

# Operación y control de sistemas comunitarios de almacenamiento de energía en redes de distribución aéreas

---

*Autor:*

Hernán Javier YEPES FERNÁNDEZ

*Supervisores:*

Dr. Mauricio RESTREPO

Dra. Adriana

ARANGO-MANRIQUE

Tesis presentada en cumplimiento  
de los requerimientos para el título de  
Magíster en Ingeniería Eléctrica

Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica  
Maestría en Ingeniería Eléctrica  
División de Ingenierías



Universidad del Norte  
Barranquilla, Colombia

Noviembre 2022

*Operación y control de sistemas comunitarios de almacenamiento de energía en redes de distribución aéreas*, © Noviembre 2022

Autor:

Hernán Javier YEPES FERNÁNDEZ

Supervisores:

Dr. Mauricio RESTREPO

Dra. Adriana ARANGO-MANRIQUE

Institución:

Universidad del Norte, Barranquilla, Colombia

# CONTENIDOS

---

Lista de figuras . . . . .	v
Lista de Tablas . . . . .	vii
Resumen . . . . .	viii
Declaración de autoría . . . . .	ix
<b>1 INTRODUCCIÓN . . . . .</b>	<b>1</b>
1.1 Planteamiento del problema . . . . .	1
1.2 Objetivo general . . . . .	3
1.3 Objetivos específicos . . . . .	3
1.4 Alcances . . . . .	3
1.5 Limitaciones . . . . .	4
1.6 Publicaciones . . . . .	4
1.7 Estructura del documento . . . . .	4
<b>2 REVISIÓN DE LITERATURA . . . . .</b>	<b>6</b>
2.1 Estrategias de control reportadas en la literatura para SAEBS . . . . .	6
2.2 Clasificación de los modelos de degradación de SAEBS . . . . .	11
<b>3 MARCO TEÓRICO . . . . .</b>	<b>13</b>
3.1 Sistemas de almacenamiento de energía en baterías . . . . .	13
3.1.1 Tecnologías de baterías de litio . . . . .	13
3.1.2 Estimación de la degradación . . . . .	15
3.1.3 Modelado de baterías en estado estable . . . . .	17
3.1.4 Sistema comunitario de almacenamiento de energía . . . . .	17
3.2 Servicios auxiliares en sistemas de distribución . . . . .	20
3.2.1 Recorte de picos de consumo . . . . .	20
3.2.2 Reducción de congestión . . . . .	21
3.2.3 Reducción de corrientes y pérdidas en las líneas . . . . .	22
3.2.4 Control de tensión . . . . .	22
3.3 Flujo Óptimo de Potencia . . . . .	23
3.4 Control predictivo basado en modelos . . . . .	24
3.5 Programación cuadrática entera mixta . . . . .	25
3.5.1 Método Simplex . . . . .	26
3.5.2 Método de barrera . . . . .	27
<b>4 METODOLOGÍA . . . . .</b>	<b>28</b>

4.1	Algoritmo de despacho de control predictivo basado en modelos . . . . .	30
4.2	Estrategias de control aplicadas a SCAEAs . . . . .	32
4.2.1	Estrategia de control de recorte de picos . . . . .	32
4.2.2	Estrategia de control de pérdidas en las líneas . . . . .	33
4.2.3	Estrategia de control de congestión en las líneas . . . . .	34
4.2.4	Estrategia de control de tensión . . . . .	35
4.3	Algoritmo de estimación de la degradación . . . . .	36
4.3.1	Definición y parametrización del modelo de carga y descarga constantes . . . . .	36
4.3.2	Descripción del algoritmo Rainflow Counting . . . . .	37
4.4	Implementación del algoritmo . . . . .	37
4.4.1	Casos de estudio: Estrategias de control aplicadas al sistema de pruebas IEEE 34 nodos modificado . . . . .	37
4.4.2	Especificaciones de hardware y software . . . . .	39
<b>5</b>	<b>RESULTADOS . . . . .</b>	<b>40</b>
5.1	Resultados de las estrategias de control . . . . .	40
5.1.1	Estrategia de control de recorte de picos de consumo . . . . .	40
5.1.2	Estrategia de control de reducción de pérdidas . . . . .	42
5.1.3	Estrategia de control de reducción de congestión en las líneas . . . . .	45
5.1.4	Estrategia de control local de tensión . . . . .	47
5.2	Estimación de la degradación . . . . .	49
<b>6</b>	<b>CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO . . . . .</b>	<b>51</b>
6.1	Conclusiones . . . . .	51
6.2	Contribuciones . . . . .	53
6.3	Trabajo futuro . . . . .	53
	<b>BIBLIOGRAFÍA . . . . .</b>	<b>54</b>

## LISTA DE FIGURAS

---

Figura 3.1	Esquema fundamental de una batería. . . . .	14
Figura 3.2	Ejemplo de reconstrucción con Algoritmo Rainflow Counting (ARC). . . . .	16
Figura 3.3	Esquema básico de Sistema Comunitario de Almacenamiento de Energía (SCAE) subterráneo con transformador a nivel del suelo. . . . .	18
Figura 3.4	Concepto de SCAE para redes de distribución aérea con transformador de distribución de poste . . . . .	20
Figura 3.5	Respuesta esperada del algoritmo de recorte de picos de consumo en el tiempo. . . . .	21
Figura 3.6	Respuesta esperada para algoritmos de control de pérdidas y control de congestión. . . . .	22
Figura 3.7	Perfil de tensiones para sistema de distribución de 12 nodos. . . . .	23
Figura 3.8	Funcionamiento general de un Control Predictivo basado en Modelos (CPM). . . . .	24
Figura 3.9	Respuesta de un CPM en el tiempo . . . . .	25
Figura 3.10	Gráfico de solución de método Simplex para un sistema de desigualdades lineales [100]. . . . .	26
Figura 4.1	Diagrama de flujo de los algoritmos de control aplicados a los Sistemas Comunitarios de Almacenamiento de Energía Agregados (SCAEAs). . . . .	29
Figura 4.2	Diagrama de flujo del funcionamiento de la estrategia de control de pérdidas. . . . .	33
Figura 4.3	Diagrama de flujo del funcionamiento de la estrategia de control de congestión. . . . .	34
Figura 4.4	Diagrama de flujo del funcionamiento de la estrategia de control de tensión. . . . .	35
Figura 4.5	Sistema de pruebas IEEE 34 nodos [107]. . . . .	38
Figura 4.6	Perfil de demanda utilizada en los casos de estudio. . . . .	38
Figura 5.1	Despacho de potencia para diferentes SCAEA siguiendo la estrategia de control de recorte de picos. . . . .	41
Figura 5.2	Reconstrucción del Estado de Carga (EdC) con el ARC para diferentes capacidades de SCAEA siguiendo la estrategia de control de recorte de picos: (a) 500 kWh, (b) 1000 kWh, y (c) 1500 kWh. . . . .	42
Figura 5.3	Despacho de potencia para SCAEA de 1500 kWh siguiendo la estrategia de control de reducción de pérdidas. . . . .	44
Figura 5.4	Reconstrucción del EdC con el ARC para un SCAEA de 1500 kWh siguiendo la estrategia de control de reducción de pérdidas . . . . .	44

Figura 5.5	Resumen de resultados para estrategia de control de reducción de congestión en las líneas del sistema IEEE 34 nodos modificado con cargabilidades del 80%, 100% y 120% en el Escenario 1. . . . .	45
Figura 5.6	Despacho de potencia para SCAEA de 1500 kWh siguiendo la estrategia de control de congestión en el Escenario 2. . . . .	46
Figura 5.7	Resumen de resultados para estrategia de control de reducción de congestión en las líneas del sistema IEEE 43 nodos con cargabilidad del 150% en el Escenario 2. . . . .	46
Figura 5.8	Reconstrucción del EdC con el ARC para un SCAEA de 1500 kWh siguiendo la estrategia de control de reducción de congestión en Escenario 2. . . . .	47
Figura 5.9	Despacho de potencia para SCAEA de 2000 kWh siguiendo la estrategia de control de tensión. . . . .	48
Figura 5.10	Reconstrucción del EdC con el ARC para un SCAEA de 2000 kWh siguiendo la estrategia de control de tensión. . . . .	48
Figura 5.11	Muestras de tensiones en el nodo 890 antes y después de la estrategia de control de tensión. . . . .	49

## LISTA DE TABLAS

---

Tabla 2.1	Resumen de revisión de literatura enfocada a Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (SAEBs) . . . . .	10
Tabla 3.1	Composición química de ánodo y cátodo de las tecnologías LFP, NMC y LTO. . . . .	15
Tabla 3.2	Análisis de peso para SCAEs en redes de distribución aérea sobre poste estándar de 9m . . . . .	19
Tabla 4.1	Constantes del modelo de degradación [105] . . . . .	37
Tabla 5.1	Resultados para estrategia de control de reducción de pérdidas en escenario 1. . . . .	43
Tabla 5.2	Resultados de la degradación estimada para EdCs en Figura 5.2 . . .	49
Tabla 5.3	Resultados de la degradación estimada para EdCs en Figuras 5.4, 5.8, 5.10 . . . . .	50

## RESUMEN

---

La presente tesis propone el análisis de la posible integración de los Sistemas Comunitarios de Almacenamiento de Energía (SCAEs) en las redes eléctricas de distribución en Colombia, para la prestación de diversos servicios complementarios como la reducción de picos de consumo, el soporte de tensión, el alivio de la congestión de las líneas y la reducción de pérdidas en las líneas, ya que actualmente dichos problemas son resueltos a través de mecanismos independientes. Así, la presente tesis propone un algoritmo de Control Predictivo basado en Modelos (CPM) para resolver el problema de optimización correspondiente al despacho de los SCAE para una ventana de tiempo de 48 horas. Todo esto bajo diferentes escenarios en donde se examina el comportamiento de las estrategias de control aplicadas a diferentes Sistemas Comunitarios de Almacenamiento de Energía Agregados (SCAEAs) diseñados y programados para su operación en redes de distribución aéreas. Por último, tras el despacho, se estima la degradación anual de las baterías a través de un modelo matemático con el fin de analizar cómo afectará el comportamiento del Estado de Carga (EdC) a las celdas en el largo plazo.



## DECLARACIÓN DE AUTORÍA

---

Yo, Hernán Javier Yepes Fernández, nacido el 20 de Junio de 1999 en San Jacinto, Bolívar, declaro que esta tesis titulada *Operación y control de sistemas comunitarios de almacenamiento de energía en redes de distribución aéreas* y el trabajo presentado en ella, es de mi autoría. Confirmando que este trabajo se realizó principalmente en pro de un título de investigación en la Universidad del Norte

Salvo en los casos en que se cita o referencia en el texto de la tesis, ésta no contiene material publicado en otro lugar ni extraído total o parcialmente de una tesis aceptada para la obtención de cualquier otro título o diploma. No se ha utilizado ningún trabajo ajeno sin el debido reconocimiento en el texto principal de la tesis. Esta tesis no ha sido presentada para la obtención de ningún título o diploma en ninguna otra institución terciaria.



---

Hernán Javier Yepes Fernández

Noviembre 15, 2022

## AGRADECIMIENTOS

---

Este trabajo no habría sido posible sin toda la ayuda y el apoyo de los demás, y sobre todo de Dios. Durante los últimos dos años, tuve el honor de conocer a muchas personas interesantes, algunas de ellas se convirtieron en amigos, todo esto gracias a mi estadía en la Universidad del Norte. A todos ellos les digo: *¡Gracias por todo!* Sin embargo, hay algunas personas que merecen una mención especial.

En primer lugar me gustaría agradecer a mis padres, por creer en mí, por ser mis guías, por mostrarme siempre el camino a seguir y por ser los mejores padres del mundo. A mi hermanita, por su amor incondicional y por ser mi mayor motivación.

Agradezco a mi supervisor, **Dr. Mauricio Restrepo** por poner a su disposición mucho de su conocimiento en la consecución de este trabajo. Por su apoyo, y sobre todo, por su confianza en mi.

De la misma manera, agradezco mucho a mi supervisora, **Dra. Adriana Arango-Manrique** por haberme impulsado a iniciar esta investigación, por su apoyo constante, sus acertadas críticas y sus sinceras felicitaciones en cada paso de este viaje.

También quiero dar las gracias a todos los miembros de GISEL, y sobre todo a mi grupo de estudio, Álvaro y Adrián, por las discusiones y aportaciones a lo largo del camino. Un agradecimiento especial a mis amigos, por escucharme y motivarme en los momentos malos y en los no tan malos, al Dr. César Orozco, por su carta de recomendación para mi ingreso, y en general a todos mis profesores por sus enseñanzas y consejos.

*Gracias, porque sin ustedes nada de esto habría sido posible.*

## DEDICATORIA

---

*A mi familia; Hernán, Marina y Keyra, por su amor, su apoyo, y sobre todo su paciencia.  
Les debo todo lo que soy y mucho de lo que quiero llegar a ser*

# NOMENCLATURA

---

## *Acrónimos*

<i>ARC</i>	Algoritmo Rainflow Counting
<i>BT</i>	Baja Tensión
<i>CPM</i>	Control Predictivo asociado a Modelos
<i>EdC</i>	Estado de Carga
<i>FOP</i>	Flujo Óptimo de Potencia
<i>FV</i>	Fotovoltaico
<i>MT</i>	Media Tensión
<i>PdD</i>	Profundidad de Descarga
<i>SAE</i>	Sistema de Almacenamiento de Energía
<i>SAEB</i>	Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías
<i>SCAE</i>	Sistema Comunitario de Almacenamiento de Energía

## *Subíndices y Superíndices*

<i>av</i>	Promedio
<i>bat</i>	Batería
<i>c</i>	Carga
<i>d</i>	Descarga
<i>DoD</i>	Profundidad de descarga
<i>G</i>	Energía generada
<i>grid</i>	Equivalente de red
<i>j</i>	Índice de pesos de las estrategias de control
<i>k</i>	Paso de tiempo
<i>L</i>	Energía consumida
<i>m</i>	Índice de límite de iteración

$net$  Diferencia entre la energía aportada por la red y la energía aportada o consumida por la batería

$psl$  Límite de algoritmo de recorte de picos

$SoC$  Estado de carga

#### Parámetros

$\Delta t$  Diferencia de tiempo entre iteraciones

$\eta_c$  Eficiencia de la carga

$\eta_d$  Eficiencia de la descarga

$a$  Pesos de ecuaciones para estrategias de control

$A_c, A_d, a_c, a_d, a_i$  Matrices de peso para el cálculo de la Profundidad de Descarga (PdD)

$C$  Límite del contador de iteraciones

$Cap$  Capacidad del SCAE

$Load$  Carga del sistema

$u_{bat}^{max}$  Máxima entrega o recepción de la batería

$u_{grid}^{max}$  Máxima entrega de la red

#### Variables

$CL$  Ciclos de vida útil del SAEB

$I_{ch}$  Corriente de carga

$I_d$  Corriente de descarga

$L$  Límite de participación de la red

$nCL$  Número de ciclos de vida útil restantes del SAEB

$nCL(DoD, SoC_{av})$  Factor de degradación causada por profundidad de descarga y estado de carga promedio

$nCL(I_{ch})$  Factor de degradación causada por corriente de carga

$nCL(I_d)$  Factor de degradación causada por corriente de descarga

$nCL(T)$  Factor de degradación causada por temperatura

$T$  Temperatura

$u^{bat}$  Potencia de la batería

- $u^{grid}$  Potencia de la red
- $u^{net}$  Diferencia de potencia entre la red y la carga
- $x^{DoD}$  Valor de profundidad de descarga
- $x^{SoC}$  Valor del estado de carga

# INTRODUCCIÓN

---

## 1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (SAEBs) surgen como una solución a problemas dentro de los sistemas eléctricos de potencia relacionados con, entre otros, las pérdidas y congestión en las líneas, las sobretensiones y subtensiones, y el desplazamiento de la demanda. Esto, ya que poseen una gran flexibilidad y una multitud de aplicaciones en forma de servicios auxiliares y como mecanismo de empalme ante tecnologías de generación renovables. Para el caso de aplicaciones en forma de servicios auxiliares, existen dos conjuntos globales denominados aplicaciones de energía y aplicaciones de potencia. El primero abarca los procesos de arbitraje de energía, la gestión horaria de la generación con fuentes renovables, reducción de la carga percibida por la red, control de demanda con tarifa horaria, extensión de la vida útil y retraso en el cambio de equipos en redes de transmisión y distribución y, por último, mejoramiento de la resiliencia de la red. El segundo conjunto tiene en cuenta la prestación de servicios como la regulación primaria de frecuencia, el soporte de tensión, mejoramiento de márgenes de estabilidad de pequeña señal, inercia sintética y soporte de rampa para fuentes renovables [1]. Como es de esperar, cada una de estas aplicaciones requiere de una estrategia de control distinta; sin embargo, es válido afirmar que la mayoría de las estrategias de control aplicadas a los SAEB buscan controlar la entrega y la recepción de la potencia activa y reactiva a través del inversor que se conecta a la red eléctrica.

Por otra parte, además de clasificar las estrategias de control en función de su aplicación, también es posible hacerlo con base en el tamaño del sistema de almacenamiento, la duración de descarga requerida, los ciclos que hará el sistema de almacenamiento y el tiempo de respuesta requerido para ejecutar la acción de control [2]. En este contexto, los Sistemas Comunitarios de Almacenamiento de Energía (SCAEs) aparecen como parte de este grupo de recursos energéticos distribuidos, siendo un conjunto de SAEBs con capacidad de almacenamiento variable unidos a un inversor que se instalan cerca de un grupo de usuarios finales [3, 4, 5]. Esta característica implica, entre otras cosas, que sus aplicaciones se restringen a las redes de Media Tensión (MT) y, más comúnmente, de Baja Tensión (BT) [6]. Además, los avances en la investigación, el desarrollo y la producción de baterías de iones de litio han permitido una disminución significativa en el costo de adquisición de los SAEB. Según la EIA, el costo por kWh entre 2015 y 2019 pasó de \$2000 USD a aproximadamente \$500 USD [7]. Estas cifras indican que los SCAsE pueden representar

una oportunidad rentable para mejorar el funcionamiento de los sistemas de distribución en MT y BT.

A su vez, la reducción de costos de fabricación y adquisición de las baterías de iones de litio ha permitido la introducción de los Sistemas Comunitarios de Almacenamiento de Energía Agregados (SCAEAs), cuya función es combinar y coordinar múltiples SCAE que trabajan en redes de BT para mejorar el rendimiento de los sistemas desde el punto de vista de la MT. Esto permite que existan grupos de SCAE que, sumados, alcanzan capacidades del orden de los MWh de almacenamiento, lo que permite prestar los servicios auxiliares mencionados anteriormente en los sistemas de distribución de MT [8].

En este contexto, el gobierno colombiano, a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) [9], ha venido avanzando en materia de lineamientos para la modernización y transición de las redes eléctricas hacia la implementación de recursos energéticos más amigables con el medio ambiente. Teniendo en cuenta que el 63.7% de la energía generada en el país proviene de centrales hidroeléctricas [10] y que el promedio de emisiones en kg de CO<sub>2</sub> por kWh producido en Colombia durante los últimos 13 años es de 0.17 [11, 12], el inicio de proyectos como el SAEB de la subestación Silencio en la ciudad de Barranquilla [13] y el proyecto BESS Termostiza [14] apuntan hacia la integración de las Baterías como mecanismo para mejorar las condiciones de operación de los sistemas eléctricos y disminuir las emisiones. Esto abre la puerta a la integración de los SCAEs en redes de BT que operen aún más cerca del usuario final, ofreciendo servicios auxiliares y abriendo un nuevo nicho de mercado.

Así mismo, es necesario mencionar que el campo del diseño de Sistemas Comunitarios de Almacenamiento de Energía (SCAEs) aplicados a redes de distribución aéreas no es muy discutido hoy en el contexto académico, debido a que su implementación se encuentra en surgimiento. Por ende, es necesario investigar a fondo acerca del verdadero potencial de este tipo de soluciones, proponiendo aplicaciones que mejoren las características de las redes desde el punto de vista técnico por medio de la prestación de múltiples servicios auxiliares. Es en este punto donde se encuentran los principales retos, pues a la fecha aún se encuentran en investigación temas acerca de la operación y puesta en marcha de estos sistemas en redes de distribución alrededor del mundo [15], y son aún menos frecuentes las implementaciones e investigaciones reportadas en lo referente a su aplicación en redes de distribución aéreas. En particular, los pocos proyectos reportados para este tipo de redes presentan capacidades de almacenamiento limitadas al no contemplar la figura del agregador [16, 17]. Esto es importante ya que este es el tipo de red mayoritariamente utilizado en Colombia, y precisamente la parte de este vacío correspondiente a la operación y el control de los SCAE para la solución de ciertos problemas dentro de la red es la que se pretende llenar por medio de esta investigación, pues se considera necesario dar luz acerca del potencial y las posibilidades que tienen este tipo de soluciones dentro de las redes de distribución aéreas.

Como propuesta para llenar el vacío en la literatura mencionado previamente, se presentan en este trabajo cuatro estrategias de control para SCAE. Estas estrategias son el recorte picos de consumo, la regulación local de tensión, la reducción de la congestión



en las líneas y la reducción de pérdidas para las redes eléctricas de distribución. Los algoritmos son validados por medio de escenarios que permiten analizar la respuesta obtenida al momento de aplicar las anteriores estrategias. La solución planteada es relevante debido a que las implementaciones existentes hasta la fecha se enfocan en la solución de problemas individuales dentro de la red, como es el caso del piloto realizado por el laboratorio nacional de Oak Ridge, en Tennessee, donde se utiliza un SCAE subterráneo en BT para prestar los servicios de recorte de picos de consumo y de respaldo a la carga en casos de desconexión total [18]. Otro ejemplo encontrado en la literatura es el piloto realizado por el laboratorio nacional SANDIA en la ciudad de Detroit, en el cual se instaló un SCAE a nivel del suelo para una red de distribución de baja tensión y se realizaron pruebas aisladas para la prestación de servicios de recorte de picos y regulación de frecuencia [19]. Por último, otro ejemplo de uso de un SCAE se reportó en la ciudad de Toronto, Canadá, el cual se diferencia con respecto a los demás casos en que se encuentra instalado en una red de distribución aérea, prestando el servicio de recorte de picos de consumo [16]. Como se observa, la mayoría de las soluciones han sido implementadas en redes subterráneas para tener capacidad de almacenamiento suficiente para los servicios auxiliares a prestar, esto se debe a las limitaciones relacionadas con el peso y volumen de este tipo de sistemas.

Tras la discusión previa, se presentan los objetivos y limitaciones planteados para el cumplimiento de la propuesta:

## 1.2 OBJETIVO GENERAL

- Diseñar estrategias de operación y control para un sistema comunitario de almacenamiento de energía.

## 1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar y modelar las restricciones físicas y técnicas existentes para la correcta operación de los sistemas comunitarios de almacenamiento de energía en redes de distribución aéreas.
- Diseñar una estrategia de control para cada servicio complementario que se quiera prestar a la red. Estos servicios son: Reducción de picos de consumo, soporte de tensión, alivio de la congestión de las líneas y desplazamiento de la demanda.
- Validar el comportamiento de las estrategias de control propuestas observando la respuesta del sistema ante diferentes escenarios encontrados en la literatura técnica.

## 1.4 ALCANCES

- Se calculará el peso máximo que debe tener el sistema comunitario de almacenamiento de energía en función del tipo de estructura sobre la que se debe instalar de forma

tal que se cumpla con los márgenes de seguridad requeridos siempre partiendo de las tecnologías de almacenamiento existentes en la actualidad.

- Cada uno de los problemas abordados tendrá una estrategia de control única que permita la solución del evento con base en la capacidad de almacenamiento con la que se cuente en el punto específico de la red.
- Cada estrategia de control programada será validada a través de la simulación del comportamiento del sistema haciendo uso del lenguaje de programación seleccionado.

### 1.5 LIMITACIONES

- El desarrollo de esta investigación no abarca la producción de prototipos de ningún tipo. Toda prueba del correcto funcionamiento del sistema diseñado será entregada en forma de simulación.
- La solución propuesta está limitada directamente por la capacidad de almacenamiento máximo tolerado por las estructuras de soporte del sistema.
- El desarrollo de este proyecto está sujeto a los avances tecnológicos existentes en la actualidad, teniendo en cuenta que los SCAE se encuentran en surgimiento.

### 1.6 PUBLICACIONES

En el marco de esta investigación se redactaron y enviaron los siguientes artículos:

- H. Yepes-Fernández, M. Restrepo and A. Arango-Manrique, 'Lifetime Degradation Study of Batteries Operating as Community Energy Storage Systems', in *2022 IEEE Andescon*, 2022. [20].
- H. Yepes-Fernández, M. Restrepo and A. Arango-Manrique, 'A study on control strategies for aggregated community energy storage systems in medium voltage distribution networks', *IEEE Access*, 2022. [21].

### 1.7 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

El resto del documento está estructurado de la siguiente manera: El Capítulo 2 contiene una revisión crítica del estado del arte relacionado con los SAEs y, más específicamente, los SCAEs y SCAEAs. Luego, el Capítulo 3 contiene el marco teórico, donde se encuentran las definiciones de los conceptos más importantes y necesarios para el entendimiento del documento. Más adelante, en el Capítulo 4 se presenta la metodología y los detalles de los algoritmos de CPM propuestos. Posteriormente, en el Capítulo 5 se presentan los resultados de la aplicación de la metodología, así como su análisis. Por último, en el Capítulo 6

se presentan las reflexiones finales acerca del cumplimiento de los objetivos planteados en la propuesta y se discuten las recomendaciones y trabajos futuros.

## REVISIÓN DE LITERATURA

---

En este capítulo se presenta una revisión del estado del arte que abarca distintas estrategias de control aplicadas a Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (SAEB) (Sección 2.1). De igual forma, se presenta una revisión sobre la clasificación de los modelos de degradación de baterías (Sección 2.2).

### 2.1 ESTRATEGIAS DE CONTROL REPORTADAS EN LA LITERATURA PARA SAEBS

En primer lugar, con respecto a las aplicaciones de energía, los investigadores Koller et al. proponen una estrategia de control que permite alargar la vida útil de los SAEB a través de un modelado completo de la Profundidad de Descarga (PdD) del sistema como una función no lineal [22]. Esta propuesta puede adaptarse a cualquier posible uso que se le pueda dar a estos sistemas desde el punto de vista del control, ya sea regulación de frecuencia primaria, reducción de picos de consumo o servicio de respaldo ante cortes del suministro para funcionamiento aislado [23]. Sin embargo, los investigadores probaron su estrategia de control en reducción de picos de consumo sobre un SAEB de tamaño 1 MW ubicado en Zúrich [24]. Para eso, la función objetivo definida busca cargar las baterías durante los períodos de demanda mínima y descargarlas en los períodos de demanda máxima con el objetivo de aplanar la curva de consumo de la carga que se pretende alimentar. Esto se logra restringiendo el Estado de Carga (EdC) del sistema de almacenamiento dentro de unas cotas establecidas por medio de una función de costo planteada dentro de la función objetivo que modela de forma completa la PdD, haciendo que se siga un patrón que permite alargar la vida útil de la batería al no exceder nunca la PdD recomendada. Todo se logra a través de un modelo de control predictivo que, con base en la predicción del comportamiento de la demanda cada día, consigue un correcto desempeño en la aplicación de reducción de picos de consumo respetando las restricciones anteriormente planteadas.

Por otra parte, Jayasekara et al. proponen un modelo de control óptimo que provee servicios auxiliares tanto para aplicaciones de potencia como de energía. En este trabajo se busca que el modelo desarrollado permita a los operadores de red mejorar la calidad de la energía suministrada prestando servicios de regulación de tensión, reducción de pérdidas y reducción de picos de consumo y, a su vez, ampliar la capacidad de integración de generación distribuida en algunos puntos de la red, almacenando el sobrante de energía generada en un sistema de almacenamiento con baterías [25]. Este modelo pretende que el operador de red sea el encargado de prestar estos servicios auxiliares ya que desde el punto

de vista regulatorio existen menos dificultades en términos de implementación para los operadores de red que para los usuarios finales [26]. Por lo tanto, se plantea una estrategia de control que tiene en cuenta la ubicación de los SAEBS, su capacidad, la estrategia de gestión y el servicio que prestará cada sistema de almacenamiento dentro de la red en cada paso de tiempo. La función objetivo busca minimizar los costos asociados a las pérdidas, picos de consumo, regulación de tensión y costo de implementación y mantenimiento de los SAEBS en función de su ubicación y capacidad. De forma interna, la estrategia de control se basa en un Control Predictivo basado en Modelos (CPM) que tiene en cuenta el pronóstico de las siguientes 24 horas para cada sistema de almacenamiento, el cual se obtiene a partir de las variables históricas relativas al sistema y las variables climáticas que afectan a la generación eólica y solar. Esta estrategia de control fue implementada en el sistema IEEE 33 nodos, presentando resultados satisfactorios en cada servicio prestado cuando éste se evalúa de forma individual. Sin embargo, es necesario mencionar que esta estrategia de control busca utilizar estos SAEBS para prestar múltiples servicios en simultáneo, lo que aumenta la complejidad del modelado e incrementa significativamente la potencia computacional requerida para brindar acciones de control oportunas y efectivas dentro de la red.

Otra propuesta desde el punto de vista del control óptimo enfocada a las aplicaciones de energía es presentada por Zecchino et al., quienes plantean prestar el servicio de regulación primaria de frecuencia y control local de tensión haciendo uso de las curvas PQ del SAEBS que prestará el servicio [27]. El modelado realizado para la batería es denominado TTC (Three Time Constants) y es a partir de este que se calculan las tensiones DC de las diferentes curvas PQ del sistema de almacenamiento en el cual se prueba la estrategia de control. La implementación de la estrategia de control toma como datos iniciales los parámetros de la red y de la batería. Luego, se estima el valor de tensión DC de la batería y se realiza un ajuste de curva para aproximar el comportamiento del inversor que se tiene a una de las curvas PQ de la base de datos inicial. Sin embargo, una de las grandes limitaciones de esta propuesta radica en la cantidad fija de curvas PQ con las que se puede trabajar, ya que es necesario suministrarlas previamente al algoritmo que escogerá la curva más cercana en función de la tensión DC predicha, con lo que inevitablemente existirán situaciones en las que debido al límite de curvas PQ, no sea posible satisfacer las condiciones de frecuencia o tensión, y por consiguiente, deberá recurrirse a otro tipo de estrategias de control.

Adicionalmente, Teleke et al. formulan otra aplicación de energía que comprende un modelo de control óptimo aplicado a un SAEBS y permite a una granja eólica cumplir con el despacho cubriendo la brecha entre la potencia generada y la potencia estipulada en el despacho [28]. Para este caso de uso se emplea un modelo simplificado de batería, lo que añade un error que se estima en el rango de -5% a 9%. Luego, se modela un sistema uninodal en el que confluyen el bus infinito, la granja eólica y el SAEBS. La función objetivo establecida busca minimizar la diferencia entre la potencia establecida en el despacho y la suma de la potencia entregada por la granja eólica y el sistema de almacenamiento. Se establece una frecuencia de actualización de 100 segundos, que es lo suficientemente rápida

como para que la estrategia de control no presente errores superiores al 10% con respecto al valor de referencia. Los resultados para una ventana de tiempo de 100 segundos se pueden considerar satisfactorios, teniendo en cuenta que el sistema es capaz de funcionar en tiempo real, ya que la referencia del despacho varía cada 60 minutos. Sin embargo, un error del 10% en la entrega de potencia es un margen bastante alto, por lo cual los autores sugieren variar los horizontes de control y predicción, y reducir la frecuencia de muestreo para solventar parte de este error. No obstante, todas las posibles soluciones presentadas por los autores quedan como propuestas para un trabajo futuro.

Un caso de uso similar es presentado por Zhou, Mancarella y Mutale, quienes proponen un modelo estadístico capaz de calcular la curva de demanda diaria resultante tras la implementación de sistemas de generación distribuida y almacenamiento de energía en baterías [29]. Esto se consigue aplicando un algoritmo de reducción de picos y llenado de valles con ayuda de la generación y la potencia almacenada en los SAEs, dicho algoritmo toma como base el despacho horario y maximiza el uso de las baterías y la generación distribuida con el objetivo de minimizar el uso de la red en los períodos de máxima demanda, y realiza el proceso inverso para cargar las baterías y vender la energía en los períodos de demanda mínima. El funcionamiento general de la estrategia de control es muy similar al mostrado anteriormente para granjas eólicas, con la diferencia de que en este caso la referencia está dada por el resultado de la aplicación del método de Montecarlo para el cálculo de las restricciones que debe tener el sistema al momento de prestar el servicio. Luego, se resuelve el problema de optimización y se persigue la referencia establecida por medio del modelo de control. Adicionalmente, se contempla un sistema de incentivos monetarios a los propietarios de la generación distribuida y SAEs por participar del mecanismo de reducción de picos y llenado de valles. Sin embargo, este es sólo uno de los usos que se le puede dar a este tipo de sistemas dentro de las redes de distribución, con lo cual, una vez instalados, es posible generar mayores beneficios prestando servicios como la regulación primaria de frecuencia y el soporte local de tensión.

En el terreno de los Sistemas Comunitarios de Almacenamiento de Energía (SCAEs), Parra et al. proponen una estrategia de control que mitigue la reducción de la variabilidad de la generación Fotovoltáico (FV) en una red eléctrica [30]. Esto se consigue a través de tres submodelos: el primero de ellos, se enfoca en maximizar la eficiencia y rendimiento del sistema de almacenamiento, el segundo, se enfoca en hacer un uso que incremente la durabilidad en el tiempo de este tipo de sistemas, y el tercero, busca que el SCAE que se diseñe sea económicamente viable para la comunidad en la que será instalado. Los tres submodelos trabajan en simultáneo con pasos de tiempo que se actualizan una vez cada minuto, y sus salidas determinan la carga y descarga del sistema de almacenamiento en la red de distribución. Los resultados son mostrados en forma de simulación y se enfocan en el dimensionamiento del sistema de almacenamiento para múltiples casos; sin embargo, también se concluye acerca de la repuesta del sistema para la estrategia de control planteada. De igual manera, este artículo estima la degradación de la batería pero no describe los detalles del modelo utilizado.

Continuando con su investigación en SCAE, Parra et al. exponen la utilización de un SCAE en las redes de distribución con el objetivo de afrontar correctamente los cambios de la demanda en el tiempo para sistemas con generación solar [31]. El algoritmo propuesto en este trabajo contempla el tamaño del almacenamiento necesario para este esquema en función de la cantidad de viviendas típicas a cubrir en cada comunidad y la cantidad de generación FV con la que se cuenta de forma local. De esta manera se logra suavizar la curva de la generación solar y mitigar el efecto sombra y los cambios de la intensidad de la radiación a lo largo del día. Además de los beneficios, el método incluye el precio de la energía como una componente a considerar en el análisis, ya que uno de los objetivos es plantear un esquema económicamente viable. De esta manera se consigue simular escenarios en los que entre el 30% y el 70% de la energía consumida por la comunidad es suplida por el sistema de almacenamiento, y la energía restante se divide entre la red eléctrica y los aportes de generación FV. Este aporte por parte de los SAEBS ocurre ya que el mecanismo planteado para incrementar la robustez del sistema es que la totalidad de la energía solar generada sea absorbida por el sistema de almacenamiento, siempre y cuando se cumplan las restricciones asociadas al EdC.

En otro caso de uso de SCAE, Liu et al. describen una estrategia de control para una comunidad de 15 viviendas típicas en la isla de Kinmen, Taiwan. Dichas viviendas suplen la mayor parte de la energía que consumen de una serie de generadores FVs y, en menor medida, de la red eléctrica, la cual es utilizada como último recurso. Por ende, la estrategia de control propuesta busca que el sistema de almacenamiento de energía supla las diferencias entre la potencia generada por los paneles solares y el consumo real de la comunidad en cada paso de tiempo [32]. Se trata entonces de un sistema de Baja Tensión (BT) (220V) en el que no se consideran los efectos del transformador de distribución que entrega la energía que viene de la red, y para este sistema, se prueban tres casos distintos: sin sistema de almacenamiento, con un sistema de almacenamiento pequeño, y con un sistema de almacenamiento correctamente diseñado. Los resultados obtenidos dan cuenta de que, cuando se dimensiona el sistema SCAE de forma robusta, la dependencia de estas viviendas de la red eléctrica es muy baja en momentos puntuales. No obstante, la metodología propuesta en el artículo es difícil de replicar ya que no se encuentra información suficiente del modelo de degradación ni de la estrategia de control propuesta, lo que imposibilita la aplicación de este algoritmo en otros SCAEs.

Adicionalmente, Dong et al. formulan una estrategia de control para un SCAE conectado a una fuente de generación solar con una potencia pico de hasta 3kW que cubre las diferencias entre lo que pueden entregar los paneles solares en conjunto con el sistema de almacenamiento y el consumo real de diez viviendas con la mínima entrega de potencia por parte de la red externa [33]. Con el objetivo de mitigar el efecto de los cambios de la generación producto de las estaciones del año, se plantea un algoritmo que registra las variables del sistema cada minuto, y en función de las mediciones realiza las acciones de control pertinentes para que no exista desbalance entre la potencia entregada y la potencia consumida. El artículo presenta resultados en términos de consumos de energía mensuales por parte de la comunidad, así como la relación entre la potencia entregada y la potencia

consumida a lo largo de varios meses, sin entrar en los detalles del comportamiento del algoritmo en tiempo real.

Por último, Starke et al. proponen una serie de estrategias de control para dar una segunda vida útil a una batería de vehículo eléctrico en aplicaciones estacionarias para la prestación de servicios a la red, incluyendo el aplanamiento de la curva de demanda, la respuesta ante las variaciones de la generación FV, y el servicio de respaldo o funcionamiento en isla [34]. Para ello se cuenta con una batería de 50 kWh de capacidad y 25 kW de potencia pico, lo que resulta en un sistema de almacenamiento capaz de suplir entre 2 y 5 viviendas en función de sus patrones de consumo. Los resultados para la estrategia de aplanamiento de curva de demanda muestran que la red entrega la menor cantidad de potencia posible, manteniéndose en la línea de los 5 kW, eliminando la variabilidad en la curva de la demanda a lo largo del día. Por su parte, los resultados de la estrategia de compensación de variaciones de generación FV evidencian la carga y descarga del sistema de almacenamiento, así como también la participación de la red en este proceso cuando el sistema de almacenamiento no puede entregar o consumir más energía que la generada por la fuente renovable. En términos del desempeño para el funcionamiento en isla, los resultados muestran que cuando la red deja de suplir de energía a las cargas, el sistema de almacenamiento es perfectamente capaz de cubrir esa brecha y volver a su estado normal una vez se restaura el suministro de energía de la red principal. Pese a la flexibilidad del modelo presentado, la información de las estrategias de control presentadas es mínima, lo que impide que sus resultados sean replicables. Además, no se tiene en cuenta la vida útil del SCAE, que es muy relevante al tratarse de celdas reutilizadas.

En la Tabla 2.1, se encuentra un resumen sobre los artículos revisados y sus aportes con respecto a la contribución de este documento.

Tabla 2.1: Resumen de revisión de literatura enfocada a SAEBS

Características		Aplicado a SCAEs o SCAEA	Recorte de picos de consumo	Control de pérdidas	Control de congestión	Control local de tensión	Estimación de la degradación
Referencias	[22]		✓				
	[23]		✓				✓
	[24]		✓				✓
	[25]		✓	✓		✓	
	[27]					✓	
	[28]		✓				
	[29]		✓				
	[30]	✓	✓				✓
	[31]	✓	✓				
	[32]	✓	✓				✓
	[33]	✓	✓				
	[34]	✓	✓				
Contribución		✓	✓	✓	✓	✓	✓



## 2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS MODELOS DE DEGRADACIÓN DE SAEBS

Los SCAEAs, como se menciona en la Sección 1.1, se están convirtiendo en una tecnología muy relevante en las redes de distribución que integran recursos energéticos intermitentes. Por este motivo, el diseño de SCAEAs basados en baterías de iones de litio requiere una estimación realista de su vida útil para predecir los efectos que tienen las estrategias de control sobre este parámetro y tratar de extenderlo, ya que los costes de capital de estos dispositivos, a pesar de seguir una tendencia a la baja según el EIA [7], siguen siendo elevados [35].

Existen múltiples formas de estimar el valor de la vida útil de los SAEBS pero, en general, se encuentran dos enfoques principales en la literatura: modelos empíricos y modelos electroquímicos. Estos últimos tienden a ser más precisos para las baterías nuevas, ya que hay pocos experimentos para el modelado electroquímico con 5 años o más de datos disponibles [36], lo que es un problema particular para las baterías de iones de litio cuyas celdas cuentan con esta vida útil estimada [37]. Por eso, la degradación es un factor crítico para un SAEBS diseñado para operar en una red de distribución. Además, estos modelos suelen ser costosos desde el punto de vista computacional y, por tanto, poco útiles en situaciones que requieren cálculos en tiempo real. Por el contrario, los modelos empíricos han ganado relevancia y visibilidad en la industria y en el mundo académico, ya que permiten estimar, con un buen nivel de precisión, el rendimiento a largo plazo de los SAEBS, al considerar tanto las variables actuales como las pasadas medibles externamente del sistema en cuestión.

Un ejemplo de modelo electroquímico actual puede encontrarse en la propuesta de Zhang, et al [38]. En este trabajo se muestra un modelo que estima el envejecimiento de una batería de iones de litio a lo largo de 400 ciclos de vida con un margen de error del 3%. Sin embargo, este modelo requiere medir variables internas de la batería como la pérdida de iones consumidos por reacciones laterales. Además, el error estimado para el modelo se consigue con condiciones de laboratorio que implican corrientes de carga y descarga constantes e intervalos de inactividad regulares, un escenario que no se ajusta a las condiciones reales de funcionamiento.

En cambio, los modelos empíricos han ganado relevancia y visibilidad en la industria y en el ámbito académico, ya que permiten estimar con un buen nivel de precisión, el rendimiento a largo plazo de los SAEBS, teniendo en cuenta tanto las variables del sistema que son medibles externamente. Así lo demuestra el trabajo reportado en [39, 40], donde se encuentra un tipo de modelo empírico que propone una serie de ecuaciones relativas a la degradación de una o múltiples variables independientes. En el primer caso, existen diferentes ecuaciones para las corrientes de carga y descarga, la temperatura, Profundidad de Descarga (PdD) y EdC, que finalmente se unifican en un único factor de degradación. En el segundo caso, hay dos ecuaciones, una que relaciona EdC y la temperatura interna de la batería, y una segunda ecuación que relaciona la temperatura con la corriente de carga y descarga. Ambas dan como resultado lo que los autores denominan factores de envejecimiento, que en última instancia representan la degradación de la batería.

Un enfoque diferente se presenta en [41], donde se propone un modelo de degradación basado en técnicas de aprendizaje profundo, entrenado con una serie de datos históricos de uso de diferentes baterías Litio Ferro Fosfato (LFP). A partir de su entrenamiento, el modelo toma como datos de entrada la temperatura de funcionamiento y las corrientes de carga y descarga (todas ellas vistas como constantes), y da como salida la vida útil restante de la batería.

Aunque la mayoría de los modelos empíricos proporcionan buenas estimaciones de la vida útil restante, dado que los SAEBs no tienen tasas de carga y descarga constantes, como se supone en la mayoría de estos modelos, es necesario encontrar una manera de considerar las variaciones en las tasas de carga y descarga (C rates) al estimar el impacto de las técnicas de funcionamiento en la vida útil. Esto es aún más importante en los SCAE, ya que su diseño contempla una participación activa en la red eléctrica, lo que hace extremadamente importante tener en cuenta la degradación resultante de su uso [33].

## MARCO TEÓRICO

---

En este capítulo se presentan las definiciones más importantes asociadas al desarrollo de esta investigación. Estas definiciones tratan sobre Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (SAEBs) (Sección 3.1), servicios auxiliares en sistemas de distribución (Sección 3.2), Flujo Óptimo de Potencia (FOP) (Sección 3.3), Control Predictivo basado en Modelos (CPM) (Sección 3.4) y, por último, problemas de programación cuadrática entera mixta y algunos métodos de solución (Sección 3.5).

### 3.1 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN BATERÍAS

Un Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (SAEB), está definido como un dispositivo electroquímico capaz de convertir la energía eléctrica en energía química y viceversa, dependiendo de si se está cargando o descargando. En esencia, un SAEB está conformado por un banco de baterías de baja capacidad que, en función de su tipo de conexión (serie o paralelo), permiten llegar a un determinado nivel de tensión de Corriente Directa (CD) en sus terminales [42]. Como se mencionó anteriormente en la Introducción, las tecnologías más frecuentes en el mercado para este tipo de sistemas son las baterías de Litio Ferro Fosfato (LFP) y Niquel-Manganeso-Óxido de Cobalto (NMC), las cuales se describen en la Sección 3.1.1.

#### 3.1.1 *Tecnologías de baterías de litio*

Las baterías de Litio Ferro Fosfato (LFP) fueron desarrolladas en 1996 en la Universidad de Texas. Entre sus características más importantes se encuentran una densidad gravimétrica de energía que oscila entre 90 y 120 Wh/kg [43], y una densidad gravimétrica de potencia entre 180 W/kg y 260 W/kg. En términos de corriente se cuenta con una tasa de carga típica de 1 C y de hasta 6 C, una tasa de descarga que oscila entre 1 C y 4 C [44], una vida útil que va desde los 2000 ciclos hasta los 5000 ciclos [45], y un costo de adquisición por kWh de aproximadamente \$600 USD [46, 37]. Se considera una de las tecnologías más seguras para su utilización en vehículos eléctricos o sistemas eléctricos de potencia por su bajo riesgo de incendios, debido a que no presenta fugas de oxígeno al trabajar en altas temperaturas (hasta 270°C) [47]. Esto, junto a su menor costo de adquisición en comparación con otras baterías de la familia de iones de litio, la han convertido en una de las tecnologías más utilizadas en el mercado.

Las baterías de tipo Niquel-Manganeso-Óxido de Cobalto (NMC) se remontan a la década de 1990 [48]; sin embargo, no fueron completamente desarrolladas y patentadas hasta el año 2005 [49]. En la actualidad, se ha mejorado su vida útil, encontrándose en promedio entre 2000 y 4000 ciclos [50], con la posibilidad de llegar hasta 7000 ciclos al 60% de su capacidad nominal [51]. No obstante, uno de sus puntos fuertes se encuentra en su densidad gravimétrica de energía, que se encuentra entre 150 y 220 Wh/kg, y en su densidad gravimétrica de potencia, que oscila entre 44 W/kg y 62 W/kg [52]. En términos de corriente, se tiene una tasa de carga que va desde 0.3 C hasta 2.7 C y una tasa de descarga entre 0.3 y 5 C [53, 54]. Por otra parte, la capacidad de almacenamiento por unidad de peso de estas baterías supera considerablemente a las demás tecnologías presentadas lo cual, ligado a un costo de adquisición de aproximadamente \$150 USD/kWh [55], han posicionado a esta tecnología como la más utilizada en el mundo de la movilidad eléctrica [43].

Las baterías de tipo Litio Titanato (LTO) surgieron a lo largo de la década de 1980, y desde entonces se ha venido investigando y desarrollando su tecnología. Entre sus características principales se encuentra una densidad gravimétrica de energía que va de 50 a 110 Wh/kg [56], lo que se considera bajo con respecto a otras tecnologías como la LFP o la NMC, y una densidad gravimétrica de potencia de hasta 10 kW/kg, siendo la más alta de las tecnologías analizadas [57]. Adicionalmente, las baterías LTO presentan una vida útil que oscila entre los 3000 y los 10000 ciclos [43], una tasa de descarga de hasta 10 C, y una tasa de carga de hasta 5 C [53]. Por su parte, el costo de estas baterías ronda los \$950 USD/kWh [58], lo que la convierte en la tecnología más costosa de las analizadas. Entre sus ventajas se encuentra un desempeño correcto a partir de una temperatura de  $-30^{\circ}\text{C}$  hasta los  $270^{\circ}$  que soportan las baterías de tipo LFP, lo que permite tasas de carga y descarga más altas que la mayoría de tecnologías existentes. La composición del ánodo y el cátodo de las baterías LTO y las demás tecnologías descritas puede observarse en la Tabla 3.1, y una representación simplificada de estas baterías se presenta en la Figura 3.1.

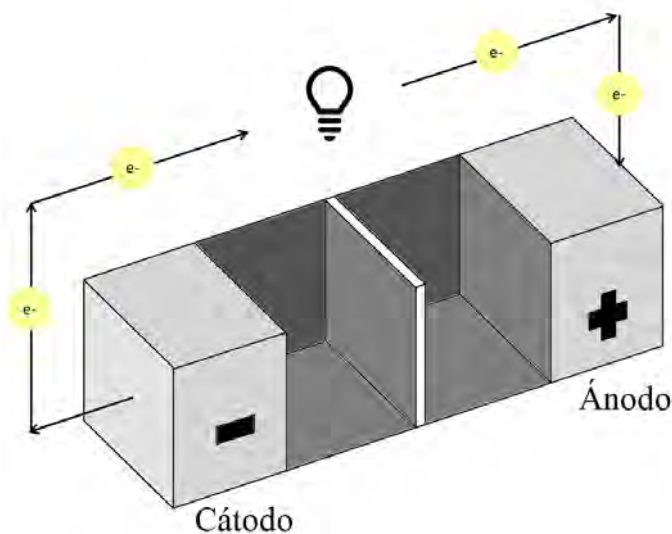


Figura 3.1: Esquema fundamental de una batería.

Tabla 3.1: Composición química de ánodo y cátodo de las tecnologías LFP, NMC y LTO.

Tecnología	Ánodo	Cátodo
LFP	Coque de petróleo (grafito)	$LiFePO_4$
NMC	Coque de petróleo (grafito)	$LiNiMnCoO_2$
LTO	$Li_4Ti_5O_{12}$	$LiNiMnCoO_2$

### 3.1.2 Estimación de la degradación

El modelado de la vida útil restante de un SAEB es un desafío técnico complejo, ya que este valor es afectado por variables muy diversas, como la temperatura, el Estado de Carga (EdC), la Profundidad de Descarga (PDD), las corrientes de carga y descarga, etcétera. Sin embargo, con el crecimiento del mercado de los vehículos eléctricos, se estableció que la vida útil de una batería ha terminado cuando esta cuenta con el 80% de su capacidad nominal inicial [59], criterio que aún se conserva.

Anteriormente, la estimación de la degradación de una batería se calculaba extrapolando datos previamente medidos en ensayos de laboratorio como la medición de la degradación por ciclo o las pruebas de ciclo acelerado propuestas por la NASA. Con base en estos datos iniciales, que incluyen valores de temperatura, EdC, y demás variables importantes, se hacía el cálculo de la vida útil restante de cualquier SAEB principalmente en función de la temperatura interna de las celdas [60]. Sin embargo, este tipo de modelos no contemplan muchos de los escenarios que se presentan en el uso real de un SAEB, y esto ha quedado demostrado en diversas investigaciones, en las cuales se concluye que los modelos para la estimación de la degradación basados en ensayos de laboratorio presentan un margen de error que tiende a sobrestimar la vida útil del SAEB [61, 62]. Es por ello que es necesario fijarse en las nuevas formas de estimar la degradación de los SAEB con el fin de llegar a estimaciones más cercanas a la realidad como es el caso de los métodos empíricos por ajuste de curva, o las técnicas de inteligencia artificial, como se describe en la Sección 2.2.

#### 3.1.2.1 Algoritmo Rainflow Counting (ARC)

El Algoritmo Rainflow Counting (ARC) de cuatro puntos fue propuesto en 1994 como un método para estimar la fatiga mecánica producto del esfuerzo sobre piezas metálicas [63]. El objetivo de este algoritmo es simplificar cualquier curva que describa el comportamiento de una variable en el tiempo eliminando las denominadas variaciones intermedias [64], tal y como se describe en la Sección 4.3.2. Sin embargo, pese a que fue concebido inicialmente para el análisis de fatiga de materiales, ha sido aplicado con éxito para realizar el conteo de los ciclos restantes de vida útil de un SAEBs [65, 39], tomando como entrada la curva correspondiente al EdC durante una determinada ventana de tiempo. Este algoritmo permite hallar una curva de EdC simplificada con el fin de calcular valores constantes para las corrientes de carga y descarga. Esto, a su vez, reduce los cálculos necesarios para

estimar cuántos ciclos de vida útil restante tiene un SAEB, siempre y cuando se mantenga el patrón de EdC introducido.

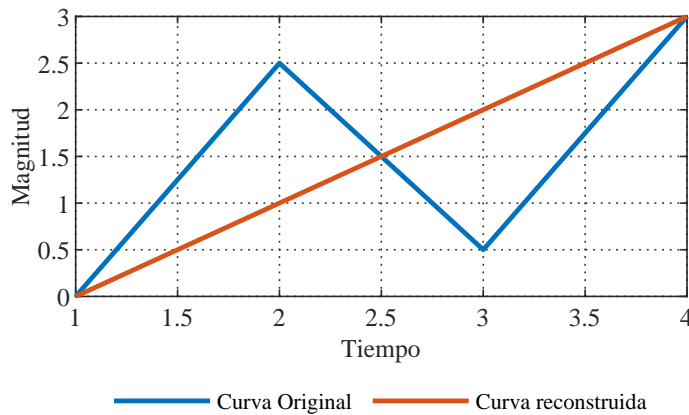


Figura 3.2: Ejemplo de reconstrucción con ARC.

Un ejemplo de reconstrucción de una curva de EdC empleando ARC se presenta en la Figura 3.2. Como se puede observar en esta figura, la curva original está conformada por la unión de cuatro puntos. El ARC se encarga de comparar la magnitud en el eje Y de un conjunto de cuatro cambios en la pendiente de una curva y, si se cumplen las condiciones descritas a continuación, se debe interpolar entre los puntos inicial y final, tal y como se aprecia en la curva reconstruida.

- En primer lugar, se utiliza como entrada una serie temporal correspondiente a la evolución del EdC, tomada con marcas de tiempo equidistantes o no equidistantes. Esta entrada se normaliza en el eje temporal, es decir, los puntos se hacen equidistantes, y se aumenta su frecuencia mediante un proceso de interpolación para tener una mayor sensibilidad en la detección de cambios de pendiente.
- Una vez hecho esto, se detectan todos los puntos de inflexión existentes en la serie temporal y se aplica el método Rainflow Counting (RC) de cuatro puntos. Este consiste en tomar cuatro puntos consecutivos de cambio de pendiente en la serie temporal, es decir,  $P_1$ ,  $P_2$ ,  $P_3$ ,  $P_4$ .
- Si la diferencia de amplitud de los dos puntos intermedios  $|P_2 - P_3|$  es menor que la diferencia de amplitud de los dos puntos extremos  $|P_1 - P_4|$ , significa que los cambios de pendiente intermedios no son significativos, por lo que se elimina la información existente entre  $P_1$  y  $P_4$  interpolando los datos entre ellos.
- En el caso contrario, si la diferencia entre los puntos intermedios  $|P_2 - P_3|$  es mayor que la diferencia entre los puntos exteriores  $|P_1 - P_4|$ , ese segmento de curva se mantiene porque los cambios intermedios sí son significativos.
- El resultado es una reconstrucción de la curva de EdC suministrada que sólo considera las mayores variaciones de EdC en el sistema de almacenamiento para simplificar los cálculos necesarios al momento de estimar el factor de degradación [39].

### 3.1.3 Modelado de baterías en estado estable

El modelo de batería utilizado para el desarrollo de esta investigación no tiene en cuenta fenómenos transitorios, por lo tanto, la batería es vista por el equivalente de red como un generador en los momentos en los que se está descargando, y como una carga en los momentos en los que se está cargando. De igual manera, se considera como un elemento desconectado de la red en los momentos en los que no se carga ni se descarga, como se observa de forma general en (3.1) - (3.2), las cuales describen el cálculo del EdC en cada paso de tiempo en función de la entrega o consumo de potencia en el paso de tiempo anterior, [66], con las variables, parámetros e índices descritos en la sección de nomenclatura al inicio del documento. Esta forma de modelar un SAEB es además útil para la simulación en estado estable de fuentes de generación intermitentes. Lo anterior corresponde a la formulación lineal de potencia por nodo presentada en [66] y que fue validada en [22]. Allí, se describe el comportamiento de un SAEB en estado estacionario y las restricciones que necesita el modelo para tener sentido físico. En este caso, la formulación completa del modelo propuesto puede encontrarse en la Sección 4.1, donde además se muestran las modificaciones en las restricciones que se realizaron con respecto a lo publicado en [66, 22].

$$x_{k+1}^{SoC} = x_k^{SoC} + \Delta x_{k+1}^{SoC} \quad (3.1)$$

$$\Delta x_{k+1}^{SoC} = \frac{\Delta t(\eta_L u_k^L - \eta_G^{-1} u_k^G)}{Cap} \quad (3.2)$$

Además de las ecuaciones anteriores, se debe tener en cuenta las restricciones presentadas en (3.3) - (3.7), en las cuales se describen los límites de entrega de potencia de la batería en carga y descarga y la restricción de complementariedad que impide que la batería se cargue y descargue simultáneamente.

$$u_k^{bat,d} \geq 0 \quad (3.3)$$

$$u_k^{bat,d} \leq u^{bat,max} \quad (3.4)$$

$$u_k^{bat,c} \leq 0 \quad (3.5)$$

$$u_k^{bat,c} \geq -u^{bat,max} \quad (3.6)$$

$$u_k^{bat,c} * u_k^{bat,d} = 0 \quad (3.7)$$

### 3.1.4 Sistema comunitario de almacenamiento de energía

Los Sistemas Comunitarios de Almacenamiento de Energía (SCAEs) son uno de los avances tecnológicos más recientes en las redes eléctricas inteligentes ya que brindan a las redes de distribución ventajas con respecto a la estabilidad, fiabilidad, calidad y control de la energía suministrada. A su vez, el modelo de negocio que plantean pretende beneficiar tanto al usuario final como a las empresas, ya que se ubica más cerca de la demanda

que de las subestaciones [67]. Entre sus usos documentados más comunes se encuentra el suavizado de la entrada y salida de recursos energéticos distribuidos intermitentes en la red, el control de pérdidas, congestión, tensión y frecuencia [68].

Un SCAE está conformado por múltiples SAEB pequeños normalmente conectados a redes de baja o media tensión que son controladas en simultáneo por el operador de red desde un punto remoto común. Tradicionalmente, se encuentra que los SCAE son instalados en redes de distribución subterráneas dejando el SCAE bajo tierra o al nivel del suelo, debido al peso y volumen que tienen este tipo de sistemas [17]. A continuación se presenta un esquema de SCAE subterráneo típico.

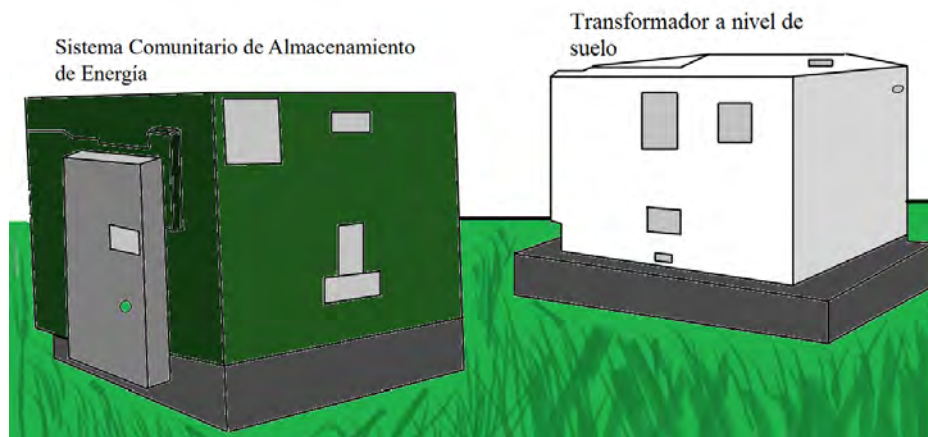


Figura 3.3: Esquema básico de SCAE subterráneo con transformador a nivel del suelo.

#### 3.1.4.1 Diseño de sistemas comunitarios de almacenamiento de energía para redes aéreas

Las principales restricciones físicas asociadas a la utilización de este tipo de sistemas en redes de distribución aéreas vienen dadas por el peso del transformador, que oscila entre los 200 kg y los 350 kg para una capacidad de 25 kVA. A su vez, las líneas de distribución tienen un peso promedio de 135 kg/km de línea, de igual manera, un poste de hormigón armado para sistemas de distribución de 9 m estándar presenta dos configuraciones, con resistencias de 510 kgf y 750 kgf hasta el punto de ruptura, respectivamente [69]. Lo anterior deja un margen de 175 kg para el poste de menor capacidad con el transformador más liviano y un margen de 265 kg para el poste de mayor capacidad con el transformador más pesado.

Por otra parte, el conjunto de baterías con tecnología LFP e inversor tiene un peso aproximado de 125 kg por cada 10 kWh. Teniendo en cuenta que el peso estandarizado de un trabajador de alturas es de 80 kg, el margen hasta el punto de ruptura para el poste de 9 m de 510 kgf de resistencia es de -30 kg, es decir, no es suficiente para una batería de 10 kWh con transformador de 25 kVA. Por otra parte, el poste de 750 kgf tiene un margen de seguridad de 60 kg incluyendo la batería y el trabajador de altura. En la Tabla 3.2 se presenta un resumen de la información anterior y el análisis para otras alternativas.

Cómo se puede observar en la Tabla 3.2, la mejor alternativa encontrada es el Diseño 4, que permite una batería de 20 kWh para el transformador de distribución de 25 kVA más liviano.



Tabla 3.2: Análisis de peso para SCAEs en redes de distribución aérea sobre poste estándar de 9m

Diseño	Resistencia de poste de 9m [kgf]	Peso de transf. de distribución 25kVA [kg]	Peso de inversor y batería de 10 kWh [kg]	Margen de seguridad para trabajador en altura [kg]	Peso de 1 km de línea de distribución [kg]	Sobrante [kg]
1	510	200	125	80	135	-30
2	750	350	125	80	135	60
3	750	200	125	80	135	210
Diseño	Resistencia de poste de 9m [kgf]	Peso de transf. de distribución 25kVA [kg]	Peso de inversor y batería de 20 kWh [kg]	Margen de seguridad para trabajador en altura [kg]	Peso de 1 km de línea de distribución [kg]	Sobrante [kg]
4	750	200	250	80	135	85

Sin embargo, existen dos formas de solucionar el inconveniente que trae el peso del transformador de distribución. La primera de ellas es el uso de inversores de media tensión sin transformador. Este tipo de soluciones reduce considerablemente el peso del conjunto (en unos 100 kg), permitiendo un mayor margen para añadir más almacenamiento, o el uso del poste de menor resistencia. Sin embargo, los inversores de media tensión sin transformador se encuentran en fases tempranas de desarrollo y prototipado, lo que impide su uso en el contexto actual [70, 71].

La segunda solución reportada en la literatura se trata de un conjunto de batería e inversor que se instala físicamente a nivel del suelo cerca del transformador de distribución existente en la zona de acción del SCAE [16, 17]. Esta solución, si bien resuelve el inconveniente del peso del transformador, no tiene en cuenta de forma directa la posible saturación del transformador en los momentos en los que la batería se carga. En la figura 3.4, se observa el montaje conceptual de un SCAE aéreo con transformador de distribución externo.

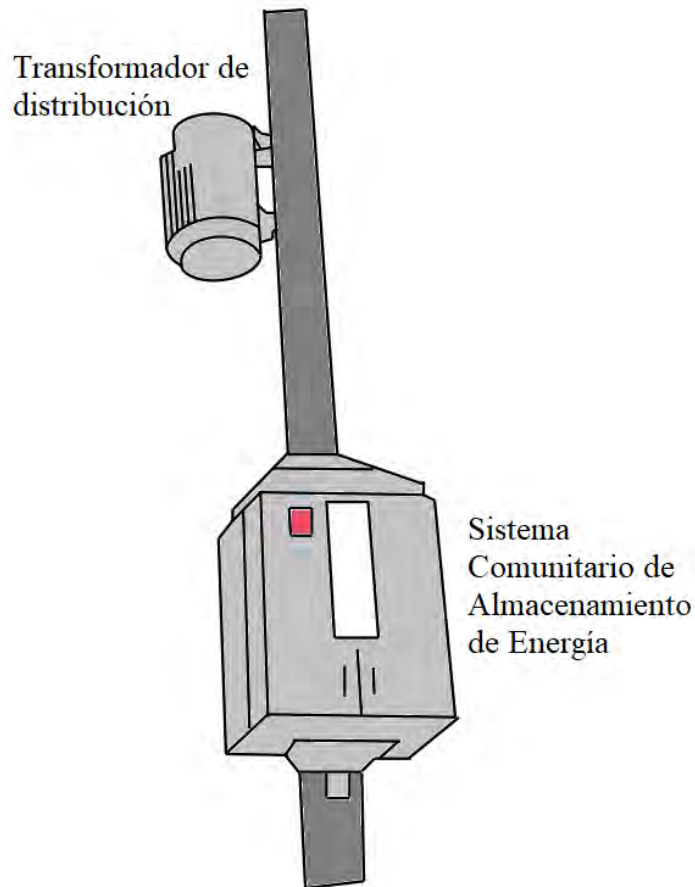


Figura 3.4: Concepto de SCAE para redes de distribución aérea con transformador de distribución de poste

Si bien en [17], se menciona que diferentes SCAE pueden operar como un único SAEB de mayor capacidad controlado desde un punto común, el concepto de Sistema Comunitario de Almacenamiento de Energía Agregado (SCAEA) va un paso más allá, pues brinda la posibilidad de agrupar una serie de SCAE a través de un agregador que hace las veces de intermediario entre el operador de red y el usuario final, de forma tal que, desde el punto de vista de un nivel de tensión mayor, todos los SCAE agrupados son vistos como un único SAEB con la capacidad de prestar servicios auxiliares a la red de mayor nivel de tensión.

## 3.2 SERVICIOS AUXILIARES EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

### 3.2.1 Recorte de picos de consumo

El comportamiento de los sistemas eléctricos de potencia cambia a lo largo del día para adaptarse a las variaciones en la demanda. Sin embargo, es deseable que estas variaciones sean bajas para tener un sistema más estable [72]. Es por ello que el problema de la reducción de la potencia máxima y el llenado de los valles en el consumo ha sido investigado a profundidad en la literatura [73, 74, 22, 25], sobre todo en aras de no afectar al usuario final

con la aplicación de estas estrategias. Esto se consigue empleando SAEBs que se carguen en los momentos en los que la demanda se encuentre por debajo de un límite inferior establecido, y se descargue cuando esta supere un determinado límite superior, como se propone en [75] y se describe en la Figura 3.5. De acuerdo con la investigación realizada por Uddin et al., el principal beneficio que observan los usuarios finales es una reducción en el costo de su consumo de electricidad mensual debido al desplazamiento de las cargas de las horas pico a las horas valle, donde los precios de la energía son más bajos. Esto es también beneficioso para las compañías de distribución, que pueden comprar la energía a precios más bajos en las horas valle para luego venderla a los consumidores en las horas pico a un precio reducido [76].

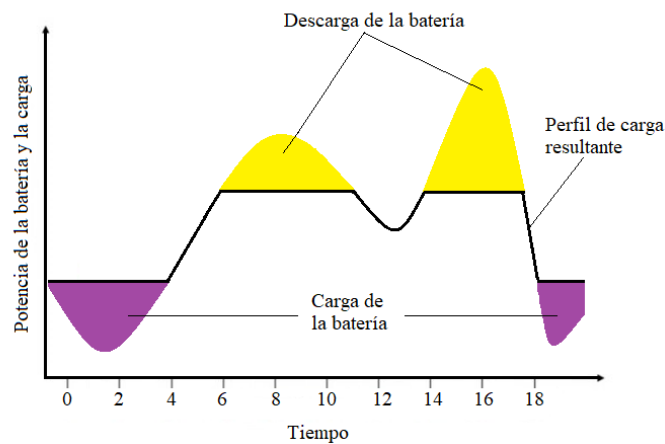


Figura 3.5: Respuesta esperada del algoritmo de recorte de picos de consumo en el tiempo.

### 3.2.2 Reducción de congestión

El control de congestión tiene como fin minimizar el flujo de potencia que viaja por las líneas para que exista un mayor margen de maniobra al momento de expandir un sistema de potencia sin necesidad de invertir en el cambio del tendido eléctrico e incrementando la confiabilidad de la red [77]. A su vez, los estudios de congestión de líneas son importantes al momento de planificar la instalación de recursos energéticos distribuidos como los SCAEs, ya que una mala ubicación puede acabar incrementando la congestión, las pérdidas y en algunos casos, empeorando la regulación de tensión [78, 35]. El efecto de reducción de la congestión que se logra con un SAEB está ligado principalmente a su ubicación, puesto que se busca inyectar potencia al sistema en un sentido opuesto al original, lo que se traduce en una reducción de la corriente que pasa por las líneas en los momentos en los que el SAEB se descarga [79]. En la Figura 3.6, se observa la disminución de las corrientes por las líneas y por ende, de las pérdidas de un sistema tras la inserción de un SCAE.

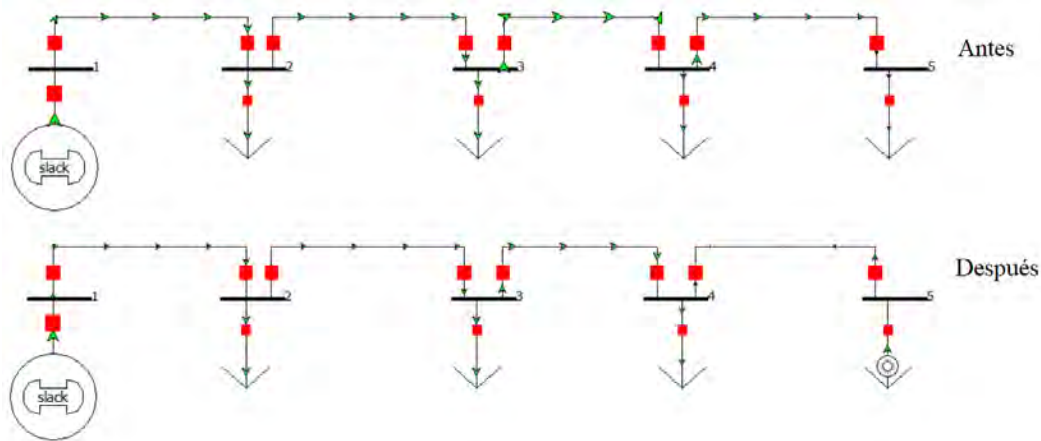


Figura 3.6: Respuesta esperada para algoritmos de control de pérdidas y control de congestión.

### 3.2.3 Reducción de corrientes y pérdidas en las líneas

El problema de las pérdidas en las líneas y los mecanismos para reducirlas ha venido estudiándose desde hace más de tres décadas en la literatura técnica [80]. Se trata de buscar estrategias de control que, a través de diversos mecanismos como cambios en la topología de la red, cambios en el despacho de los recursos energéticos disponibles e instalación de nuevos recursos energéticos en diferentes puntos de la red, ayuden a reducir la corriente que pasa por las líneas de todo el sistema, atendiendo plenamente la demanda y reduciendo las pérdidas técnicas que se producen debido a la resistencia interna del tendido [81, 82]. Debido a que las pérdidas en las líneas están asociadas a la corriente por la relación de  $P = I^2R$ , una reducción en la corriente a través de las líneas implica una reducción en las pérdidas, por ello, la correcta ubicación de un SAEB que inyecte potencia en sentido contrario al del sistema sin SAEB, será visto como una reducción en la corriente que fluye por las líneas y, en consecuencia, una reducción de las pérdidas [79, 82]. En la Figura 3.6, se observa la disminución de las corrientes por las líneas de un sistema de distribución sencillo tras la entrada de un SCAE.

### 3.2.4 Control de tensión

En las microrredes y las redes de Baja Tensión (BT), el control de tensión es muy importante, ya que es una variable que debe mantenerse dentro de un cierto margen establecido en estándares internacionales que permita el correcto funcionamiento de la red y de una buena calidad de la energía al usuario final como la norma ANSI C84.1-2011, en la cual se establece una tensión de servicio de rango A entre 0.95 y 1.05 para sistemas de baja tensión [83]. En Colombia, el marco regulatorio que sigue la empresa de distribución Air-e es el establecido en la resolución CREG 070 de 1998 [84], que a su vez, se basa en la norma NTC 1340, en la cual se establece para baja tensión un rango de 0.9 p.u. a 1.05 p.u. [85]. El principal mecanismo para mejorar la tensión dentro de una red es la utilización de elementos de generación en el o los nodos problemáticos y la inyección de potencia reacti-

va, normalmente esto se logra con reguladores de taps, reguladores de tensión o bancos de capacitores [86]. Sin embargo, se ha reportado que cuando se logra invertir el flujo de corriente en las líneas que llegan a los nodos con peor regulación de tensión, se obtienen los mejores resultados posibles en términos de tensión sin inyección de potencia reactiva [87]. En el caso del control de tensión a través de SAEBs, si se cuenta con suficiente capacidad de almacenamiento y potencia pico, es posible solucionar un evento de tensión sin inyectar o absorber potencia reactiva, de no ser posible, se puede entregar o absorber potencia reactiva a través del capacitor interno del inversor del SAEB, lo que permite resolver o mejorar las sobretensiones y subtensiones que se presenten [27]. Un ejemplo de perfil de tensiones para un sistema de distribución de 12 nodos se observa en la Figura 3.7.

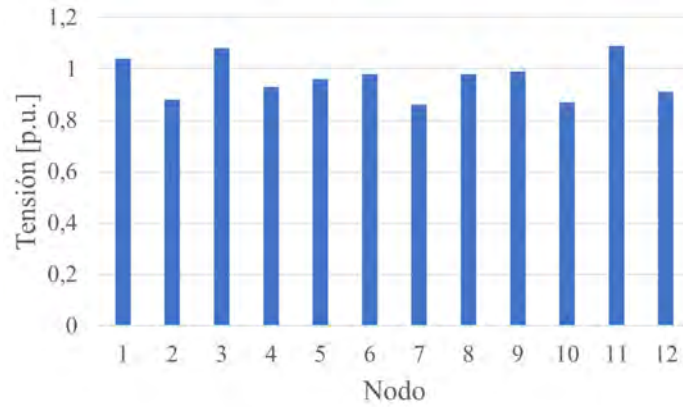


Figura 3.7: Perfil de tensiones para sistema de distribución de 12 nodos.

### 3.3 FLUJO ÓPTIMO DE POTENCIA

El FOP fue propuesto por Carpentier en el año 1962, y es considerado una de las contribuciones más importantes en el campo de los sistemas eléctricos de potencia [88]. El problema del FOP originalmente buscaba minimizar la suma del costo final del combustible de una serie de generadores teniendo en cuenta las restricciones técnicas de operación [89]; sin embargo, ha sido aplicado para lograr minimizar otras variables en el sistema, como las corrientes o las pérdidas en las líneas. Este problema de optimización puede ser resuelto por diversos métodos. En el caso particular de este estudio, OpenDSS resuelve las restricciones de flujo del FOP, i.e. (3.9) - (3.10), a través del método de punto fijo [90], resolviendo estas ecuaciones en cada paso de tiempo, siguiendo una función objetivo que disminuya el costo asociado a cada generador del sistema. En el caso de un problema de reducción de pérdidas, la función objetivo se observa en (3.8) [91], y las restricciones de flujo en (3.9) - (3.10).

$$\min P_{Losses} = \sum_{i,j=1}^n -G_{ij}(V_{i,f}^2 + V_{j,f}^2 - 2V_{i,f}V_{j,f} \cos \theta_{i,j}) \forall i, j \in \{1, \dots, n\}, \forall f \in \{1, 2, 3\} \quad (3.8)$$

$$P_{i,f} = V_{i,f} \sum_{j=1}^n V_{j,f} (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \forall i, j \in \{1, \dots, n\}, \forall f \in \{1, 2, 3\} \quad (3.9)$$

$$Q_{i,f} = V_{i,f} \sum_{j=1}^n V_{j,f} (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \forall i, j \in \{1, \dots, n\}, \forall f \in \{1, 2, 3\} \quad (3.10)$$

### 3.4 CONTROL PREDICTIVO BASADO EN MODELOS

Los modelos de control predictivo abarcan un grupo de métodos de optimización que buscan resolver un problema de control óptimo de lazo abierto [92]. Dentro de estos modelos de control se encuentra el CPM, el cual es un algoritmo enfocado en el control multivariable que requiere como entrada una determinada ventana de tiempo y una serie de datos del pronóstico de la salida deseada y, en función de estos datos, calcula las entradas de control óptimas para el proceso [93]. Por lo tanto, un CPM puede ser utilizado para la optimización de procesos en tiempo real con horizonte finito, ya que la ventana de tiempo y los datos de pronóstico van desplazándose, generando una nueva iteración para el modelo [94]. El algoritmo general de funcionamiento de un CPM se presenta en la Figura 3.8, donde se tiene que el controlador consta de un optimizador cuya entrada está dada por una función objetivo, una serie de restricciones y las salidas del sistema a optimizar. De forma gráfica, el funcionamiento de un CPM se describe en la Figura 3.9, en donde se observan dos intervalos de tiempo denominados horizonte de control y horizonte de predicción. El primero corresponde a las entradas de control que el modelo estima que debe realizar durante una cantidad  $H_c$  de pasos de tiempo hacia el futuro, mientras que el segundo corresponde a la cantidad de datos de pronóstico  $H_p$  que son tenidos en cuenta para predecir las entradas de control. Todo lo anterior depende de una serie de datos de pronóstico que son tomados como entrada del CPM.

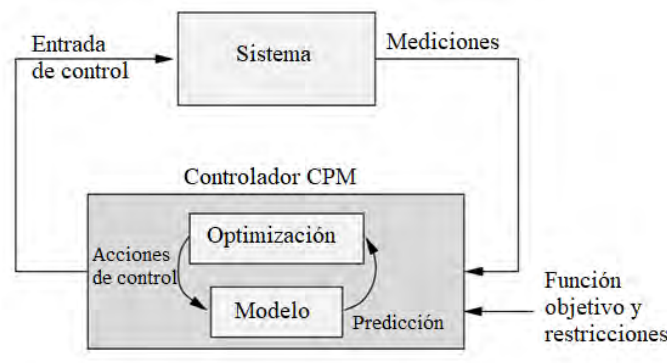


Figura 3.8: Funcionamiento general de un CPM.

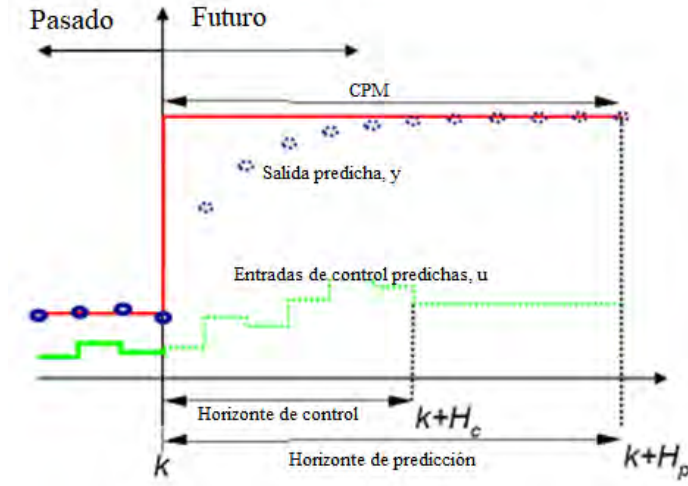


Figura 3.9: Respuesta de un CPM en el tiempo

En el caso particular del despacho de sistemas de almacenamiento, la técnica de CPM puede emplearse para minimizar una función de costo cuadrática de la forma mostrada en (3.11) - (3.12), como se propone en [66, 22].

$$\min \sum_{k=0}^{N-1} J(k) \quad (3.11)$$

$$J(k) = x_{DoD}(k)^T Q_{DoD} x_{DoD}(k) + u(k)^T Q_u u(k) + (x_{SoC}(k) - x_{SoC,ref})^2 Q_{SoC} \quad (3.12)$$

$$\forall k \in \{1, \dots, N-1\}$$

De acuerdo con [95], entre las ventajas del CPM se encuentra una amplia capacidad para resolver problemas con muchas restricciones en plantas fuertemente acopladas y multivariables. Sin embargo, para problemas de optimización fuertemente no lineales, o con exigencias de rendimiento o de velocidad de cálculo, un CPM convencional podría no ser la mejor solución [96].

### 3.5 PROGRAMACIÓN CUADRÁTICA ENTERA MIXTA

Un problema de programación cuadrática entera mixta tiene como fin optimizar una función cuadrática sobre puntos de un conjunto poliédrico que posee componentes enteras y continuas. De forma general este problema se puede definir como se observa en (3.13) - (3.14) [97].

$$\min x^T H x + c^T x \quad (3.13)$$

s.a.

$$Ax \leq b$$

$$x \in \mathbb{Z}^p \times \mathbb{R}^{n-p} \quad (3.14)$$

Dónde  $H$  es una matriz cuadrada  $n \times n$ ,  $c$  es un vector de  $n$  componentes,  $A$  es una matriz de tamaño  $m \times n$  y  $b$  es un vector de  $m$  componentes.

Este tipo de problemas pueden ser resueltos a través del método Simplex o el método de barrera.

### 3.5.1 Método Simplex

El método Simplex tiene como objetivo moverse por los vértices del poliedro formado por las restricciones asociadas al problema de optimización planteado, ya sea minimizando o maximizando la función objetivo, como se observa gráficamente en la Figura 3.10. En general, los algoritmos de tipo Simplex buscan encontrar la solución del problema de optimización hasta que se detecte que el problema es inviable, ilimitado, u óptimo. Así, cada problema de optimización lineal o cuadrático puede ser resuelto de dos formas distintas: dando solución a su problema primal, o a su problema dual. El algoritmo Simplex dual plantea condiciones factibles para el problema dual hasta llegar a la viabilidad del problema primal, mientras que el método Simplex primal parte de la viabilidad del problema primal hasta establecer la viabilidad del problema dual [98]. Sin embargo, en el caso en el que se tengan más variables que restricciones, solucionadores como CPLEX toman como método de solución el algoritmo Simplex primal [99].

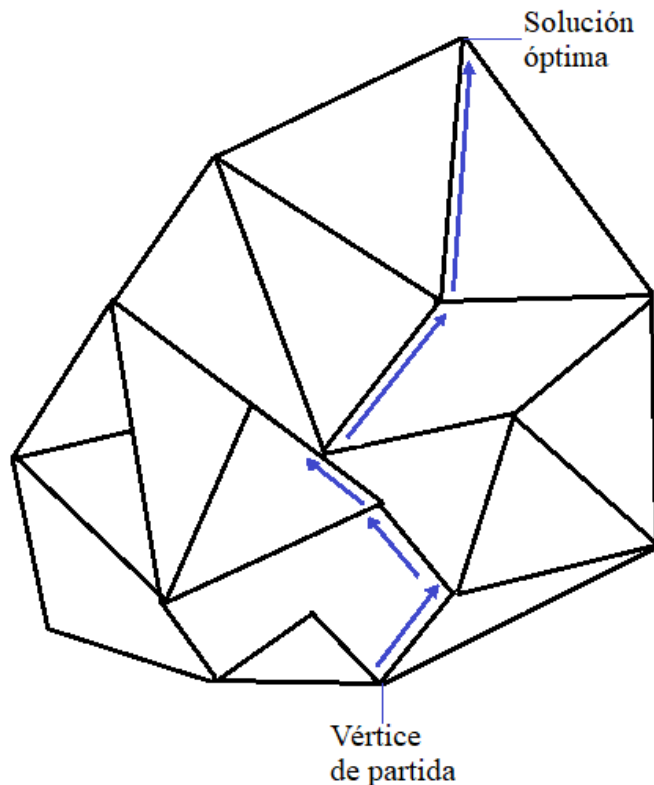


Figura 3.10: Gráfico de solución de método Simplex para un sistema de desigualdades lineales [100].



### 3.5.2 Método de barrera

El método de optimización de barrera es utilizado normalmente cuando el problema a resolver es lo suficientemente grande (alrededor de cien mil filas o columnas), pues, para este tamaño de problema de optimización, suele ser la alternativa más rápida en términos computacionales [99]. El principio de funcionamiento detrás de este algoritmo busca disuadir una serie de puntos de la región factible, con el fin de aislarla, tomando del problema primal y dual sólo las soluciones positivas, lo que crea una barrera en cero, esto da nombre al algoritmo [101]. Matemáticamente se describe en (3.15)-(3.21).

El problema primal a resolver tiene la forma descrita en (3.15)-(3.18).

$$\min c^T x \quad (3.15)$$

s.a.

$$Ax = b \quad (3.16)$$

$$x + s = u \quad (3.17)$$

$$yx \geq l \quad (3.18)$$

donde  $A$  es una matriz de restricciones,  $u$  y  $l$  son los límites superior e inferior de las variables, respectivamente, y  $x$  y  $s$  son las soluciones del primal del problema.

Para el problema dual, las ecuaciones que lo describen son (3.19) - (3.21).

$$\max b^T y - u^T w + l^T z \quad (3.19)$$

s.a.

$$A^T y - w + z = c \quad (3.20)$$

$$w \geq 0, z \geq 0 \quad (3.21)$$

donde  $y$ ,  $z$  y  $w$  son las soluciones del problema dual.

# 4

## METODOLOGÍA

---

En este capítulo se presenta la metodología seguida, iniciando por la introducción al algoritmo de solución propuesto (Sección 4), el problema de optimización resuelto con Control Predictivo basado en Modelos (CPM) (Sección 4.1), las estrategias de control propuestas y su funcionamiento interno (Sección 4.2), los detalles del algoritmo para la estimación de la degradación empleado (Sección 4.3) y, por último, la implementación del algoritmo, la definición de los casos de estudio y las especificaciones de software y hardware en los cuales se realizaron las pruebas (Sección 4.4).

El algoritmo propuesto, cuyo funcionamiento se representa en la Figura 4.1, se encarga de realizar el despacho del Sistema Comunitario de Almacenamiento de Energía Agregado (SCAEA) para proporcionar simultáneamente el recorte de picos y uno de los otros servicios propuestos como el control de la tensión, la reducción de pérdidas en las líneas y el control de la congestión en un sistema de distribución.

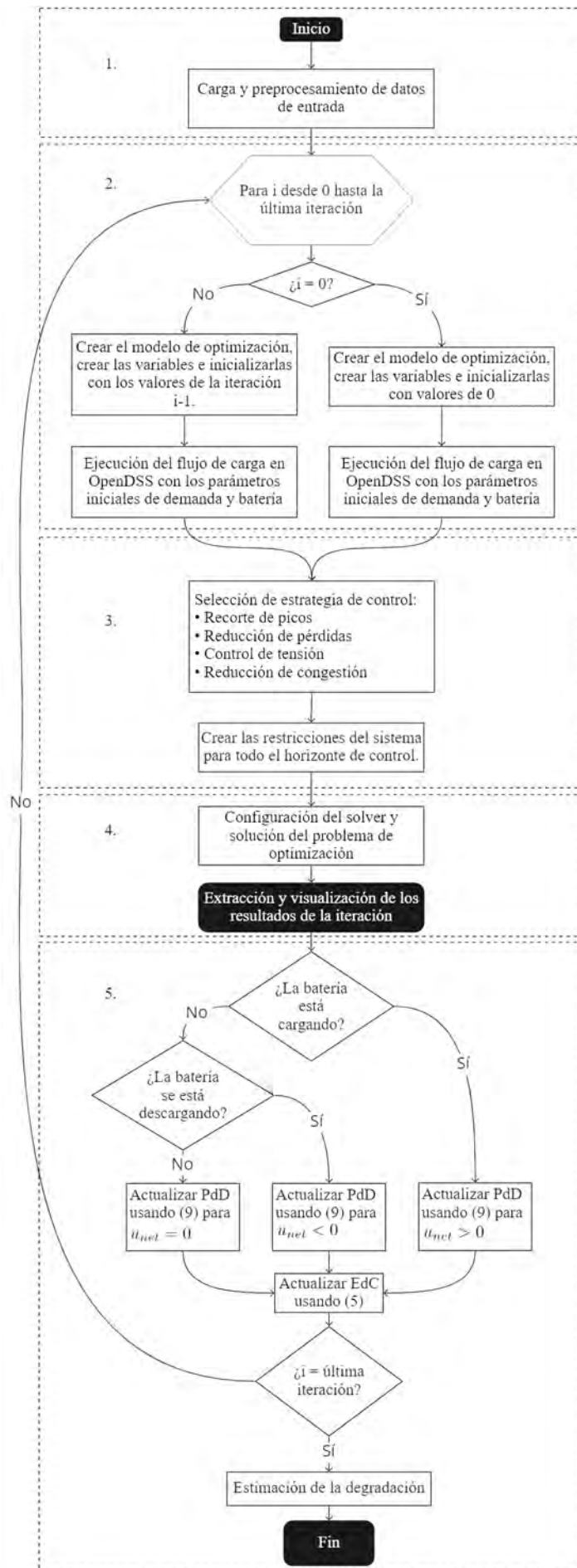


Figura 4.1: Diagrama de flujo de los algoritmos de control aplicados a los SCAEs.

La Figura 4.1 está dividida en 5 recuadros que describen cada etapa de procesamiento del método propuesto. El recuadro 1 corresponde al preprocesamiento de los datos necesarios para el funcionamiento del algoritmo, la carga de los datos de pronóstico, la información del sistema sobre el que se simulará y la creación de archivos externos. En el recuadro 2 se indican las acciones a realizar según el número de la iteración, esto es, si es cero, el algoritmo crea el modelo de optimización para las condiciones iniciales dadas, en caso contrario, emplea el resultado de la iteración anterior como valor inicial para el nuevo paso. El recuadro 3 presenta qué estrategia de control se aplicará entre el recorte de picos, la reducción de pérdidas, el control de la tensión o la reducción de la congestión, como se explica más adelante en la Sección 4.1. El recuadro 4 presenta el problema de optimización que se resuelve mediante CPLEX [102], y cómo se grafican los resultados en forma de predicción del Estado de Carga (EdC) y el correspondiente despacho de potencia. Por último, en el recuadro 5 se describe cómo se actualizan las variables iniciales de la siguiente iteración, y cómo se repite el ciclo a no ser que se acaben los datos de pronóstico de demanda, en cuyo caso, el algoritmo finaliza su ejecución y exporta toda la información de las variables de respuesta que se calcularon en cada iteración.

#### 4.1 ALGORITMO DE DESPACHO DE CONTROL PREDICTIVO BASADO EN MODELOS

El algoritmo de CPM descrito en [22] se caracteriza por tener horizontes de predicción y control de 24 horas y 15 minutos respectivamente, por lo que se requieren datos de predicción de 72 horas con pasos de 15 minutos para un despacho calculado de 48 horas de duración, esto se observa en la Figura 4.6. Así, la función objetivo y las restricciones del CPM propuesto para un SCAEAs, y tomado y modificado de [22], se describen a continuación:

- **Función objetivo:** La función objetivo descrita en (4.1) es una función de costo cuadrática que pretende minimizar la participación de SCAEA en el despacho del sistema, manteniendo el EdC lo más cercano posible a un valor de referencia de 0.45, esto porque según [22], es el punto de mínima degradación inducida a un Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (SAEB) en estado de reposo. Así, la función objetivo consiste en la suma de los costos asociados a la carga y descarga, la Profundidad de Descarga (PdD),  $u^{bat}$  de carga y descarga, y el EdC del SCAEA. Los coeficientes de costo particulares asociados a cada una de estas variables se extraen de [22].

$$\begin{aligned}
 z = \sum_{k=1}^{96} & [(1.6x_k^{DoD,c})^2 + 1.2 * 10^{-7}(x_k^{DoD,d})^2 \\
 & + 1.2 * 10^{-7} (u_k^{bat,c})^2 + 1.6(u_k^{bat,d})^2 \\
 & + 2 * ((x_k^{SoC})^2 - 0.9 * (x_k^{SoC}) + 0.45^2)]
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

- Balance de potencia: La ecuación (4.2) describe las condiciones de equilibrio de potencia entre generación y demanda para cada paso de tiempo, en este caso 96 pasos, que se corresponde a un horizonte de control de 24 horas de despacho cada 15 minutos. Obsérvese en (4.3)-(4.4) que, dependiendo de la fase de carga o descarga de la batería, la potencia correspondiente se verá en la ecuación como carga o como potencia generada.

$$\sum u_k^G - \sum u_k^L = 0 \quad \forall k \in \{1, \dots, 96\} \quad (4.2)$$

$$u_k^G = u_k^{bat,d} + u_k^{grid} \quad \forall k \in \{1, \dots, 96\} \quad (4.3)$$

$$u_k^L = Load_k + u_k^{bat,c} \quad \forall k \in \{1, \dots, 96\} \quad (4.4)$$

- Restricciones de la batería: Estas restricciones se dividen en dos: restricciones del EdC y restricciones de la PdD. Las primeras van desde (4.5) hasta (4.7), y describen el cálculo del EdC y sus límites, y las segundas van de (4.8) a (4.9) y definen la PdD correspondiente en función de la carga o descarga del SCAEA.

$$x_{k+1}^{SoC} = x_k^{SoC} + \Delta x_{k+1}^{SoC} \quad \forall k = \{1, \dots, 95\} \quad (4.5)$$

$$\Delta x_{k+1}^{SoC} = \frac{\Delta t (\eta_L u_k^L - \eta_G^{-1} u_k^G)}{Cap} \quad \forall k = \{1, \dots, 95\} \quad (4.6)$$

Los límites inferior y superior del EdC, representados en (4.7), se definen como 0.2 y 0.85 según [103] y [104], ya que son valores típicos considerados en aplicaciones prácticas que garantizan un funcionamiento seguro de la batería.

$$0.2 \leq x_k^{SoC} \leq 0.85 \quad \forall k = \{1, \dots, 96\} \quad (4.7)$$

La PdD se estima en (4.8) y (4.9) como una función lineal a tramos que depende del EdC y la PdD, según el caso seleccionado en el recuadro 5 de la Figura 4.1. En estas ecuaciones, los parámetros  $A_c, A_d, a_c, a_d$ , y  $a_i$  son matrices de peso que sirven para estimar el siguiente valor de la PdD 4.10 - 4.11.

$$x_k^{DoD} = \begin{pmatrix} x_k^{DoD,c} \\ x_k^{DoD,d} \end{pmatrix} \quad \forall k \in \{1, \dots, 96\} \quad (4.8)$$

$$x_{k+1}^{DoD} = \begin{cases} A_c x_k^{DoD} + a_c \Delta x^{SoC}, & \forall u_{net} > 0 \\ A_d x_k^{DoD} - a_d \Delta x^{SoC}, & \forall u_{net} < 0 \\ a_i, & \forall u_{net} = 0 \end{cases} \quad (4.9)$$

$$\forall k = \{1, \dots, 95\}$$

$$A_c = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, A_d = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

$$a_c = \begin{pmatrix} 1 \\ 0 \end{pmatrix}, a_d = \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \end{pmatrix}, a_i = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (4.11)$$

Además, (4.12)-(4.15) representan los límites máximos de potencia de carga y descarga del SCAEA, y (4.16) indica la restricción de complementariedad que impide que el SCAEA se cargue y descargue simultáneamente.

$$u_k^{bat,d} \geq 0 \quad \forall k = \{1, \dots, 96\} \quad (4.12)$$

$$u_k^{bat,d} \leq u^{bat,max} \quad \forall k = \{1, \dots, 96\} \quad (4.13)$$

$$u_k^{bat,c} \leq 0 \quad \forall k = \{1, \dots, 96\} \quad (4.14)$$

$$u_k^{bat,c} \geq -u^{bat,max} \quad \forall k = \{1, \dots, 96\} \quad (4.15)$$

$$u_k^{bat,c} * u_k^{bat,d} = 0 \quad \forall k = \{1, \dots, 96\} \quad (4.16)$$

- Restricciones de la red: Por último, las restricciones presentadas en (4.17)-(4.19) describen el comportamiento del equivalente de red externo, incluyendo el cálculo de la energía neta y los límites de energía para la generación y las cargas.

$$u_k^{net} = u_k^{grid} - u_k^L \quad \forall k = \{1, \dots, 96\} \quad (4.17)$$

$$0 \leq u_k^{G,grid} \leq u^{grid,max} \quad \forall k = \{1, \dots, 96\} \quad (4.18)$$

$$0 \leq u_k^{L,bat} \leq u^{grid,max} \quad \forall k = \{1, \dots, 96\} \quad (4.19)$$

## 4.2 ESTRATEGIAS DE CONTROL APLICADAS A SCAEAS

### 4.2.1 Estrategia de control de recorte de picos

La estrategia de control del recorte de picos es una variación del problema de optimización general explicado en la sección 4.1. En este caso, la principal modificación consiste en añadir restricciones que imponen un límite de participación a la red tanto para la carga como para la descarga. Así, si la carga supera el límite de participación de la descarga  $L_{grid,d}$ , la energía faltante será suministrada por el SCAEA, mientras que si la demanda es inferior al límite de participación de la carga  $L_{grid,c}$  y el SCAEA puede o requiere almacenar energía, entonces se cargará. Tanto las restricciones de carga como las de descarga se definen en (4.20) y (4.21).

$$u^{grid,max} = L_{grid,c} \quad (4.20)$$

$$u^{grid,max} = L_{grid,d} \quad (4.21)$$

#### 4.2.2 Estrategia de control de pérdidas en las líneas

La estrategia de control de pérdidas en las líneas, representada en la Fig. 4.2, modifica las restricciones de participación en la red (4.20) y (4.21) a través de un parámetro que describe la diferencia entre las pérdidas en las líneas en el caso base sin el SCAEA y las pérdidas con el SCAEA instalado, según (4.22). Esta información se extrae directamente del flujo de potencia calculado en cada iteración. Cuando las pérdidas se mantienen o aumentan respecto al caso sin el SCAEA, el algoritmo repite la iteración que genera el error, disminuyendo gradualmente los límites de participación en la red para forzar una mayor entrega de potencia del SCAEA en el despacho hasta llegar al punto en que las pérdidas disminuyen, o hasta que el sistema de almacenamiento no puede entregar más potencia. En este punto, el algoritmo avanza a la siguiente iteración presentándose una reducción en el error hasta donde es posible.

$$Loss_{Error} = 100\% * \frac{Loss_{Base} - Loss_{Present}}{Loss_{Base}} \quad (4.22)$$

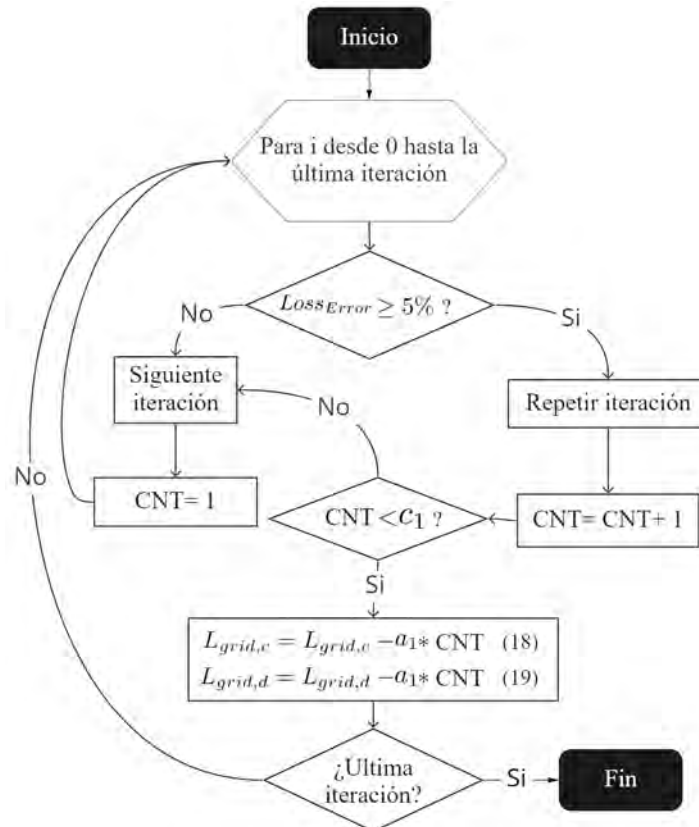


Figura 4.2: Diagrama de flujo del funcionamiento de la estrategia de control de pérdidas.

## 4.2.3 Estrategia de control de congestión en las líneas

La estrategia de control de congestión, mostrada en la Fig. 4.3, funciona de forma similar a la estrategia de control de pérdidas, pero en lugar de centrarse en las pérdidas totales del sistema, analiza las corrientes que circulan por las líneas, tratando siempre de reducir la mayor corriente detectada en cualquier línea del sistema, siempre que sea superior al valor calculado en el caso base. Así, el parámetro de error que modifica (4.20) y (4.21), calculado en (4.23), es la corriente máxima que circula por una línea del sistema respecto a la corriente de la misma línea en el caso base. Por la naturaleza del SCAEA, en los momentos en que la batería se está cargando, este elemento es percibido por la red como una carga. Por lo tanto, el algoritmo carga la SCAEAs en los momentos de baja demanda, para que el aumento de la corriente no afecte significativamente a la cargabilidad de las líneas y, en los momentos de alta demanda, el algoritmo descarga la SCAEA para conseguir una reducción de la congestión.

$$I_{Error} = 100\% * \frac{I_{Base} - I_{Present}}{I_{Base}} \quad (4.23)$$

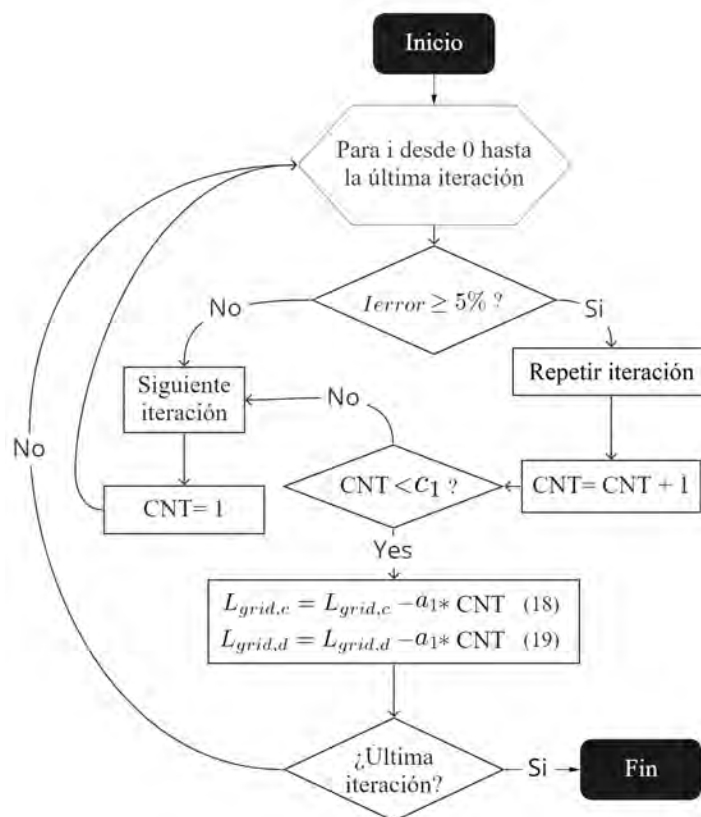


Figura 4.3: Diagrama de flujo del funcionamiento de la estrategia de control de congestión.



#### 4.2.4 Estrategia de control de tensión

La estrategia de control de tensión implica varios cambios en el CPM descrito en la sección 4.1, ya que requiere modificar la función objetivo, incluir una nueva restricción para la potencia reactiva, y modificar los límites de participación en la red (4.20) y (4.21) utilizando el error de tensión mostrado en (4.25). Estas modificaciones y los detalles de la estrategia de control de tensión se describen en el diagrama de flujo de la Figura 4.4, y la función objetivo modificada se describe en (4.24).

$$z = \sum_{k=1}^{96} [(CNT * a_3^c * x_k^{DoD,c})^2 + (CNT * a_3^d * x_k^{DoD,d})^2 + (CNT * a_3^c * u_k^{bat,c})^2 + (CNT * a_3^d * u_k^{bat,d})^2 + 2 * ((x_k^{SoC})^2 - 0.9 * (x_k^{SoC}) + 0.45^2)] \quad (4.24)$$

donde  $CNT$  es una variable auxiliar que incrementa en 1 cada vez que la iteración se repite,  $a_3^c = 2$  y  $a_3^d = 2$  y corresponden a modificadores de la función objetivo que incentivan la carga o la descarga de la batería en función de las veces que se repita la iteración y de si se presenta un problema de sub o sobretensión.

$$V_{Error} = 100\% * \frac{V_{Base} - V_{Present}}{V_{Base}} \quad (4.25)$$

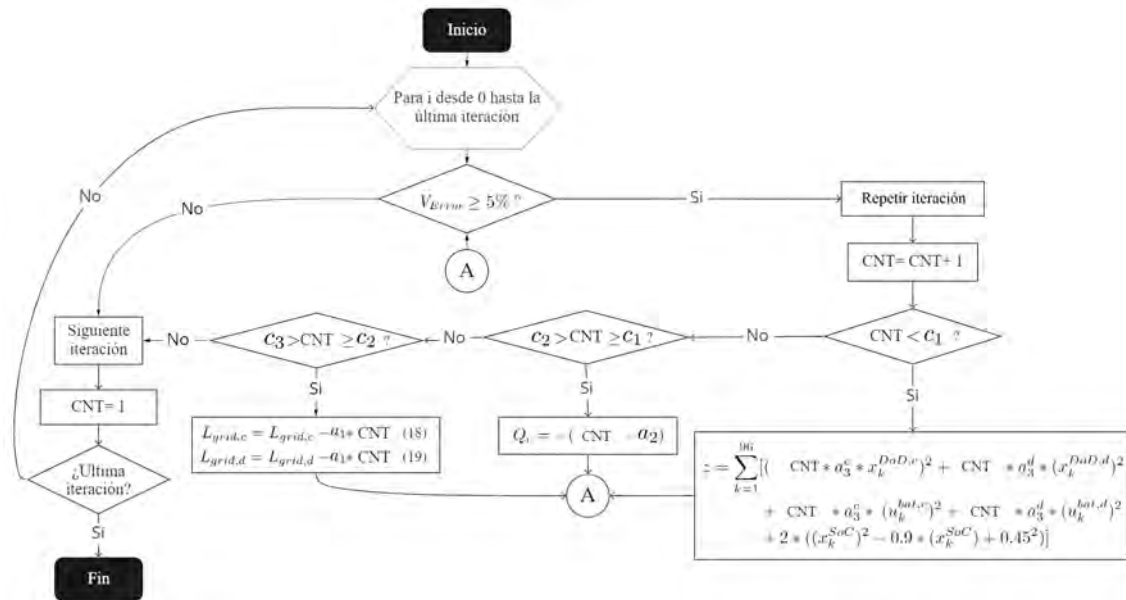


Figura 4.4: Diagrama de flujo del funcionamiento de la estrategia de control de tensión.

El algoritmo de control de tensión de la Figura 4.4 intenta mantener la tensión en todos los nodos del sistema, para cada iteración del flujo de potencia entre 0.95 y 1.05 p.u. Si el error de tensión calculado en cada iteración respecto a 1 p.u. es superior al 5%, el algoritmo intenta las siguientes acciones: en primer lugar, cambia los pesos de la función objetivo; en segundo lugar, inyecta o absorbe potencia reactiva utilizando el SCAEA; y en tercer lugar,

varía los límites de participación de la red en el despacho. Después de esto, la iteración con el mejor rendimiento se guarda y pasa al siguiente paso.

### 4.3 ALGORITMO DE ESTIMACIÓN DE LA DEGRADACIÓN

#### 4.3.1 Definición y parametrización del modelo de carga y descarga constantes

En primer lugar, se utiliza el modelo empírico propuesto en [39] como punto de partida para este estudio. Este modelo contempla una serie de factores de degradación para cada una de las variables del sistema de almacenamiento, temperatura, corrientes de carga y descarga, profundidad de la descarga y estado de carga.

Las variables asociadas al modelo de degradación son todas medibles externamente o bien determinadas por el usuario. Para normalizar estos valores, es necesario compararlos con respecto a los ciclos nominales del sistema de almacenamiento, datos que son proporcionados por el fabricante. Esto conduce al siguiente conjunto de ecuaciones para determinar los ciclos restantes en función del uso del sistema [39]:

$$nCL(T) = \frac{aT^3 - bT^2 + cT + d}{aT_{nom}^3 - bT_{nom}^2 + cT_{nom} + d} \quad (4.26)$$

$$nCL(I_d) = \frac{e * \exp(fI_d) + g * \exp(hI_d)}{e * \exp(fI_{d,nom}) + g * \exp(hI_{d,nom})} \quad (4.27)$$

$$nCL(I_{ch}) = \frac{m * \exp(nI_{ch}) + o * \exp(pI_{ch})}{m * \exp(nI_{ch,nom}) + o * \exp(pI_{c,nom})} \quad (4.28)$$

$$nCL(DoD, SoC_{av}) = q + \left(\frac{u}{2v} * (s + 100u) - 200t\right) * DoD + s * SoC_{av} + t - DoD^2 + u * DoD * SoC_{av} + v * SoC_{av}^2 \quad (4.29)$$

$$CL = CL_{nom} * CL(T) * CL(I_d) * CL(I_{ch}) * CL(DoD, SoC_{av}) \quad (4.30)$$

Las ecuaciones (4.26), (4.27) y (4.28) se utilizan para calcular los factores de degradación con respecto a la temperatura, la corriente de descarga y la corriente de carga, respectivamente. La ecuación (4.29) describe la relación entre el PdD y el EdC promedio. Cada una de estas ecuaciones da lugar a un factor de degradación asociado a la variable en cuestión. La forma de combinar todos estos factores de degradación independientes se encuentra en la ecuación (4.30).

Los términos no contemplados en la sección de nomenclatura y que se incluyen en (4.26)-(4.30) son valores constantes que se ajustan mejor a cualquier sistema de almacenamiento de pruebas cuya tecnología sea Litio Ferro Fosfato (LFP) [105]. Estos valores de ajuste se presentan en la Tabla 4.1 y son constantes adimensionales.

Tabla 4.1: Constantes del modelo de degradación [105]

Constante	Valor	Constante	Valor
a	0.0039	$q_0$	1806
b	1.95	$r_0$	-160.8
c	67.51	$s_0$	207.7
d	2070	$t_0$	0.7901
e	4464	$u_0$	0.4425
f	-0.1382	$v_0$	-2.250
g	-1519	q	1471
h	-0.4305	s	214.3
m	5963	t	0.6111
n	-0.6531	u	0.3369
o	321.4	v	-2.295
p	0.03168		

### 4.3.2 Descripción del algoritmo Rainflow Counting

El Algoritmo Rainflow Counting (ARC) pretende simplificar cualquier perfil de EdC dado, eliminando o suavizando las oscilaciones intermedias que puedan existir. Esto se hace porque las pequeñas variaciones en el EdC no tienen un impacto significativo en términos de degradación como lo tienen las variaciones más grandes [106]. El funcionamiento de este algoritmo es el descrito en la Sección (3.1.2.1).

## 4.4 IMPLEMENTACIÓN DEL ALGORITMO

### 4.4.1 Casos de estudio: Estrategias de control aplicadas al sistema de pruebas IEEE 34 nodos modificado

El alimentador IEEE 34 nodos [107] de la Figura 4.5 se propone como sistema de pruebas para las diferentes estrategias de control descritas en la Sección 4.2. Al tratarse de un sistema con valores de demanda estática, se ha decidido aplicar la curva de demanda residencial para sistemas Media Tensión (MT) proporcionada por el CIGRE [108], donde se muestran 24 horas de consumo energético en función de un porcentaje de la potencia aparente nominal. Adicionalmente, la totalidad de las cargas fue reducida a una quinta parte de su valor original de potencia activa y reactiva, pues en condiciones nominales los tamaños de almacenamiento propuestos para los SCAEA no presentaban un buen desempeño debido a que el sistema de pruebas presentaba subtensiones que no era posible corregir con los SCAEA. Dado que el CPM tiene un horizonte de previsión de 24 horas, se repitió la curva original de 24 horas del CIGRE para completar una curva de carga de 72 horas, como se muestra en la Figura 4.6.

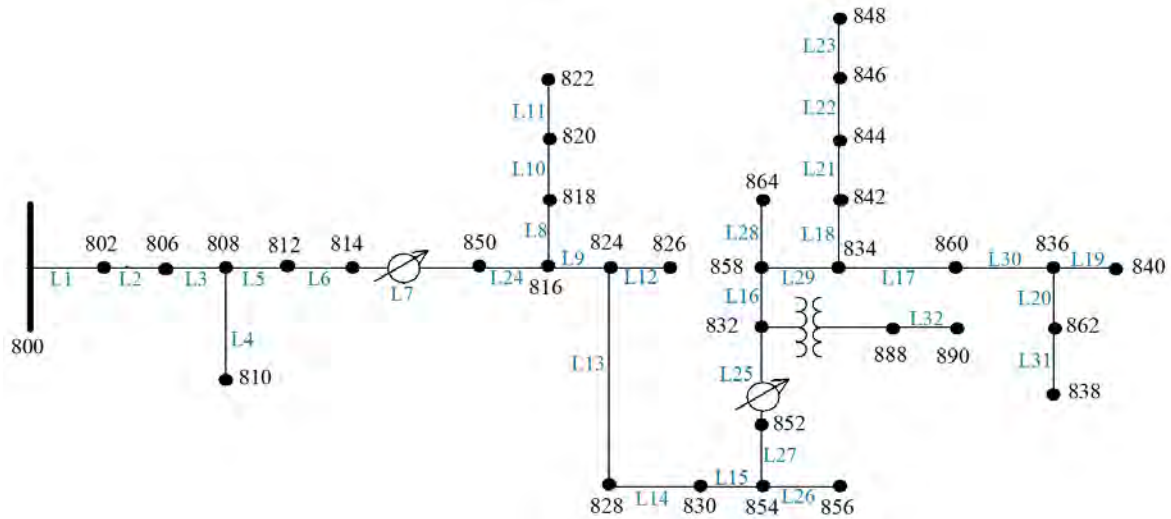


Figura 4.5: Sistema de pruebas IEEE 34 nodos [107].

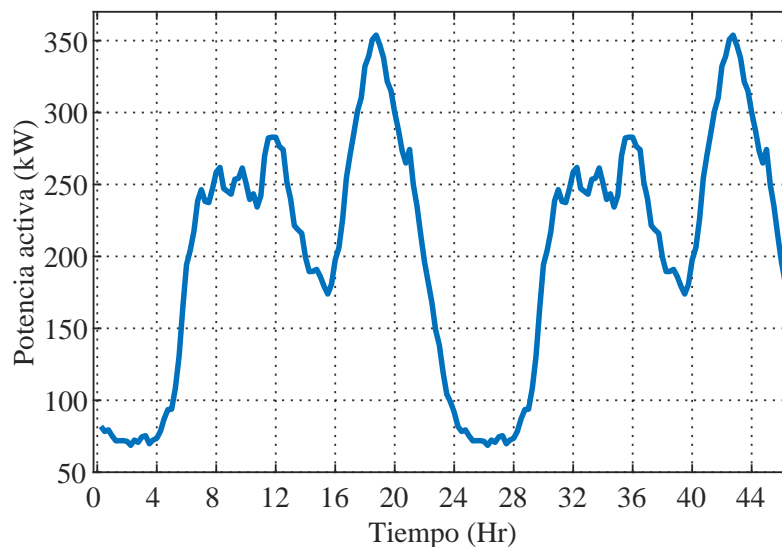


Figura 4.6: Perfil de demanda utilizada en los casos de estudio.

Con el fin de disponer de una base comparativa para cada estrategia de control, se ejecuta un flujo de potencia para cada paso de tiempo sin el SCAEA conectado al sistema, modificando la cargabilidad del sistema al 80%, 100% y 120%, y extrayendo tensiones, corrientes y pérdidas en cada nodo y línea. Luego, este caso base se compara con tres SCAEA de 500 kWh, 1000 kWh y 1500 kWh siguiendo las estrategias de recorte de picos, control de pérdidas y reducción de la congestión. Todos estos resultados configuran el escenario 1. Sin embargo, dado que el despacho calculado para las condiciones propuestas en el Escenario 1 es el mismo para las estrategias de recorte de picos, control de pérdidas y reducción de la congestión, se propone un segundo escenario para las dos últimas estrategias, suponiendo una cargabilidad total del sistema del 130% para un SCAEA de 1500 kWh. Además, para el esquema de control de tensión, se asume una carga total del sistema del 120% y un SCAEA de 2000 kWh. Estos parámetros configuran el escenario 2. Todos los SCAEA utilizados en ambos escenarios de prueba tienen una vida útil nominal de 4000 ciclos.

Los parámetros que se utilizan en cada estrategia de control se definen como sigue: en el caso del recorte de picos,  $L_{grid}^{psl}$  en (4.20) y (4.21) se fija en 240 kW pues este es el valor mínimo de participación al que llega el algoritmo para la batería de menor capacidad, y se mantiene para realizar la estimación de la degradación en igualdad de condiciones para los SCAEA de mayor capacidad. Además, para las estrategias de control de pérdidas y congestión representadas en las Figuras 4.2 y 4.3, el límite de contador  $c_1 = 15$ , y  $a_1 = 1, 25$ . Finalmente, para el algoritmo de control de tensión de la Fig. 4.4,  $c_1 = 15$ ,  $c_2 = 30$ ,  $c_3 = 50$ ,  $a_1 = 1, 25$ ,  $a_2 = c_2 = 30$ ,  $a_3 = 2$  y  $CNT$  es un contador que parte desde 1. Dónde los valores de  $c$  hacen referencia a los límites de repetición de las iteraciones, cuyos valores fueron seleccionados para mantener el tiempo de procesamiento dentro de un margen inferior a 5 minutos por iteración. El valor de  $a_1$  modifica los límites de participación de la red de las ecuaciones (4.20) y (4.21),  $a_2$  y  $CNT$  determinan la potencia reactiva que se debe entregar o consumir en función del caso que se presente y  $a_3^c = a_3^d$  modifican la función objetivo descrita en (4.24) para incentivar la carga de la batería en el caso de  $a^c$  o la descarga en el caso de  $a_d$ .

Además, como la restricción de complementariedad (4.16) no puede ser resuelta inicialmente por un solucionador lineal, se utiliza la extensión MPEC (Mathematical Programs with Equilibrium Constraint) de Pyomo [109] para convertir esta restricción a una forma disyuntiva simple aplicando el método Big-M o Convex Hull, que puede ser fácilmente interpretado por un solucionador lineal o cuadrático.

Finalmente, como forma de resolver los flujos de potencia en cada iteración, se utiliza el paquete py-dss-interface [110], que sirve para ejecutar y modificar cualquier script de OpenDSS desde el código principal de Python y extraer los resultados relevantes (corrientes, tensiones o pérdidas), permitiendo aplicar las estrategias de control a sistemas multinodo y comprobar su efecto en cada iteración.

#### 4.4.2 Especificaciones de hardware y software

Las estrategias de control expuestas anteriormente se implementaron en Python 3.8.5 y se ejecutaron en un PC portátil con procesador Intel Core i5 9300H y 16 GB de RAM. Las simulaciones de flujo de carga se obtuvieron con OpenDSS 9.3.0.1 [90], y los problemas de optimización descritos en la sección 4.2 se codificaron en Pyomo 5.7.3 [109] y se resolvieron con CPLEX 20.1.0 [102]. Por último, para facilitar la conexión de las rutinas de optimización y los cálculos de flujo de carga en OpenDSS, se utilizó el paquete py-dss-interface 1.0.2 [110], que permitió modificar los scripts existentes y extraer los resultados del flujo de potencia.

## RESULTADOS

---

### 5.1 RESULTADOS DE LAS ESTRATEGIAS DE CONTROL

#### 5.1.1 *Estrategia de control de recorte de picos de consumo*

En la Figura 5.1 se presentan los resultados del despacho del algoritmo de recorte de picos aplicado a tres Sistemas Comunitarios de Almacenamiento de Energía Agregados (SCAEAs) diferentes, situados en el nodo 838 debido a que es el nodo más distante del nodo de cabecera, con capacidades de 500 kWh, 1000 kWh y 1500 kWh. En la Figura 5.1, las barras amarillas y moradas representan la carga y descarga del SCAEA respectivamente, las barras de color naranja denotan la demanda total del sistema, y las barras azules describen la contribución de la red al sistema.

El algoritmo de recorte de picos aplanar la curva de participación en la red mediante la descarga de la batería cuando la demanda supera el umbral de 240 kW, contribuyendo a alimentar el excedente del pico de consumo. Desde el punto de vista de la demanda de energía, se observa en la Figura 5.1 que, cuando la carga está por debajo del umbral de 240 kW, el SCAEA se carga por la diferencia entre 240 kW y la carga actual si el Control Predictivo basado en Modelos (CPM) lo considera necesario. Esto significa que, en esos intervalos de tiempo, el SCAEA se recarga, consiguiendo el efecto de aplanar la curva de demanda desde el punto de vista de la red.

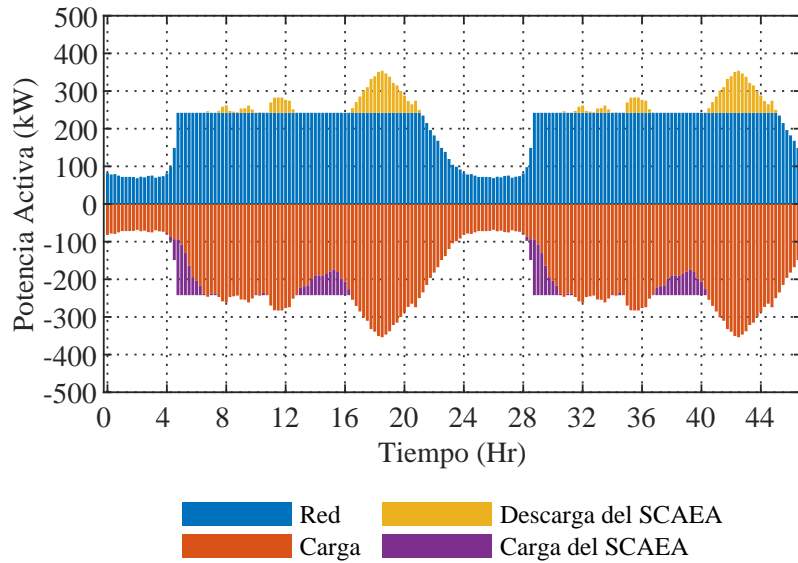


Figura 5.1: Despacho de potencia para diferentes SCAEA siguiendo la estrategia de control de recorte de picos.

La Figura 5.2 muestra el efecto de la estrategia de recorte de picos sobre el EdC para los SCAEAs de 500 kWh, 1000 kWh y 1500 kWh y la reconstrucción realizada por el Algoritmo Rainflow Counting (ARC), correspondientes a A, B y C, respectivamente. Se observa que, a menor capacidad de almacenamiento, la variación del EdC es mayor. Este resultado es esperado porque el SCAEA de 500 kWh, comparado con el SCAEAs de 1000 kWh y 1500 kWh, tiene que entregar una mayor proporción de su energía almacenada para cubrir la demanda máxima. Teniendo en cuenta que los límites de Estado de Carga (EdC) se fijaron entre 0.2 p.u. y 0.85 p.u., la energía máxima que se puede entregar de forma continua, en este caso, es el 65% de la capacidad total de almacenamiento [111]. Obsérvese que el sistema de 500 kWh alcanza los límites superiores en los momentos de mayor demanda, mientras que los otros dos SCAEAs se mantienen más cerca de su valor inicial EdC de 0.45 p.u.

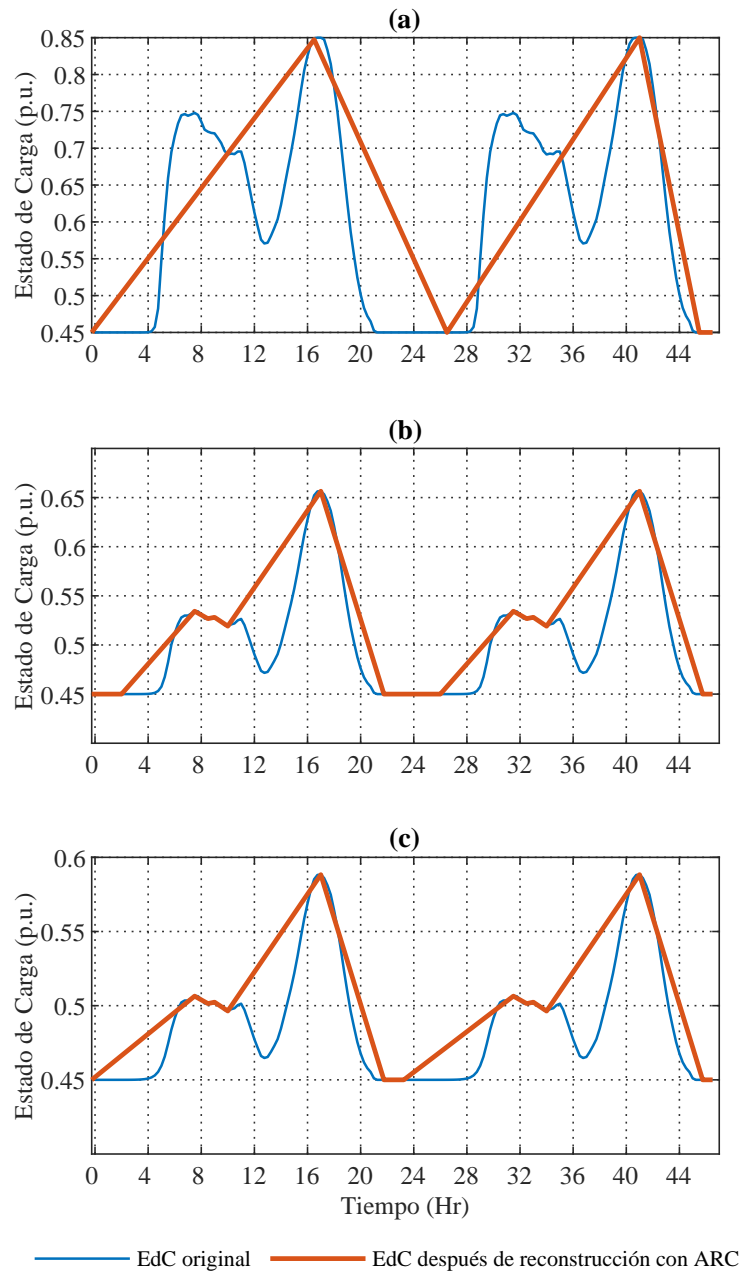


Figura 5.2: Reconstrucción del EdC con el ARC para diferentes capacidades de SCAEA siguiendo la estrategia de control de recorte de picos: (a) 500 kWh, (b) 1000 kWh, y (c) 1500 kWh.

### 5.1.2 Estrategia de control de reducción de pérdidas

Las pruebas para este caso se realizaron ubicando el SCAEA en todos los nodos del sistema para las tres capacidades de almacenamiento disponibles, es decir, 500 kWh, 1000 kWh, y 1500 kWh, y con tres porcentajes de cargabilidad para el sistema, es decir, 80%, 100%, y 120%. El resumen de los resultados del algoritmo de control de pérdidas en las líneas para estas pruebas se muestra en la Tabla 5.1. Obsérvese que, en el caso del sistema IEEE 34 nodos modificado, ni la ubicación ni la capacidad del SCAEA afectan de forma significativa a la reducción de pérdidas. En el caso de la ubicación del SCAEA, se obtuvo una desviación



estándar del 0,01% en la reducción de pérdidas para todas las pruebas, lo que significa que los resultados de esta tabla son extrapolables a todos los nodos del sistema. En el caso de la capacidad de almacenamiento, la reducción de pérdidas es la misma para cada condición de carga, como era de esperarse, ya que el despacho de energía es el mismo para todas las capacidades SCAEA y sólo varía el EdC, como se explica en el apartado 5.1.1. También se ha observado que el único factor que afecta a la estrategia de control de pérdidas es la carga total, ya que en todos los casos se reducen las pérdidas en el sistema, y esta reducción es mayor a medida que aumenta la carga, pasando del 12.78% al 15.1% de reducción de pérdidas para los casos de 80% y 120% de carga.

Tabla 5.1: Resultados para estrategia de control de reducción de pérdidas en escenario 1.

Cargabilidad del sistema	Capacidad del SCAEA	500 kWh	1000 kWh	1500 kWh
80%	Reducción de Pérdidas	12.78%	12.78%	12.78%
	Desviación estándar	0.01%	0.01%	0.01%
100%	Reducción de Pérdidas	14.2%	14.2%	14.2%
	Desviación estándar	0.01%	0.01%	0.01%
120%	Reducción de Pérdidas	15.1%	15.1%	15.1%
	Desviación estándar	0.01%	0.01%	0.01%

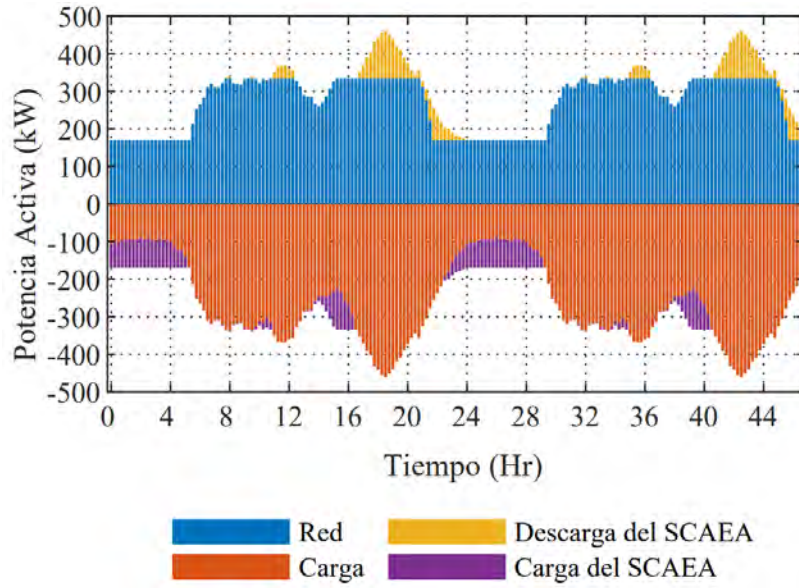


Figura 5.3: Despacho de potencia para SCAEA de 1500 kWh siguiendo la estrategia de control de reducción de pérdidas.

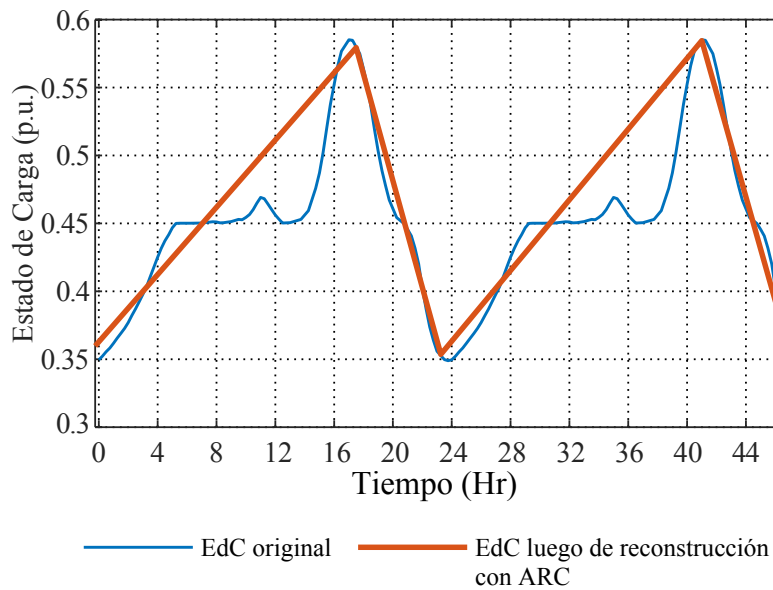


Figura 5.4: Reconstrucción del EdC con el ARC para un SCAEA de 1500 kWh siguiendo la estrategia de control de reducción de pérdidas

Como el despacho para las condiciones dadas no cambia, se propone un segundo escenario para ver cómo afecta el cambio de las restricciones (4.20) y (4.21) al despacho. En este escenario, se aplica una carga total del 130% para los 1500 kWh SCAEA. Los resultados del despacho pueden verse en la Figura 5.3, y el correspondiente EdC en la Figura 5.4. En este caso, se observa que la restricción (4.21) disminuye hasta 170 kW, y la restricción (4.20) aumenta hasta 334 kW. Esto tiene el efecto de cargar el SCAEA entre la hora 0 y 5, y de la hora 24 a 29, permitiendo cubrir parte del pico que se produce de en las horas 21 a 24, y de 45 a 46, mediante la descarga del SCAEA. El efecto neto de estas acciones de control es una reducción de las pérdidas para el despacho total del 15.41%.

### 5.1.3 Estrategia de control de reducción de congestión en las líneas

La Figura 5.5 muestra el resumen de los resultados de la congestión en cada una de las líneas del sistema de prueba del bus IEEE 34 nodos modificado para la ventana calculada de 48 horas. En este caso, el SCAEA se encuentra en el nodo 838 debido a su posición distante con respecto al nodo de cabecera. Así, la Figura 5.5 muestra el porcentaje medio de mejora para las 48 horas del despacho calculado. Esto se debe a que el SCAEA necesita consumir o entregar energía en diferentes momentos, lo que significa que en algunos momentos del día, cuando el SCAEA consume energía, algunas líneas estarán más congestionadas. Sin embargo, tras 48 horas de carga y descarga del SCAEA, se observa una disminución de la congestión en los momentos en que la batería entrega energía almacenada, que es más significativa que la congestión que genera en los momentos de baja demanda. Esto ocurre porque el algoritmo de CPM está programado para favorecer la carga de la batería en momentos de baja demanda aunque la congestión aumente, ya que no tiene un efecto significativo en el sistema. Lo contrario ocurre en los momentos de mayor demanda, cuando se descarga el SCAEA, lo que se percibe desde el nodo de cabecera como una reducción de la demanda.

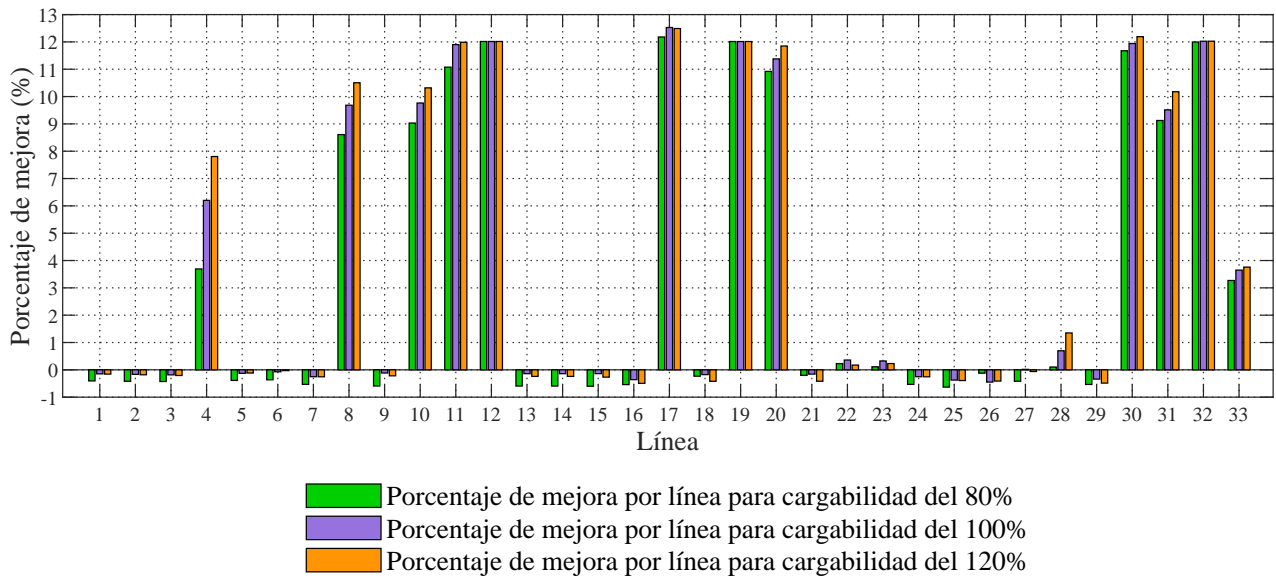


Figura 5.5: Resumen de resultados para estrategia de control de reducción de congestión en las líneas del sistema IEEE 34 nodos modificado con cargabilidades del 80%, 100% y 120% en el Escenario 1.

Dado que el despacho inicial con las condiciones propuestas es el mismo que el obtenido en la estrategia de control de recorte de picos, se propone un escenario adicional para la estrategia de control de pérdidas con el fin de ver el cambio en las restricciones (4.20) y (4.21), y el despacho. En este nuevo escenario, se aplica al sistema una carga total del 130%, y se utiliza un SCAEA de 1500 kWh para reducir las congestiones en las líneas. Los resultados del despacho de este nuevo escenario se encuentran en la Figura 5.6, y el correspondiente EdC en la Figura 5.8. En este caso, se observa que la restricción (4.21) disminuye hasta 166 kW, y la restricción (4.20) aumenta hasta 307 kW, lo que permite cargar la batería entre

la hora 0 y 6.25, y 24 a 30.25. Este despacho cubre totalmente la demanda máxima que se presenta entre las horas 16.5 y 24, y entre 40.5 y 47, lo que da lugar a la reducción de la corriente presentada en la Figura 5.7. Esta figura muestra una disminución de la corriente del 0.5% con respecto a la carga total del sistema del 120% presentada en la Figura 5.5, lo que representa una mejora en promedio para el total de las líneas del 3.85% con respecto al 3.27% del caso mencionado; sin embargo, este caso también muestra que cuanto mayor es la carga del sistema, mayor es la eficacia de la estrategia de control de pérdidas.

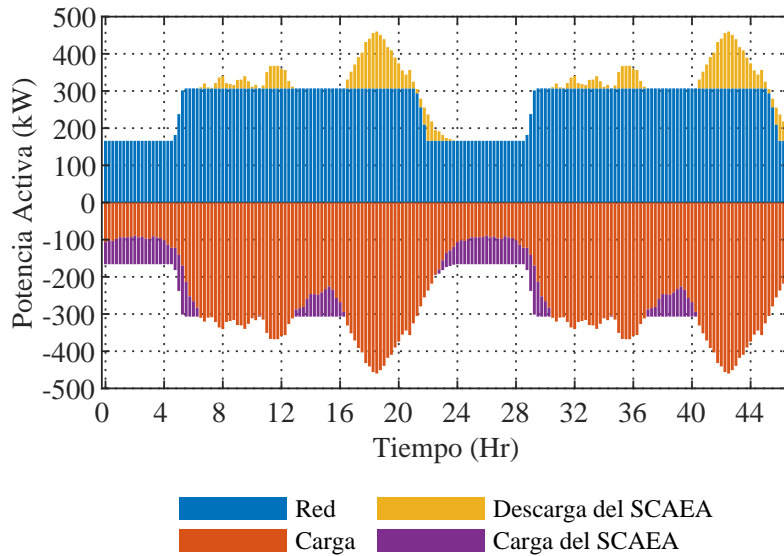


Figura 5.6: Despacho de potencia para SCAEA de 1500 kWh siguiendo la estrategia de control de congestión en el Escenario 2.

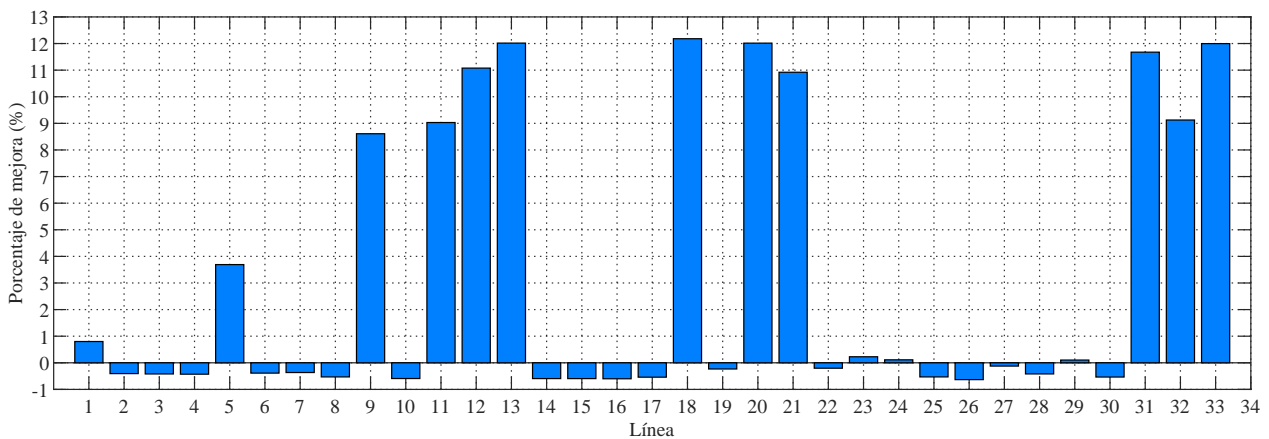


Figura 5.7: Resumen de resultados para estrategia de control de reducción de congestión en las líneas del sistema IEEE 43 nodos con cargabilidad del 150% en el Escenario 2.

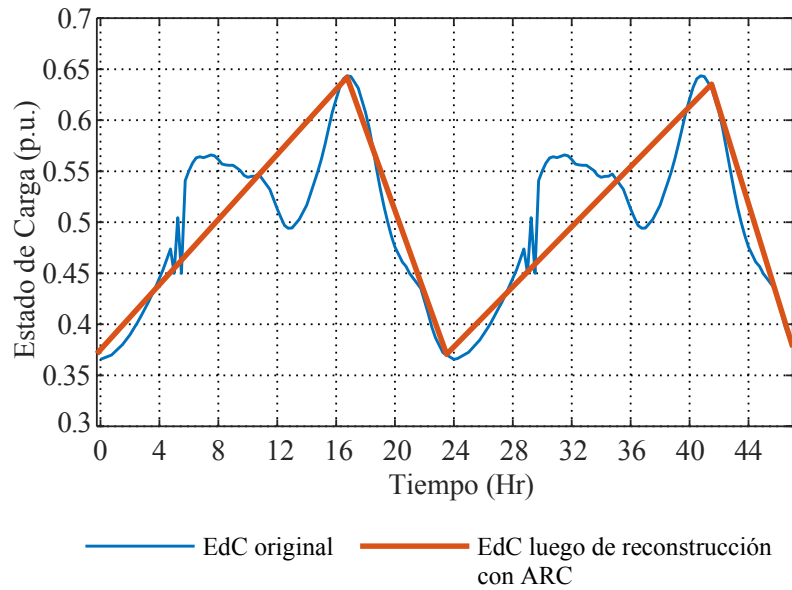


Figura 5.8: Reconstrucción del EdC con el ARC para un SCAEA de 1500 kWh siguiendo la estrategia de control de reducción de congestión en Escenario 2.

#### 5.1.4 Estrategia de control local de tensión

En el caso de la estrategia de control de tensión, las pruebas realizadas sin el SCAEA determinaron que las mayores caídas de tensión se producen en el nodo 890, donde finalmente se ubicó el sistema de almacenamiento para evaluar esta estrategia. Además, se incrementó la carga del sistema hasta el 120% del valor nominal para aumentar las desviaciones de tensión y poder probar fácilmente la estrategia. Finalmente, la capacidad de almacenamiento del SCAEA para este caso es de 2000 kWh.

El despacho resultante para la estrategia de control de tensión se muestra en la Figura 5.9, donde se observan variaciones en las contribuciones a la red entre las horas 5 a 23 y de las horas 30 a 47. Esto se debe a las sobretensiones que se producen en esos periodos y que no pueden ser corregidas mediante la modificación de los coeficientes de la función objetivo o el consumo de potencia reactiva, por lo que se modifican los límites de la red para permitir que el SCAEA entregue una mayor cantidad de energía en esos momentos concretos. Esto supone una participación en la red que varía entre 180 kW y 275 kW, de forma que la diferencia entre estos valores y la demanda es suministrada por el SCAEA, como se observa en la variación del EdC del SCAEA en la Figura 5.10. Los picos en el despacho corresponden con los picos existentes en el EdC, lo que implica que el SCAEA asume las variaciones para mejorar la tensión.

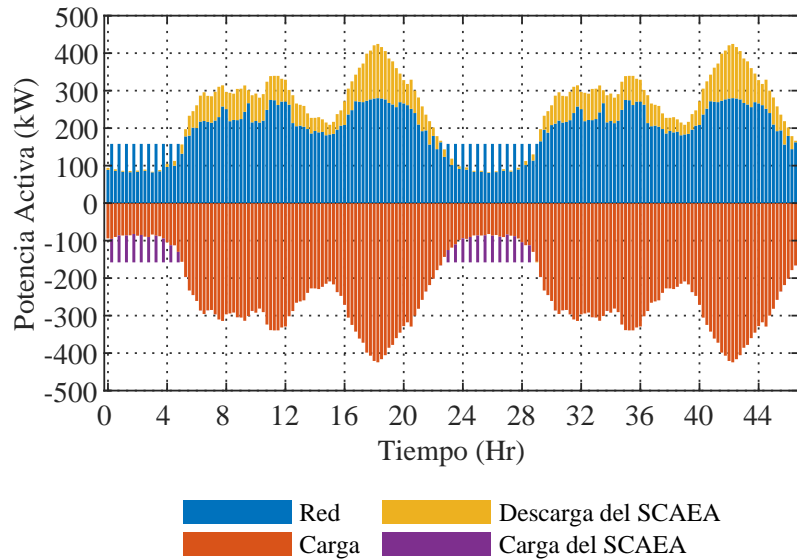


Figura 5.9: Despacho de potencia para SCAEA de 2000 kWh siguiendo la estrategia de control de tensión.

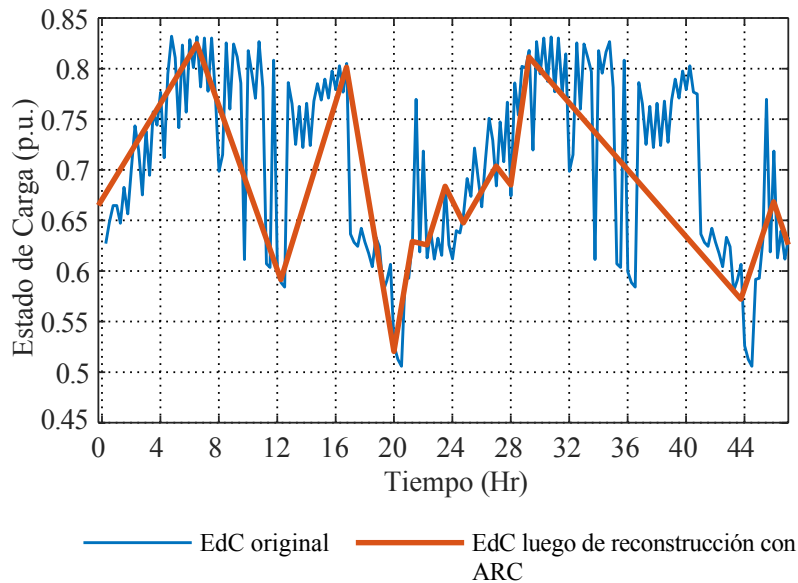


Figura 5.10: Reconstrucción del EdC con el ARC para un SCAEA de 2000 kWh siguiendo la estrategia de control de tensión.

En la figura 5.11 se muestran los valores de sobretensión que mejoraron en más de un 0.1% con respecto al valor de tensión inicial y la muestra de 15 minutos en la que se produjeron estas sobretensiones. Sólo se muestran estos valores ya que hay 187 pasos de tiempo registrados, y en la mayoría de ellos no se presentan problemas de tensión. Obsérvese que en la mayoría de los casos, la tensión consigue bajar hasta un valor igual o cercano a 1.05 p.u. Sin embargo, para puntos como el 32, 36, 68 o 72, aunque la mejora de la tensión está en torno al 0.15%, no es suficiente para bajar la tensión a 1.05 p.u. El algoritmo continúa ya que otra modificación sobre las condiciones del problema de optimización acaba llevando a la no convergencia del flujo de potencia.

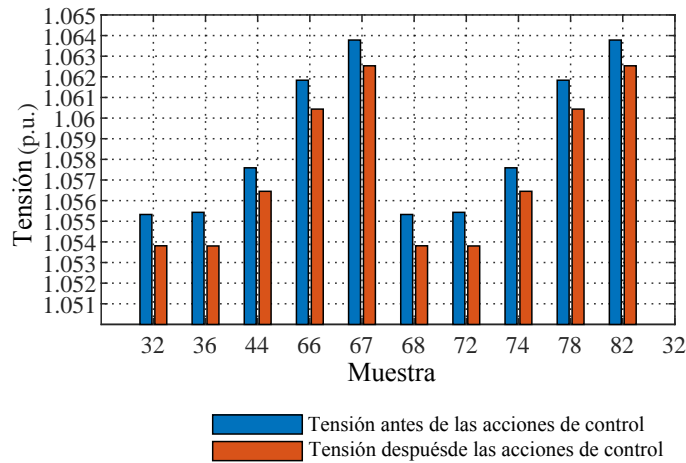


Figura 5.11: Muestras de tensiones en el nodo 890 antes y después de la estrategia de control de tensión.

## 5.2 ESTIMACIÓN DE LA DEGRADACIÓN

Para estimar la degradación de los diferentes SCAEAs que se utilizaron en los casos de estudio anteriores, se aplicó el ARC propuesto en [39] e implementado para otros SCAEA en [20]. Para ejecutar el algoritmo ARC, se utilizó como entrada el EdC de cada SCAEA resultante del CPM. La Tabla 5.2 describe los resultados del ARC ordenados por estrategia de control, capacidad del SCAEA, porcentaje de degradación, y vida útil restante en ciclos según el EdCs de la Figura 5.2. Así mismo, la Tabla 5.3 muestra los resultados correspondientes a las reconstrucciones con el ARC de las Figuras. 5.4, 5.8 y 5.10. En algunos casos, se obtienen porcentajes de degradación negativos, lo que se interpreta como una vida útil restante mayor que la indicado originalmente por el fabricante. Por el contrario, los porcentajes de degradación positivos indican una reducción de la vida útil y por ende un menor número de ciclos restantes respecto a las especificaciones del fabricante si se mantiene ese patrón de uso a lo largo de un año[39].

Tabla 5.2: Resultados de la degradación estimada para EdCs en Figura 5.2

Estrategia de control	Recorte de picos, Pérdidas, Congestión					
	500 kWh		1000 kWh		1500 kWh	
Variables	Ciclos de Vida útil	% de Degradación	Ciclos de Vida útil	% de Degradación	Ciclos de Vida útil	% de Degradación
Estimación de vida útil para corrientes más bajas	3716.1	7.1	5507.4	-37.68	4819	-20.47
Estimación de vida útil promedio	1728.0	46	4458.7	-11.47	4997.7	-24.94
Estimación de vida útil para corrientes más altas	2159.6	56.8	3534.8	11.63	5413	-35.33

A partir de los resultados de la Tabla 5.2 se puede observar que, para la mayoría de las estrategias de control, la degradación del SCAEA disminuye a medida que aumenta la capacidad de almacenamiento disponible. Esto es esperable porque, como se observa en la Figura 5.2, para un mismo despacho, una mayor capacidad de almacenamiento implica una menor variación de EdC, y por tanto, una menor degradación estimada con el ARC. Sin embargo, en la Tabla 5.3 se observa que, aunque se disponga de 1500 kWh de capacidad de almacenamiento, es posible degradar la batería si el EdC de entrada presenta mucha variabilidad, como es el caso de las Figuras 5.4, 5.8 y 5.10, donde se encuentran valores medios de degradación del 24.5%, 16.3% y 32.4% para las estrategias de pérdidas, congestión y control de tensión, respectivamente.

Tabla 5.3: Resultados de la degradación estimada para EdCs en Figuras 5.4, 5.8, 5.10

Estrategia de control	Pérdidas		Congestión		Tensión	
Capacidad	1500 kWh		1500 kWh		2000 kWh	
Variables	Ciclos de vida útil	% de Degradación	Ciclos de Vida útil	% de Degradación	Ciclos de vida útil	% de Degradación
Estimación de vida útil para corrientes más bajas	3044.1	23.9	3.3625	15.94	3182.3	20.4437
Estimación de vida útil promedio	3018.7	24.53	3.3445	16.3	2703.8	32.4046
Estimación de vida útil para corrientes más altas	2990.7	25.23	3.3196	17.01	1465.0	63.3754



## CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

---

En este capítulo se presentan las conclusiones relativas a los hallazgos obtenidos tras emplear el modelo propuesto en el sistema de pruebas IEEE 34 nodos modificado y el nivel de cumplimiento de los objetivos planteados (Sección 6.1). De igual forma se presentan las contribuciones producto del desarrollo de esta tesis (Sección 6.2). Por último, se presentan nuevas rutas a explorar para continuar o complementar este trabajo en un futuro (Sección 6.3).

### 6.1 CONCLUSIONES

Tras la revisión de literatura necesaria para el diseño de un Sistema Comunitario de Almacenamiento de Energía (SCAE) en redes de distribución aéreas, se presentaron las cuatro alternativas de la Tabla 3.2, donde puede observarse que las opciones posibles con la tecnología existente en la actualidad permiten un almacenamiento máximo de 20 kWh para un transformador de distribución de 25 kVA, manteniendo los márgenes de seguridad exigidos por la normativa vigente. Por otra parte, se exploró la posibilidad de emplear una solución de inversor de media tensión sin transformador. Sin embargo, esta tecnología se encuentra en etapa de desarrollo y prototipado, lo que dificulta la realización de un diseño en términos de peso, volumen y potencia pico. Por último, se ha reportado la posibilidad de conexión del SCAE a un transformador de distribución que alimente las cargas de la red en Baja Tensión (BT), aunque este tipo de alternativa implica añadir restricciones técnicas al problema de optimización relacionadas con la posible saturación del transformador debido a la carga adicional que implica el SCAE durante su carga. Lo anterior da cumplimiento al primer objetivo específico, relacionado con la identificación y modelado de las restricciones físicas existentes para los SCAE, en este caso, el peso del sistema.

Al momento de proponer las estrategias de control se optó por el uso de un algoritmo de Control Predictivo basado en Modelos (CPM), debido a su capacidad de solución de problemas con múltiples variables e incertidumbre en los parámetros de entrada. Esto, debido a que el despacho del SCAE se realiza en un entorno donde la carga (y la posible generación distribuida) presentan un comportamiento incierto, por lo que es necesario un algoritmo que incluya esta información en la definición de las señales de despacho de los SCAE.

Tras la validación de las estrategias de control propuestas para Sistemas Comunitarios de Almacenamiento de Energía Agregados (SCAEAs), es posible establecer que el esquema

de control para recorte de picos de consumo cumple en su totalidad con el despacho requerido, desplazando la demanda que se presenta de las horas pico a las horas valle del perfil de demanda a través de la carga y descarga estratégica de la batería del SCAEA a lo largo del día, de forma tal que este empiece a descargarse siempre que se supere el umbral de potencia pico y proceda a cargarse siempre que la potencia consumida esté por debajo del umbral y el CPM lo considere necesario. Lo anterior se traduce en un aplanamiento de la curva de la demanda alrededor del valor umbral mencionado, el cual es establecido por el CPM en función de los valores de la curva de demanda.

Por otra parte, la estrategia de control de pérdidas demostró un rendimiento correcto para unos porcentajes de cargabilidad del 80%, 100% y 120%, mostrando una reducción de pérdidas del 12.78%, 14.2% y 15.1%, respectivamente. Lo anterior indica que, a mayor cargabilidad del sistema, hay una mayor reducción en las pérdidas. Adicionalmente, se observó que el sistema no es sensible a la ubicación del SCAE, puesto que el porcentaje de reducción en las pérdidas se mantiene para todos los nodos con una desviación estándar del 0.1%. Esto permite concluir que la estrategia de control de pérdidas presenta un funcionamiento correcto en cualquiera de los nodos del sistema de pruebas.

Para el caso de la estrategia de control de congestión en las líneas, se obtuvo una reducción en las corrientes de las líneas de hasta 12% para el total del despacho producto de la carga y descarga del SCAE a lo largo del tiempo. Esta reducción en las corrientes demuestra el funcionamiento adecuado de la estrategia de control sobre el sistema para varias de las líneas del sistema, viendo que, en el peor de los casos, el efecto que tiene la estrategia de control de congestión no es significativa para algunas de las líneas del sistema, mejorando las más congestionadas.

Adicionalmente, la estrategia de control de tensión demostró ser deficiente para la solución del problema planteado, ya que no fue capaz de disminuir las sobretensiones que se presentan en el sistema en más de un 0.15%, lo cual, pese a mejorar la condición de operación del sistema, no resulta suficiente para corregir el problema de tensión sin volver inviable el problema de optimización.

Por último, fue empleado un modelo de estimación de degradación con el fin de obtener un valor aproximado de vida útil restante para los SCAEAs ante los diferentes escenarios de prueba propuestos. Se pudo observar que, en general, a mayor capacidad de almacenamiento, la degradación que sufren las baterías disminuye, llegando a extender la vida útil de un SCAE más allá de lo estipulado por el fabricante, como ya ha sido reportado en [112]. Sin embargo, en casos puntuales como el despacho del SCAE para control de tensión, debido a las múltiples variaciones del Estado de Carga (EdC) en períodos de tiempo muy cortos, las corrientes de carga y descarga que se presentan son más altas que en el resto de las estrategias de control propuestas, lo que acaba reflejándose en una mayor degradación del SCAEA, alcanzando valores de hasta 63.4% sin importar la capacidad de almacenamiento considerada.

Todo lo anterior da cumplimiento a lo descrito en la totalidad de los objetivos específicos planteados.

## 6.2 CONTRIBUCIONES

La contribución de esta tesis a nivel científico-tecnológico radica en la solución propuesta a los problemas de operación que traen consigo los SCAEs, teniendo en cuenta las restricciones asociadas al peso del conjunto para su uso en redes de distribución aéreas y las restricciones técnicas que influyen en el despacho de estos sistemas, como la capacidad de almacenamiento y la potencia pico. Por otra parte, se propusieron las cuatro estrategias de control mencionadas anteriormente, y se utilizó un modelo de estimación de degradación para tener una aproximación de la vida útil restante de un SCAEA en función de su patrón de uso.

A nivel de aplicaciones reales de este trabajo se espera que con la tecnología de SCAEAs, las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica presenten una mejora en la calidad del servicio prestado, que a su vez permita a dichas empresas crecer y posicionarse mejor el mercado. Dicha mejora en la calidad del servicio se considera parte del impacto del proyecto en la sociedad, pues los servicios complementarios prestados aportan a la robustez de la red eléctrica, trayendo beneficios al cliente final tales como la reducción de cortes en el suministro y la reducción de las variaciones de amplitud de la onda de tensión.

## 6.3 TRABAJO FUTURO

Con base en la investigación realizada para llevar a cabo el desarrollo de esta tesis, se presentan algunas propuestas para profundizar los temas presentados. A continuación se mencionan algunas de ellas.

- Diseñar y trabajar con SCAEAs que contemplen el uso de inversores de media tensión sin transformador una vez esta tecnología se consolide en el mercado.
- Proponer, diseñar y validar nuevas estrategias de control para prestar otro tipo de servicios complementarios a la red con esta tecnología. Por ejemplo, regulación primaria de frecuencia, gestión horaria de la generación con fuentes renovables, o arbitraje de energía, entre otros.
- Modificar la estrategia de control de tensión local considerando mayores capacidades de los SCAEA para obtener mejores resultados.
- Poner a prueba las estrategias de control en otros sistemas de distribución, o emplearlo en sistemas reales.
- Proponer estrategias de control con un conjunto de SCAEA en distintos nodos de una red de Media Tensión (MT) para proponer soluciones de desplazamiento de demanda y respaldo más robustas.

## BIBLIOGRAFÍA

---

- [1] R. H. Byrne, T. A. Nguyen, D. A. Copp, B. R. Chalamala and I. Gyuk, 'Energy management and optimization methods for grid energy storage systems', *IEEE Access*, vol. 6, pp. 13 231–13 260, 2017.
- [2] D. Parra, M. Swierczynski, D. I. Stroe, S. A. Norman, A. Abdou, J. Worlitschek, T. O'Doherty, L. Rodrigues, M. Gillott, X. Zhang *et al.*, 'An interdisciplinary review of energy storage for communities: Challenges and perspectives', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 79, pp. 730–749, 2017.
- [3] H. Nagpal, I.-I. Avramidis, F. Capitanescu and A. G. Madureira, 'Local energy communities in service of sustainability and grid flexibility provision: Hierarchical management of shared energy storage', *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 13, no. 3, pp. 1523–1535, 2022.
- [4] T. AlSkaif, W. Schram, G. Litjens and W. Van Sark, 'Smart charging of community storage units using markov chains', in *2017 IEEE PES innovative smart grid technologies conference Europe (ISGT-Europe)*, IEEE, 2017, pp. 1–6.
- [5] C. P. Mediawathe, E. R. Stephens, D. B. Smith and A. Mahanti, 'Competitive energy trading framework for demand-side management in neighborhood area networks', *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 5, pp. 4313–4322, 2017.
- [6] B. P. Koirala, E. van Oost and H. van der Windt, 'Community energy storage: A responsible innovation towards a sustainable energy system?', *Applied energy*, vol. 231, pp. 570–585, 2018.
- [7] U. EIA, 'Battery storage in the united states: An update on market trends', *US Energy Information Administration (EIA)*, 2020.
- [8] H.-C. Jo, G. Byeon, J.-Y. Kim and S.-K. Kim, 'Optimal scheduling for a zero net energy community microgrid with customer-owned energy storage systems', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 3, pp. 2273–2280, 2020.
- [9] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), *Energía eléctrica*. [Online]. Available: <https://www1.upme.gov.co/Paginas/Energia-Electrica.aspx>.
- [10] Ente Nacional para la Energía Eléctrica (ENEL), *Como se genera la electricidad | enel colombia*, <https://www.enel.com.co/es/empresas/enel-generacion/como-se-genera-la-electricidad.html>, Accessed: 2022-10-31 05:25:13.
- [11] H. Florez and I. Reyes, 'Cálculo Del Factor De Emisiones De La Red De Energía Eléctrica En Colombia Para 2020', *Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)*, p. 18, 2020.
- [12] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), *Calculadora de factores de emisión de los combustibles colombianos*. [Online]. Available: [http://www.upme.gov.co/Calculadora\\_Emisiones/aplicacion/calculadora.html](http://www.upme.gov.co/Calculadora_Emisiones/aplicacion/calculadora.html).
- [13] Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), *Upme str 01-2020 almacenamiento de energía con baterías - atlántico*. [Online]. Available: <https://www1.upme.gov.co/PromocionSector/InformacionInversionistas/Paginas/UPME-STR-01-2020-Almacenamiento-de-Energ%C3%ADa-con-Baterias-Atlantico.aspx>.
- [14] Ente Nacional para la Energía Eléctrica (ENEL), *Almacenamiento de energía, la clave de bess termozipa | enel*. [Online]. Available: <https://www.enel.com.co/es/historias/a202203-almacenamiento-de-energia-en-bess-termozipa.html>.
- [15] E. Hoffmann and F. Mohaupt, 'Joint storage: A mixed-method analysis of consumer perspectives on community energy storage in germany', *Energies*, vol. 13, no. 11, p. 3025, 2020.
- [16] M. A. Awadallah, B. Venkatesh, E. Tolentino and G. Thompson, 'Pole-mounted battery energy storage for reliability enhancement of local distribution companies', *Journal of Energy Storage*, vol. 13, pp. 425–434, 2017.
- [17] AMERICAN ELECTRIC POWER and EPRI, 'Functional Specification For Community Energy Storage (CES) Unit', AEP, EPRI, Tech. Rep., 2009.
- [18] O. C. Onar, M. Starke, G. P. Andrews and R. Jackson, 'Modeling, controls, and applications of community energy storage systems with used ev/phev batteries', in *2012 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC)*, IEEE, 2012, pp. 1–6.

- [19] D. A. Bender, R. H. Byrne and D. R. Borneo, 'Arra energy storage demonstration projects: Lessons learned and recommendations', Sandia National Lab.(SNL-NM), Albuquerque, NM (United States); Sandia . . . , Tech. Rep., 2015.
- [20] H. Yepes-Fernández, M. Restrepo and A. Arango-Manrique, 'Lifetime Degradation Study of Batteries Operating as Community Energy Storage Systems', in *IEEE Andescon (to be published)*, 2022.
- [21] H. Yepes-Fernández, M. Restrepo and A. Arango-Manrique, 'A study on control strategies for aggregated community energy storage systems in medium voltage distribution networks', *IEEE Access*, vol. 10, pp. 119 321–119 332, 2022.
- [22] M. Koller, T. Borsche, A. Ulbig and G. Andersson, 'Defining a degradation cost function for optimal control of a battery energy storage system', in *2013 IEEE Grenoble Conference*, IEEE, 2013, pp. 1–6.
- [23] —, 'Review of grid applications with the zurich 1 mw battery energy storage system', *Electric Power Systems Research*, vol. 120, pp. 128–135, 2015.
- [24] M. Koller and B. VöLlmin, 'Preliminary findings of a 1 mw battery energy storage demonstration project', 2013.
- [25] N. Jayasekara, M. A. Masoum and P. J. Wolfs, 'Optimal operation of distributed energy storage systems to improve distribution network load and generation hosting capability', *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 250–261, 2015.
- [26] G. L. Kyriakopoulos and G. Arabatzi, 'Electrical energy storage systems in electricity generation: Energy policies, innovative technologies, and regulatory regimes', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 56, pp. 1044–1067, 2016.
- [27] A. Zecchino, Z. Yuan, F. Sossan, R. Cherkaoui and M. Paolone, 'Optimal provision of concurrent primary frequency and local voltage control from a bess considering variable capability curves: Modelling and experimental assessment', *Electric Power Systems Research*, vol. 190, p. 106 643, 2021.
- [28] S. Teleke, M. E. Baran, S. Bhattacharya and A. Huang, 'Validation of battery energy storage control for wind farm dispatching', in *IEEE PES General Meeting*, IEEE, 2010, pp. 1–7.
- [29] Y. Zhou, P. Mancarella and J. Mutale, 'Modelling and assessment of the contribution of demand response and electrical energy storage to adequacy of supply', *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 3, pp. 12–23, 2015.
- [30] D. Parra, M. Gillott, S. A. Norman and G. S. Walker, 'Optimum community energy storage system for pv energy time-shift', *Applied Energy*, vol. 137, pp. 576–587, 2015.
- [31] D. Parra, S. A. Norman, G. S. Walker and M. Gillott, 'Optimum community energy storage for renewable energy and demand load management', *Applied energy*, vol. 200, pp. 358–369, 2017.
- [32] Y.-J. Liu, C.-W. Lin and S.-I. Chen, 'Analysis of load electricity consumption on a low-voltage distribution system with community energy storages', in *2017 IEEE 3rd International Future Energy Electronics Conference and ECCE Asia (IFEEC 2017-ECCE Asia)*, IEEE, 2017, pp. 2048–2052.
- [33] S. Dong, E. Kremers, M. Bruccoli, S. Brown and R. Rothman, 'Impact of household heterogeneity on community energy storage in the uk', *Energy Reports*, vol. 6, pp. 117–123, 2020.
- [34] M. Starke, P. Irminger, B. Ollis, G. Andrews, O. Onar, P. Karlson, S. Thambiappah, P. Valencia, S. Massin, A. Goodson *et al.*, 'Community energy storage with secondary use ev/phev batteries', *ORNL, Oak Ridge, TN, USA, DEAC05-00OR22725*, 2014.
- [35] B. Zakeri and S. Syri, 'Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis', *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 42, pp. 569–596, 2015.
- [36] M. Broussely, P. Biensan, F. Bonhomme, P. Blanchard, S. Herreyre, K. Nechev and R. Staniewicz, 'Main aging mechanisms in li ion batteries', *Journal of power sources*, vol. 146, no. 1-2, pp. 90–96, 2005.
- [37] A. Ahmadian, M. Sedghi, A. Elkamel, M. Fowler and M. A. Golkar, 'Plug-in electric vehicle batteries degradation modeling for smart grid studies: Review, assessment and conceptual framework', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 2609–2624, 2018.
- [38] X. Zhang, Y. Gao, B. Guo, C. Zhu, X. Zhou, L. Wang and J. Cao, 'A novel quantitative electrochemical aging model considering side reactions for lithium-ion batteries', *Electrochimica Acta*, vol. 343, p. 136 070, 2020.
- [39] V. Muenzel, J. de Hoog, M. Brazil, A. Vishwanath and S. Kalyanaraman, 'A multi-factor battery cycle life prediction methodology for optimal battery management', in *Proceedings of the 2015 ACM Sixth International Conference on Future Energy Systems*, 2015, pp. 57–66.
- [40] M. Petit, E. Prada and V. Sauvant-Moynot, 'Development of an empirical aging model for li-ion batteries and application to assess the impact of vehicle-to-grid strategies on battery lifetime', *Applied energy*, vol. 172, pp. 398–407, 2016.

- [41] K. Liu, Y. Shang, Q. Ouyang and W. D. Widanage, 'A data-driven approach with uncertainty quantification for predicting future capacities and remaining useful life of lithium-ion battery', *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 68, no. 4, pp. 3170–3180, 2020.
- [42] D.-E. A. Mansour, *Energy Storage Technologies in MVDC Microgrids*. Academic Press, 2019, pp. 189–207.
- [43] I. Buchmann, 'Batteries in a portable world: A handbook on rechargeable batteries for non-engineers', 2019.
- [44] X. Hu, L. Xu, X. Lin and M. Pecht, 'Battery lifetime prognostics', *Joule*, vol. 4, no. 2, pp. 310–346, 2020.
- [45] Victron Energy, '12,8 25,6 Volt Lithium-Iron-Phosphate Batteries Smart', Victron Energy, Tech. Rep., pp. 4–5. [Online]. Available: <https://www.victronenergy.com/upload/documents/Datasheet-12,8-&-25,6-Volt-lithium-iron-phosphate-batteries-Smart-EN-.pdf>.
- [46] P. Ayuso, H. Beltran, J. Segarra-Tamarit and E. Pérez, 'Optimized profitability of lfp and nmc li-ion batteries in residential pv applications', *Mathematics and Computers in Simulation*, vol. 183, pp. 97–115, 2021.
- [47] S. Panchal, 'Impact of vehicle charge and discharge cycles on the thermal characteristics of lithium-ion batteries', M.S. thesis, University of Waterloo, 2014.
- [48] M. Rossouw, A. De Kock, L. De Picciotto, M. Thackeray, W. David and R. Ibberson, 'Structural aspects of lithium-manganese-oxide electrodes for rechargeable lithium batteries', *Materials research bulletin*, vol. 25, no. 2, pp. 173–182, 1990.
- [49] Z. Lu and J. R. Dahn, *Cathode compositions for lithium-ion batteries*, US Patent 6,964,828, Nov. 2005.
- [50] M. Gutsch and J. Leker, 'Global warming potential of lithium-ion battery energy storage systems: A review', *Journal of Energy Storage*, vol. 52, p. 105 030, 2022.
- [51] T. Le Varlet, O. Schmidt, A. Gambhir, S. Few and I. Staffell, 'Comparative life cycle assessment of lithium-ion battery chemistries for residential storage', *Journal of Energy storage*, vol. 28, p. 101 230, 2020.
- [52] Tesla, 'Tesla Powerwall 2 Datasheet', Tech. Rep., 2019, p. 1. [Online]. Available: [https://www.tesla.com/sites/default/files/pdfs/powerwall/Powerwall%20AC\\_Datasheet\\_en\\_northamerica.pdf](https://www.tesla.com/sites/default/files/pdfs/powerwall/Powerwall%20AC_Datasheet_en_northamerica.pdf).
- [53] M. Al-Saadi, J. Olmos, A. Saez-de-Ibarra, J. Van Mierlo and M. Bercibar, 'Fast charging impact on the lithium-ion batteries' lifetime and cost-effective battery sizing in heavy-duty electric vehicles applications', *Energies*, vol. 15, no. 4, p. 1278, 2022.
- [54] I. Baccouche, S. Jemmali, B. Manai, A. Nikolian, N. Omar and N. Essoukri Ben Amara, 'Li-ion battery modeling and characterization: An experimental overview on nmc battery', *International Journal of Energy Research*, vol. 46, no. 4, pp. 3843–3859, 2022.
- [55] M. Akbarzadeh, J. De Smet and J. Stuyts, 'Cost assessment of battery hybrid energy storage system for full-electric marine applications', in *2022 22nd International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*, IEEE, 2022, pp. 1–6.
- [56] J. Niu, W. Zhuang, J. Ye, Z. Song, G. Yin and Y. Zhang, 'Optimal sizing and learning-based energy management strategy of ncr/lto hybrid battery system for electric taxis', *Energy*, vol. 257, p. 124 653, 2022.
- [57] H. Zhang, Y. Yang, H. Xu, L. Wang, X. Lu and X. He, 'Li<sub>4</sub>Ti<sub>5</sub>O<sub>12</sub> spinel anode: Fundamentals and advances in rechargeable batteries', *InfoMat*, vol. 4, no. 4, e12228, 2022.
- [58] S. Koh, L. Smith, J. Miah, D. Astudillo, R. Eufrazio, D. Gladwin, S. Brown and D. Stone, 'Higher 2nd life lithium titanate battery content in hybrid energy storage systems lowers environmental-economic impact and balances eco-efficiency', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 152, p. 111 704, 2021.
- [59] A. A. Pesaran, T. Markel, H. S. Tataria and D. Howell, 'Battery requirements for plug-in hybrid electric vehicles—analysis and rationale', National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), Tech. Rep., 2009.
- [60] S. Tobishima, Y. Ogino, T. Kuryu, Y. Saito, R. Sugawara and M. Oura, 'Storage characteristics of lithium ion cells', *Key Engineering Materials*, vol. 228, 2002.
- [61] T. Markel, K. Smith and A. A. Pesaran, 'Improving petroleum displacement potential of phev's using enhanced charging scenarios', in *Electric and Hybrid Vehicles Power Sources, Models, Sustainability, Infrastructure and the Market*, Elsevier, 2009, pp. 1–9.
- [62] J. Hall, T. Lin, G. Brown, P. Biensan and F. Bonhomme, 'Decay processes and life predictions for lithium ion satellite cells', in *4th International Energy Conversion Engineering Conference and Exhibit (IECEC)*, 2006, p. 4078.

- [63] C. Amzallag, J. Gerey, J. L. Robert and J. Bahuaud, 'Standardization of the rainflow counting method for fatigue analysis', *International journal of fatigue*, vol. 16, no. 4, pp. 287–293, 1994.
- [64] Y.-L. Lee and T. Tjhung, 'Rainflow cycle counting techniques', *Metal Fatigue Analysis Handbook: Practical Problem-solving Techniques for Computer-aided Engineering*, p. 89, 2011.
- [65] A. Nuhic, T. Terzimehic, T. Soczka-Guth, M. Buchholz and K. Dietmayer, 'Health diagnosis and remaining useful life prognostics of lithium-ion batteries using data-driven methods', *Journal of power sources*, vol. 239, pp. 680–688, 2013.
- [66] K. Heussen, S. Koch, A. Ulbig and G. Andersson, 'Unified system-level modeling of intermittent renewable energy sources and energy storage for power system operation', *IEEE Systems Journal*, vol. 6, no. 1, pp. 140–151, 2011.
- [67] D. Menniti, N. Sorrentino, A. Pinnarelli, L. Mendicino, G. Brusco, P. Vizza and G. Graditi, 'Management model of nanogrid based community energy storage', pp. 1–6, 2020.
- [68] M. Manbachi, 'Impact of distributed energy resource penetrations on smart grid adaptive energy conservation and optimization solutions', in *Operation of Distributed Energy Resources in Smart Distribution Networks*, Elsevier, 2018, pp. 101–138.
- [69] R. Lobo, 'Postes de Hormigón Centrifugado o Vibrado.', AIR-E, Tech. Rep., 2020.
- [70] T. D. C. Busarello, A. Mortezaei, A. S. Bubshait and M. G. Simões, 'Three-phase battery storage system with transformerless cascaded multilevel inverter for distribution grid applications', *IET Renewable Power Generation*, vol. 11, no. 6, pp. 742–749, 2017.
- [71] A. da Silva Dias, J. A. Alves, P. J. Torri and A. Péres, 'Medium voltage converters–transformerless topologies–literature review.',
- [72] Y. Levron and D. Shmilovitz, 'Power systems' optimal peak-shaving applying secondary storage', *Electric Power Systems Research*, vol. 89, pp. 80–84, 2012.
- [73] A. Molderink, V. Bakker, M. G. Bosman, J. L. Hurink and G. J. Smit, 'Management and control of domestic smart grid technology', *IEEE transactions on Smart Grid*, vol. 1, no. 2, pp. 109–119, 2010.
- [74] A. Nourai and C. Schafer, 'Changing the electricity game', *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 7, no. 4, pp. 42–47, 2009.
- [75] K. Divya and J. Østergaard, 'Battery energy storage technology for power systems—an overview', *Electric power systems research*, vol. 79, no. 4, pp. 511–520, 2009.
- [76] M. Uddin, M. F. Romlie, M. F. Abdullah, S. Abd Halim, T. C. Kwang *et al.*, 'A review on peak load shaving strategies', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 3323–3332, 2018.
- [77] R. Hemmati, H. Saboori and M. A. Jirdehi, 'Stochastic planning and scheduling of energy storage systems for congestion management in electric power systems including renewable energy resources', *Energy*, vol. 133, pp. 380–387, 2017.
- [78] E. Dehnavi, F. Aminifar and S. Afsharnia, 'Congestion management through distributed generations and energy storage systems', *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 29, no. 6, e12018, 2019.
- [79] N. I. Yusoff, A. A. M. Zin and A. B. Khairuddin, 'Congestion management in power system: A review', in *2017 3rd international conference on power generation systems and renewable energy technologies (PGSRET)*, IEEE, 2017, pp. 22–27.
- [80] D. Shirmohammadi and H. W. Hong, 'Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line losses reduction', *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 1492–1498, 1989.
- [81] S. Dehbozorgi, A. Ehsanifar, Z. Montazeri, M. Dehghani and A. Seifi, 'Line loss reduction and voltage profile improvement in radial distribution networks using battery energy storage system', in *2017 IEEE 4th International Conference on Knowledge-Based Engineering and Innovation (KBEI)*, IEEE, 2017, pp. 0215–0219.
- [82] Z. Yuan, W. Wang, H. Wang and A. Yildizbasi, 'A new methodology for optimal location and sizing of battery energy storage system in distribution networks for loss reduction', *Journal of Energy Storage*, vol. 29, p. 101368, 2020.
- [83] ANSI C84.1-2011, "American National Standard for Electric Power Systems and Equipment—Voltage Ratings (60 Hertz), 2011.
- [84] Comisión de regulación de energía y gas (CREG), *Creg 070 de 1998 por la cual se establece el reglamento de distribución de energía eléctrica, como parte del reglamento de operación del sistema interconectado nacional*. 1998.

- [85] Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), *Ntc 1340. tensiones y frecuencia nominales en sistemas de energía eléctrica en redes de servicio público*, 2004.
- [86] H. Sun, Q. Guo, J. Qi, V. Ajarapu, R. Bravo, J. Chow, Z. Li, R. Moghe, E. Nasr-Azadani, U. Tamrakar *et al.*, 'Review of challenges and research opportunities for voltage control in smart grids', *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 34, no. 4, pp. 2790–2801, 2019.
- [87] M. Nazir, A. Ahmad and I. Hussain, 'Operational and environmental aspects of standalone microgrids', in *Control of Standalone Microgrid*, Elsevier, 2021, pp. 25–59.
- [88] J. Carpentier, 'Contribution a l'étude du dispatching économique', *Bulletin de la Societe Francaise des Electriciens*, vol. 3, no. 1, pp. 431–447, 1962.
- [89] M. Ebeed, S. Kamel and F. Jurado, 'Optimal power flow using recent optimization techniques', in *Classical and recent aspects of power system optimization*, Elsevier, 2018, pp. 157–183.
- [90] R. C. Dugan and D. Montenegro, 'The open distribution system simulator (openss): Reference guide', *Electric Power Research Institute (EPRI)*, 2018.
- [91] A. Gomez-Exposito, A. J. Conejo and C. Cañizares, *Electric energy systems: analysis and operation*. CRC press, 2018.
- [92] E. Bradford and L. Imsland, 'Expectation constrained stochastic nonlinear model predictive control of a batch bioreactor', in *Computer Aided Chemical Engineering*, vol. 40, Elsevier, 2017, pp. 1621–1626.
- [93] N. Chatrattanawet, S. Kheawhom and A. Arpornwichanop, 'Robust model predictive control strategy for ltv and lpv systems of the internal reforming solid oxide fuel cell', in *Computer Aided Chemical Engineering*, vol. 37, Elsevier, 2015, pp. 1733–1738.
- [94] J. Gomes, J. Batra, V. R. Chopda, P. Kathiresan and A. S. Rathore, 'Monitoring and control of bioethanol production from lignocellulosic biomass', in *Waste biorefinery*, Elsevier, 2018, pp. 727–749.
- [95] J. M. Maciejowski, *Predictive control: with constraints*. Pearson education, 2002.
- [96] R. Findeisen, L. Imsland, F. Allgower and B. A. Foss, 'State and output feedback nonlinear model predictive control: An overview', *European journal of control*, vol. 9, no. 2-3, pp. 190–206, 2003.
- [97] A. D. Pia, S. S. Dey and M. Molinaro, 'Mixed-integer quadratic programming is in np', *Mathematical Programming*, vol. 162, no. 1, pp. 225–240, 2017.
- [98] A. Koberstein, 'The dual simplex method, techniques for a fast and stable implementation', *Unpublished doctoral thesis, Universität Paderborn, Paderborn, Germany*, 2005.
- [99] International Business Machines Corporation (IBM), *ILOG CPLEX Optimization Studio 12.8.0*. 2017. [Online]. Available: <https://www.ibm.com/products/ilog-cplex-optimization-studio>.
- [100] A. Safdarian, M. FOTUHI-FIRUZABAD and F. Aminifar, 'Composite power system adequacy assessment based on postoptimal analysis', *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, vol. 21, no. 1, pp. 90–106, 2013.
- [101] R. M. Freund, 'Penalty and barrier methods for constrained optimization', *Lecture Notes, Massachusetts Institute of Technology*, 2004.
- [102] International Business Machines Corporation (IBM) ILOG CPLEX, 'V12. 8: User's Manual for CPLEX', *International Business Machines Corporation*, p. 596, 2017.
- [103] S. V. Giannoutsos and S. N. Manias, 'A cascade control scheme for a grid connected battery energy storage system (bess)', in *2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON)*, IEEE, 2012, pp. 469–474.
- [104] N. Shidore, T. Bohn, M. Duoba, H. Lohse-Busch and P. Sharer, 'Phev 'all electric range' and fuel economy in charge sustaining mode for low soc operation of the jcs v141m li-ion battery using battery hil', in *Proceeding of the electric vehicle symposium*, vol. 23, 2007, pp. 2–5.
- [105] N. Omar, M. A. Monem, Y. Firouz, J. Salminen, J. Smekens, O. Hegazy, H. Gaulous, G. Mulder, P. Van den Bossche, T. Coosemans *et al.*, 'Lithium iron phosphate based battery–assessment of the aging parameters and development of cycle life model', *Applied Energy*, vol. 113, pp. 1575–1585, 2014.
- [106] M. Ecker, N. Nieto, S. Käbitz, J. Schmalstieg, H. Blanke, A. Warnecke and D. U. Sauer, 'Calendar and cycle life study of li (nimnco) o2-based 18650 lithium-ion batteries', *Journal of Power Sources*, vol. 248, pp. 839–851, 2014.
- [107] IEEE Power System Analysis, Computing and Economics Committee, *IEEE 34 Node Test Feeder*, 1992. [Online]. Available: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>.
- [108] K. Strunz, E. Abbasi, C. Abbey *et al.*, *Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources*. 2014.



- [109] W. E. Hart, C. D. Laird, J.-P. Watson, D. L. Woodruff, G. A. Hackebeil, B. L. Nicholson, J. D. Sirola *et al.*, *Pyomo-optimization modeling in python*. Springer, 2017, vol. 67.
- [110] P. Radatz, Ê. Viana and R. Pilar, *Py-DSS-Interface Documentation*, 1.0.2. 2021. [Online]. Available: <https://py-dss-interface.readthedocs.io/en/latest/readme.html>.
- [111] T. Terlouw, T. AlSkaif, C. Bauer and W. van Sark, 'Multi-objective optimization of energy arbitrage in community energy storage systems using different battery technologies', *Applied energy*, vol. 239, pp. 356–372, 2019.
- [112] L. Zhang, Y. Yu, B. Li, X. Qian, S. Zhang, X. Wang, X. Zhang and M. Chen, 'Improved cycle aging cost model for battery energy storage systems considering more accurate battery life degradation', *IEEE Access*, vol. 10, pp. 297–307, 2021.