del IEEE de 24 nodos

Tabla A.1 Parámetros de líneas de transmisión y transformadores

De	Hacia	R [pu]	X [pu]	B [pu]	De	Hacia	R [pu]	X [pu]	B [pu]
1	2	0.0026	0.0139	0.2306	12	13	0.0061	0.0476	0.05
1	3	0.0546	0.2112	0.0286	12	23	0.0124	0.0966	0.1015
1	5	0.0218	0.0845	0.0115	13	23	0.0111	0.0865	0.0909
2	4	0.0328	0.1267	0.0171	14	16	0.005	0.0389	0.0409
2	6	0.0497	0.192	0.026	15	16	0.0022	0.0173	0.0182
3	9	0.0308	0.119	0.0161	15	21	0.0032	0.0245	0.103
3	24	0.0023	0.0839	0	15	24	0.0067	0.0519	0.0546
4	9	0.0268	0.1037	0.014	16	17	0.0033	0.0259	0.0272
5	10	0.0228	0.0883	0.012	16	19	0.003	0.0231	0.0243
6	10	0.0139	0.0605	1.2295	17	18	0.0018	0.0144	0.0152
7	8	0.0159	0.0614	0.0083	17	22	0.0135	0.1053	0.1106
8	9	0.0427	0.1651	0.0223	18	21	0.0016	0.0129	0.0545
8	10	0.0427	0.1651	0.0223	19	20	0.0026	0.0198	0.0833
9	11	0.0023	0.0839	0	20	23	0.0014	0.0108	0.0455
9	12	0.0023	0.0839	0	21	22	0.0087	0.0678	0.0712
10	11	0.0023	0.0839	0	4	25	0.0013	0.05	0
10	12	0.0023	0.0839	0	6	26	0.0013	0.05	0
11	13	0.0061	0.0476	0.05	20	27	0.0013	0.05	0
11	14	0.0054	0.0418	0.044	-	-	-	-	-

Tabla A.2 Parámetros de generadores y compensadores

Generador	Nodo	P_{nom} [pu]	P_{min} [pu]	Q_{min} [pu]	Q_{max} [pu]
G1	1	1.92	0.624	-0.5	0.8
G2	2	1.92	0.624	-0.5	0.8
G3	7	3	0.75	0	1.8
G4	13	5.91	2.0685	0	2.4
G5	15	2.15	0.6625	-0.5	1.3
G6	16	1.55	0.5425	-0.5	0.8
G7	18	4	1.0	-0.5	2.0
G8	21	4	1.0	-0.5	2.0
G9	22	3	-	-0.6	0.96
G10	23	6.6	2.485	-1.25	3.1
CS	14	-	-	-0.5	2.0
L1	6	-	-	-	0.5

Tabla A.3 Parámetros de cargas para demanda máxima

Nodo	P_d [pu]	Q_d [pu]	Nodo	P_d [pu]	Q_d [pu]
1	1.08	0.22	10	1.95	0.4
2	0.97	0.2	13	2.65	0.54
3	1.8	0.37	14	1.94	0.39
4	0.74	0.15	15	3.17	0.64
5	0.71	0.14	16	1	0.2
6	1.36	0.28	18	3.33	0.68
7	1.25	0.25	19	1.81	0.37
8	1.71	0.35	20	1.28	0.26
9	1.75	0.36	-	-	-

B. Parámetros de los tres BESS para el sistema del IEEE de 24 nodos

Tabla B.1 Parámetros de los BESS

Sistema de almacenamiento BESS									
P_{bat} [MW]	E_{0c} [kV]	n_s	n_p	W_{nom} [kAh]	W_{max} [kAh]	R_{in} [pu]	SoC _i [%]	Δt [s]	V_{nom} [kV]
30	1.2913	166	122,862	599.9966	663.4548	0.0046	80	1	1.2
Convertidor VSC					Transformador OLTC				
S_{nom} [MVA]	Factor de potencia		r_{ph} [Ω]	x_{ph} [Ω]	r_{ltc} [pu]	x_{ltc} [pu]			
33	0.95		0.02	0.2	0.0013	0.05			
Sistema de almacenamiento BESS 2									
P_{bat} [MW]	E_{0c} [kV]	n_s	n_p	W_{nom} [kAh]	W_{max} [kAh]	R_{in} [pu]	SoC _i [%]	Δt [s]	V_{nom} [kV]
50	1.2913	166	204,771	0.9999	1.105763	0.0022	70	1	1.2
Convertidor VSC					Transformador OLTC				
S_{nom} [MVA]	Factor de potencia		r_{ph} [Ω]	x_{ph} [Ω]	r_{ltc} [pu]	x_{ltc} [pu]			
55	0.95		0.012	0.12	0.0013	0.05			
Sistema de almacenamiento BESS 3									
P_{bat} [MW]	E_{0c} [kV]	n_s	n_p	W_{nom} [kAh]	W_{max} [kAh]	R_{in} [pu]	SoC _i [%]	Δt [s]	V_{nom} [kV]
70	1.2913	166	286,679	1.3999	1.5480	0.0020	60	1	1.2
Convertidor VSC					Transformador OLTC				
S_{nom} [MVA]	Factor de potencia		r_{ph} [Ω]	x_{ph} [Ω]	r_{ltc} [pu]	x_{ltc} [pu]			
77	0.95		0.008571	0.08571	0.0013	0.05			
Módulos de baterías									
Tipo	E_{0c} [V]	E_{nom} [V]	W_{nom} [Ah]	W_{max} [Ah]	r_{in} [Ω]	A [V]	B [A-1]	K [V/Ah]	
Ion-litio	7.7788	7.20	4.8835	5.40	0.013333	96.0144	0.3929	0.00023	