

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**ANÁLISIS DE LA DISMINUCIÓN DE PÉRDIDAS POR EFECTO
JOULE EN LA RED DE
DISTRIBUCIÓN CON EL USO DE DISPOSITIVOS DISTRIBUIDOS
DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA.**

GIOVANNY SEBASTIÁN ALMEIDA ALMEIDA

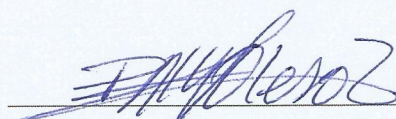
DIRECTOR: Ing. PATRICIA ELIZABETH OTERO VALLADARES, MSc.

CODIRECTOR: Dr.-Ing. FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI

Quito, octubre 2022

AVAL

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por Giovanni Sebastián Almeida Almeida, bajo nuestra supervisión.



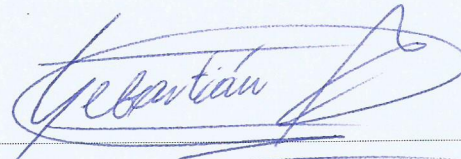
**Ing. PATRICIA ELIZABETH OTERO VALLADARES, MSc.
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

**Dr.-Ing. FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI
CODIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Giovanni Sebastián Almeida Almeida, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.



GIOVANNY SEBASTIÁN ALMEIDA ALMEIDA

DEDICATORIA

A mi padre, Félix Marcelo, te llevo en el alma, seguiré cumpliendo sueños y tú estarás en algún sitio asintiendo.

A mi madre Carmen y mi hermana Estefani, mi apoyo incondicional.

AGRADECIMIENTO

Quiero expresar mi gratitud a cada persona que fue parte de este proceso. A mi familia, por su esfuerzo, apoyo y amor incondicional en cada etapa de mi vida. A Ing. Patricia Elizabeth Otero Valladares, Mgs. por su guía, conocimiento, consejos y paciencia en el desarrollo de este trabajo. A todos los profesores que fueron parte de mi formación profesional.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN	VII
ABSTRACT	VIII
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 OBJETIVOS.....	2
1.2 ALCANCE	2
1.3 MARCO TEÓRICO	3
1.3.1 Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE)	3
1.3.2 Clasificación de los SAE	6
1.3.3 Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB)	7
2. METODOLOGÍA.....	21
2.1 SELECCIÓN DE MODELO DE BATERÍA.....	21
2.2 OBTENCIÓN E INGRESO DE DATOS DE UNA CURVA DE DEMANDA DIARIA.....	21
2.3 MODELACIÓN DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CON BATERÍAS	23
2.4 SIMULACIÓN DE EVENTOS.....	23
2.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	24
2.6 DIAGRAMA DE FLUJO DE METODOLOGÍA PROPUESTA	25
3. IMPLEMENTACIÓN Y SIMULACIÓN	26
3.1 CLASIFICACIÓN DE MODELOS DE BATERÍA.....	26
3.1.1 Modelo lineal.....	27
3.1.2 Modelo equivalente de Thevenin	27
3.1.3 Selección de modelo.....	29
3.2 MODELO DE BATERÍA	30
3.3 MODELO DE CONTROL DEL SISTEMA DE BATERÍAS.....	33
3.3.1 Control de frecuencia.....	34
3.3.2 Control de potencia activa-reactiva	36

3.3.3 Control de carga-descarga.....	37
3.4 CREACIÓN DE MODELOS COMUNES Y COMPUESTOS	42
3.4.1 Modelo común de SAEB.....	43
3.4.2 Modelo compuesto de SAEB	44
3.5 ELEMENTOS DEL SISTEMA DE BATERÍAS.....	45
3.6 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBA.....	46
3.7 CURVA DE DEMANDA DIARIA.....	47
4. RESULTADOS	49
4.1 SISTEMA DE 14 BARRAS SIN SAEB	49
4.2 IMPACTO DE SAEB EN EL SISTEMA DE 14 BARRAS.....	51
4.2.1 Sistemas Distribuidos de Almacenamiento de Energía con Baterías	51
4.2.2 Sistemas Centralizados de Almacenamiento de Energía con Baterías	62
4.2.3 Resumen de resultados	64
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	66
5.1 CONCLUSIONES	66
5.2 RECOMENDACIONES	68
6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	69
ANEXOS	72
ANEXO A.	72
ANEXO B.	75
ANEXO C.	76
ANEXO D.	77
ANEXO E.	80

RESUMEN

En este trabajo, se aborda la implementación de un modelo de batería capaz de simular sus estados de operación, con una precisión suficiente para efectuar un análisis de pérdidas Joule en la red de prueba en el transcurso de un día.

Para obtener los estados de carga-descarga de las baterías se utiliza una curva de demanda proporcionada por la Empresa Eléctrica Quito, esto permite establecer el modo de operación de la batería de acuerdo con la demanda actual en una determinada hora. Posteriormente se implementa un modelo de batería con sistema de control y medición. La simulación en DIgSILENT PowerFactory se realiza bajo diferentes escenarios de introducción de sistemas de almacenamiento de energía con baterías, de forma distribuida y centralizada. La modelación descrita permite analizar y discutir sobre el efecto de la introducción de baterías en la red de prueba, respecto a las pérdidas Joule en demanda mínima y máxima.

En el desarrollo de este trabajo se utiliza el sistema IEEE de 14 barras de PowerFactory. La implementación del modelo de batería se realiza en Lenguaje de Simulación DIgSILENT (DSL).

PALABRAS CLAVE: sistemas de almacenamiento de energía, pérdidas por efecto Joule, curva de demanda diaria.

ABSTRACT

This work presents the implementation of a model capable of simulating the operating states of a battery, with sufficient accuracy to perform a Joule loss analysis in the test network over the course of a day.

In order to obtain the charge-discharge states of the batteries, a demand curve provided by Empresa Eléctrica Quito is used, this allows to establish the operation mode of the battery according to the current demand in a certain hour. Then, a battery model with a control and measurement system is implemented. The simulation in DIgSILENT PowerFactory is performed under different scenarios of introduction of energy storage systems with batteries, in a distributed and centralized way. The described modeling allows to analyze and discuss about the effect of the introduction of batteries in the test network, respect to the Joule losses in minimum and maximum demand.

In the development of this work, the PowerFactory 14 Bus system is used. The implementation of the battery model is performed in DIgSILENT Simulation Language (DSL).

KEYWORDS: battery energy storage systems, Joule losses, daily demand curve.

1. INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico actual, ha experimentado una revolución al impulsar la introducción de fuentes de energía renovable (FER) y generación distribuida (GD), para lo cual, debe ajustarse a algunos parámetros, entre estos están: capacidad de potencia, alta eficiencia, calidad y confiabilidad de la energía, flexibilidad y bajo impacto ambiental [1].

El almacenamiento de energía puede introducir importantes beneficios en el sistema eléctrico: para el generador, tiene el potencial de optimizar su eficiencia y, para el usuario final de la red, mejorará la calidad de la energía y reducirá los picos de carga. En efecto, los dispositivos de almacenamiento de energía, situados en puntos críticos del sistema de distribución, presentan beneficios asociados a actualizaciones de equipos de distribución aplazadas o evitadas [2].

La implementación de nuevas tecnologías como redes inteligentes y la descarbonización del sector eléctrico son algunos de los cambios introducidos en las redes de distribución, que han provocado un gran conflicto en cuanto al flujo de energía del sistema [3]. De ahí que es imperante la implementación de Sistemas Distribuidos de Almacenamiento de Energía con Baterías (SDAEB) en el sector eléctrico, a fin de transformar el mismo a un sistema distribuido [4].

El propósito del proyecto descrito es modelar e implementar Sistemas Distribuidos de Almacenamiento de Energía con Baterías en una red de prueba, para analizar la disminución de las pérdidas de potencia activa.

1.1 OBJETIVOS

El objetivo general de este Proyecto Técnico es:

- Analizar la disminución de pérdidas por efecto Joule en la red de distribución mediante el uso de Dispositivos Distribuidos de Almacenamiento de Energía Eléctrica (DDAEE).

Los objetivos específicos del Proyecto Técnico son:

- Realizar una revisión bibliográfica sobre los DDAEE disponibles actualmente para seleccionar un Sistema Distribuido de Almacenamiento de Energía basado en baterías (SDAEB), que pueda usarse en sistemas eléctricos de distribución.
- Establecer el modelo más adecuado de SDAEB para su implementación en el software DlgSILENT PowerFactory.
- Simular varios escenarios de la ubicación de los SDAEB en un sistema de distribución de energía, mediante la utilización de un sistema modelo de 14 barras en DlgSILENT PowerFactory.
- Analizar el efecto de introducir SDAEB a la red de distribución con respecto a las pérdidas por efecto Joule.

1.2 ALCANCE

En el presente trabajo de titulación se analizará la influencia de los Dispositivos Distribuidos de Almacenamiento de Energía Eléctrica en redes de distribución. Se partirá de una investigación bibliográfica sobre dispositivos basados en baterías, para seleccionar los SDAEB más adecuados para el presente caso de estudio.

Se utilizará el sistema modelo de catorce barras del software DlgSILENT PowerFactory y luego se añadirán los SDAEB más adecuados al sistema de forma distribuida. Para comenzar con la etapa de simulación se debe conocer la capacidad de potencia y energía que los equipos dispongan, de acuerdo con su tamaño. También será necesario realizar un análisis detallado del consumo de energía y de las demandas máximas de la red para realizar la carga y descarga de los mismos en los horarios más adecuados.

Se utilizarán curvas típicas de demanda para establecer diferentes escenarios de simulación que permitan verificar si los SDAEB producen el efecto deseado de disminuir las pérdidas por efecto Joule. Se analizarán los resultados de las simulaciones y se emitirá las conclusiones del caso.

1.3 MARCO TEÓRICO

1.3.1 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA (SAE)

Los SAE permiten almacenar energía de las siguientes formas: mecánica, eléctrica, térmica, química, electroquímica. Su impacto en la flexibilidad de la red de distribución de medio y bajo voltaje es muy significativo, pues permite garantizar un funcionamiento técnico y económicamente eficaz de su infraestructura [5].

Los SAE tienen el potencial de proporcionar múltiples servicios a las diferentes etapas que conforman el sistema eléctrico, a continuación, se resume cada uno de ellos.

Generación [6], [7], [8]:

- **Regulación de frecuencia:** Con la instalación de SAE en puntos críticos, el operador puede realizar control primario y secundario de frecuencia. Para la regulación primaria, el SAE se carga cuando hay un aumento en la frecuencia, por otro lado, se descarga cuando la frecuencia se reduce.

La instalación de SAE en centrales térmicas e hidráulicas tiene como objetivo elevar el nivel de generación de la central con la prestación de control primario de frecuencia. Por último, en centrales eólicas y solares, dan apoyo en la regulación primaria y promueven la inclusión de energías renovables en la red.

- **Arbitraje de energía:** La variación diaria de la demanda debe ser equilibrada económicamente en el mercado, por lo que los costos son mayores cuando la demanda es alta y son menores cuando es baja. Con el uso de SAE es posible realizar una gestión de compra y venta de energía, comprando energía a un precio bajo (carga) y vendiendo a un precio más alto (descarga).
- **Estabilización de capacidad y soporte a fuentes renovables:** Debido a la naturaleza intermitente de las fuentes de energía renovables (variabilidad de disponibilidad de las FER), se presentan dificultades que obstaculizan su inserción en los sistemas, por ejemplo, oscilaciones de frecuencia por cambios en la potencia. Al incluir SAE en centrales eólicas o fotovoltaicas, se ayuda a controlar estas oscilaciones de frecuencia al estabilizar la capacidad de contribución de energía a la red.
- **Aplazamiento y reducción de inversiones para generación:** Se posibilita el aplazamiento de inversiones de generación en un SEP, debido al recorte de la demanda pico. Este beneficio se asocia con la adición de una unidad de generación postergada y por lo tanto se optimiza costes en generación.

Transmisión y Distribución [6], [7], [8]:

- **Regulación de voltaje:** El SAE debe operar en un tiempo aproximado de 20 ms, mediante un convertidor de potencia que lo permita trabajar como capacitor o reactor, de esta manera se consigue obtener los valores deseados de voltaje, a través de la inyección o absorción de potencia reactiva.
- **Arranque autógeno y recuperación de servicio:** Se puede beneficiar el arranque autógeno de centrales eléctricas, permitiendo energizar líneas de transmisión, brindar control de voltaje, frecuencia y lograr la partida de los generadores. Además, brindan flexibilidad a la recuperación de servicio del sistema, manteniendo tiempos de descarga de algunas horas frente a fallas durante la operación del SEP.
- **Desfase energético y reducción de congestiones en líneas de transmisión:** Durante periodos de demanda alta se producen congestiones en las líneas, lo cual puede implicar fuertes inversiones. La colocación de SAE en el lado de la demanda hace posible la descarga de energía del sistema cuando la línea ha alcanzado su capacidad máxima, de manera análoga, descarga la energía almacenada al sistema cuando las líneas aún no han alcanzado su capacidad máxima.
- **Estabilidad angular del rotor:** Al presentarse cualquier perturbación de la potencia activa en un SEP, podría provocar la pérdida de sincronismo en los generadores. Una solución para amortiguar estas oscilaciones es el uso de SAE, de esta forma es posible suministrar o absorber potencia activa con una frecuencia de oscilación de 0,5 Hz a 1 Hz por un tiempo aproximado de 10 segundos.
- **Estabilidad transitoria:** Contribuyen a la robustez del sistema eléctrico, mejorando la respuesta ante fallas provocadas por inestabilidades. Esto se consigue suministrando (en la carga) o absorbiendo (en la generación) potencia activa en tiempos que están en el orden de los milisegundos.
- **Aplazamiento y reducción de inversiones para mejoras de la red de transmisión y distribución:** La creciente demanda de energía exige mejoras permanentes o un rediseño de las líneas de transmisión, por lo que requiere enormes inversiones. Al usar SAE es posible disminuir la carga de las líneas de distribución y transmisión en horas del año en que se produce la carga máxima, posibilitando aplazar el incremento en la capacidad de los sistemas.
- **Reducción de pérdidas en la red:** Se evita que la generación excesiva de energía pueda provocar flujos de energía inversos en la red de distribución. La ubicación de estos sistemas en puntos estratégicos permite obtener un flujo bidireccional de energía en la red, siendo una solución eficiente para evitar las pérdidas Joule al atender los

picos con el suministro local, corrigiendo activamente el factor de potencia y manteniendo los voltajes del sistema.

Usuario final [6], [7], [8]:

- **Recorte de la demanda pico:** El consumo de energía en las horas punta se reduce para disminuir el costo operacional del SEP, utilizando electricidad de bajo coste fuera de las horas pico para revenderla cuando los precios de la electricidad son más altos.
- **Calidad y confiabilidad de la energía:** Es necesario altos estándares de calidad de la energía frente a la sensibilidad de los equipos que conforman las industrias actuales ante variaciones de ciertas magnitudes como frecuencia y voltaje. En este contexto, el uso de SAE para la compensación de VAR y la estabilización del voltaje puede ser oportuno para suministrar energía de calidad, cumpliendo normativas técnicas de calidad y confiabilidad de la energía.

Otros beneficios [6], [7], [8]:

- **Disminución de respaldo convencional para el SEP:** Para una respuesta rápida ante desbalances entre generación y carga, es necesario mantener reservas, garantizando una operación segura de los SEP. Para la reserva primaria de generación, es posible disponer de capacidad de reserva aún más rápida que un generador convencional.
- Suplir demanda local en zonas de la red que no están fácilmente atendidas.

Estos servicios pueden facilitar la transformación del sistema eléctrico actual en uno con bajas emisiones de carbono. Los SAE han adquirido gran importancia a nivel mundial en los sistemas eléctricos de potencia. Actualmente existen varios aspectos que promueven su desarrollo a nivel global [5]:

- Difusión masiva de los sistemas de energía renovables, desarrollo de los sistemas de generación distribuida y de las redes inteligentes.
- Interés en satisfacer los picos rápidos de demanda mediante operaciones transitorias.
- Introducción masiva de mejoras tecnológicas y aumento en la experiencia práctica de su uso.
- Cambios regulatorios, admitiendo su incorporación en el mercado eléctrico.
- Mejoras en eficiencia, durante los procesos de generación, transmisión y distribución.

1.3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS SAE

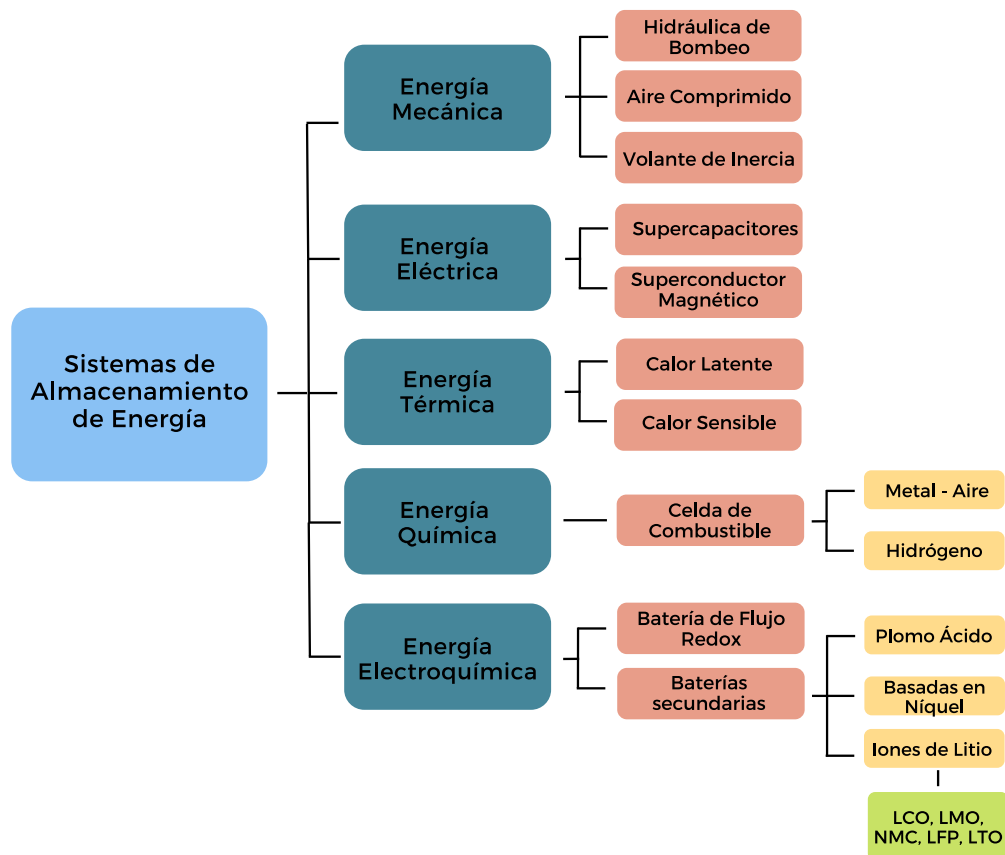


Figura 1.1. Clasificación de los SAE de acuerdo con la forma de almacenamiento de energía [9]

En la actualidad existe gran diversidad de tecnologías de almacenamiento de energía en operación, su clasificación puede estar basada en la forma de almacenamiento de energía, como se indica en la Figura 1.1. La segunda clasificación es de acuerdo con el tiempo de descarga requerido para su aplicación en un SEP, en la que se puede nombrar los sistemas a gran escala y pequeña escala. A continuación, se explica esta clasificación:

1. SAE a gran escala: son aquellos sistemas con gran capacidad de almacenamiento, que pueden inyectar potencia continuamente durante prolongados periodos de tiempo, en el orden de minutos a horas. A esta clasificación pertenecen las siguientes tecnologías: hidráulica de bombeo, aire comprimido y gran parte de los sistemas de almacenamiento en baterías [5].

Las aplicaciones que demandan esta tecnología son las siguientes: recorte de la demanda pico, aplazamiento y reducción de inversiones para mejoras de la red de generación, transmisión y distribución, reducción de congestiones en líneas de

transmisión, reducción de pérdidas en la red de distribución, disminución de respaldo convencional, arranque autógeno, recuperación de servicio, arbitraje de energía.

- SAE a pequeña escala:** estos sistemas inyectan o absorben potencia durante periodos cortos de tiempo, en el orden de segundos a minutos. Las tecnologías de almacenamiento que pertenecen a este grupo son: acumulación de hidrógeno, volantes de inercia, superconductor magnético, supercapacitores [5].

La Figura 1.2. indica las potencias nominales y los rangos de tiempo de descarga típicos de diversos SAE. En la parte superior de la gráfica en el rango de horas puede apreciarse los SAE a gran escala y en la parte inferior en el rango de segundos puede notarse los de pequeña escala.

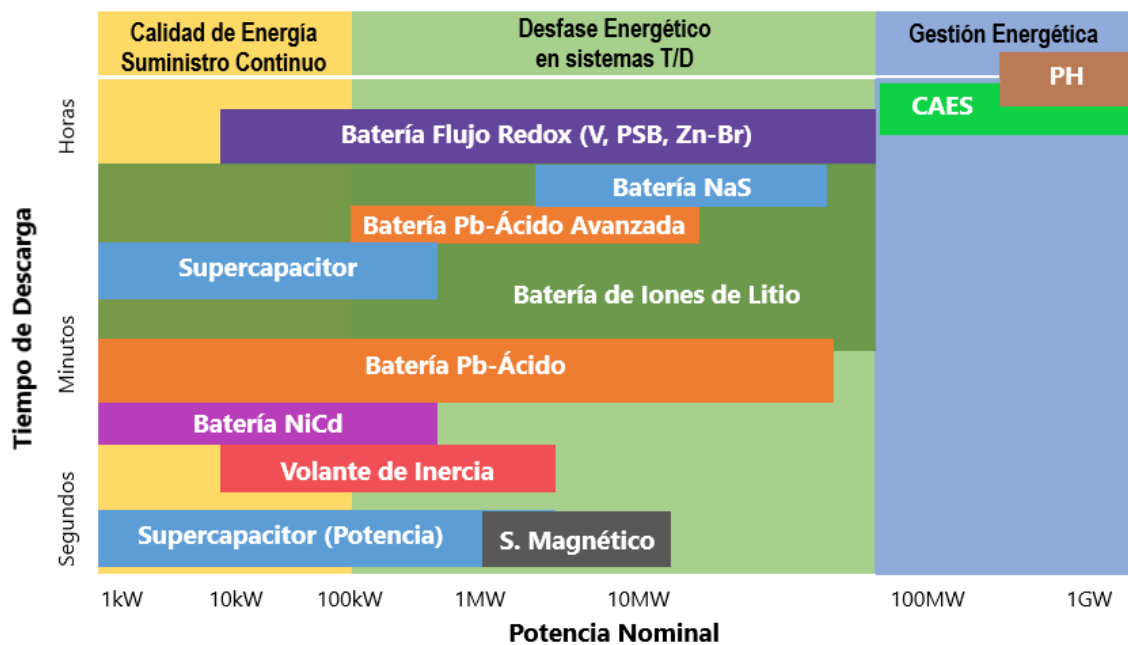


Figura 1.2. Comparación de potencias nominales y tiempos de descarga de SAE [10]

1.3.3 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CON BATERÍAS (SAEB)

Los SAEB son un tipo de tecnología que permiten almacenar energía de forma electrolítica. La celda de una batería está conformada por un electrolito y dos electrodos (ánodo y cátodo), los mismos que están almacenados en una cuba sellada e intercambian un flujo de iones entre ánodo y cátodo. Al conectar un circuito eléctrico externo se genera un flujo de electrones hacia este, mientras que los iones con carga positiva circulan en el electrolito para ser almacenados en el ánodo y ser usados posteriormente [11], [12].

Las celdas de la batería están conectadas en paquetes, que son supervisados por un sistema de gestión de baterías. La carga o descarga de la batería se realiza a través de un convertidor controlado por un sistema de supervisión en tiempo real [12].

Existe una amplia variedad de SAEB con distintas configuraciones serie y paralelo de sus celdas, cada una con distintas especificaciones técnicas requeridas para ciertas aplicaciones en la red eléctrica [5]. En la Figura 1.3. se indican las principales aplicaciones en las que su uso ha tenido gran aceptación.

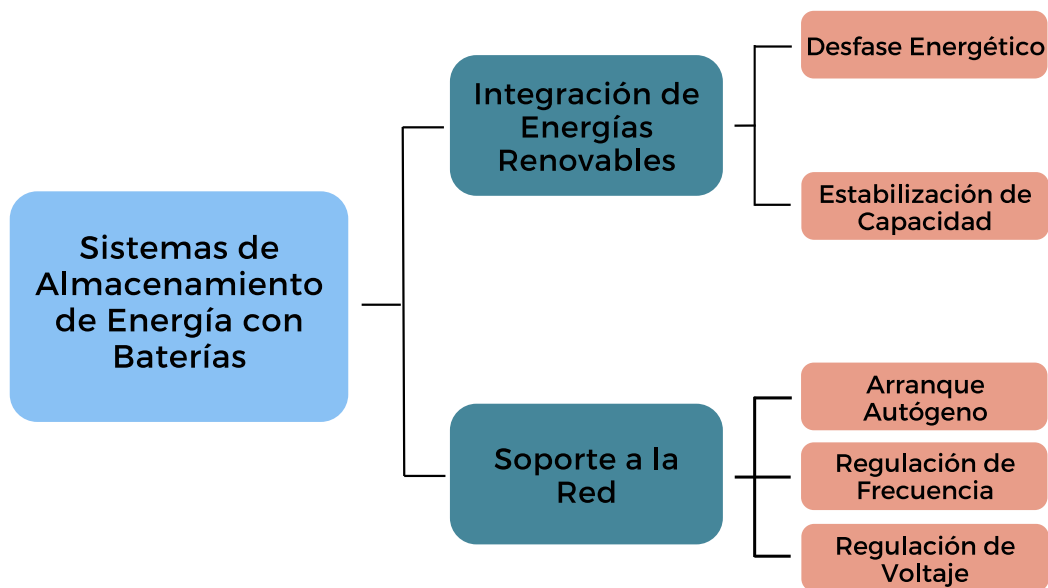


Figura 1.3. Principales aplicaciones de los SAEB en la red eléctrica [9]

1.3.3.1 Parámetros de una batería

La definición de parámetros que caracterizan una batería se lista en la Tabla 1.1. Los valores correspondientes a cada parámetro dependen de la química interna propia de cada tecnología, como se aprecia en la Tabla 1.2. [13], [14], [15], [16], [17].

Tabla 1.1. Parámetros técnicos de una batería

Parámetro	Definición
Capacidad de potencia	También conocida como potencia nominal, es la salida de potencia máxima diseñada, se mide en kW o MW.
Capacidad de energía	Es la máxima cantidad de energía almacenada, se mide en kWh o MWh.

Tabla 1.1. Parámetros técnicos de una batería

Parámetro	Definición
Tiempo de descarga	Es el tiempo máximo de descarga a potencia nominal. Por ejemplo, una batería de 1 MW de capacidad de potencia y 4 MWh de capacidad de energía, tiene un tiempo de descarga de 4 horas.
Tiempo de respuesta	Es el tiempo que demora una batería en suministrar energía desde cero a su potencia nominal.
Eficiencia de carga-descarga	Se mide como un porcentaje, es la relación entre la energía usada para cargar la batería y la energía descargada.
Ciclo de carga-descarga	Es el número de veces que una batería puede cargarse y descargarse antes de fallar o degradarse significativamente.
Voltaje de circuito abierto	Es el voltaje en los terminales de la batería cuando no hay ningún circuito externo conectado.
Parámetros relacionados con la vida útil	
Parámetro	Definición
Profundidad de descarga	Es la fracción de la energía total almacenada que se descarga en funcionamiento normal, se expresa como la relación entre la potencia descargada y la capacidad de potencia. Puede estar limitado para aumentar la vida útil y depende de la tecnología.
Estado de carga (SOC)	Cuantifica el nivel de carga de la batería, se mide como porcentaje de la capacidad nominal. El SOC es uno si la batería está completamente cargada y es cero si está descargada totalmente.
Auto descarga	Es la pérdida continua de la energía almacenada debido a procesos químicos internos del electrodo y electrolito. Se cuantifica en porcentaje de energía perdida por día.
Efecto memoria	Es un fenómeno que disminuye la capacidad de potencia y acelera el proceso de descarga, se origina por realizar ciclos de carga y descarga incompletos.
Parámetros relacionados con limitaciones de espacio usado	
Densidad de energía	Es la energía almacenada por unidad de volumen. Es un indicador de la eficiencia de una tecnología con referencia al uso de espacio.

Tabla 1.1. Parámetros técnicos de una batería

Parámetro	Definición
Energía específica	Especifica la energía almacenada por kilogramo. Por ejemplo, las baterías de iones de litio son más adecuadas para el transporte que las baterías de plomo ácido porque tienen una energía específica mayor, sin embargo, la energía específica es menos relevante para aplicaciones estacionarias. Su unidad de medida es Wh/kg.
Densidad de potencia	Es la potencia entregada por unidad de volumen. Es un indicador de la eficiencia con referencia al uso de espacio.
Potencia específica	Especifica la potencia suministrada por unidad de peso. Se mide en W/kg.

Tabla 1.2. Datos de parámetros técnicos de baterías

Parámetro	Plomo ácido	NiCd	Li-ion	NaS	VRB	ZnBr
Potencia Nominal [MW]	0.001-50	0.001-40	0.001-40	0.5-50	0.03-7	0.05-2
Tiempo de descarga	s-3h	s-h	min-h	s-horas	s-10h	s-10h
Tiempo de respuesta	5-10ms	20ms-s	20ms-s	1ms	ms	ms
Energía específica [Wh/kg]	30-50	40-60	75-250	150-240	75	60-80
Potencia específica [W/kg]	75-300	150-300	150-315	90-230	15-30	50-150
Densidad de energía [Wh/l]	50-80	60-150	200-500	150-250	20-70	16-39
Densidad de potencia [W/l]	10-400	150-300	500-200	150-230	0.5-2	-
Auto descarga [%/día]	0.1-0.3	0.2-0.6	0.1-0.3	20	0-10	1
Temperatura de Operación [°C]	-40-55	-40-60	-20-45	300-350	0-40	20-50
Eficiencia carga-descarga [%]	70-90	60-91	85-100	85-90	85	70-75

Tabla 1.2. Datos de parámetros técnicos de baterías

Parámetro	Plomo ácido	NiCd	Li-ion	NaS	VRB	ZnBr
Tiempo de vida [años]	3-15	15-20	5-15	10-15	5-20	5-10
Ciclos de carga-descarga	100-1000	1000-3000	1000-10000+	2000-4500	10000+	2000+
Costo Energía [\$/kWh]	53-315	210-1050	210-1890	210-945	105-1050	105-735

1.3.3.2 Tipos de baterías

Entre los tipos de baterías que se encuentran en el mercado están:

1.3.3.2.1 Batería de Plomo Ácido

La celda de una batería de plomo ácido está conformada por dos placas de plomo: un electrodo positivo de dióxido de plomo y un electrodo negativo de plomo, ambos en una disolución de ácido sulfúrico y agua. La reacción química al combinarse ion sulfato y plomo produce sulfato de plomo en los terminales de la batería durante el proceso de descarga. En el proceso de carga el sulfato de plomo reacciona y se transforma en plomo y dióxido de plomo en cada electrodo [5], [7].

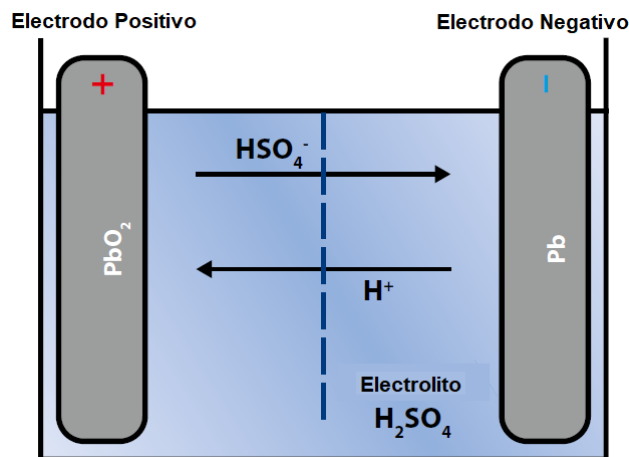


Figura 1.4. Esquema de estructura interna de batería de plomo ácido [14]

Hay dos tipos principales de baterías de plomo ácido: ventilada y sellada. El tipo sellado tiene válvulas para permitir la liberación de gases si la presión aumenta durante los procesos de carga y descarga, por esta razón también se la conoce como batería regulada por válvulas. En general, las baterías de plomo ácido han sido probadas en diversas

aplicaciones y presentan buena confiabilidad, entre ellos, como suministro de energía en el arranque a vehículos eléctricos, respaldo de energía para torres repetidoras de telefonía. También, el uso de estas baterías se ha aplicado ampliamente a la integración de energías renovables, principalmente en sistemas fotovoltaicos domésticos [14].

En la Tabla 1.3 y Tabla 1.4. se puede notar que los tipos de baterías de plomo ácido difieren entre sí por las ventajas y desventajas que presentan, debido a sus componentes de construcción internos y el diseño de electrolito [10], [14].

Tabla 1.3. Ventajas y desventajas de batería de plomo ácido ventilada

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Bajo costo y fabricación simple • Alta confiabilidad y eficiencia • Bajo costo de vatio-hora • Amplia experiencia operativa • Buen desempeño en elevadas y bajas temperaturas • Indicación sencilla del estado de carga • Potencia específica alta, lo que permite suministrar altas corrientes de descarga • Reciclaje de sus materiales 	<ul style="list-style-type: none"> • Densidad de energía baja • Tiempo de carga prolongado entre 14-16 horas • Reemplazo periódico de agua • Requiere carga completa para impedir sulfatación • Ciclo de vida muy reducido • Impacto ambiental significativo por las propiedades tóxicas del ácido sulfúrico y plomo

Tabla 1.4. Ventajas y desventajas de batería de plomo ácido sellada

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • No necesita aditamento de agua y bajo mantenimiento • No requiere ventilación especial • Reciclaje de sus materiales • Mayor seguridad ante derrames 	<ul style="list-style-type: none"> • Menos soporte a cambios de temperatura • Tiempo de vida más corto que el tipo ventilado • Mayor sensibilidad cuando se somete a estados de carga altos o bajos

Estas baterías se usan actualmente en diversos lugares del mundo para aplicarlo en la integración de energías renovables con la red. En Alemania existe un proyecto en el que se instaló una batería de 8.5 MW de capacidad de potencia, en España se instaló una batería de 4 MW. El proyecto que incluye baterías de plomo ácido y que presenta mayor

relevancia a nivel mundial es en la planta eólica Notrees en USA, la cual cuenta con 36 MW de capacidad de potencia [17].

1.3.3.2 Batería de Níquel Cadmio

Esta batería está conformada por dos placas: un electrodo positivo de hidróxido de níquel y un electrodo negativo de hidróxido de cadmio, ambos aislados y sumergidos en una disolución de hidróxido de potasio. En el proceso de carga, hidróxido de óxido de níquel se sitúa en el electrodo positivo y en el negativo se tiene cadmio metálico [17].

Una de las principales desventajas de esta batería es el efecto memoria, el cual puede contrarrestarse si se realizan descargas completas periódicas [5]. En la Tabla 1.5. se nombran las ventajas y desventajas correspondientes a las baterías de níquel cadmio.

Tabla 1.5. Ventajas y desventajas de batería de níquel cadmio [10], [14]

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Alto número de ciclos • Tiempo de carga ultrarrápido con poco estrés • Larga vida útil, puede ser guardado sin estar cargado • Fácil transporte • A baja temperatura presenta un buen rendimiento • Costo por ciclo relativamente bajo • Tiene a disposición gran variedad de baterías con distintas capacidades de potencia 	<ul style="list-style-type: none"> • El cadmio y níquel son metales tóxicos • Energía específica baja en comparación con tecnologías más actuales • Efecto memoria, generado por cargar una batería sin haberla descargado en su totalidad • Tiene bajo voltaje de celda, por lo que es necesario una gran cantidad de celdas para alcanzar cierto voltaje requerido por una aplicación

En la industria y en hogares es común usar este tipo de batería en dispositivos electrónicos y equipos de iluminación de emergencia, sin embargo, su uso para la integración de energías renovables no tiene gran relevancia en las redes eléctricas actuales [17].

La batería de níquel cadmio con mayor potencia en el 2003 fue instalada en USA y tiene una capacidad de potencia de 27 MW y un tiempo de descarga de 15 minutos. Su principal función es la de brindar servicio de arranque autónomo a centrales, además de mantener el equilibrio entre la generación y la demanda variante [5].

1.3.3.2.3 Batería de iones de litio

Esta batería está conformada por un electrodo negativo de carbono y un electrodo positivo compuesto de óxido metálico de litio, ambos separados por una sustancia electrolítica de litio. El ánodo tiene litio en sus capas y en el cátodo se recepta los iones de litio y se unen a este mediante enlace covalente. En el proceso de carga el cátodo libera iones de litio de sus capas y en el ánodo los iones se insertan en una sustancia de grafeno, durante el proceso de descarga se realiza el mismo proceso de manera inversa [5], [7], [14].

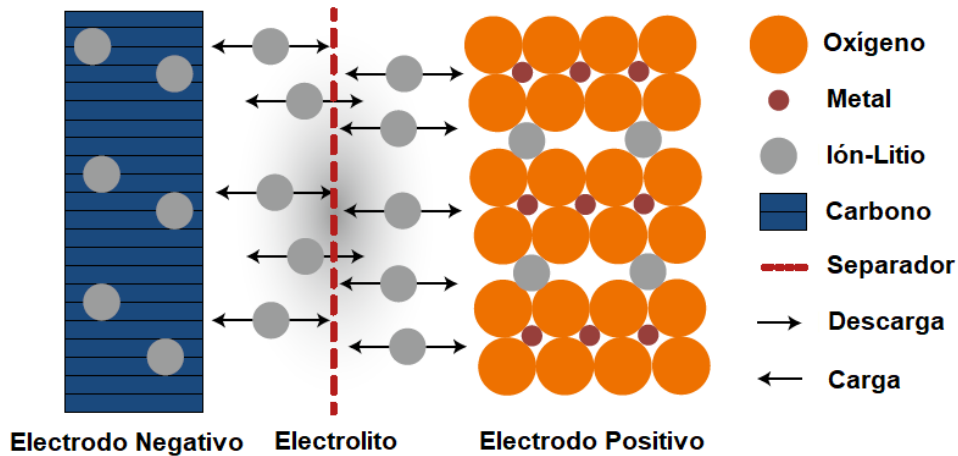


Figura 1.5. Esquema de estructura interna de batería de iones de litio [14]

Esta tecnología a base de litio es una de las más utilizadas para la integración de energías renovables debido a su buen rendimiento, bajo peso, gran densidad de energía y ciclos de vida. Sin embargo, entre sus desventajas más notables están sus elevados costes de inversión, operación y mantenimiento [17]. En la Tabla 1.6. se listan los diferentes tipos de tecnologías de baterías de iones de litio.

Las ventajas que destacan este tipo de baterías en general son su alta energía específica y capacidad de potencia, además de baja resistencia interna y tiempo corto de carga. Entre las desventajas se tiene la dificultad de aplicar carga rápida a temperaturas bajo cero grados Celsius y su rápida degradación al operar a temperaturas elevadas. En la Tabla 1.7. se detalla las ventajas y desventajas que difieren los distintos tipos de baterías de iones de litio.

Tabla 1.6. Tipos de baterías de iones de litio [10]

Tipo	Descripción
Óxido de cobalto de litio (LCO)	Está compuesta por un electrodo positivo de óxido de cobalto con distribución en capas y un electrodo negativo de carbono. Cuando se produce la descarga, el cátodo acepta iones de litio provenientes del ánodo y durante la carga se invierte el proceso. Tiene corto ciclo de vida, capacidad de energía restringida y baja estabilidad térmica.
Óxido de manganeso de litio (LMO)	Posee baja resistencia interna debido a su composición, lo que permite optimizar el flujo de iones entre ánodo y cátodo. Tiene elevada estabilidad térmica y corto ciclo de vida.
Níquel manganeso cobalto (NMC)	Tiene la mejor energía específica y voltaje nominal por celda de todas las baterías de iones de litio, pero su ciclo de vida es corto. Su uso puede ser adecuado como celdas de potencia.
Litio hierro fosfato (LFP)	Una batería con cátodo de fosfato de litio proporciona ciertos beneficios: mejora en la capacidad de corriente nominal, mayor ciclo de vida y seguridad. Su energía específica y voltaje nominal por celda es menor que uno de níquel manganeso cobalto.
Litio titanato (LTO)	Los beneficios de este compuesto se asocian con la rapidez de carga de la celda, con elevadas corrientes de descarga a bajas temperaturas, además tiene mayor número de ciclos que una batería de iones de litio con ánodo de carbono, sin embargo, su energía específica y voltaje nominal por celda son bajos.

Tabla 1.7. Ventajas y desventajas de baterías de iones de litio [14]

Batería	Ventajas	Desventajas
LMO	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo costo • Alta estabilidad térmica y capacidad de potencia 	<ul style="list-style-type: none"> • Ciclo de vida insuficiente para algunas aplicaciones • Baja eficiencia
NMC	<ul style="list-style-type: none"> • Alta capacidad de potencia, energía y estabilidad térmica • Puede trabajar a altos voltajes 	<ul style="list-style-type: none"> • Puede presentar problema de patentes en algunos países
LFP	<ul style="list-style-type: none"> • Alta estabilidad térmica, capacidad de potencia y ciclo de vida • Bajo costo 	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo voltaje de celda, por lo tanto, menor densidad de energía

Tabla 1.7. Ventajas y desventajas de baterías de iones de litio [14]

Batería	Ventajas	Desventajas
LTO	<ul style="list-style-type: none"> Alta estabilidad térmica y ciclo de vida Capacidad de descarga rápida 	<ul style="list-style-type: none"> Alto costo de titanio Bajo voltaje de celda Baja densidad de energía

Existe diversidad de proyectos que incluyen baterías de iones de litio, a continuación, se mencionan aquellos que cuentan con mayor potencia instalada: Laurel Mountain en USA tiene una capacidad de potencia de 32 MW y un tiempo de descarga de 15 minutos, Anchorage en Alaska tiene una capacidad de 25 MW y un tiempo de descarga de 34 minutos [5].

1.3.3.2.4 Batería de sulfuro de sodio

Este tipo de batería tiene un electrodo positivo de azufre fundido, separado de un electrodo negativo de sodio fundido por medio de un electrolito sólido cerámico que tiene características de alta conductividad de iones de sodio a alta temperatura. En la Figura 1.6. se muestra un esquema del diseño y funcionamiento de esta batería [18]. En el proceso de descarga se obtiene polisulfuro de sodio como resultado de la reacción entre sodio y azufre. En el proceso de carga el sodio se deposita en el tubo interior [5].

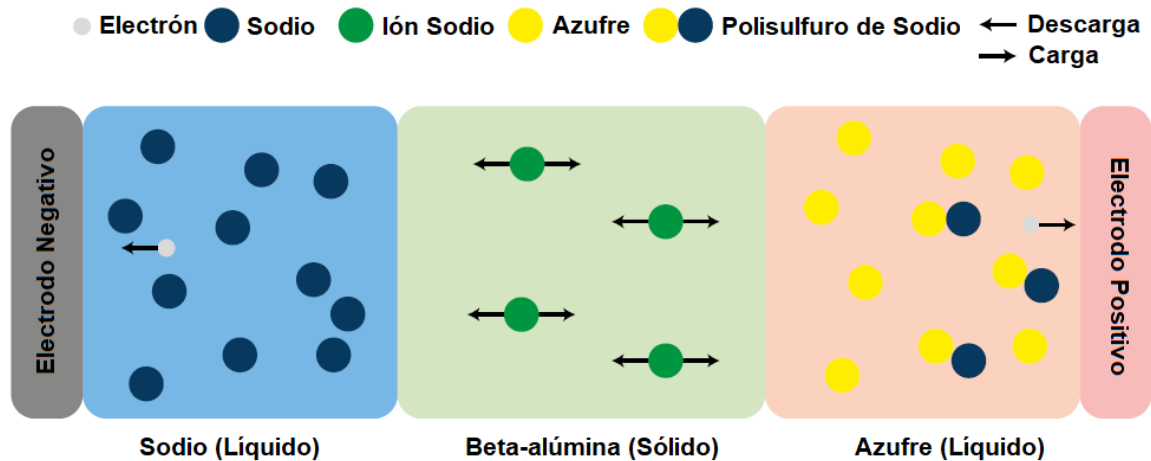


Figura 1.6. Estructura interna y funcionamiento de batería de sulfuro de sodio [14]

Las principales ventajas de esta tecnología son el gran número de ciclos de vida y buenas características de densidad energética con alta eficiencia de carga y descarga, además de su baja auto descarga y mantenimiento. Las desventajas se relacionan con la temperatura de funcionamiento y naturaleza corrosiva del sodio. En la Tabla 1.8. se los detalla de manera más específica.

Tabla 1.8. Ventajas y desventajas de batería de sulfuro de sodio [10], [14]

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Construcción a base de materiales reciclados • Batería sellada libre de mantenimiento • Posee electrodos líquidos que permiten ampliar los ciclos de vida • Buena densidad de energía y potencia • Las celdas pueden operar bajo gran variedad de condiciones: profundidad de descarga, temperatura • Eficiencia energética alta 	<ul style="list-style-type: none"> • Temperatura de operación está en el rango de 300 a 350 grados Celsius • El sodio es un metal altamente reactivo, produce reacción exotérmica con el agua • El costo de producción a gran escala del electrolito sólido es elevado • Se requiere estructura de cerramiento adicional para prevenir fugas • Es necesario seguir requisitos estrictos para su operación

Pocos proyectos con esta tecnología han sido implementados actualmente, la mayoría están enfocados al recorte de la demanda punta. Una planta eólica de Japón cuenta con baterías de sulfuro de sodio de 51 MW de potencia nominal y 12 MWh de capacidad de energía [17].

1.3.3.2.5 Batería de flujo redox

La celda de esta batería tiene dos divisiones que están espaciadas por una membrana que permite la conducción de los iones de hidrógeno e impide la conducción de los de vanadio. Su principio de operación consiste en reacciones de óxido reducción en depósitos externos que contienen soluciones electrolíticas que son bombeadas. La potencia nominal de esta tecnología se calcula con la cantidad de arreglos de celdas y la energía almacenada depende de la concentración de iones en la solución [7].

Distintos tipos de baterías de flujo pueden obtenerse de acuerdo con la composición de los electrolitos y electrodos, como puede observarse en la Tabla 1.9.

Tabla 1.9. Tipos de baterías de flujo redox [10]

Tipo	Descripción
Redox de vanadio (V)	Está compuesto por dos electrolitos de vanadio separados por una membrana que permite el flujo de iones de hidrógeno.
Polisulfuro bromo (PSB)	Sulfuro de sodio y tribromuro de sodio son sus electrolitos. En carga o descarga fluyen iones de sodio a través de la membrana.

Tabla 1.9. Tipos de baterías de flujo redox [10]

Tipo	Descripción
Zinc bromo (Zn-Br)	Soluciones de zinc y un compuesto de bromo son usados como electrolitos.

Las ventajas que presenta esta tecnología están relacionadas con su vida útil, versatilidad y seguridad, por otra parte, las desventajas hacen referencia a la baja densidad de energía y complejidad del sistema, así como sus componentes. En la Tabla 1.10. se detalla cada uno de los aspectos nombrados.

Tabla 1.10. Ventajas y desventajas de batería de flujo redox [10]

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none">• Vida útil prolongada: al utilizar solo los electrolitos en la reacción, es posible tener un largo periodo de resistencia del sistema sin degradar los electrodos.• Versatilidad: la capacidad de potencia y energía se pueden configurar mediante el número de celdas y volumen de electrolito• Alta seguridad: sus componentes no son inflamables y puede operar en rangos de temperatura normal.	<ul style="list-style-type: none">• Complejidad: su diseño incluye sensores y bombas, depósitos de contención secundaria, lo que aumenta significativamente los costos y disminuye la confiabilidad.• Baja densidad de energía en comparación con otras tecnologías.

Un sistema de baterías de flujo redox está instalado en una planta eólica en California, USA. Está caracterizada por 25 MW de potencia nominal y 75 MWh de capacidad de energía [5].

1.3.3.3 Factores para selección de batería

Ciertos factores externos al funcionamiento de una tecnología, además de los parámetros técnicos pueden afectar el rendimiento y tiempo de vida de los SAEB, por lo tanto, es trascendental considerarlos para determinar la tecnología adecuada para alguna aplicación en particular. A continuación, se exponen los factores que influyen en la selección de una tecnología de baterías [17]:

1. **Costo de energía:** es el costo por kilovatio hora de energía almacenada.
2. **Seguridad:** la operación de las tecnologías de almacenamiento conlleva procesos químicos reactivos y emisiones contaminantes en algunos casos, por esta razón las medidas de seguridad industrial son esenciales.
3. **Temperatura ambiente:** la alta temperatura ambiente disminuye la capacidad de potencia, promueve el desarrollo de gases y provoca corrosión en los componentes internos. Por otra parte, la baja temperatura retrasa los procesos de reacción química. Los SAEB tienen rangos de temperatura en que pueden operar en condiciones normales.
4. **Mantenimiento:** para una operación segura es trascendental seguir un plan de mantenimiento preventivo, sin embargo, debido a fallos eléctricos se puede requerir un mantenimiento correctivo. Dependiendo de la tecnología se puede requerir mantenimiento en periodo de tiempo cortos o largos.
5. **Fabricante:** Las especificaciones de una batería pueden diferir unas de otras de acuerdo con su fabricante. Los principales fabricantes son: Samsung, Kokam, BYD, Alfen, A123, Toshiba, Altairnano, Leclanché.

1.3.3.4 Comparación de tecnologías de baterías

Teniendo como base los datos expuestos en la Tabla 1.2. se deduce que la batería de plomo ácido es la tecnología de almacenamiento más barata y antigua; no obstante, tiene baja energía específica, eficiencia y ciclos de carga-descarga.

La batería de sulfuro de sodio presenta las mejores características en energía específica y ciclos de carga-descarga, su eficiencia es semejante a la batería de iones de litio; su desventaja es la elevada temperatura de operación y como consecuencia su baja seguridad.

En la Figura 1.7. se muestra una gráfica que relaciona la energía y potencia específicas de distintas tecnologías, las baterías de iones de litio tienen valores de 75-250 Wh/kg y 150-315 W/kg de energía y potencia específicas, por lo tanto, pertenecen al grupo de baterías que ocupan menos espacio y tienen menor peso, en cuanto a las baterías de flujo de vanadio tienen valores de 75 Wh/kg y 15-30 W/kg de energía y potencia específicas, siendo las baterías con mayor peso y que ocupan más espacio [5].

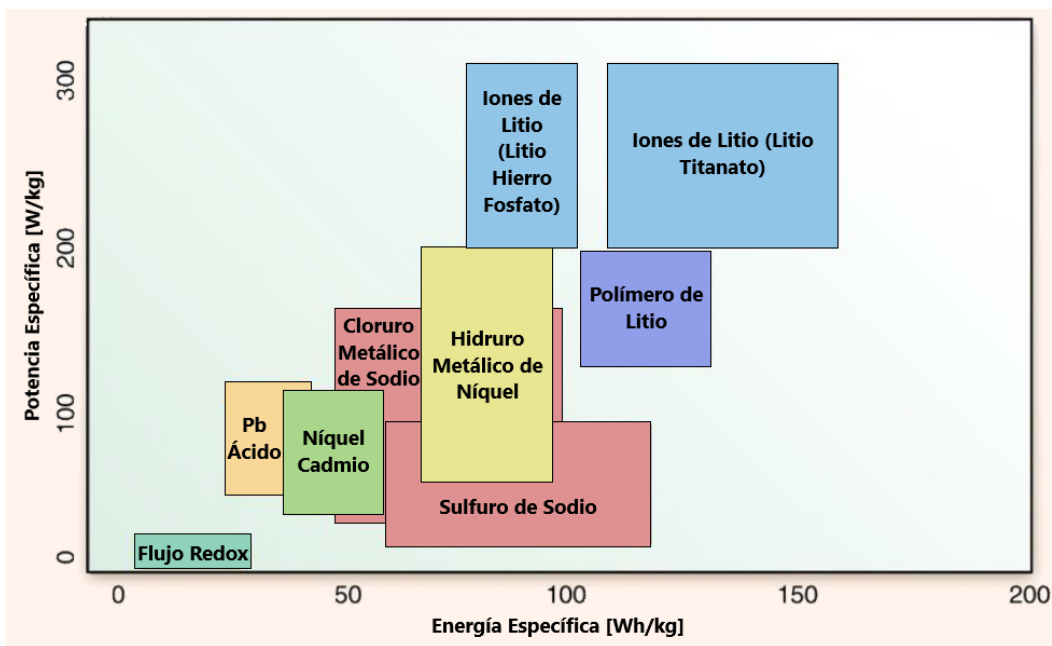


Figura 1.7. Energía y potencia específicas de distintas tecnologías de baterías [18]

En la actualidad, la batería de iones de litio es la tecnología SAE más utilizada en el mercado, como se indica en la Figura 1.8. Su gran uso para aplicaciones en redes eléctricas se debe a que su construcción incorpora compuestos modernos que facilitan la elaboración de celdas de la batería. La batería de iones de litio más usada es del tipo litio hierro fosfato, en los últimos años la batería de litio titanato y níquel manganeso cobalto han tenido mayor acogida en el mercado mundial [9].

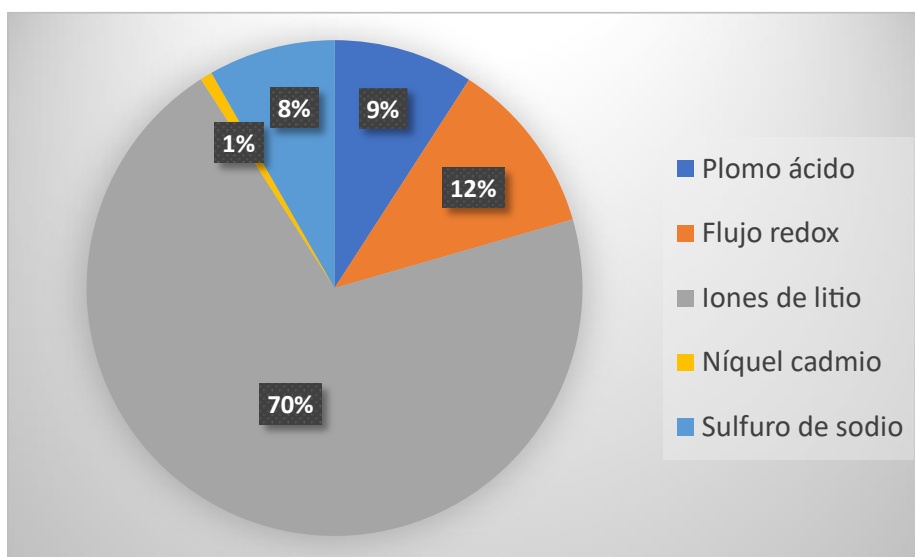


Figura 1.8. Comparación de tipos de SAEB utilizados a nivel mundial, en términos de potencia instalada [9].

2. METODOLOGÍA

En este capítulo se explica la metodología efectuada para analizar la disminución de pérdidas por efecto Joule en la red de prueba mediante el uso de sistemas de almacenamiento de energía con baterías. Se fundamenta en cinco etapas, en cada una de ellas se especifica cómo se realizó y las herramientas necesarias para su desarrollo.

La primera etapa incluye el análisis de modelos de baterías existentes, donde se define los parámetros de circuitos eléctricos equivalentes que permitan establecer un modelo general de batería simple y exacto para cumplir los objetivos de este trabajo.

La segunda etapa comprende el ingreso de datos de una curva de demanda diaria en el software de simulación, los datos de medición serán proporcionados por la Empresa Eléctrica Quito.

En la tercera etapa se plantea el modo de operación del sistema de control, con esto se modelará el sistema de baterías completo en lenguaje DSL y se incluirán los elementos del diagrama unifilar.

En la cuarta etapa se simularán diferentes eventos con distintas ubicaciones de baterías de forma distribuida y centralizada; permitiendo de esta manera analizar la disminución del porcentaje de pérdidas de potencia activa respecto a un caso base en el que no se incluyen baterías, este análisis se abordará en la quinta etapa.

A continuación, se explica de forma detallada cada etapa de la metodología propuesta:

2.1 SELECCIÓN DE MODELO DE BATERÍA

En esta etapa se analiza y selecciona un modelo que pueda ser incluido en el sistema IEEE 14 barras de PowerFactory para obtener resultados óptimos en el estudio propuesto.

El modelo lineal de batería y su análisis de selección basado en [19], [20], [21], [22] se detallan en la sección 3.1, que además incluye una revisión bibliográfica de los modelos eléctricos de batería utilizados para aplicaciones en redes eléctricas.

2.2 OBTENCIÓN E INGRESO DE DATOS DE UNA CURVA DE DEMANDA DIARIA

Se utilizará una curva de demanda diaria para conocer los horarios en que se realiza la carga o descarga de las baterías, dependiendo de las demandas máximas y mínimas de la red.

Teniendo como base un estudio de programación dinámica de baterías a partir de una curva de demanda diaria, que se investiga en la sección 3.7, se menciona que el comportamiento de una curva de demanda es similar y estable para todos los meses del

año, excepto para enero, febrero, noviembre y diciembre. Por tal motivo, para la obtención de datos se ha seleccionado el día de un mes con una curva de demanda estable. Adicionalmente, se deduce que el perfil de carga-descarga de una batería, determinado por su sistema de control, depende de los datos variantes de la curva de demanda. Además, una curva de demanda con hora valle entre 2:00 - 4:30 y hora pico entre 18:30 - 21:30 representa una media estadística de todos los días de un mes. De esta manera se destaca la importancia de la obtención de datos reales de una curva de demanda diaria, que posibilite obtener valores precisos de pérdidas Joule en un día.

Los datos para construir la curva de demanda diaria fueron proporcionados por la Empresa Eléctrica Quito y corresponden a la demanda total de los siete primarios, para cada intervalo de treinta minutos del día 22 de marzo de 2020 de la subestación No. 57 Pomasqui.

Se considerará que todas las cargas del sistema varían con la misma proporción de la curva de demanda descrita y mostrada en la Figura 2.1., además, se asumirá que cada 3 segundos de tiempo de simulación transcurrido equivale a 30 minutos de cambio de la curva de demanda, con el fin de acortar el tiempo de simulación durante un día.

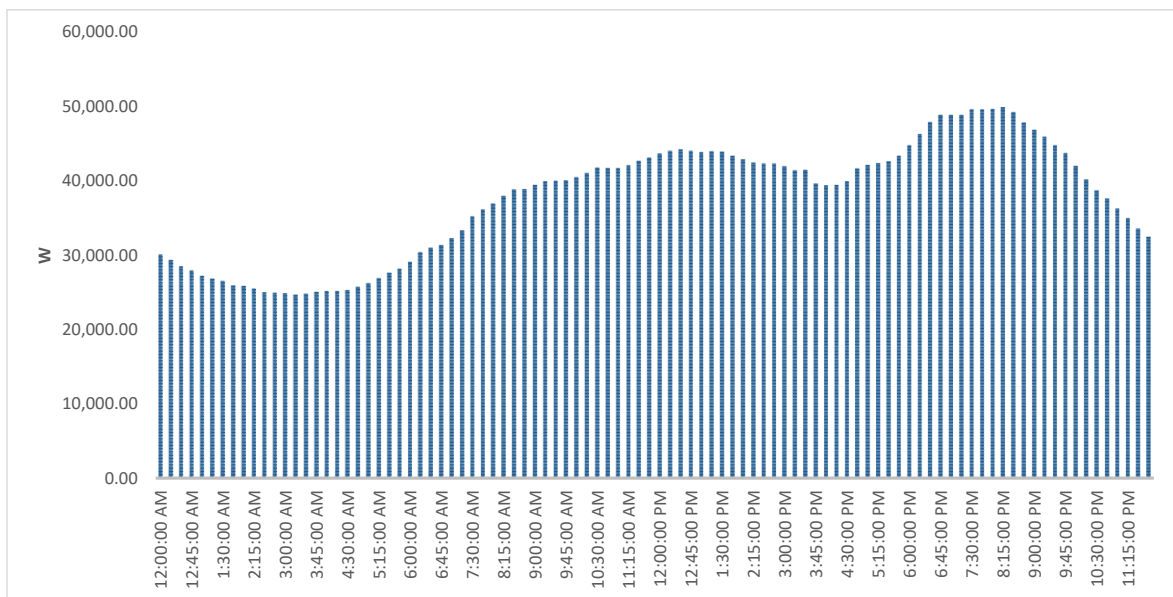


Figura 2.1. Curva de demanda diaria S/E 57 Pomasqui

2.3 MODELACIÓN DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CON BATERÍAS

Posterior a la selección de un modelo, se procederá a implementar un SAEB con todos los elementos del diagrama unifilar (fuente DC, barra DC, barra AC, convertidor PWM, transformador trifásico), elementos de control y medición en el sistema de catorce barras.

La batería en DigSILENT PowerFactory se representa mediante una fuente de voltaje DC, donde el voltaje terminal es controlado por el modelo de batería. Un convertidor PWM se encarga de controlar el sistema de baterías siguiendo el procedimiento descrito a continuación:

1. A partir de la entrada de medición de corriente en la barra DC al modelo y estableciendo un estado de carga inicial, se determinan los parámetros de la batería: estado de carga, corriente de celda, voltaje terminal.
2. Medir la frecuencia de la red para determinar el cambio de potencia activa para una desviación de frecuencia.
3. Obtener las corrientes en la transformada d-q. La corriente en eje directo y cuadratura están asociados al control de frecuencia y voltaje respectivamente.
4. Determinar el modo de operación de la batería al analizar el estado de carga y el signo de la corriente de eje directo.
5. Limitar la corriente de carga en un estado de carga alto, para evitar sobrevoltaje en el terminal de la batería y proteger el convertidor PWM contra corrientes elevadas. Además, en caso de grandes caídas de voltaje se prioriza la inyección de la corriente de eje cuadratura para compensar la caída de voltaje.
6. Las corrientes de eje directo y cuadratura modificadas permiten controlar la salida de potencia activa-reactiva del convertidor.

2.4 SIMULACIÓN DE EVENTOS

Se eligieron tres eventos de simulación: sin la implementación de SAEB, con la implementación de SAEB en barras de generación y carga de manera distribuida, con SAEB centralizado. Todos los eventos utilizan un modelo eléctrico lineal de batería con parámetros obtenidos de un modelo genérico de SAEB ya integrado en PowerFactory.

El primer evento es representativo porque permite establecer una referencia de comparación de resultados que permitan verificar si los SAEB producen el efecto deseado de disminuir las pérdidas por efecto Joule. El segundo evento se analiza bajo tres escenarios, la necesidad de simular varios escenarios con distinta ubicación de SDAEB,

es porque se requiere verificar como afecta la localización de los SDAEB en la disminución de pérdidas de potencia activa, razón por la cual se ha determinado como un evento representativo. El tercer evento se simula con tres escenarios de un SAEB centralizado ubicado en distintas barras, este evento es representativo porque permitirá analizar si la distribución de SAEB en puntos cercanos a la demanda es una solución más eficiente que la ubicación de un SAEB centralizado en puntos más alejados de la demanda, en términos de reducción de pérdidas Joule en la red.

Las simulaciones de SAEB de forma distribuida en barras de generación y carga es el principal objetivo de estudio, esto es necesario para evaluar si su inclusión en la red puede disminuir las pérdidas de potencia activa. Al hacer estas simulaciones, también se obtiene resultados que dan una indicación de como los SAEB brindan soporte de voltaje frente a una variación intermitente de generación y ayuda principalmente al suministro energético en puntos cercanos a la demanda, proveyendo energía en horas de demanda máxima y disminuyendo el tráfico de energía en horas pico.

La colocación de baterías en la red de prueba se realiza mediante diferentes escenarios de introducción de SAEB (2, 4 y 6 baterías) en el sistema IEEE de 14 barras de PowerFactory. La determinación óptima de la ubicación y dimensionamiento de baterías en una red aborda algoritmos de optimización que están fuera del alcance de esta tesis, por lo tanto, los SAEB se colocan en barras de generación y carga alternadamente para su consiguiente análisis de pérdidas en la red.

2.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En esta etapa se presentan gráficas y análisis de las respuestas obtenidas ante cada uno de los casos de simulación detallados anteriormente, se compara la influencia de la ubicación de los SDAEB en la red de prueba y cómo contribuyen a la reducción de pérdidas Joule.

2.6 DIAGRAMA DE FLUJO DE METODOLOGÍA PROPUESTA

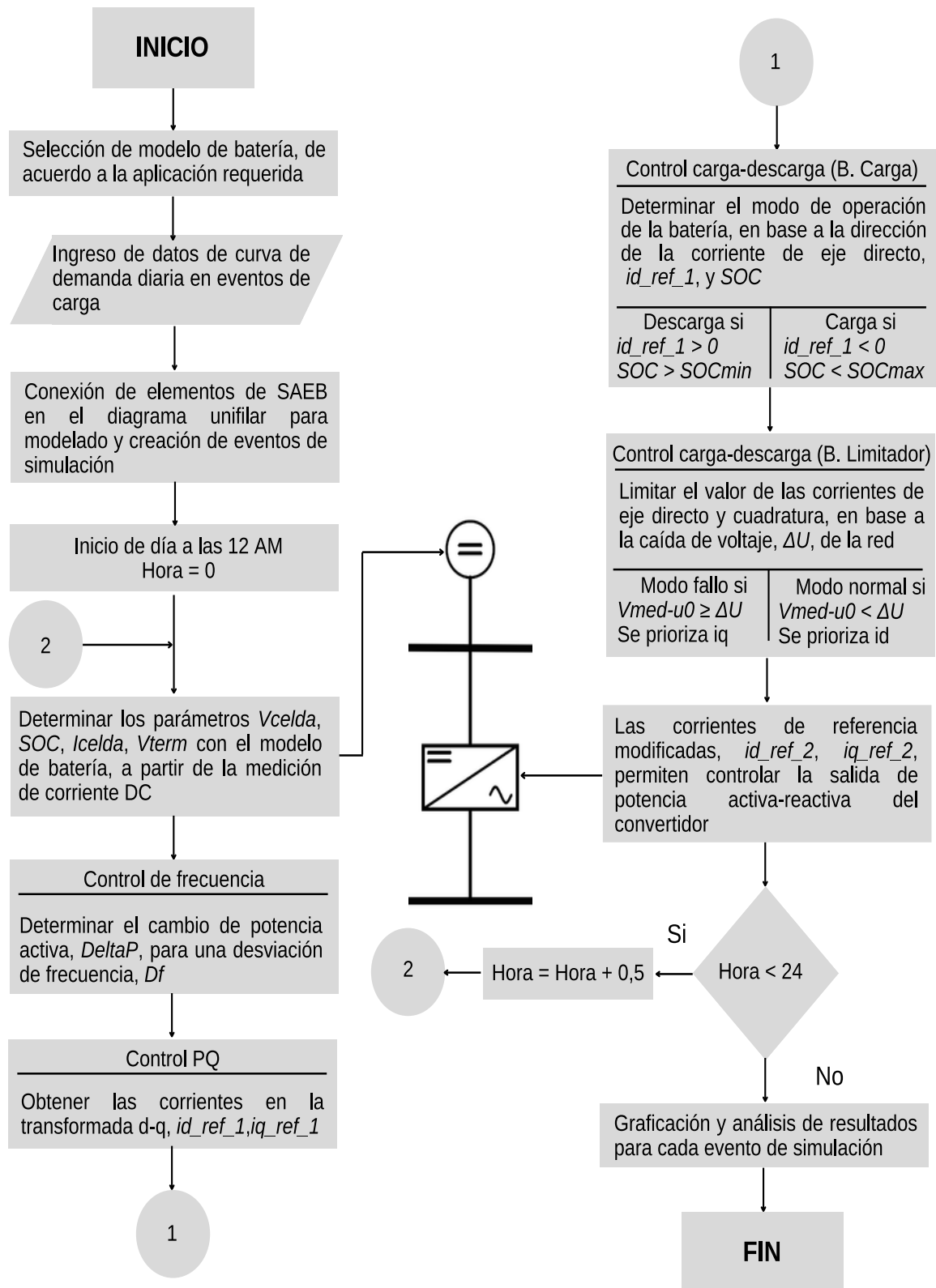


Figura 2.2. Diagrama de flujo del método usado para analizar la disminución de pérdidas Joule en la red de prueba

3. IMPLEMENTACIÓN Y SIMULACIÓN

Un sistema de baterías se constituye de tres partes. El primer componente es la batería, que almacena energía de forma electroquímica, su modelo se representa mediante un circuito equivalente que simula los procesos químicos internos. Después, se tiene el convertidor PWM. Finalmente, está el sistema de control compuesto por el control de frecuencia, potencia activa-reactiva, carga-descarga y elementos de medición [23]. El modelo completo de la batería se presenta en la Figura 3.1.

La modelación del sistema está desarrollada en lenguaje de simulación DlgSILENT (DSL). El modelo completo consta de diagramas de bloques (*.BlkDef) de modelos DSL y estructuras (frame) de la batería y del sistema de control. Posterior a esto, se crean modelos comunes (*.ElmDsl) y modelos compuestos (*.ElmComp) como entidad de los modelos DSL y estructuras respectivamente [24].

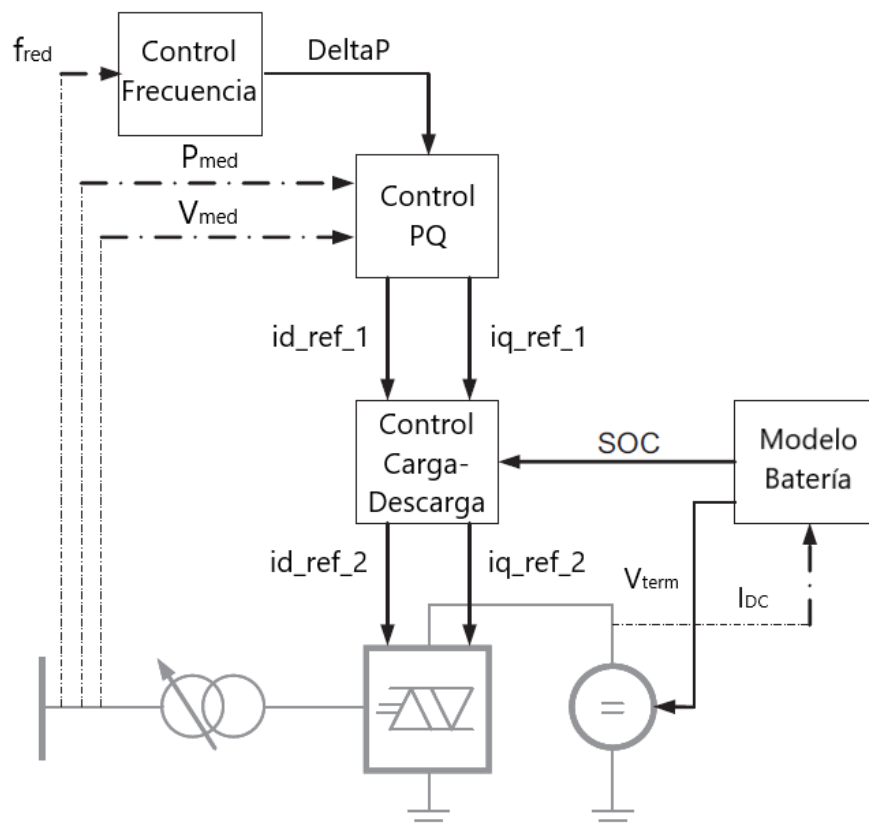


Figura 3.1. Modelo completo de SAEB [24]

3.1 CLASIFICACIÓN DE MODELOS DE BATERÍA

El diseño de un modelo de batería lleva consigo ciertos aspectos fundamentales. Uno de ellos es obtener parámetros auténticos brindados por fabricantes o por modelos que han sido determinados realizando pruebas de laboratorio y que su veracidad haya sido

comprobada en aplicaciones. El otro aspecto, es implementar un modelo de batería sin mayor complejidad, que permita obtener resultados y análisis precisos [23], [24], [25].

Según [19], [20], [23], los grupos de modelos de baterías son: químicos, matemáticos y eléctricos. Los modelos químicos representan con gran precisión los procesos químicos internos de la batería, por tal motivo son muy detallados y sus ecuaciones tienen alto nivel de no linealidad, lo que implica elevado procesamiento computacional. Los modelos matemáticos se fundamentan en aproximaciones simples, el procesamiento computacional requerido es bajo. Por último, los modelos eléctricos se construyen en base de elementos de circuitos eléctricos, que representan de manera precisa los procesos químicos internos de la batería; la carga computacional y el grado de complejidad varían de acuerdo con el circuito modelado.

Esta sección presenta diferentes tipos de modelos eléctricos de baterías existentes, con el fin de escoger un modelo capaz de proveer un método simple y exacto para analizar las pérdidas por efecto Joule en la red propuesta.

3.1.1 MODELO LINEAL

El circuito equivalente se indica en la Figura 3.2. El modelo incluye una fuente de voltaje en serie con un resistor. Donde I representa la corriente de celda, R_i es la resistencia interna total de los componentes internos y electrodos, V_{cel} es el voltaje en los terminales, V_{oc} es el voltaje de entrada aplicado a la batería. En este modelo ningún elemento representa el SOC de la batería, no obstante, el voltaje V_{oc} puede representarse como función del SOC [26].

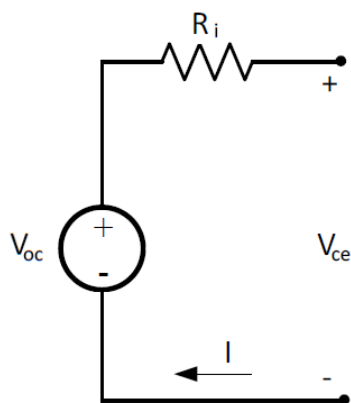


Figura 3.2. Modelo lineal de batería

3.1.2 MODELO EQUIVALENTE DE THEVENIN

El modelo consta de un circuito RC paralelo en serie con un resistor y una fuente de voltaje, como muestra la Figura 3.3. Donde R_0 es una resistencia no lineal para simular la reacción

química del electrodo cuando hay transferencia de carga, C_0 simula la capacitancia entre los electrodos y electrolito en el proceso de separación de cargas, I es la corriente de celda, R_i representa la resistencia interna, V_{cel} es el voltaje en los terminales, V_{OC} es el voltaje de circuito abierto [19].

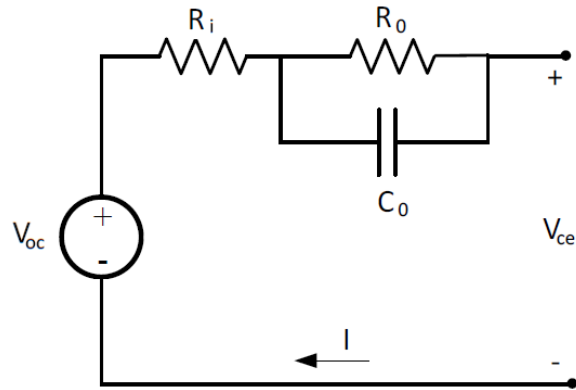


Figura 3.3. Modelo equivalente de Thevenin

El modelo equivalente Thevenin puede obtener mejoras para incluir los dos procesos químicos de la batería: polarización de separación y electroquímica. El circuito del modelo de doble polarización se compone de dos circuitos separados como se indica en la Figura 3.4. El modelo completo simula la capacidad de almacenamiento de energía durante la carga o descarga y las respuestas transitorias [23].

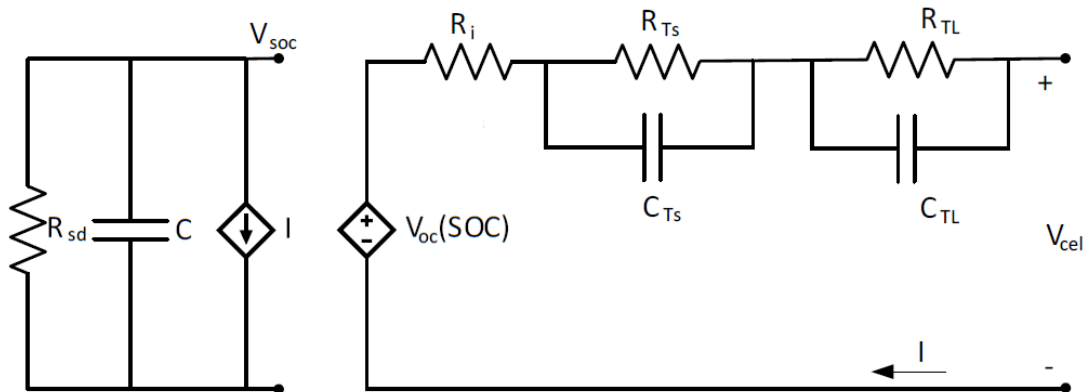


Figura 3.4. Modelo de doble polarización [23]

Donde R_i representa la resistencia interna de la celda, R_{TS} y C_{TS} simulan la polarización de separación, R_{TL} y C_{TL} representan la polarización electroquímica, $V_{OC}(SOC)$ es una fuente de voltaje controlada por voltaje para simular la dependencia no lineal entre el estado de carga y el voltaje de circuito abierto, R_{sd} caracteriza el fenómeno de autodescarga.

Los modelos Thevenin son más precisos que el modelo lineal, sin embargo, la resolución de ecuaciones diferenciales de los capacitores conlleva mayor complejidad matemática y tiempo de simulación [20].

3.1.3 SELECCIÓN DE MODELO

No existe un modelo general de batería que represente la diversidad de tecnologías y que pueda ser usado para todos los casos de estudio propuestos [27]. Por lo tanto, es importante analizar y escoger el modelo de batería más conveniente, que permita satisfacer los objetivos propuestos en este trabajo de la manera más eficiente.

Según [19], [26], no se motiva a realizar un estudio de pérdidas internas de la batería con un modelo Thevenin, esto se debe a que no refleja todos los procesos químicos internos de la batería. Por el contrario, este modelo obtiene resultados precisos en la simulación de estudios de estado de carga, voltaje terminal, potencia.

De acuerdo con [20], el modelo de doble polarización de una batería puede simular de forma exacta el comportamiento de una batería, incluso si no se consideran algunos factores como la temperatura, degradación, autodescarga. Este modelo puede aplicarse para estrategias de control y topologías de almacenamiento híbridos.

En [21], se expone un análisis de los enfoques generales de modelos de baterías, destacando la importancia de la eficiencia computacional en aplicaciones a escala de red, con el propósito de optimizar el tiempo de simulación de sistemas eléctricos de potencia. Adicionalmente, señala que la baja variabilidad de los ciclos de carga-descarga en aplicaciones de red, no promueven el uso de modelos de baterías más complejos. Finalmente, se demuestra un pequeño caso de prueba, en que un modelo lineal de batería de iones de litio evita la saturación en la capacidad de las líneas en las horas punta de demanda.

Considerando los objetivos planteados en esta tesis, únicamente es de interés conocer el perfil de carga-descarga del sistema de baterías, para analizar las pérdidas por efecto Joule en la red propuesta durante un día. Al ser un estudio de corto plazo, se omiten factores como la temperatura, degradación y autodescarga. Los procesos químicos internos se ignoran, porque no se necesita un estudio detallado de las pérdidas internas. Después de analizar los trabajos de investigación citados anteriormente, se establece que el modelo más adecuado para la implementación de esta tesis en DIgSILENT PowerFactory es el modelo lineal.

Los parámetros del modelo dependen del tipo de batería a utilizar, pero la selección de una tecnología está influenciada por factores que están fuera del alcance de esta tesis. Por tal motivo, se extraen los datos de un modelo genérico de batería disponible en las plantillas de la librería de PowerFactory.

3.2 MODELO DE BATERÍA

El modelo lineal propuesto considera que el voltaje de circuito abierto tiene una relación lineal con el SOC, sin embargo, en la Figura 3.5. se puede observar una relación no lineal entre estos parámetros para una tasa de corriente constante, en especial para $SOC > 0,9$ y $SOC < 0,1$.

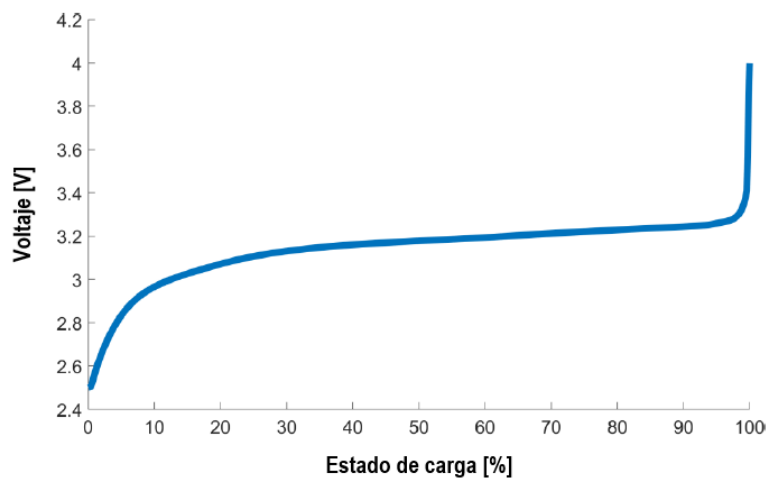


Figura 3.5. Característica del voltaje de circuito abierto de una batería de iones de litio durante un ciclo de carga [12]

Otra suposición es que la resistencia interna se considera constante, debido a su bajo valor en relación con las corrientes de la batería [24]. Las dos suposiciones descritas permiten representar el circuito eléctrico equivalente de la Figura 3.6. en base al circuito de la Figura 3.2.

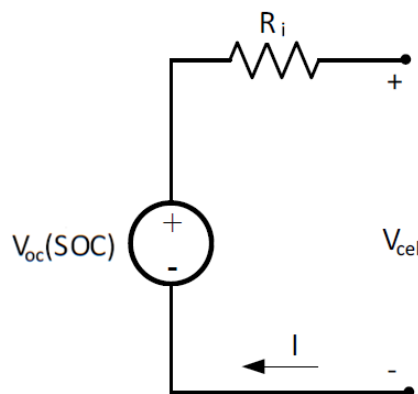


Figura 3.6. Circuito eléctrico equivalente de batería del modelo propuesto

En este modelo es necesario establecer un SOC inicial, en este caso se ajusta con un valor de 0.8 y a partir de esto, es posible calcular el voltaje terminal mediante la Ecuación 3.1. [24].

$$V_{cel} = (V_{OC})_{max} \times SOC + (V_{OC})_{min} \times (1 - SOC) - I \times R_i \quad (3.1)$$

El diagrama de bloques del modelo DSL se indica en la Figura 3.7. Como señal de entrada se requiere la corriente DC I obtenida por un bloque de medición. Las señales de salida son el estado de carga SOC , voltaje de celda V_{celda} , corriente de celda I_{celda} y voltaje terminal V_{term} .

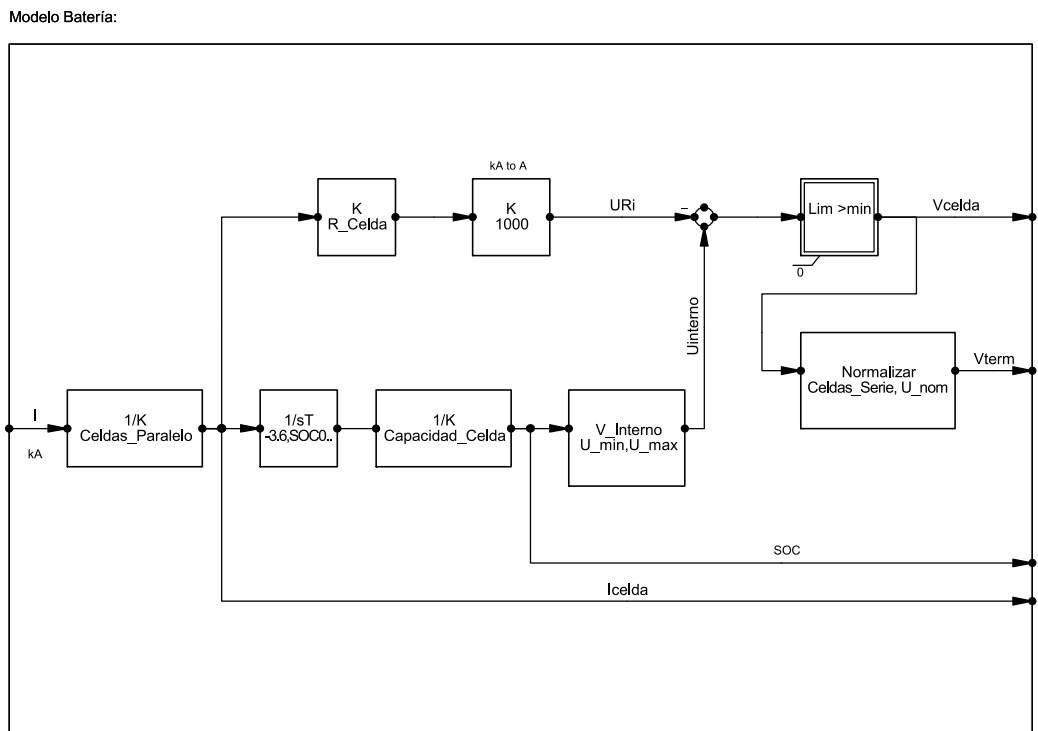


Figura 3.7. Modelo DSL de batería (*.BlkDef)

El método de conteo de Coulomb es una técnica utilizada en este modelo para estimar el SOC. El cálculo de este parámetro consiste en determinar la carga disponible con la integración de la corriente, como se ve en la Ecuación 3.2., donde $q(t)$ es la carga disponible en función del tiempo, K es una constante que acopla las unidades, $i(\theta)$ es la corriente que ingresa a la batería o que suministra [11]. Conociendo la capacidad total de la batería, entonces se puede calcular el SOC con la Ecuación 3.3.

$$q(t) = \frac{1}{K} \int_0^t i(\theta) d\theta + q(0) \quad (3.2)$$

$$SOC(t) = \frac{q(T)}{C_{bateria}} \quad (3.3)$$

Tabla 3.1. Variables y código del modelo DSL de batería [23]

Señales de entrada	Señales de salida	Variables de estado	Parámetro	Variables internas
I	Vcelda, Vterm, SOC, Icelda	xSOC	SOC0, CellCapacity, U_min, U_max, Celdas_Paralelo, Celdas_Serie, U_nom, R_celda	Uri, Uinterno
Código DSL				
<pre> !Voltaje de celda inc(SOC)=SOC0 !Voltaje de celda inc(Vcelda)=(U_max*SOC0+U_min*(1-SOC0)) !Voltaje terminal inc(Vterm)=Vcelda*Celdas_Serie/U_nom/1000 !Corriente de celda inc(Icelda)=I/Celdas_Paralelo vardef(Celdas_Paralelo)='int';'Cantidad de celdas en paralelo(+CT)'; vardef(Celdas_Serie)='int';'Cantidad de celdas en serie (+VS)'; vardef(R_Celda)='ohm';'Resistencia interna de celda'; vardef(Capacidad_Celda)='Ah';'Capacidad de celda para una Idescarga'; vardef(U_min)='V';'Voltaje minimo de de celda'; vardef(U_max)='V';'Voltaje maximo de celda'; vardef(U_nom)='kV';'Voltaje nominal de la fuente'; vardef(SOC0)='int';'Estado de carga inicial'; </pre>				

Las variables y el código del modelo DSL implementado se indican en la Tabla 3.1. En la Figura 3.8. se muestra una estructura de conexionado de la batería con tres ranuras. Su primera función es establecer la conexión de la corriente DC de entrada al modelo DSL de la batería, mediante un bloque de medición de corriente (*Stalmea*). La segunda función es aplicar el voltaje terminal obtenido del modelo DSL a la fuente de voltaje DC (*ElmDcu*) [12].

Frame Batería:

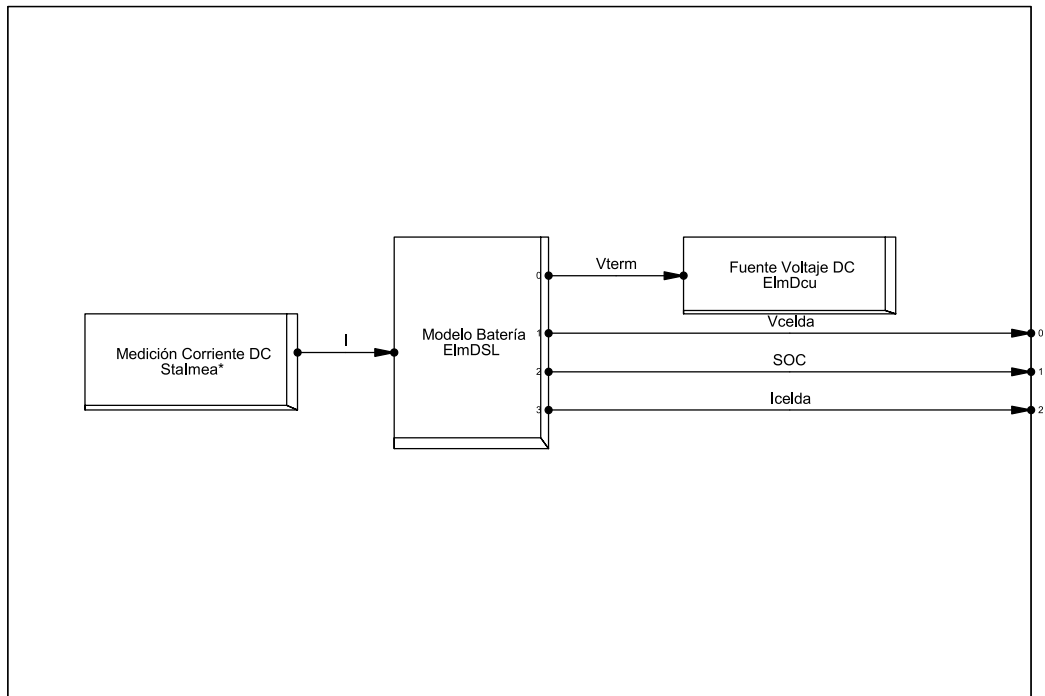


Figura 3.8. Frame de batería (*.BlkDef)

3.3 MODELO DE CONTROL DEL SISTEMA DE BATERÍAS

Un convertidor PWM estándar de dos niveles basado en IGBT convierte voltaje alterno en continuo y viceversa, mediante la conmutación rápida de semiconductores. El voltaje de salida del convertidor es controlable debido a un índice de amplificación generado por el sistema de control del convertidor [12], [23].

Las variables de este modelo se expresan en términos de los ejes directo y cuadratura ($d-q$). La ventaja de la transformada $d-q$ es que la corriente de eje directo permite controlar la salida de potencia activa asociada al control de frecuencia de la red, la corriente de cuadratura controla la salida de potencia reactiva del convertidor asociada al control de voltaje AC [23].

La estructura del modelo de control de la Figura 3.9. está constituida por los bloques de control (potencia activa-reactiva, carga-descarga, frecuencia); así como los componentes del sistema de baterías: convertidor, modelo de batería, elementos de medición.

Frame Control Bateria:

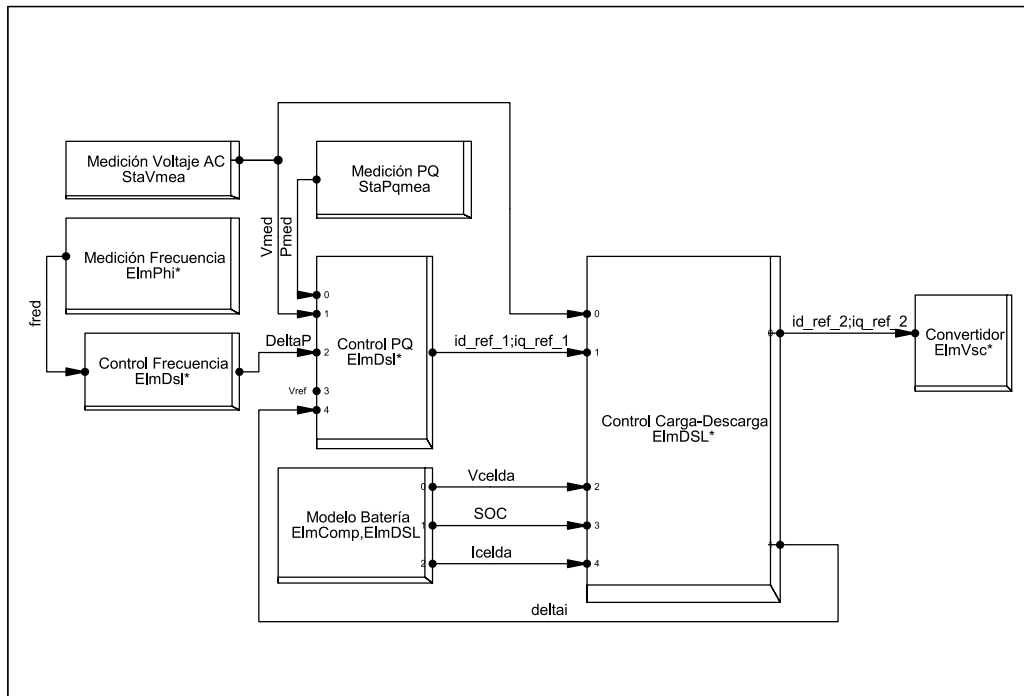


Figura 3.9. Frame de control de batería (*.BikDef)

3.3.1 CONTROL DE FRECUENCIA

Control Frecuencia:

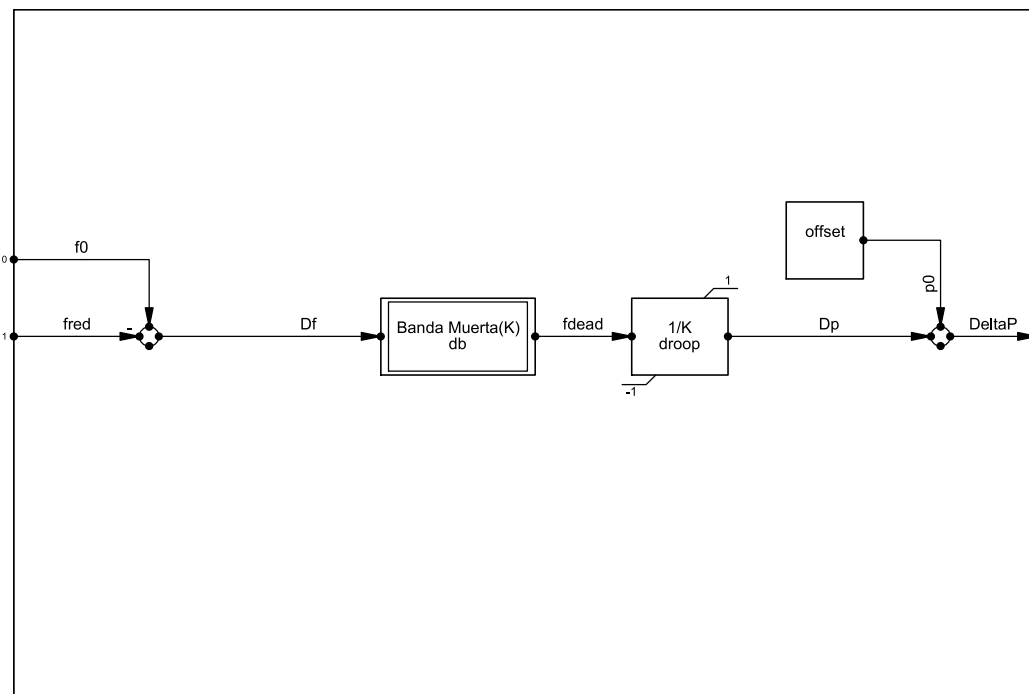


Figura 3.10. Modelo DSL de control de frecuencia (*.BikDef)

El modelo se basa en un control proporcional con banda muerta, como se indica en la Figura 3.10. Como señal de entrada se necesita la frecuencia de referencia f_0 y la frecuencia medida de la red $fred$. La señal de salida es el cambio de potencia activa de la batería $DeltaP$.

La banda muerta define un rango de desviación de frecuencia dentro del cual las baterías no varían su potencia activa, normalmente estos valores están entre 0.02 Hz a 0.05 Hz [24].

El estatismo (droop) define el cambio de potencia activa de las baterías cuando se produce un cambio de frecuencia, la Ecuación 3.4. representa la definición del coeficiente de estatismo [23].

$$R_{droop} = \frac{f_0 - fred}{P - P_0} = \frac{\Delta f}{\Delta P} \quad (3.4)$$

Este parámetro se configura con un valor de 0.04 para suministrar la potencia nominal de la batería y ayudar a mitigar la desviación de frecuencia. La señal $DeltaP$ toma un valor negativo si la frecuencia aumenta más de 60 Hz, por consiguiente, se inicia un proceso de carga; de manera similar ocurre cuando la frecuencia disminuye menos de 60 Hz, la señal $DeltaP$ será positiva y se da lugar a un estado de descarga.

El bloque *offset* compensa a $DeltaP$ si el valor no es igual a cero después la inicialización [12]. Las variables del modelo DSL de control de frecuencia y el código implementado se indican en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Variables y código del modelo DSL de control de frecuencia [23]

Señales de entrada	Señales de salida	Variables de estado	Parámetro	Variables internas
fo, fred	DeltaP	-	droop, db	p0, Df, fdead, Dp
Código DSL				
<pre>inc(p0)=DeltaP inc0(f0)=fred inc0(DeltaP)=0 vardef(db)='pu';'Banda muerta para control de frecuencia' vardef(droop)=';Coeficiente de estatismo'</pre>				

3.3.2 CONTROL DE POTENCIA ACTIVA-REACTIVA

El modelo del lazo de control de potencia activa tiene como entrada la variación de potencia activa de la batería ΔP proveniente del control de frecuencia, la señal P_{med} generada por un bloque de medición de potencia activa y reactiva de la red ($StaPqmea$), así como la señal ΔP_{tai} que es una salida del control de carga. La señal de salida es la corriente de eje directo de referencia $i_{d_ref_1}$.

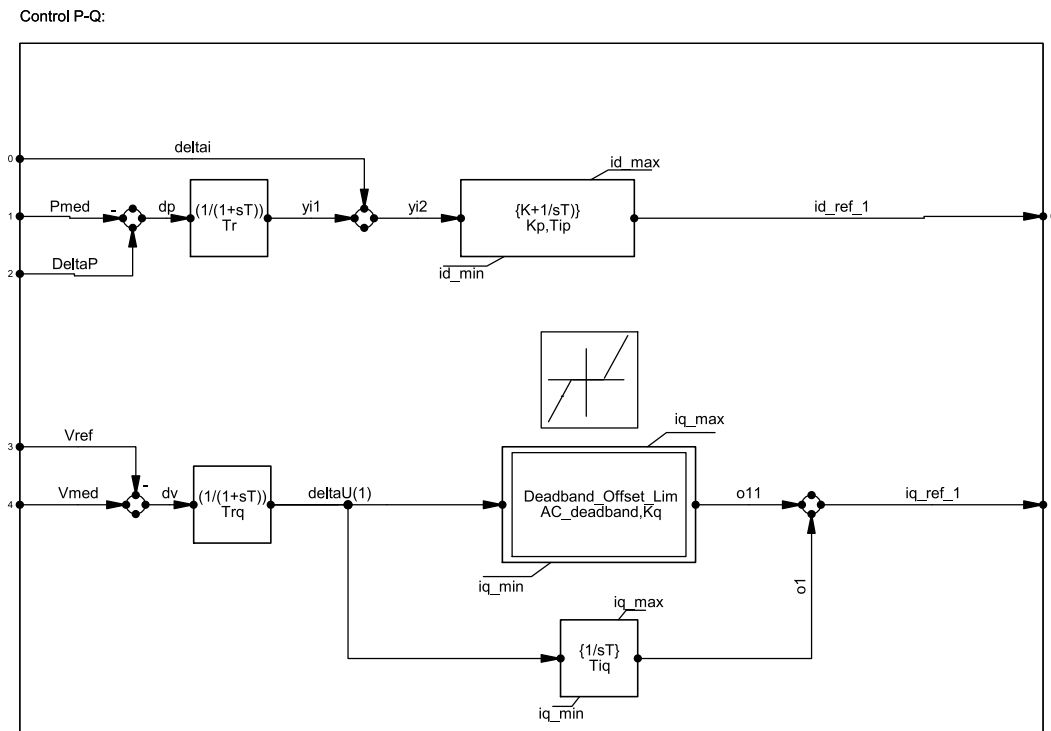


Figura 3.11. Modelo DSL de control de potencia activa-reactiva (**.BlkDef*)

El lazo superior de la Figura 3.11. indica el diagrama de bloques del control de potencia activa. El filtro pasa bajo limita la tasa de cambio de la potencia activa y mitiga el ruido. La función de la señal ΔP_{tai} es evitar la sobrecarga del integrador del control proporcional-integral para no superar los límites de la corriente de referencia [12].

El lazo de control de potencia reactiva se muestra en la parte inferior de la Figura 3.11., su función consiste en comparar el voltaje de referencia V_{ref} y el voltaje medido en la barra AC V_{med} para generar cierta cantidad de potencia reactiva que compense la desviación de voltaje. El filtro pasa bajo ayuda a mitigar los transitorios y eliminar el ruido. La banda muerta con pendiente opera como un control proporcional de soporte de voltaje y el control integral sirve para el seguimiento del punto de ajuste [12]. Como señal de salida se tiene la corriente de eje cuadratura de referencia $i_{q_ref_1}$.

Las variables del modelo DSL de control de potencia activa-reactiva y el código implementado se indican en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Variables y código del modelo DSL de control de potencia activa-reactiva [23]

Señales de entrada	Señales de salida	VARIABLES de estado	Parámetro	VARIABLES internas
deltai, Pmed, DeltaP, Vref, Vmed	id_ref_1, iq_ref_1	xpr, xp, xqr, xq	Tr, Kp, Tip, Trq, AC_deadband, Kq, Tiq	deltaU, dp, dv, o1, o11, yi1, yi2
Código DSL				
<pre> inc(xp)=id_ref inc(xpr)=0 inc(xq)=iq_ref inc(xqr)=0 inc(deltai)=0 inc(Vref)=vin inc(dpref)=0 vardef(Tr)='s';'Constante de tiempo filtro pasa bajo, lazo P' vardef(Trq)='s';'Constante de tiempo filtro pasa bajo, lazo Q' vardef(Kp)='pu';'Ganancia proporcional, controlador PI' vardef(Tip)='s';'Constante de tiempo, controlador PI' vardef(Kq)='pu';'Ganancia proporcional soporte voltaje AC' vardef(AC_deadband)='pu';'Banda muerta ganancia proporcional' vardef(Tiq)='s';'Constante de tiempo, controlador I' </pre>				

3.3.3 CONTROL DE CARGA-DESCARGA

El diagrama de bloques del modelo se muestra en la Figura 3.12. Las señales de entrada son las corrientes de referencia de eje directo id_ref_1 y cuadratura iq_ref_1 , que se obtienen del control de potencia activa-reactiva, estado de carga SOC del modelo de batería y la medición de voltaje AC $Vmed$. Como salidas se obtienen las corrientes de eje directo id_ref_2 y cuadratura iq_ref_2 de referencia modificadas según la lógica de carga, $deltai$ es la diferencia de la corriente id_ref_1 y id_ref_2 .

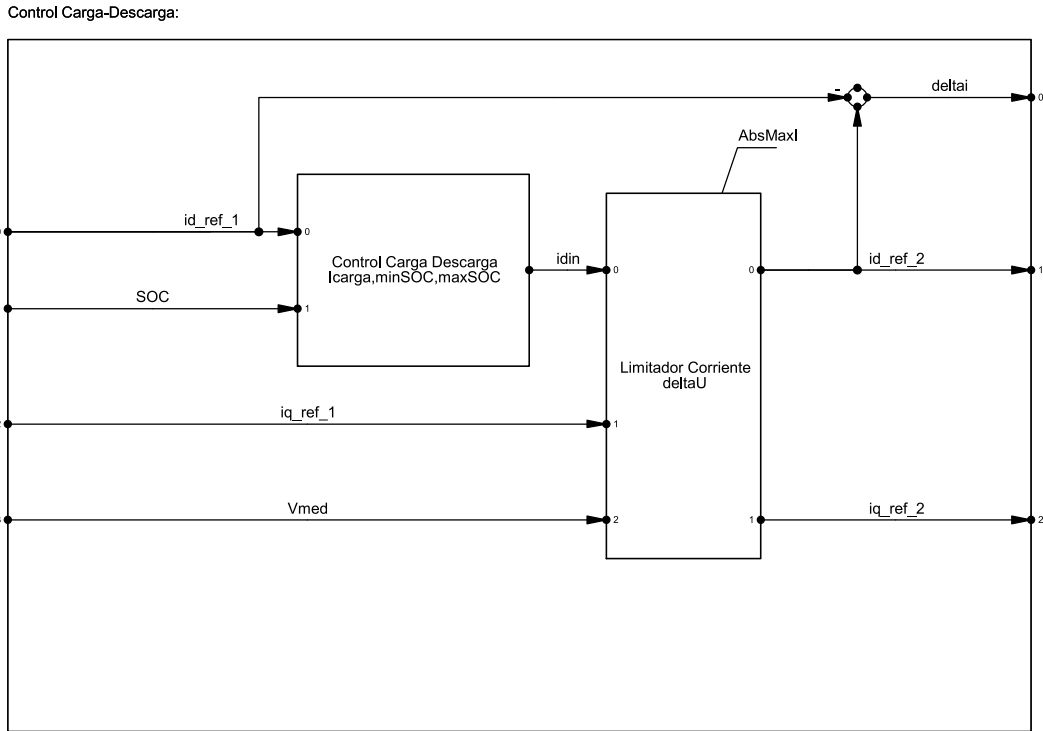


Figura 3.12. Modelo DSL control de carga-descarga (*.BlkDef)

El controlador de carga está constituido por dos bloques que desempeñan distintas funciones. El primer bloque se denomina control de carga-descarga, su función consiste en determinar el modo de operación de la batería (carga, descarga, espera) mediante funciones lógicas [24].

El modo de carga y descarga de la batería depende de la dirección de la corriente id_ref_1 . El diagrama de flujo de la Figura 3.13. indica el procedimiento en que se determina el modo de operación de la batería. Si la corriente es cero, la batería está en modo de espera. Cuando la corriente es negativa y el estado de carga es menor que el estado de carga máximo (SOC en que la carga se detiene), se activará el modo de carga. Si la corriente es positiva y el estado de carga es mayor que el estado de carga mínimo (SOC en que la descarga se detiene), se activará el modo de descarga. La batería no va a adquirir carga si está con carga completa, es decir $SOC \geq SOC$ máximo y no descargará si está completamente descargada, por lo tanto, $SOC \leq SOC$ mínimo [23].

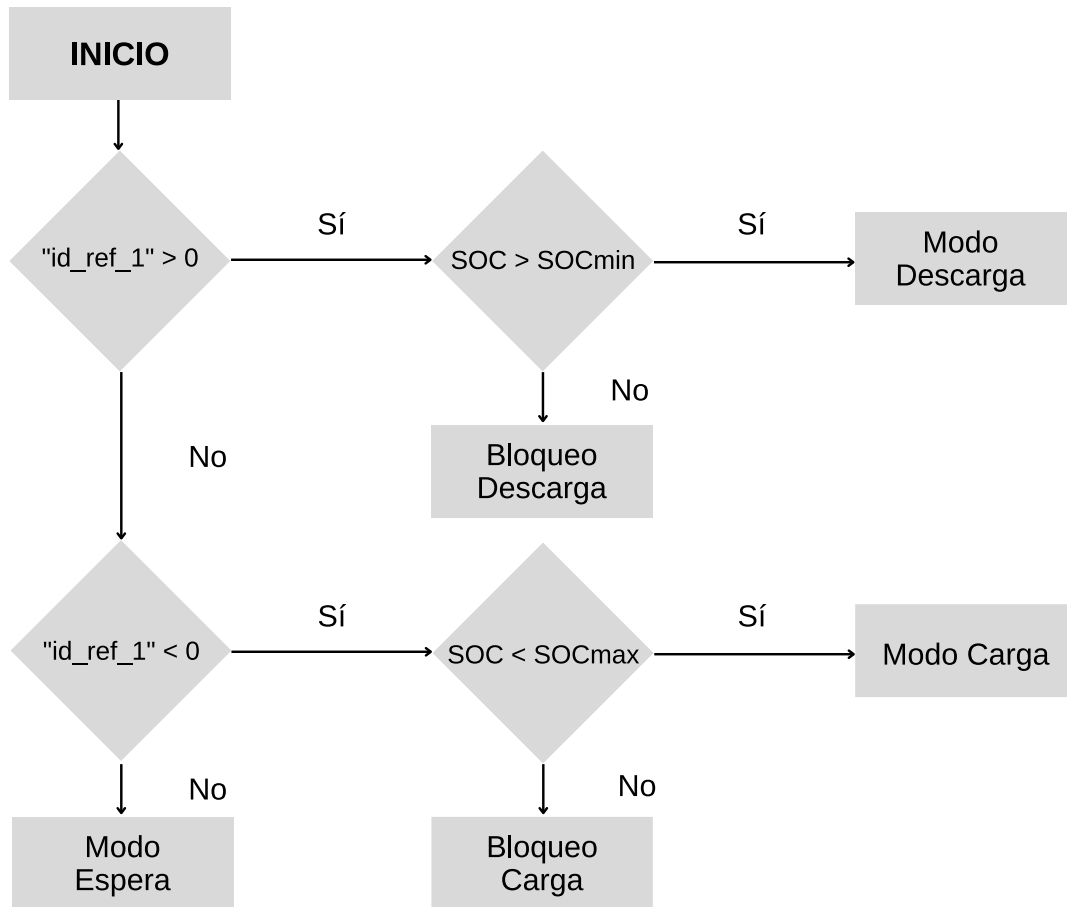


Figura 3.13. Diagrama de flujo del modo de operación de una batería [23]

En el proceso de carga, se debe controlar la corriente de carga para evitar que el voltaje de celda tienda a aumentar de forma exponencial, con el riesgo de sobrepasar el voltaje máximo permitido cuando el SOC es mayor al 80%. Por consiguiente, la corriente de carga debe disminuir para mantener un voltaje de celda constante en funcionamiento continuo.

Las variables lógicas para representar los estados de carga y descarga en PowerFactory se obtienen con la función *flipflop*. En las ecuaciones del modelo, que se indican más adelante, se ha utilizado las variables lógicas *startc* y *endc* que indican si el proceso de carga inicia o se detiene, por lo tanto, el estado de la variable *charging* cambia de 0 a 1 cuando *startc* es 1 y *stopc* es 0. También se utiliza la función *picdro*, con el fin de cambiar estados lógicos internos en función de una expresión booleana [23].

El segundo bloque del modelo es el limitador de corriente, su función es limitar el valor de la corriente de eje directo y cuadratura en función de la caída de voltaje de la red, priorizando la inyección de potencia activa en modo normal ($V_{med} - u_0 \geq \Delta U$), en el cual los límites de corriente se basan en valores nominales de la batería. En modo fallo (V_{med}

– $u0 < \Delta U$) se prioriza la inyección de potencia reactiva para compensar la caída de voltaje de la red, los límites de corriente se establecen mediante la Ecuación 3.5.

$$i_{d-ref} = \sqrt{|I_{max}|^2 - i_{q-ref}^2} \quad (3.5)$$

El diagrama de flujo de la Figura 3.14. indica el algoritmo de funcionamiento del bloque limitador de corriente.

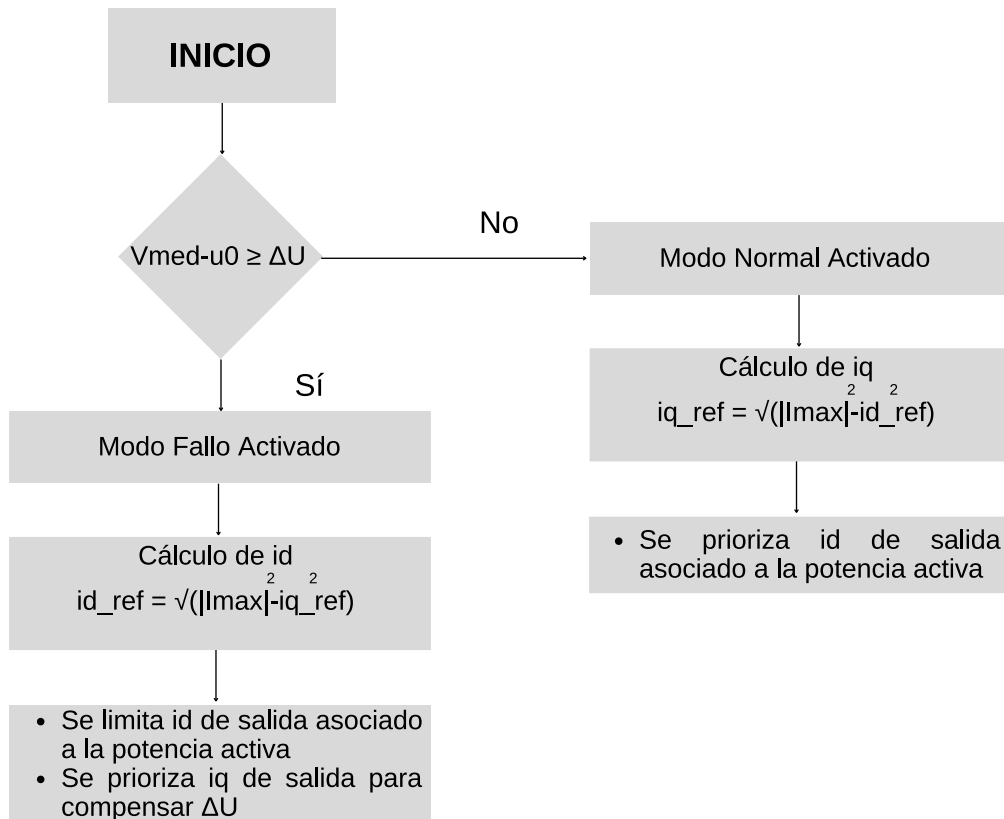


Figura 3.14. Diagrama de flujo del limitador de corriente

En PowerFactory, se utiliza la función *picdro* para determinar el modo de funcionamiento del bloque limitador de corriente. El modo fallo se activa cuando la diferencia del voltaje medido *Vmed* y voltaje de referencia *u0* sobrepasa la caída de voltaje establecido, en este momento, la variable lógica *modo* toma un valor lógico 1. De manera inversa, la variable toma el valor de 0 lógico en modo de funcionamiento normal.

Las variables, inicialización, definición de variables y código implementado del modelo DSL de control de carga-descarga se indican en la Tabla 3.4. y Tabla 3.5.

Tabla 3.4. Variables e inicialización del modelo DSL de control de carga-descarga [23]

Señales de entrada	Señales de salida	Variables de estado	Parámetro	Variables internas
id_ref_1, iq_ref_1, SOC, Vmed	deltai, id_ref_2, iq_ref_2	xcharge	Icarga, minSOC, maxSOC, deltaU	cargando, icarg, inicioc, finc, intc, finl, iniciol, I, delta, iqlim, idlim, u0, modo
Inicialización de variables				
<pre> inc(id_ref_1)=id_ref_2 inc(iq_ref_1)=iq_ref_2 inc(deltai)=0 inc0(SOC)=0.9 inc0(Vmed)=1 vardef(Icarga)='pu';'Corriente de carga mínima'; vardef(maxSOC)='pu';'SOC máximo'; vardef(minSOC)='pu';'SOC mínimo'; vardef(deltaU)='pu';'límite de caída de voltaje'; </pre>				

Tabla 3.5. Código del modelo DSL de control de carga-descarga [23]

Código DSL del bloque de control de carga
<pre> inc(cargando)=0 inc(icarg)=0 inc(inicioc)=0 inc(finc)=1 inc(intc)=0 inc(xcharge)=0 !seleccion corriente de carga xcharge.=(select(cargando=1,select(idr>0.5,0,select(idr<-Icarga,idr,-Icarga)),idr)- xcharge)/20 icarg=xcharge !carga se detiene intc=picdro({SOC>=(maxSOC+minSOC)/2 .and. idr > 0.1},10,0) finc=picdro({SOC>=(maxSOC-0.2) .or. intc},0,0) !carga inicia </pre>

Tabla 3.5. Código del modelo DSL de control de carga-descarga [23]

Código DSL del bloque de control de carga
<pre> inicioc=picdro({SOC<=minSOC .or. {SOC<((maxSOC+minSOC)/2-0.1) .and. idr <=0.01}},5,0) cargando=flipflop(inicioc,finc) inc(finl)=0 inc(iniciol)=1 inc(l)=1 finl=picdro(SOC>=maxSOC,5,0) iniciol=picdro(SOC< (maxSOC-0.1),0,0) l=flipflop(iniciol,finl) idref=select(cargando,icarg,select(l,idr,lim(idr,0,1.2))) </pre>
Código DSL del bloque limitador de corriente
<pre> !Condiciones iniciales inc(u0)=Vmed inc(modos)=0 !Lógica para activación del modo fallo modos = picdro(abs(Vmed-u0)>=deltaU,0.01,0.01) !Corriente d y q inc(iqlim)= AbsMaxI*AbsMaxI-idin*idin inc(idlim)= AbsMaxI*AbsMaxI-iqin*iqin !Límite normal de operación de iq iqlim= abs(lim(AbsMaxI*AbsMaxI-idin*idin,0,AbsMaxI*AbsMaxI)) !Límite de operación de id en modo fallo idlim= abs(lim(AbsMaxI*AbsMaxI-iqin*iqin,0,AbsMaxI*AbsMaxI)) !Selección de límites basado en el modo de operación delta=sqrt(select(modos,idlim,iqlim)) !Selección de corrientes de eje d y q idout=select(modos,lim(idin,-delta,delta),lim(idin,-AbsMaxI,AbsMaxI)) iqout=select(modos,lim(iqin,-AbsMaxI,AbsMaxI),lim(iqin,-AbsMaxI,AbsMaxI)) </pre>

3.4 CREACIÓN DE MODELOS COMUNES Y COMPUESTOS

Una vez culminado el diseño de los frame y modelos DSL, se puede dar paso a la creación de modelos comunes (*ElmDsl*) y compuestos (*ElmComp*).

3.4.1 MODELO COMÚN DE SAEB

Los datos de parámetros de los modelos comunes se toman de un modelo de batería de 0.9 kV – 80 Ah de PowerFactory y se exponen a continuación.

Tabla 3.6. Parámetros de modelo común de la batería [28]

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
SOC0	Estado de carga inicial	0,8	entero
U_min	Voltaje mínimo de celda	12	V
U_max	Voltaje máximo de celda	13,85	V
Capacidad_Celda	Capacidad de celda para una corriente de descarga	80	Ah
Celdas_Paralelo	Cantidad de celdas en paralelo, aumento capacidad	60	entero
Celdas_Serie	Cantidad de celdas en serie, aumento voltaje salida	65	entero
U_nom	Voltaje nominal de la fuente	0,9	kV
R_Celda	Resistencia interna de celda	0,001	ohmio

Tabla 3.7. Parámetros de modelo común de control de frecuencia [28]

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
droop	Coeficiente de estatismo	0,04	pu
db	Banda muerta para control de frecuencia	0,0002	pu

Tabla 3.8. Parámetros de modelo común de control de potencia activa-reactiva [28]

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
Tr	Constante de tiempo del filtro pasa bajo, lazo P	0,01	s
Trq	Constante de tiempo del filtro pasa bajo, lazo Q	0,1	s
Kp	Ganancia proporcional, controlador PI	2	pu
Tip	Constante de tiempo, controlador PI	0,2	s
AC_deadband	Banda muerta, ganancia proporcional	0	pu
Kq	Ganancia proporcional, soporte voltaje AC	1	pu
Tiq	Constante de tiempo, controlador I	0,002	s
id_min	Corriente máxima de descarga	-0,4	pu
iq_min	Corriente mínima de cuadratura	-1	pu
id_max	Corriente máxima de carga	1	pu
iq_max	Corriente máxima de cuadratura	1	pu

Tabla 3.9. Parámetros de modelo común de control de carga-descarga [28]

Parámetro	Descripción	Valor	Unidad
Icarga	Corriente de carga mínima	0,05	pu
minSOC	Estado de carga mínimo, la descarga se detiene	0	pu
maxSOC	Estado de carga máximo, la carga se detiene	1	pu
deltaU	Límite de caída de voltaje	0,9	pu
AbsMaxI	Valor absoluto de la corriente máxima	1	pu

3.4.2 MODELO COMPUESTO DE SAEB

En “Network Data” se crea dos modelos compuestos, uno para el modelo de batería y otro para el sistema de control.

El modelo compuesto de la batería tiene tres ranuras para insertar los siguientes elementos: modelo común de la batería, medición de corriente (*Stalmea*), fuente de voltaje DC (*ElmDcu*).

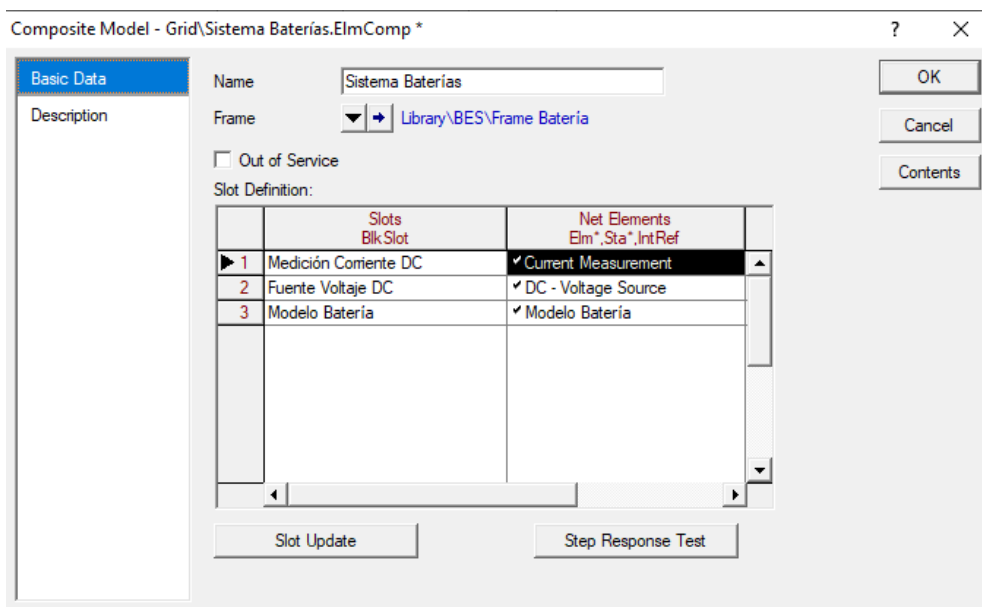


Figura 3.15. Modelo compuesto de batería (*.ElmComp)

El modelo compuesto del sistema de control tiene ocho ranuras para insertar los siguientes elementos: medición de frecuencia (*ElmPhi*), medición de potencia activa-reactiva (*StaPqmea*), medición de voltaje (*StaVmea*), convertidor PWM (*ElmVscmono*), modelo compuesto de batería, modelo común de: control de carga-descarga, frecuencia, control de potencia activa-reactiva.

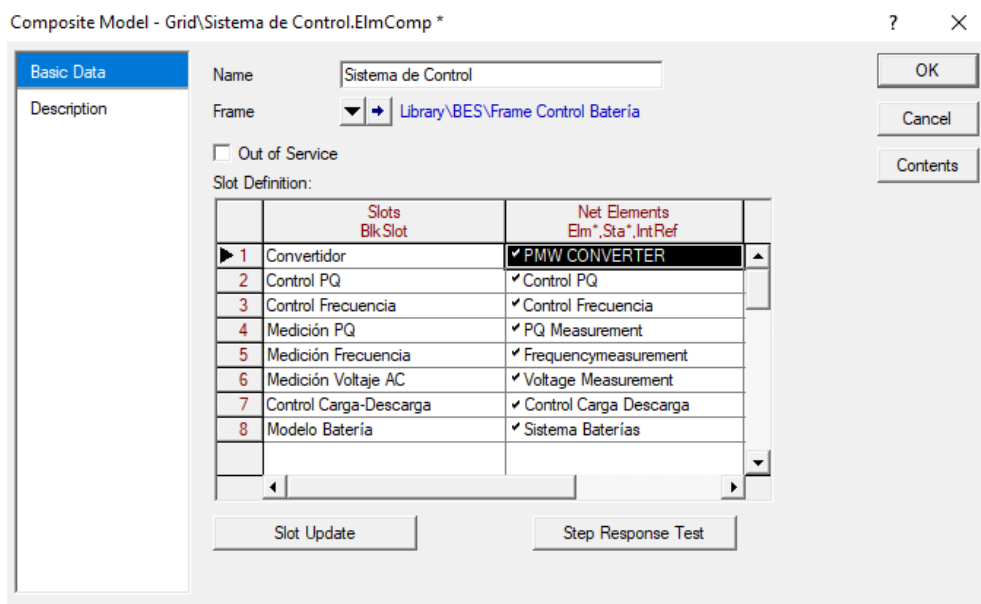


Figura 3.16. Modelo compuesto de sistema de control (*.ElmComp)

3.5 ELEMENTOS DEL SISTEMA DE BATERÍAS

Una batería se representa como una fuente de voltaje DC controlada por un convertidor PWM, con conexión a la red a través de un transformador trifásico [24]. La Figura 3.17. muestra la conexión de un sistema de baterías con todos sus elementos en la red de estudio.

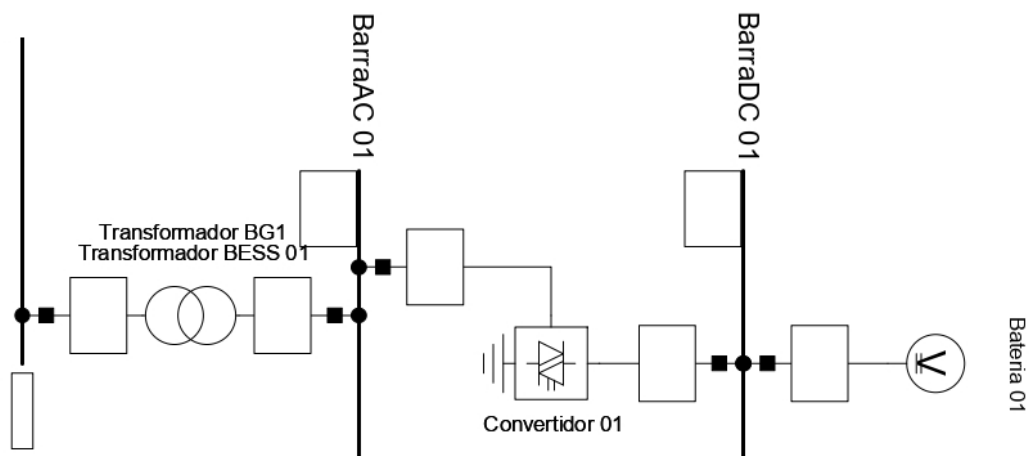


Figura 3.17. Sistema completo de baterías en PowerFactory

La configuración de parámetros de los elementos del sistema de baterías se lista en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10. Datos básicos de elementos del sistema de baterías [28]

Fuente de voltaje DC		
Parámetro	Valor	Unidad
Voltaje nominal	0,9	kV
Barra DC		
Parámetro	Valor	Unidad
Voltaje nominal de fase	0,9	kV
Convertidor PWM		
Parámetro	Valor	Unidad
Voltaje AC nominal	0,4	kV
Voltaje DC nominal	0,9	kV
Potencia nominal	30	MVA
Impedancia de cortocircuito	10	%
Pérdidas en el cobre	0	kW
Barra AC		
Parámetro	Valor	Unidad
Voltaje nominal de línea	0,4	kV
Transformador trifásico		
Parámetro	Valor	Unidad
Potencia nominal	30	MVA
Frecuencia nominal	60	Hz
Voltaje nominal (alto)	Barra de conexión	kV
Voltaje nominal (bajo)	0,4	kV
Reactancia	0,1	pu
Resistencia	0	pu
Grupo de conexión	HV: YN – LV: D	

3.6 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBA

El análisis de disminución de pérdidas por efecto Joule formulado en este trabajo, se ha resuelto con referencia a la red IEEE de 14 barras, usada para analizar los efectos de la introducción de SAEB. El sistema consta de cinco generadores que controlan el suministro de potencia activa y voltaje en las barras. Existen catorce barras, siendo la barra uno de tipo slack, las barras dos, tres, seis, ocho de tipo PV y las barras restantes son PQ. Se tiene once cargas que suman en total una potencia de 259 MW y 73.5 MVAR. Finalmente, el sistema consta de dieciséis líneas con diferentes niveles de voltaje y cinco transformadores de 100 MVA. Los parámetros detallados del sistema de prueba se adjuntan en el ANEXO A.

3.7 CURVA DE DEMANDA DIARIA

En [29] se indica que una curva de demanda puede ser expresada como una función escalón que mantenga su forma original. Para ingresar los datos de la curva de demanda diaria se crearon eventos de carga con función *step* en simulación de eventos. La potencia activa de todas las cargas del sistema aumenta o disminuye con un paso de carga proporcional, teniendo en cuenta los datos de la curva de demanda que se adjunta en el ANEXO B.

En las curvas de demanda que se presentan en la Figura 3.18. se puede notar que desde 12:00 hasta 14:00 y desde 18:30 hasta 21:30 son rangos de hora en que la demanda es mayor, donde el pico se presenta a las 12:30 y 20:00 respectivamente. Las horas de mínima demanda están entre las 2:00 y 4:30, donde su valor mínimo se presenta a las 3:30. La Tabla 4.1. indica la demanda mínima y máxima de las cargas del sistema de prueba.

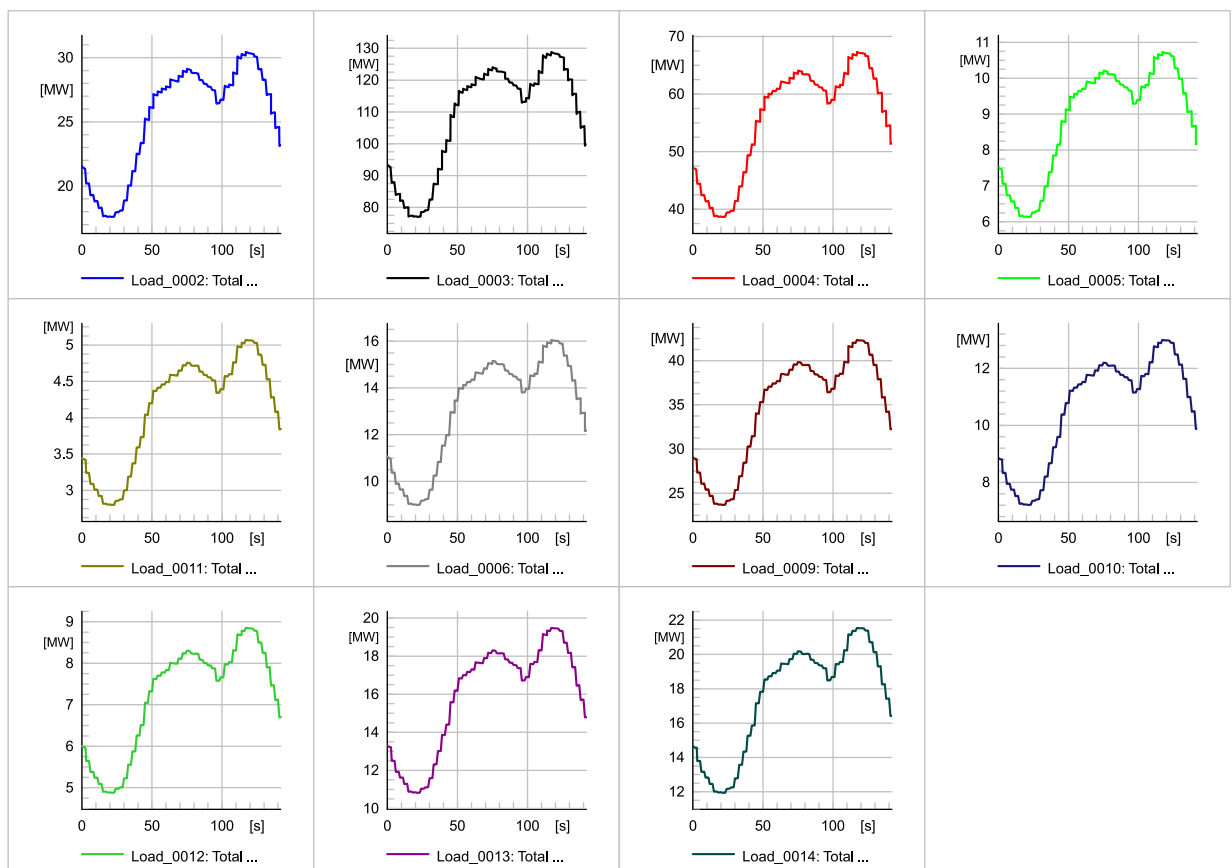


Figura 3.18. Curvas de demanda diaria expresada como función escalón en PowerFactory

Tabla 3.11. Demanda mínima y máxima del sistema de prueba

Carga	Demanda [MW]	
	Mínima	Máxima
Carga_2	17.63	30.35
Carga_3	77.18	128.35
Carga_4	38.73	67.11
Carga_5	6.15	10.7
Carga_6	9.01	16.02
Carga_9	23.74	42.28
Carga_10	7.22	12.97
Carga_11	2.81	5.06
Carga_12	4.88	8.84
Carga_13	10.84	19.45
Carga_14	11.96	21.53

4. RESULTADOS

En este capítulo se presentan los resultados de la simulación RMS de un modelo lineal de SAEB en el sistema de prueba para diferentes eventos de simulación. Para comparar los resultados de la disminución de pérdidas por efecto Joule en el transcurso de un día en el sistema IEEE de 14 barras de PowerFactory, se realizan varios escenarios con diferentes niveles de introducción de SDAEB y distintas ubicaciones de SAEB centralizados. Los datos de pérdidas obtenidos a partir de estos eventos se comparan con un caso base, en el que no se incluyen SAEB.

4.1 SISTEMA DE 14 BARRAS SIN SAEB

El caso base de estudio no incluye baterías en la red como se indica en la Figura 4.1. El valor promedio diario de las pérdidas de potencia activa en las líneas resultó ser de 16.55 MW. La gráfica de la Figura 4.2. muestra la sumatoria total de pérdidas Joule en las líneas.

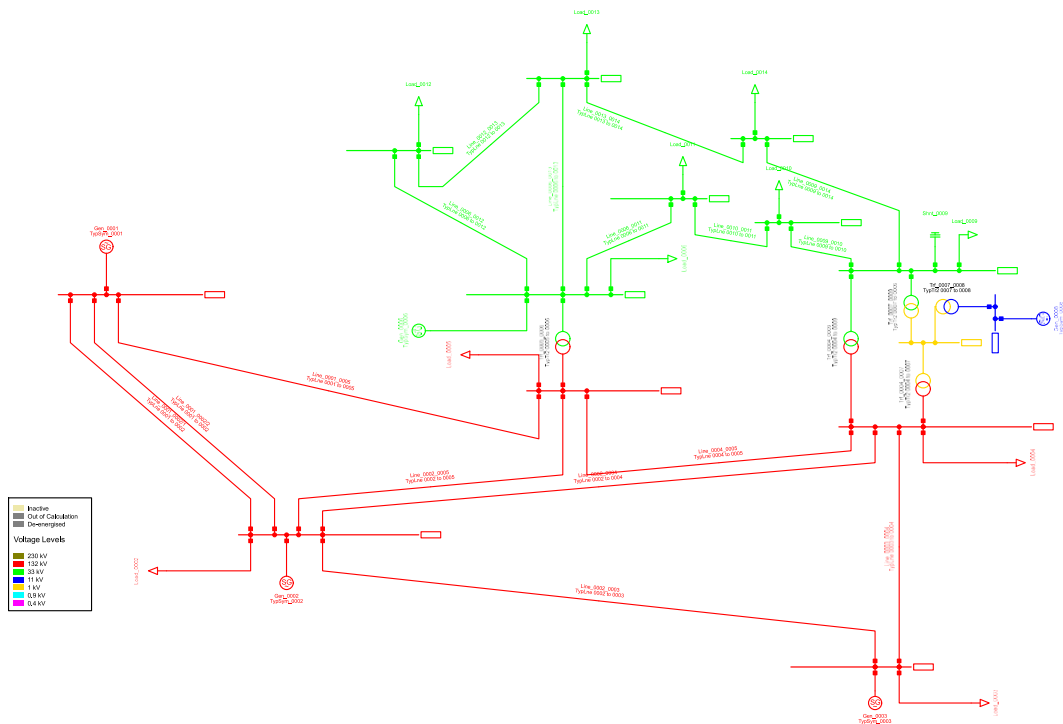


Figura 4.1. Sistema IEEE de 14 barras sin inclusión de SAEB

El valor de las pérdidas en las líneas varía de acuerdo con la demanda del sistema como se observa en la Tabla 4.1. Al existir un aumento considerable en la demanda energética, se genera un incremento en la saturación de la capacidad de las líneas. La elevada magnitud de pérdidas Joule se debe a la sobrecarga de las líneas provocada por flujos de energía inversos en horas de menor demanda, es decir, la generación total de 272.39 MW excede la demanda mínima de 210.15 MW. Por otra parte, la demanda máxima de 362.66

MW supera la generación total del sistema, provocando un aumento considerable en la corriente de las líneas con el consecuente aumento de pérdidas Joule.

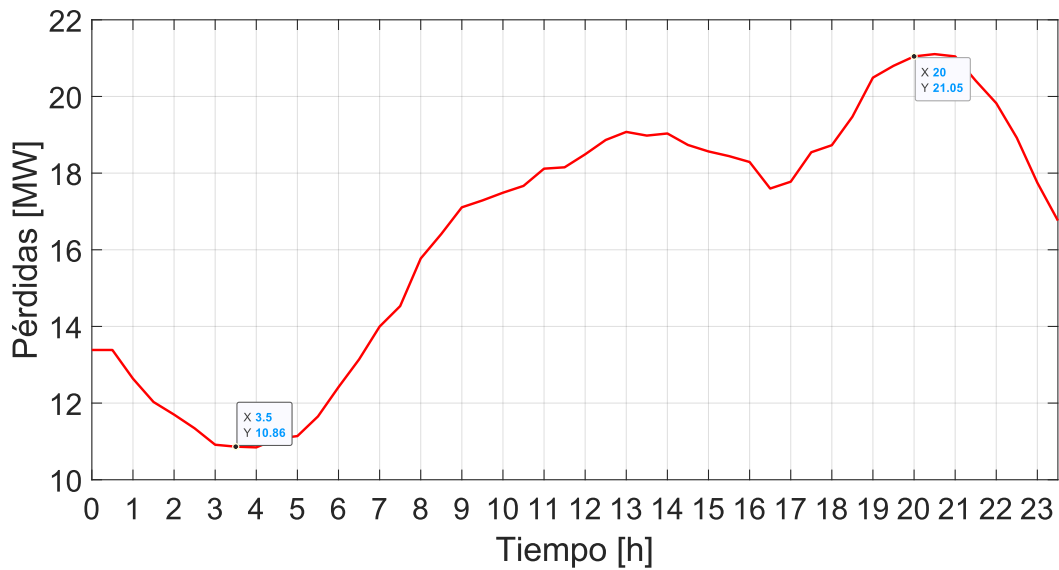


Figura 4.2. Pérdidas Joule totales sin SAEB

El valor diario de pérdidas totales para cada intervalo de 30 minutos se adjunta en el ANEXO C, donde el valor de pérdidas en demanda mínima es 10.86 MW y en demanda máxima es 21.05 MW. La línea 1_5 presenta las pérdidas con mayor magnitud, esto se debe a que es una línea aledaña al generador de 232.39 MW, lo que implica que, las pérdidas son mayores porque la generación supera la carga en demanda mínima y la corriente aumenta de 0.281 kA a 0.395 kA por la creciente demanda hasta llegar a hora pico.

Tabla 4.1. Pérdidas y corrientes a demanda mínima y máxima sin SAEB

Línea	Pérdida [kW]		Corriente [kA]	
	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
Línea_1_2/1	1724.486	3492.962	0.293	0.414
Línea_1_2/2	1724.486	3492.962	0.293	0.414
Línea_1_5	2230.049	4457.134	0.281	0.395
Línea_2_3	1867.469	3590.999	0.276	0.382
Línea_2_4	1358.072	2657.976	0.212	0.295
Línea_2_5	735.34	1450.074	0.157	0.219
Línea_3_4	291.747	570.072	0.092	0.123
Línea_4_5	417.954	779.339	0.246	0.334
Línea_6_11	41.018	89.988	0.12	0.156
Línea_6_12	56.299	110.143	0.121	0.158
Línea_6_13	166.521	323.886	0.286	0.366
Línea_9_10	11.518	15.011	0.113	0.114

Tabla 4.1. Pérdidas y corrientes a demanda mínima y máxima sin SAEB

Línea	Pérdida [kW]		Corriente [kA]	
	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
Línea_9_14	95.946	167.634	0.155	0.193
Línea_10_11	8.309	23.041	0.059	0.081
Línea_12_13	5.096	9.189	0.027	0.033
Línea_13_14	39.244	89.412	0.087	0.117

4.2 IMPACTO DE SAEB EN EL SISTEMA DE 14 BARRAS

En esta sección, se presentan los resultados de varios escenarios de introducción de baterías de forma distribuida (dos, cuatro, seis SDAEB) y centralizada (tres eventos con tres ubicaciones distintas de SAEB) durante veinticuatro horas, con el fin de observar cómo disminuyen las pérdidas de potencia activa en las líneas a medida que se aumenta la introducción de SAEB. Cada una de las unidades de almacenamiento están caracterizadas por un único modelo genérico de batería de 0.9 kV – 80 Ah con control de frecuencia, conectadas a la red por medio de un convertidor PWM de 30 MVA, que se describe en el capítulo 3. Este análisis se realiza considerando la curva de demanda diaria detallada en la sección 3.7, para establecer un perfil óptimo de carga-descarga de las baterías. La potencia de salida del SAEB adquiere un valor negativo cuando se carga y un valor positivo cuando se descarga [29].

4.2.1 SISTEMAS DISTRIBUIDOS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CON BATERÍAS

- **Introducción de dos SDAEB**

En primera instancia, se ubican dos SDAEB en las barras 1 y 11 como se indica en la Figura 4.3. El valor promedio diario de las pérdidas de potencia activa en las líneas, basado en los datos de la Figura 4.4, dieron como resultado 16.34 MW. Además, el valor de pérdidas en demanda mínima es 11.08 MW y en demanda máxima es 20.52 MW.

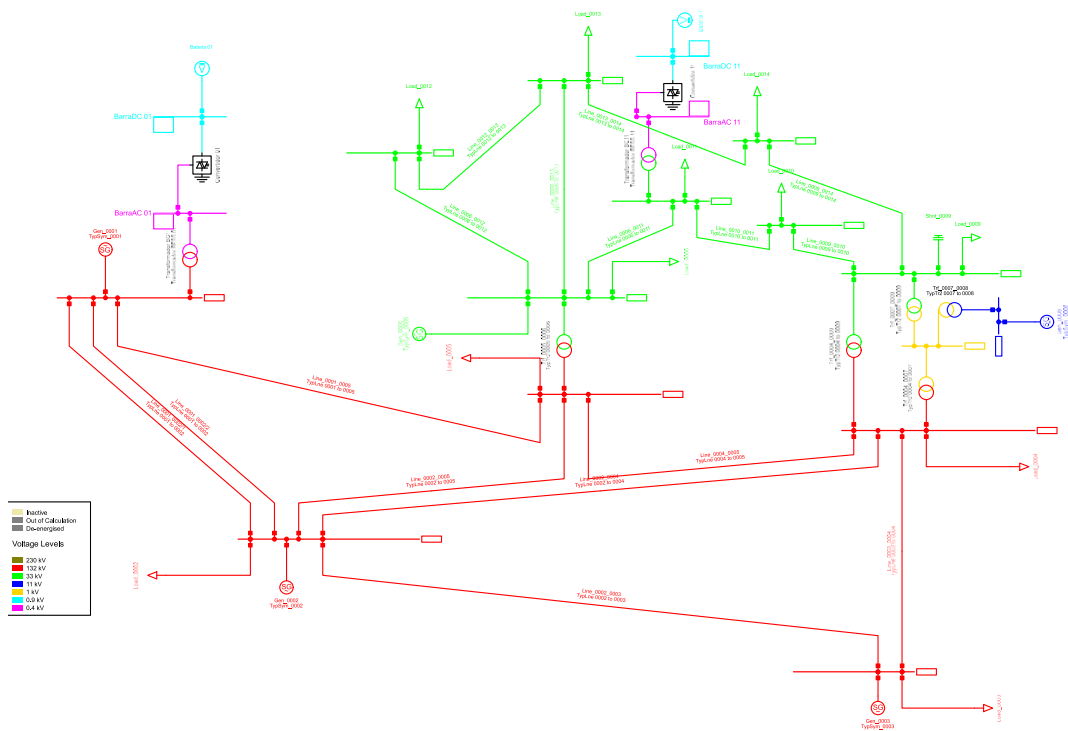


Figura 4.3. Ubicación de dos SDAEB en el sistema IEEE de 14 barras

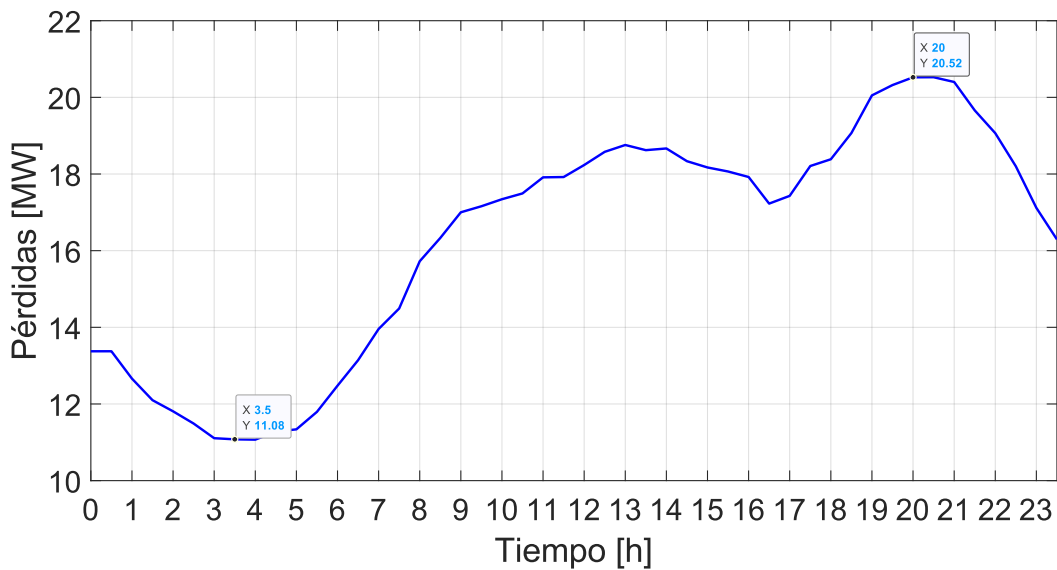


Figura 4.4. Pérdidas Joule totales con SDAEB en barras 1 y 11

Las líneas que tienen conexión con la barra 1 y 2 son las que presentan pérdidas de mayor magnitud. En demanda mínima, estas pérdidas se deben a la generación excedente de las unidades conectadas en barras contiguas y en horas pico las corrientes aumentan debido al crecimiento de la demanda.

Tabla 4.2. Pérdidas y corrientes a demanda mínima y máxima con 2 SDAEB

Línea	Pérdida [kW]		Corriente [kA]	
	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
Línea_1_2/1	1736.061	3326.216	0.294	0.406
Línea_1_2/2	1736.061	3326.216	0.294	0.406
Línea_1_5	2301.999	4045.542	0.285	0.377
Línea_2_3	1843.564	3689.733	0.274	0.386
Línea_2_4	1413.972	2385.962	0.216	0.28
Línea_2_5	786.967	1211.111	0.162	0.201
Línea_3_4	255.351	750.239	0.084	0.145
Línea_4_5	407.219	826.554	0.243	0.344
Línea_6_11	2.386	173.252	0.22	0.088
Línea_6_12	52.955	122.714	0.116	0.172
Línea_6_13	155.53	364.976	0.272	0.404
Línea_9_10	1.541	43.322	0.198	0.094
Línea_9_14	94.803	172.747	0.153	0.199
Línea_10_11	0.243	235.666	0.033	0.292
Línea_12_13	4.678	10.614	0.026	0.038
Línea_13_14	34.747	107.542	0.080	0.136

El perfil de carga-descarga representado en la Figura 4.5. indica que, el SAEB 1 y SAEB 11 adquieren carga desde las 0:00 hasta 7:30, con una tasa de corriente de 1 p.u determinada por el control de carga. Se puede deducir también que, al descargar el SAEB 1 en los intervalos de 7:30 – 11:30, 16:30 – 17:00, 23:00 – 23:30 con una tasa de corriente de 1 p.u y el SAEB 11 desde las 7:30 hasta 23:30, con una tasa de corriente de 0.4 p.u, disminuye 1.26% de las pérdidas con referencia a las pérdidas totales sin la introducción de SAEB.

La gráfica de la Figura 4.6. muestra los resultados de la reducción de picos. La curva roja es la demanda total del sistema cuando no se considera la inclusión de SAEB. La curva negra es la gráfica de demanda tras el recorte de picos. En demanda mínima los SAEB reducen el pico cargando 28.79 MW y descargando 82.6 MW en demanda máxima.

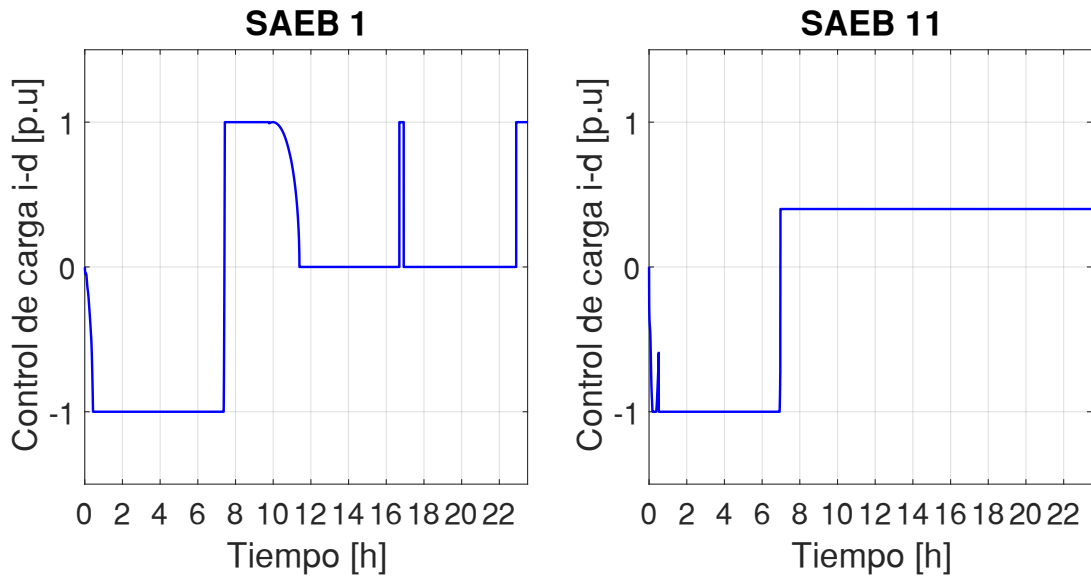


Figura 4.5. Control de carga con SDAEB en barras 1 y 11

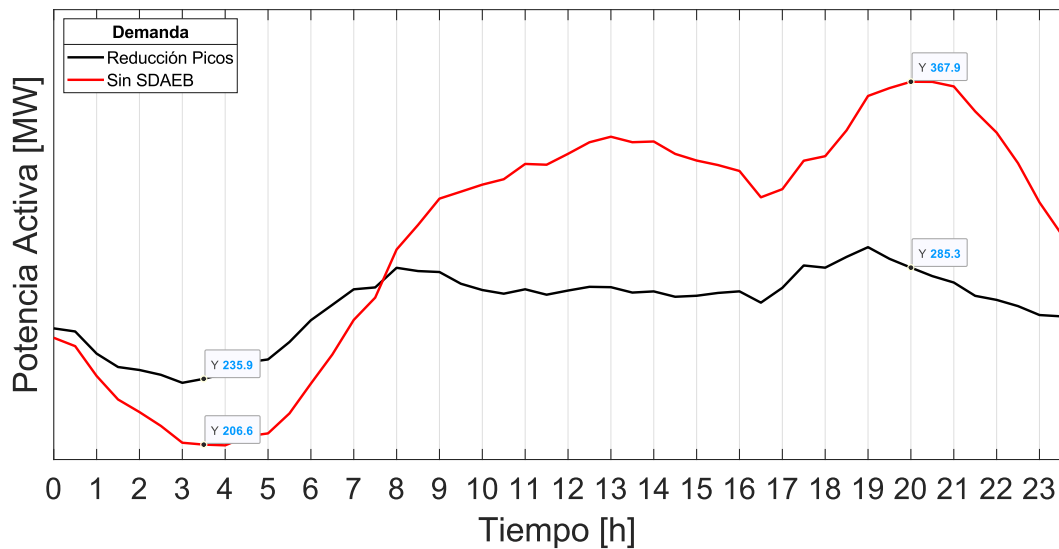


Figura 4.6. Reducción de picos con SDAEB en barras 1 y 11

- **Introducción de cuatro SDAEB**

Para el siguiente caso de estudio, se introdujeron SDAEB en las barras 1, 3, 11 y 14 como se indica en la Figura 4.7. El valor promedio de las pérdidas Joule totales de los datos extraídos de la Figura 4.8. dan como resultado 15.61 MW. Adicionalmente, se deduce que el valor de pérdidas en demanda mínima es 11.52 MW y en demanda máxima es 18.8 MW.

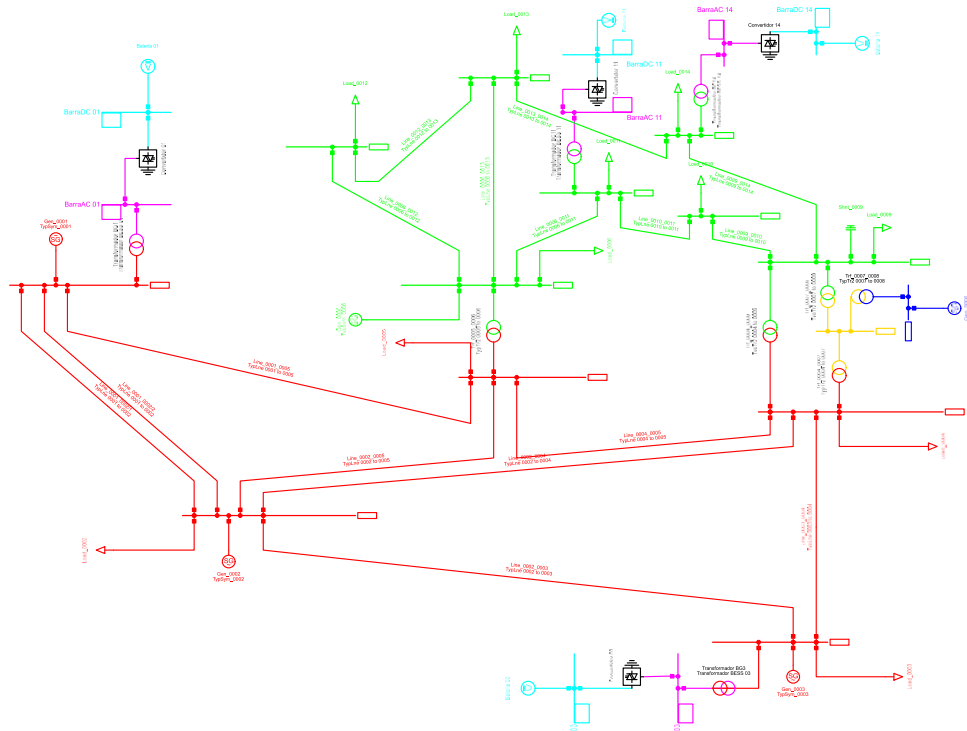


Figura 4.7. Ubicación de cuatro SDAEB en el sistema IEEE de 14 barras

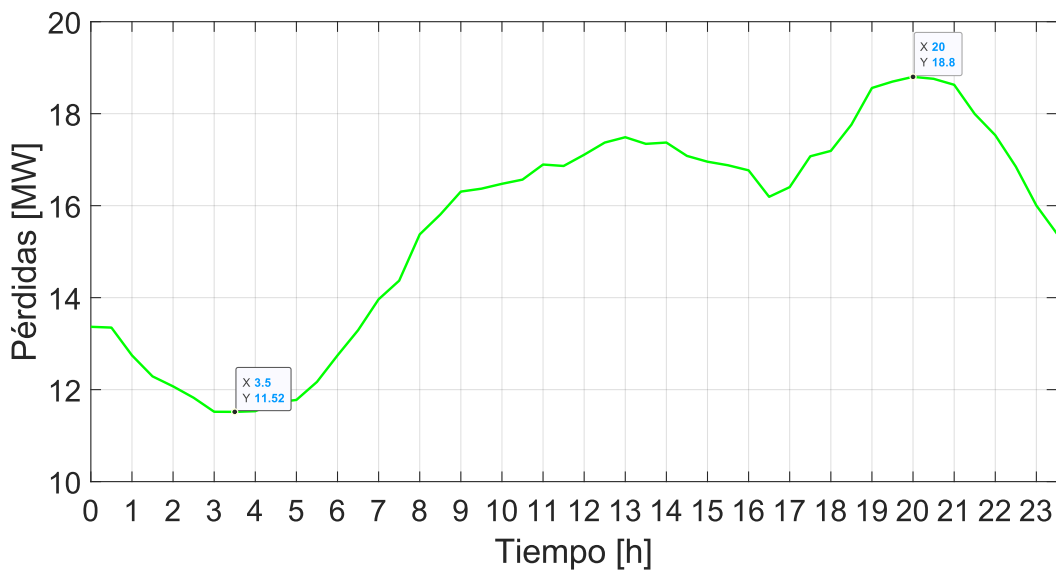


Figura 4.8. Pérdidas Joule totales con SDAEB en barras 1, 3, 11 y 14

La colocación adicional de SDAEB en las barras mencionadas pone en manifiesto que, la reducción de la congestión de las líneas se debe a la proximidad del suministro para atender picos de demanda, lo cual se ve reflejado en una reducción del 5.67% de pérdidas Joule respecto a las pérdidas totales sin la introducción de SAEB.

Tabla 4.3. Pérdidas y corrientes a demanda mínima y máxima con 4 SDAEB

Línea	Pérdida [kW]		Corriente [kA]	
	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
Línea_1_2/1	1783.029	3132.332	0.298	0.393
Línea_1_2/2	1783.029	3132.332	0.298	0.393
Línea_1_5	2352.532	3854.598	0.289	0.368
Línea_2_3	1963.368	3219.119	0.283	0.359
Línea_2_4	1442.464	2291.487	0.219	0.275
Línea_2_5	798.255	1179.465	0.164	0.199
Línea_3_4	302.463	538.079	0.094	0.119
Línea_4_5	419.037	772.809	0.246	0.333
Línea_6_11	3.774	150.074	0.205	0.059
Línea_6_12	54.934	116.79	0.118	0.167
Línea_6_13	167.139	327.211	0.283	0.378
Línea_9_10	2.204	34.501	0.178	0.062
Línea_9_14	83.825	141.499	0.177	0.155
Línea_10_11	0.052	177.594	0.016	0.255
Línea_12_13	5.147	7.905	0.029	0.029
Línea_13_14	38.626	71.824	0.099	0.094

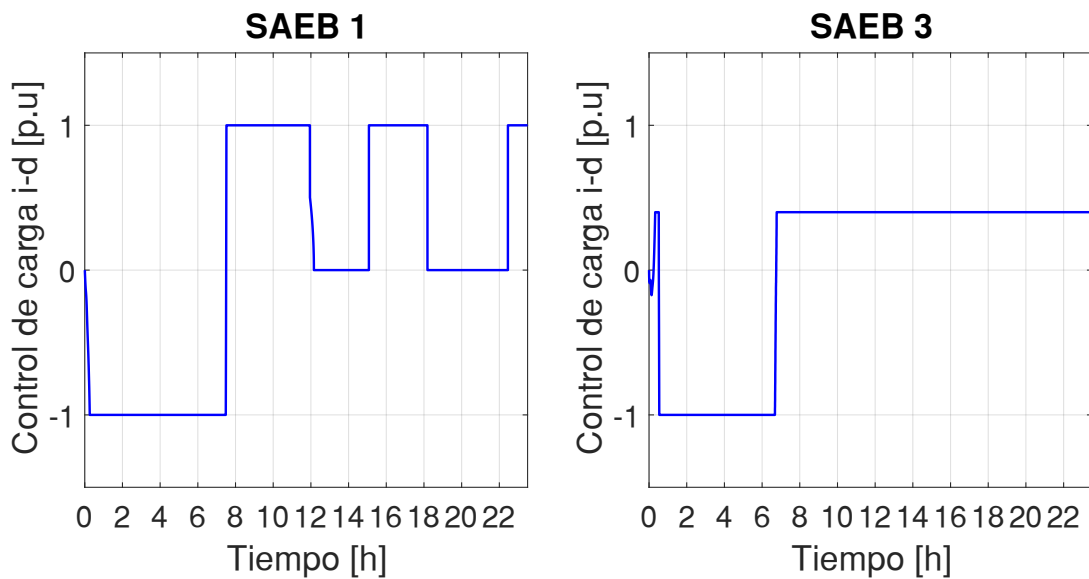


Figura 4.9. Control de carga con SDAEB en barras 1 y 3

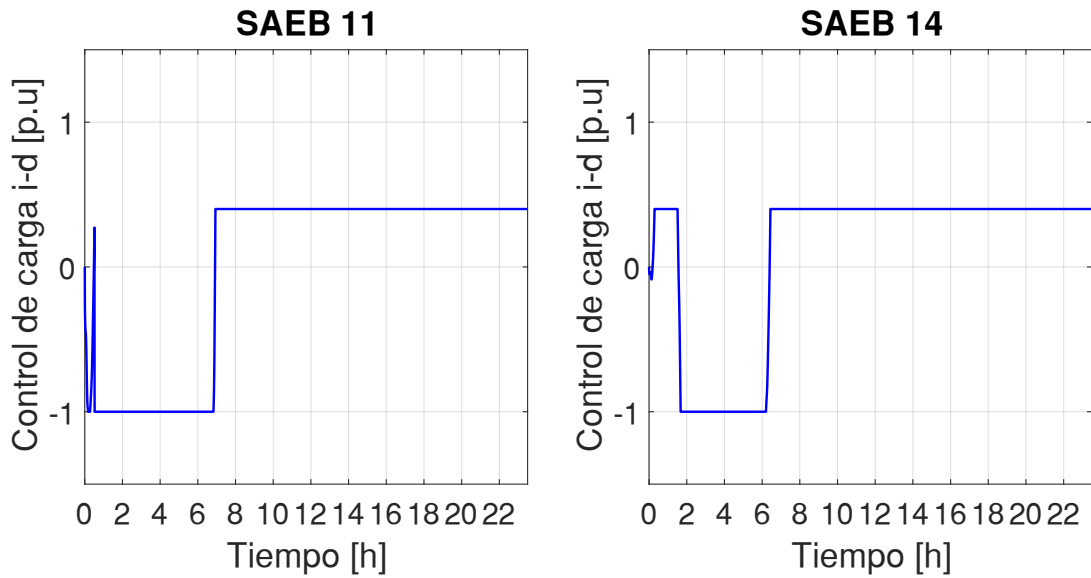


Figura 4.10. Control de carga con SDAEB en barras 11 y 14

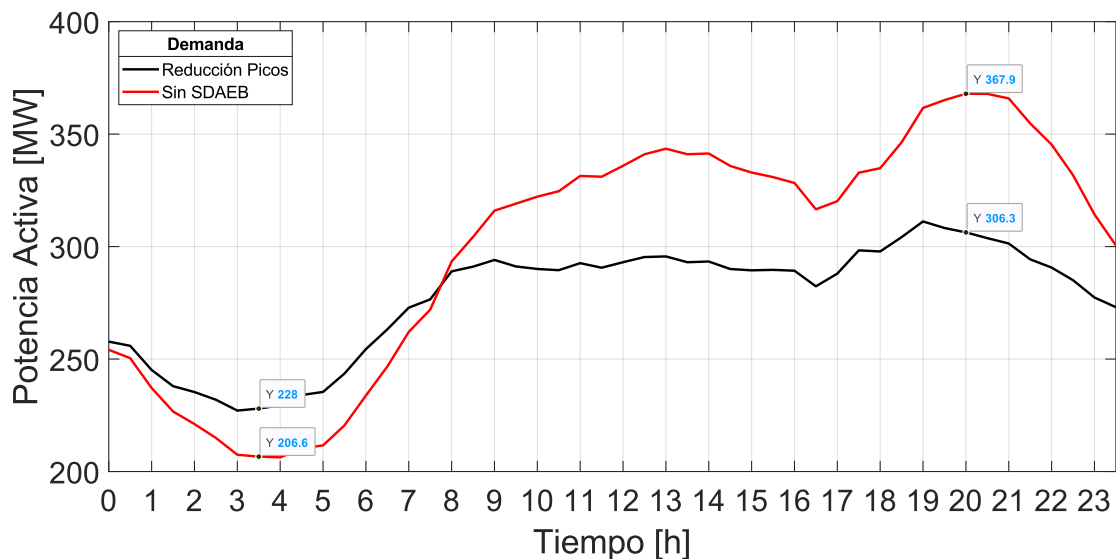


Figura 4.11. Reducción de picos con SDAEB en barras 1, 3, 11 y 14

Las Figuras 4.9 y 4.10 muestran el patrón de carga-descarga de SAEB: una tasa de carga y tres tasas de descarga a 1 p.u correspondiente al SAEB 1, una tasa de carga y descarga a 0.4 p.u en SAEB 3, 11 y 14, que transcurren en los rangos de horas que se aprecian en las gráficas. La curva de reducción de picos indica que, los SDAEB adquieren una carga total de 21.4 MW en hora de demanda mínima y contribuyen con 61.6 MW en hora de demanda máxima.

- **Introducción de seis SDAEB**

En la Figura 4.12. se muestra la correspondiente configuración de SAEB. Se han asignado seis unidades de almacenamiento en las barras 1, 3, 10, 11, 12 y 14. La determinación del valor promedio de las pérdidas de potencia activa, a partir de la sumatoria de pérdidas Joule totales de todas las líneas representada con la gráfica de la Figura 4.13., da como resultado 15.24 MW.

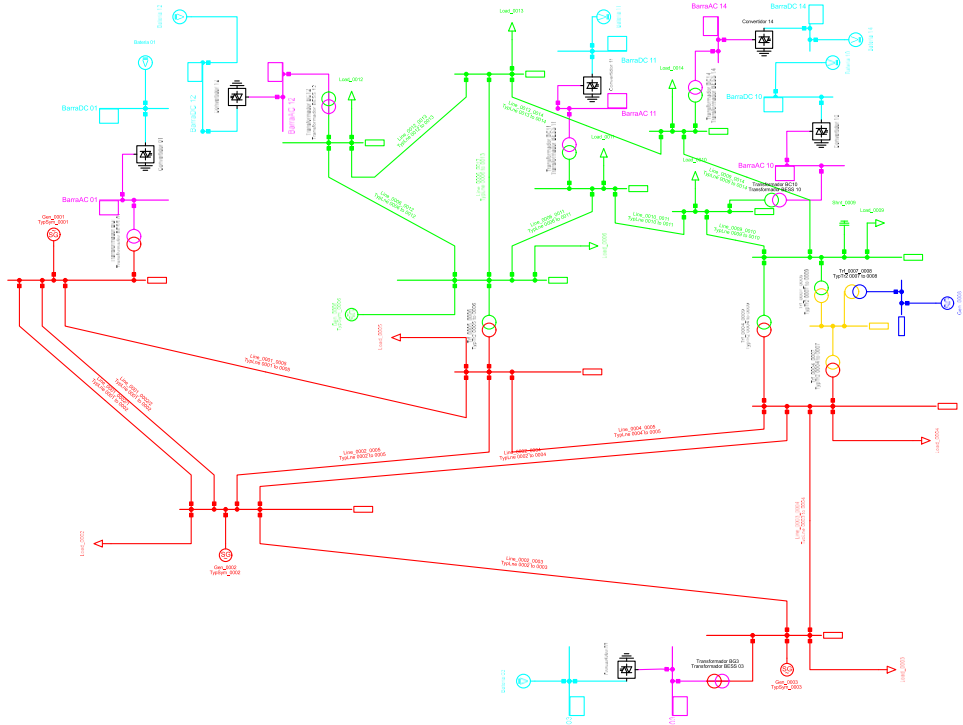


Figura 4.12. Ubicación de seis SDAEB en el sistema IEEE de 14 barras

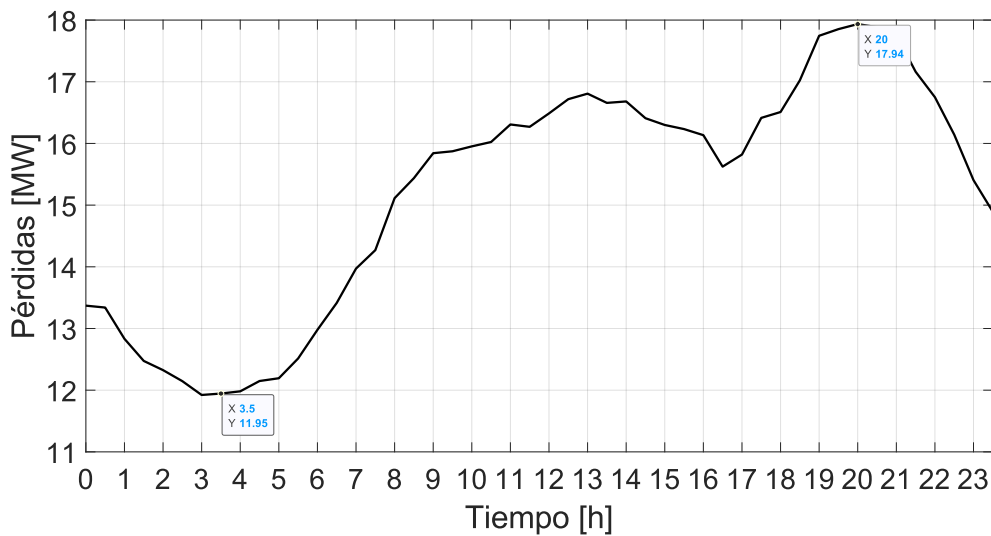


Figura 4.13. Pérdidas Joule totales con SDAEB en barras 1, 3, 10, 11, 12 y 14

El valor de pérdidas totales en demanda mínima es 11.95 MW y en demanda máxima es 17.94 MW. Cuando se añade nivel de introducción de SAEB en las barras 10 y 12 se evidencia la disminución progresiva de las corrientes en demanda mínima y máxima, comprobando que es una solución viable para el recorte de picos de demanda que abordan el aplazamiento de actualización de infraestructura de la red [30]. En este evento las pérdidas disminuyen 7.92% con referencia a las pérdidas totales sin la introducción de SAEB.

Tabla 4.4. Pérdidas y corrientes a demanda mínima y máxima con 6 SDAEB

Línea	Pérdida [kW]		Corriente [kA]	
	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
Línea_1_2/1	1825.542	2977.332	0.302	0.383
Línea_1_2/2	1825.542	2977.332	0.302	0.383
Línea_1_5	2456.928	3514.429	0.295	0.351
Línea_2_3	1958.898	3270.998	0.283	0.363
Línea_2_4	1516.256	2067.349	0.225	0.259
Línea_2_5	857.462	1010.584	0.17	0.182
Línea_3_4	266.097	701.157	0.087	0.139
Línea_4_5	415.922	792.212	0.245	0.337
Línea_6_11	3.827	125.089	0.194	0.036
Línea_6_12	4.708	146.097	0.183	0.037
Línea_6_13	179.826	267.541	0.313	0.319
Línea_9_10	4.164	77.783	0.264	0.238
Línea_9_14	88.888	139.401	0.176	0.152
Línea_10_11	1.712	72.656	0.027	0.164
Línea_12_13	0.002	165.855	0.021	0.151
Línea_13_14	35.635	107.188	0.081	0.138

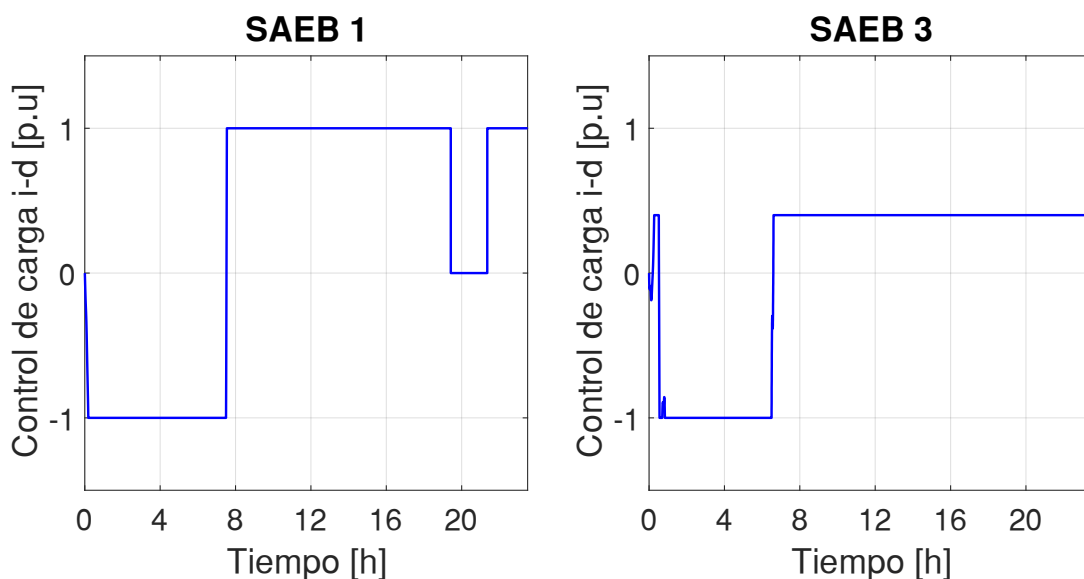


Figura 4.14. Control de carga con SDAEB en barras 1 y 3

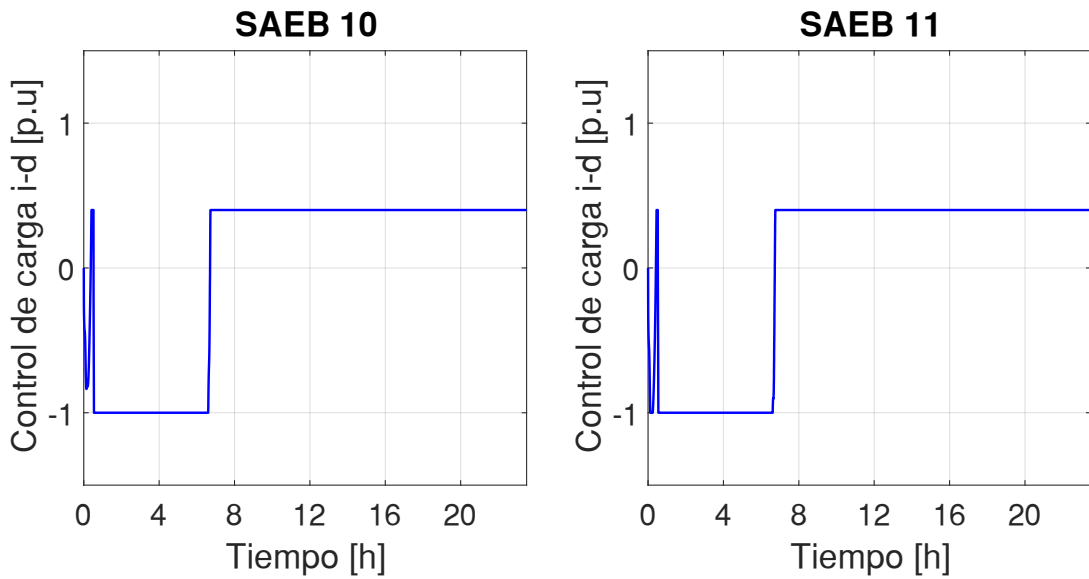


Figura 4.15. Control de carga con SDAEB en barras 10 y 11

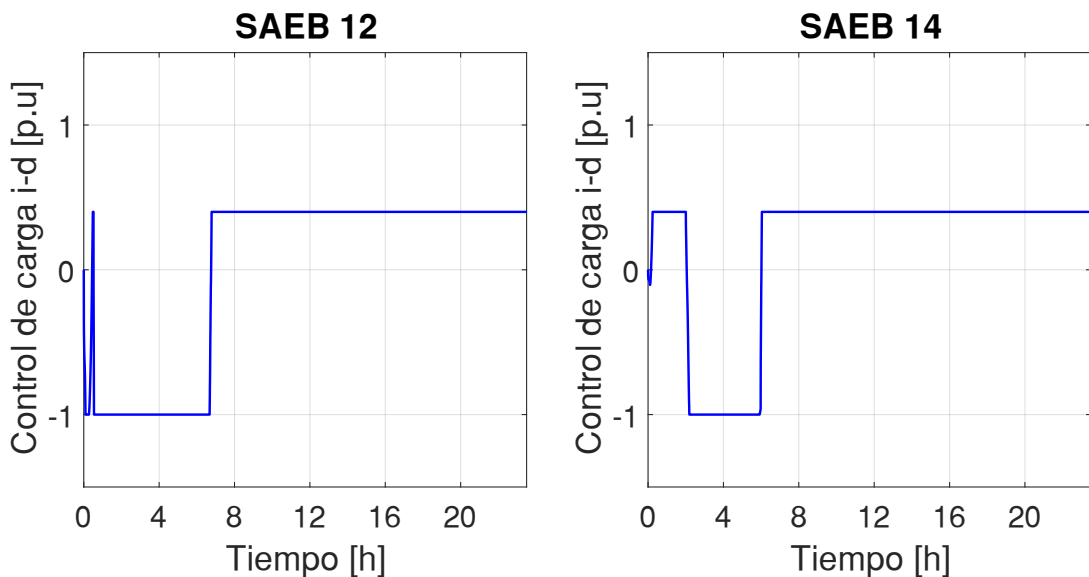


Figura 4.16. Control de carga con SDAEB en barras 12 y 14

Como se ve en las Figuras 4.14. – 4.16., los SAEB adquieren carga en horas valle a una tasa de corriente de 1 p.u. Conforme crece la demanda en el sistema, el SAEB 1 pasa a modo descarga desde 7:30 hasta 19:30, para después pasar a modo de espera durante treinta minutos y retomar el modo descarga. Los demás SAEB tienen un patrón de descarga similar, estos aportan potencia a la red con una tasa de descarga de 0.4 p.u a partir de las 7:30. La gráfica de reducción de picos de la Figura 4.17. da un indicativo de la potencia cargada y aportada a la red en horas valle y pico, es decir, los SAEB cargan una potencia de 13.2 MW a las 3:30 y descargan 38.4 MW a las 20:00.

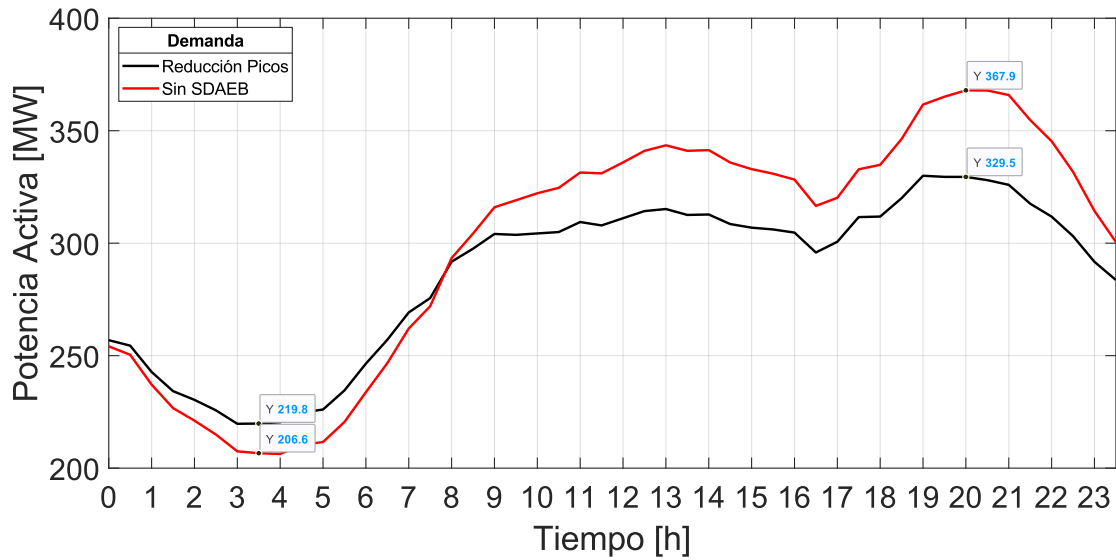


Figura 4.17. Reducción de picos con SDAEB en barras 1, 3, 10, 11, 12 y 14

Las gráficas que se indican en la Figura 4.18. indican que, al aumentar nivel de introducción de SDAEB en la red, las pérdidas Joule totales de las líneas se reducen. Al realizar una evaluación de reducción de pérdidas relativas al evento sin SAEAB, se pudo obtener los siguientes resultados: el primer evento de introducción de 2 SDAEB en las barras 1 y 11 da como resultado una disminución de 1.26% de pérdidas, al introducir 4 SDAEB en las barras 1, 3, 11 y 14 el resultado fue 5.67% de disminución de pérdidas, con la introducción de 6 SDAEB en las barras 1, 3, 10, 11, 12 y 14 las pérdidas se reducen un 7.92%. Como era de esperar, el porcentaje de disminución de pérdidas aumenta con el nivel de introducción de SDAEB.

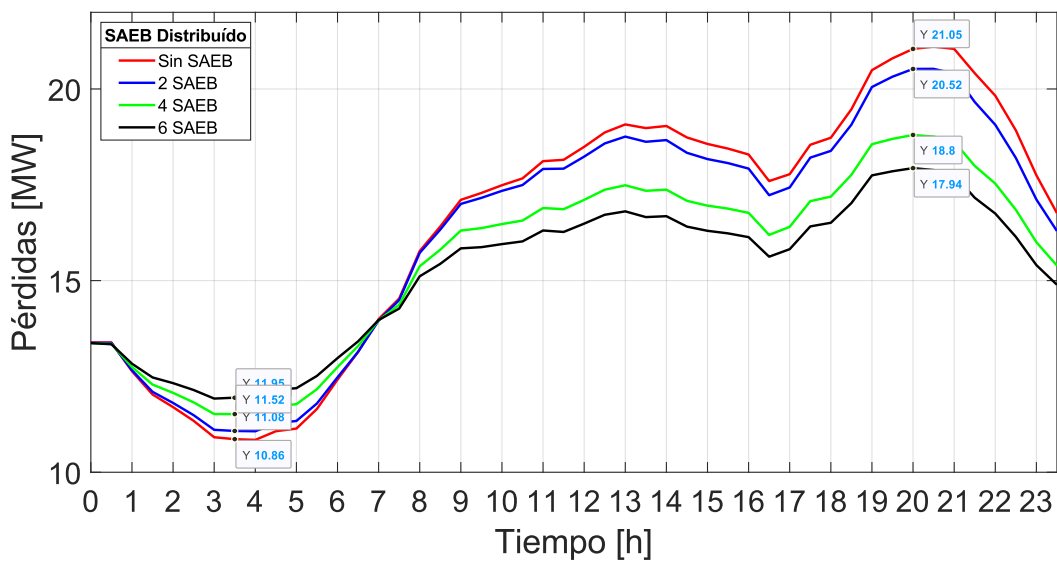


Figura 4.18. Pérdidas Joule totales para cada evento de introducción de SDAEB

4.2.2 SISTEMAS CENTRALIZADOS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CON BATERÍAS

- **Introducción de un SAEB centralizado en barra 8, 10 y 14**

En esta sección se realizan tres eventos distintos de introducción de una batería de 0.9 kV – 80 Ah en diferentes barras: 8 PV, 10 PV y 14 PQ. Los valores promedio de las pérdidas de potencia activa totales para cada caso son: 15.72 MW, 15.85 MW y 16.19 MW respectivamente. La Figura 4.19. indica las gráficas de pérdidas totales con SAEB centralizado, donde se puede evidenciar que existe menor reducción de pérdidas Joule con SAEB en la barra 14.

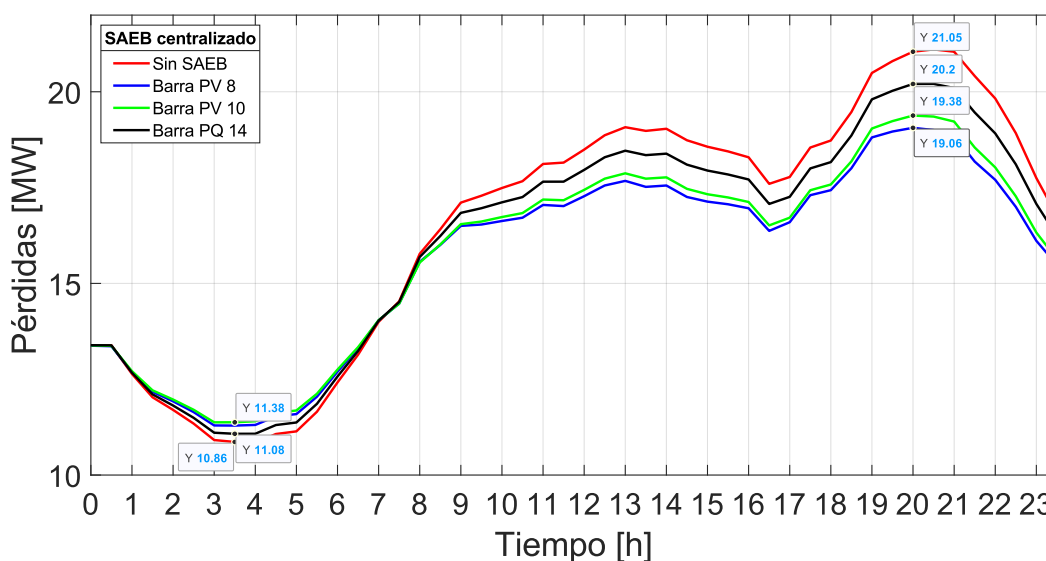


Figura 4.19. Pérdidas Joule totales para cada evento de SAEB centralizado

Los datos de pérdidas Joule en demanda mínima, extraídos de la Figura 4.19. son los siguientes: 11.37 MW, 11.38 MW, 11.08 MW, y en demanda máxima: 19.06 MW, 19.38 MW, 20.2 MW respectivamente para los casos de SAEB centralizado en las barras 8, 10, 14. La Tabla 4.5. reúne los datos de pérdidas de potencia activa en las líneas obtenidos con la introducción de SAEB centralizado.

Tabla 4.5. Pérdidas a demanda mínima y máxima con SAEB centralizado

Línea	SAEB barra PV 8		SAEB barra PV 10		SAEB barra PQ 14	
	Pérdida [kW]		Pérdida [kW]		Pérdida [kW]	
	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
Línea_1_2/1	1772.944	3125.508	1770.019	3170.548	1738.114	3376.903
Línea_1_2/2	1772.944	3125.508	1770.019	3170.548	1738.114	3376.903
Línea_1_5	2337.442	3826.95	2339.669	3861.373	2265.18	4242.301
Línea_2_3	1879.382	3516.162	1875.786	3537.477	1869.473	3572.641
Línea_2_4	1452.784	2185.699	1442.403	2245.709	1384.203	2513.687
Línea_2_5	793.656	1166.182	798.082	1162.488	756.359	1342.776

Tabla 4.5. Pérdidas a demanda mínima y máxima con SAEB centralizado

Línea	SAEB barra PV 8		SAEB barra PV 10		SAEB barra PQ 14	
	Pérdida [kW]		Pérdida [kW]		Pérdida [kW]	
	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima	Mínima	Máxima
Línea_3_4	254.65	800.77	260.125	757.375	282.359	617.368
Línea_4_5	433.233	678.643	419.948	745.817	417.655	775.28
Línea_6_11	21.173	86.012	1.108	126.744	42.273	85.847
Línea_6_12	57.141	108.862	56.703	110.163	59.739	98.637
Línea_6_13	174.516	300.357	172.868	306.045	170.919	280.382
Línea_9_10	5.999	42.369	1.057	98.216	11.916	16.6
Línea_9_14	68.939	276.737	70.849	263.338	25.744	176.678
Línea_10_11	1.268	27.769	0.094	52.699	8.941	20.625
Línea_12_13	4.162	8.503	4.438	8.257	2.338	9.372
Línea_13_14	25.339	80.382	29.547	76.836	7.828	89.709

SAEB 8

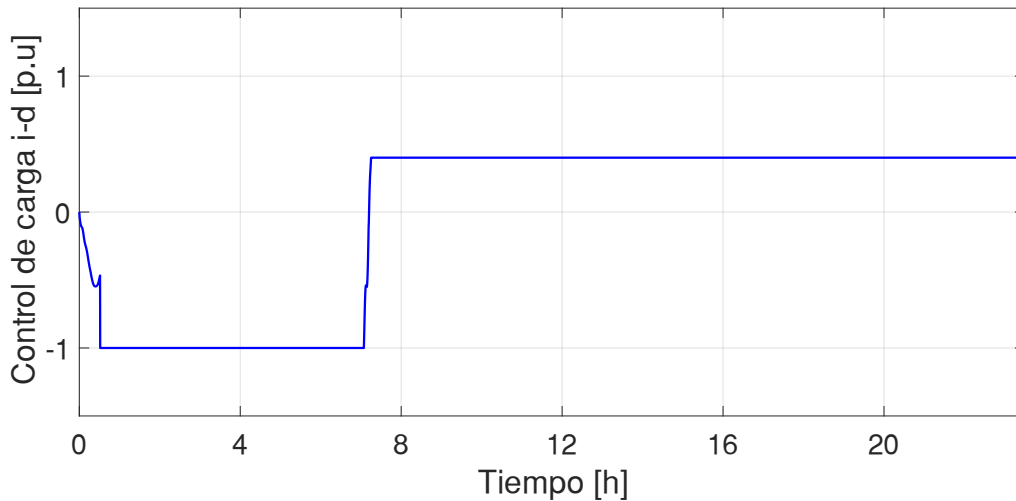


Figura 4.20. Control de carga con SAEB centralizado en barra 8

SAEB 10

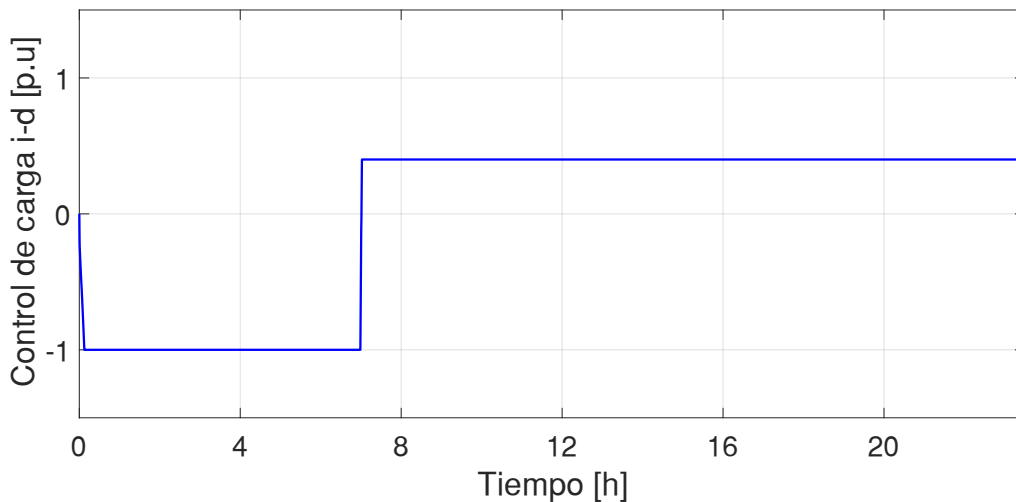


Figura 4.21. Control de carga con SAEB centralizado en barra 10

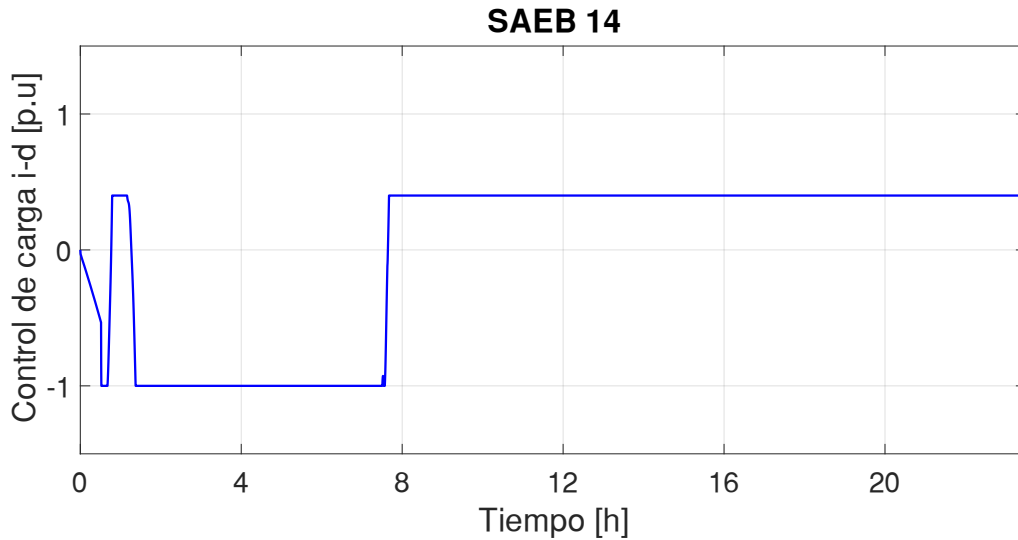


Figura 4.22. Control de carga con SAEB centralizado en barra 14

Las Figuras 4.20. – 4.22., muestran las curvas de carga-descarga de SAEB centralizado para cada evento simulado. Las gráficas obtenidas tienen una tasa de carga-descarga de 1 - 0.4 pu, donde la carga se realiza en horas de menor demanda (0:00 – 7:30) y la descarga inicia cuando la demanda crece (7:30 – 23:30).

4.2.3 RESUMEN DE RESULTADOS

La Tabla 4.6. resume los resultados de pérdidas Joule de todos los escenarios simulados para la red IEEE 14 barras: un caso base que no incluye baterías, tres eventos de introducción de SDAEB, tres eventos de introducción de SAEB centralizado. Los valores promedio diarios de pérdidas Joule en la red, obtenidos para el escenario con baterías de forma distribuida es mejor en el evento 3. Esto se debe a que la ubicación de SDAEB en las barras 1, 3, 10, 11, 12, 14, proveen una mejor compensación de potencia activa en puntos cercanos a la demanda, reduciendo 7.92% las pérdidas Joule en comparación con el caso base. En el escenario con una batería centralizada, los valores promedio de pérdidas de potencia activa en las líneas, obtenidas para todos los eventos seleccionados es mejor en el evento 1, de esta manera se reduce las pérdidas un 5.01% con relación al caso base.

Al analizar los datos de pérdidas obtenidos con SAEB distribuido y centralizado, se puede notar mayor magnitud de pérdidas en el evento de dos SDAEB que al usar SAEB centralizado. Esto se debe a que la colocación de SAEB debe hacerse en puntos estratégicos de la red, para lograr el efecto deseado de disminuir las pérdidas. La colocación errónea de SAEB puede provocar incremento de pérdidas Joule [29].

Tabla 4.6. Resultados de pérdidas Joule obtenidas para los escenarios simulados

Escenarios Simulados	Sin Baterías	Distribuido			Centralizado		
		Evento 1	Evento 2	Evento 3	Evento 1	Evento 2	Evento 3
Ubicación de SAEB [barra]	-	1, 11	1, 3, 11, 14	1, 3, 10, 11, 12, 14	8	10	14
Pérdida en demanda mínima [MW]	10.86	11.08	11.52	11.95	11.37	11.38	11.08
Pérdida en demanda máxima [MW]	21.05	20.52	18.8	17.94	19.06	19.38	20.2
Valor promedio diario pérdidas Joule [MW]	16.55	16.34	15.61	15.24	15.72	15.85	16.19
Porcentaje reducción de pérdidas [%]	-	1.26	5.67	7.92	5.01	4.22	2.17

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

En este trabajo se realiza la modelación de SAEB para suplir la demanda diaria y analizar los efectos referentes a la disminución de pérdidas Joule, con su inclusión en redes de distribución. La localización de SAEB se la realiza de forma distribuida y centralizada, para comprobar su influencia sobre el efecto deseado de disminuir las pérdidas de potencia activa en el transcurso de un día. Para simular las condiciones de carga-descarga se toma en consideración un ejemplo de curva de demanda proporcionado por la Empresa Eléctrica Quito. Los resultados de la simulación obtenidos mediante PowerFactory proporcionan lo siguiente:

- Los resultados numéricos que se obtuvieron en la sección 4.2.1 indican que las pérdidas Joule promedio totales de las líneas en un día se reducen con la instalación de SDAEB, obteniendo un valor promedio de pérdidas Joule de 15.24 MW y 16.34 MW con una reducción de 7.92% y 1.26% de pérdidas Joule en los casos óptimo y peor respectivamente. Es decir, el mejor resultado se alcanzó al incrementar el nivel de introducción de SDAEB. La presencia de sistemas de almacenamiento con baterías ha restringido la necesidad de actualizar la red, específicamente en horas críticas del día en que la demanda es creciente. Las tasas de carga-descarga permitieron establecer que, los periodos de carga se dan en las primeras siete horas del día, cuando el consumo energético es menor y los estados de operación de descarga se concentran en horas del día que la demanda tiende a crecer. La observación general es que, en horas valle las pérdidas de las líneas se producen debido a flujos de energía inversos causados por la generación excedente, por otro lado, en horas pico las elevadas pérdidas se generan por la alta demanda que sobrecarga las líneas, superando los valores nominales. Los SDAEB permiten mitigar las pérdidas Joule originadas por el desbalance entre generación y la demanda variante. Por lo tanto, se cumple con el objetivo general de este trabajo.
- De acuerdo con el análisis realizado en la sección 3.1, la implementación del modelo de batería se basó en un circuito eléctrico equivalente, que tiene en cuenta una relación lineal entre el voltaje de circuito abierto de la batería y el estado de carga. Ciertamente, esta suposición no puede generalizarse para todos los modelos de batería usados en diversas aplicaciones, puesto que omite un porcentaje de pérdidas internas de la batería. Para este estudio no se tomaron en cuenta las pérdidas internas, además, factores que afectan la capacidad de la batería, como la temperatura, degradación y autodescarga no fueron relevantes por ser un estudio de corto plazo. Se puede concluir

que, el modelo lineal de batería es capaz de establecer una base de trabajo idónea para aplicaciones a escala de redes de distribución, en la que se requiera conocer los perfiles de carga-descarga de los SAEB, para analizar los efectos de su introducción en la red de prueba respecto a pérdidas Joule, de este modo se cumple con el objetivo específico 1 de este trabajo.

- Según lo descrito en las secciones 3.2 a 3.5, el modelo de batería 0.9 kV – 80 Ah con sistema de control modelado en DSL, es un modelo genérico que representa la operación de una batería con gran exactitud. El control de frecuencia incluido determina el cambio de potencia activa de las baterías cuando se produce una desviación de frecuencia. El control de potencia activa-reactiva tiene como función crear las señales de corriente de eje directo-cuadratura, para compensar las caídas de voltaje y variaciones de frecuencia. En cuanto al control de carga, determina el estado de operación de la batería teniendo en cuenta la desviación de frecuencia. La carga de la batería en horas valle se da por el aumento de frecuencia del sistema por la disminución de demanda, de manera análoga, la frecuencia disminuye con el aumento progresivo de la demanda y, por lo tanto, la batería pasa a modo descarga en horas pico. Esto valida que el modelo usado es el más adecuado para su implementación en el Software DlgSILENT PowerFactory, cumpliendo con el objetivo específico 2 de este trabajo.
- En base a los resultados de la sección 4.2.3, la utilización de SAEB distribuidos es una opción más viable que la de SAEB centralizados para el soporte de demanda diaria en puntos cercanos al consumo. Los SDAEB también reducen las pérdidas Joule en las redes de distribución, en referencia con los SAEB centralizados. En los eventos de SDAEB se obtuvieron 1.26% – 7.92% en disminución de pérdidas Joule y en los eventos de SAEB centralizado se logró una disminución de 2.17% – 5.01% de pérdidas Joule, en comparación con el sistema de prueba sin inclusión de SAEB. Sin embargo, para maximizar los beneficios de los SAEB distribuidos en una red de distribución, se requiere la elaboración de un mecanismo de optimización adecuado. Por consiguiente, se cumple con el objetivo específico 3 de este trabajo.
- De acuerdo con la conclusión 1 y las gráficas de pérdidas Joule totales de la sección 4.2.1, se puede concluir que, los SDAEB aportan beneficios en el desplazamiento de picos de demanda, cargando en horas de menor consumo y descargando en horas pico. Para el caso de estudio propuesto, se observa que la reducción de picos es mayor con 6 SDAEB y es menor con 2 SDAEB. Los efectos de introducción de SDAEB se asocian principalmente al aplazamiento y reducción de inversiones en la red, por la disminución de saturación de las líneas y flujos inversos, que se refleja en la

disminución de pérdidas de potencia activa. Con ello se cumple con el objetivo específico 4 de este trabajo.

5.2 RECOMENDACIONES

- En este trabajo se ha elaborado el despliegue de SAEB distribuidos en puntos cercanos a la demanda, cumpliendo con el objetivo principal de disminuir las pérdidas Joule en las líneas. A pesar de ello, la disposición de los SAEB en la red podría no ser la mejor para contrarrestar las pérdidas. Se recomienda realizar una posible extensión de este trabajo, en la que se utilice una herramienta de optimización para establecer la localización y dimensionamiento de los SAEB.
- Los parámetros que caracterizan las pérdidas internas de una batería no se analizaron en el presente proyecto, porque estos afectan la pérdida de carga durante largos periodos de estudio (5% al mes). Se recomienda realizar futuros estudios en los que se introduzca modelos más complejos de baterías para analizar las pérdidas Joule a largo plazo.
- Con el fin de obtener un modelo detallado que represente la dinámica de una batería con más exactitud, se recomienda usar un modelo de circuito eléctrico equivalente para una determinada tecnología de baterías. Esto conlleva un dimensionamiento y simulación que precisa elevada carga computacional, que puede ser investigado en posteriores trabajos.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] C. Buccella, C. Cecati y H. Abu-Rub, «An Overview on Distributed Generation and Smart Grid Concepts and Technologies,» 2014.
- [2] K. Fekete, Z. Klaic y D. Sljivac, «Influence of load management in distribution network on voltages and active power losses: Case Study,» *IEEE*, pp. 1-3, 2016.
- [3] L. Ge, Y. Zhu, R. Yu, L. Qu, X. Wang y C. Zhao, «A Control Strategy of Energy Storage System Considering Time Sequence Matching Degree Between Photovoltaic and Load,» de *3rd IEEE conference on Energy Internet and Energy System Integration*, Changsha, China, 2019.
- [4] E. Belenguer, H. Beltrán y N. Aparicio, «Distributed Generation Power Inverters as Shunt Active Power Filters for Losses Minimization in the Distribution Network,» de *European Conference on Power Electronics and Applications*, Aalborg, Denmark, 2007.
- [5] B. Mac-Clure Brintrup, *Dimensionamiento y Localización Óptima de Sistemas de Almacenamiento de Energía en Redes de Distribución*, Santiago de Chile, 2014.
- [6] R. Aguado Molina, J. L. Casteleiro Roca, E. Jove Pérez, F. Zayas Gato, H. Quintián Pardo y J. L. Calvo Rolle, *Hidrógeno y su almacenamiento: el futuro de la energía eléctrica*, Coruña: Universidade da Coruña, Servizo de Publicacións, 2021.
- [7] F. Sanz, *Acumulación de Energía por Bombeo y sus Efectos en el Sistema Eléctrico*, Montevideo, 2021.
- [8] M. d. R. Álvarez Corchado, *Comparación de estrategias de control de sistemas de almacenamiento de energía para aportar a la regulación de frecuencia.*, Sevilla, 2016.
- [9] J. Alonso del Valle, J. Viera, M. González, D. Anseán, V. García Fernández y C. Blanco, *Sistemas de almacenamiento masivo de energía con baterías (BESS): Estado actual y tendencias de futuro*, Oviedo, 2019.
- [10] Asian Development Bank, *Handbook on Battery Energy Storage System*, Mandaluyong, 2018.
- [11] C. L. Terán Ramírez, *Aplicación de métodos algebraicos para la estimación del estado de carga de baterías de litio en aplicaciones de vehículos eléctricos*, Bogotá, 2017.
- [12] A. Persson y M. Sabbouh, *Battery Energy Storage System for Grid Support and Charging of Electric Ships*, Gothenburg, 2021.
- [13] H. A. Behabtu, M. Messagie, T. Coosemans, M. Berecibar, K. A. Fante, A. A. Kebede y J. Van Mierlo, *A Review of Energy Storage Technologies' Application Potentials in Renewable Energy Sources Grid Integration*, Brussels, 2020.
- [14] IRENA, «Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030,» Abu Dhabi, 2017.

- [15] I. J. Núñez Fuentes, *Almacenamiento de Energía por Bombeo (Hydro-Pumped Storage) en el Marco Regulatorio Chileno*, Santiago de Chile, 2014.
- [16] World Bank Group, «Economic Analysis of Battery Energy Storage Systems,» *Clean Energy Global Solutions Group Energy & Extractives Global Practice*, pp. 107-110, 2020.
- [17] J. Castro Martínez, M. Domínguez y R. Villaseñor, «Sistemas de almacenamiento mediante baterías electroquímicas. Contribución a la integración de energías renovables.,» Madrid, 2019.
- [18] T. Gür, «Review of Electrical Energy Storage Technologies, Materials and Systems: Challenges and Prospects for Large-Scale Grid Storage,» *Energy & Environmental Science*, pp. 35-38, 2018.
- [19] J. D. Pico, D. Patiño y F. Ruiz, *Modelado circuital de baterías de LiFePO4 para simulación*, Bogotá.
- [20] R. Iglesias, A. Lago, A. Nogueiras, C. Martínez-Peñalver, J. Marcos, C. Quintans, M. J. Moure y M. D. Valdés, «Modelado y Simulación de una Batería de Ion-Litio Comercial Multicelda,» de *Seminario Anual de Automática, Electrónica Industrial e Instrumentación (SAAEI 2012)*, Vigo, 2012.
- [21] E. Raszmann, K. Baker, Y. Shi y D. Christensen, «Modeling Stationary Lithium-Ion Batteries for Optimization and Predictive Control,» de *IEEE Power and Energy Conference*, Illinois, 2017.
- [22] S. Liu, A. Forsyth y R. Todd, «Battery Loss Modelling Using Equivalent Circuits,» de *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, Baltimore, 2019.
- [23] M. Nuhic y G. Yang, «Battery Energy Storage System Modelling in DigSILENT PowerFactory,» de *Modelling and Simulation of Power Electronic Converter Dominated Power Systems in PowerFactory*, Switzerland, Springer, 2021, pp. 177-199.
- [24] DigSILENT PowerFactory, *Battery Energy Storing Systems*, Gomaringen, 2010.
- [25] N. Medora y A. Kusko, «Dynamic Battery Modeling of Lead-Acid Batteries Using Manufacturers' Data,» de *INTELEC 05 - Twenty-Seventh International Telecommunications Conference*, Berlin, Germany, 2005.
- [26] R. L. Hidalgo León, *Simulación de emulador de descarga para baterías Litio-ion basado en circuitos equivalentes eléctricos obtenidos con las técnicas de espectroscopía de impedancia electroquímica y extracción de parámetros en el dominio del tiempo*, Santiago de Chile, 2017.
- [27] K. Sabah, T. Mahmoud, H. Nguyen y S. Gamini Jayasinghe, *Optimal sizing of Battery Energy Storage Systems for dynamic frequency control in an islanded microgrid: A case study of Flinders Island, Australia*, Australia, 2020.
- [28] DigSILENT PowerFactory, *Battery Energy Storing System Template*, Gomaringen, 2013.

- [29] S. Cialdea, J. A. Orr, A. E. Emanuel y T. Zhang, «An Optimal Battery Energy Storage Charge/Discharge Method,» de *IEEE Electrical Power & Energy Conference*, Halifax, NS, Canada, 2013.
- [30] X. Dong, G. Bao, Z. Lu, Z. Yuan y C. Lu, «Optimal Battery Energy Storage System Charge Scheduling for Peak Shaving Application Considering Battery Lifetime,» *Informatics in Control, Automation and Robotics*, vol. II, pp. 211-218, 2011.

ANEXOS

ANEXO A.

Sistema IEEE de 14 barras

En este anexo se describe el sistema de 14 barras de PowerFactory usado para analizar los efectos de la introducción de sistemas de almacenamiento de energía en baterías.

Descripción general

Este sistema es un modelo simplificado de un sistema de transmisión real de la zona oeste de Estados Unidos. En la Figura A.1. se indica el diagrama unifilar del sistema, el cual se constituye de cinco generadores, catorce barras, dieciséis líneas, cinco transformadores, un capacitor shunt y once cargas.

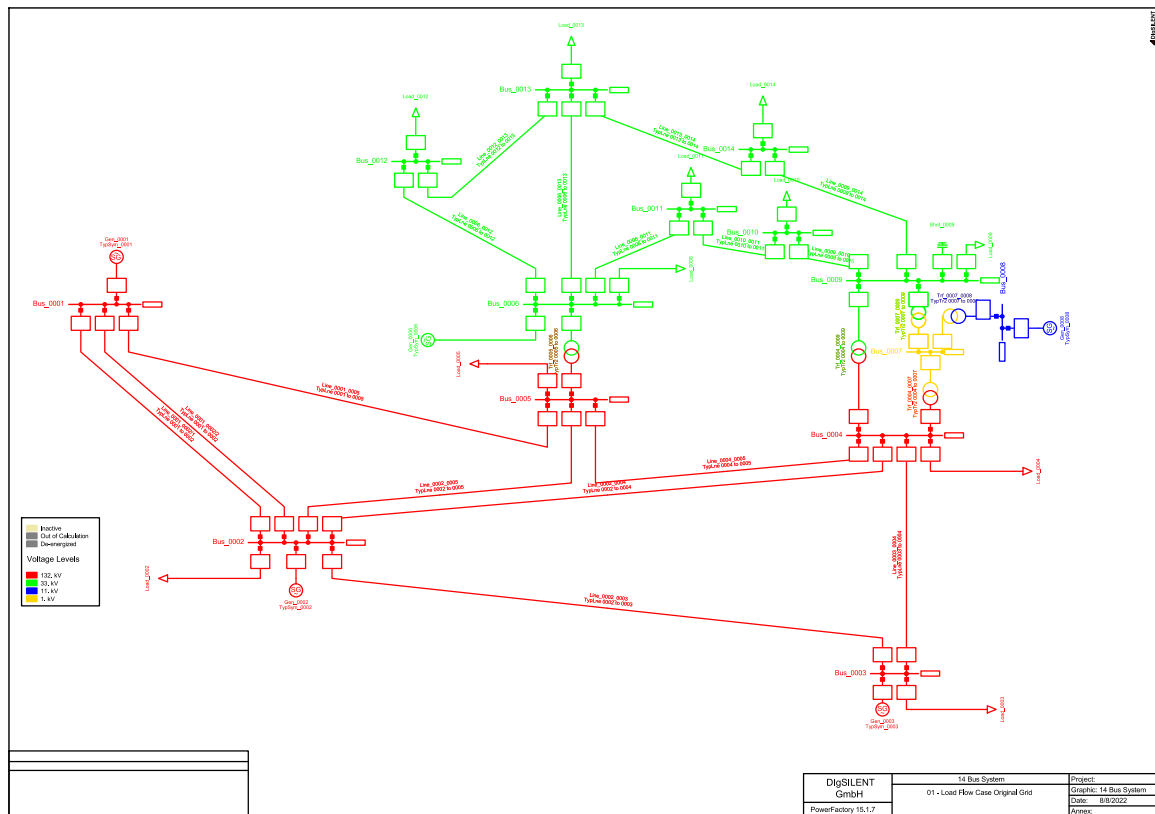


Figura A.1. Sistema IEEE de 14 barras de DlgSILENT PowerFactory

Parámetros del sistema

Los datos de parámetros que se muestran en las tablas a continuación se han obtenido del documento de descripción del sistema, incluido en el software DlgSILENT PowerFactory. Se toma como base $S = 100$ MVA para los datos expresados en por unidad.

Tabla A.1. Despacho de generación

Generador	Barra	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]
1	1	N.A.	N.A.
2	2	40	N.A.
3	3	0	N.A.
6	6	0	N.A.
8	8	0	N.A.

Tabla A.2. Parámetros de generadores

Generador	Tipo de barra	Voltaje [pu]	Potencia mínima [MVA]	Potencia máxima [MVA]
1	Slack	1.060	N.A.	N.A.
2	PV	1.045	-40	50
3	PV	1.010	0	40
6	PV	1.070	-6	24
8	PV	1.090	-6	24

Tabla A.3. Parámetros de barras

Barra	Voltaje [kV]
1 - 5	132
6, 9 - 14	33
7	1
8	11

Tabla A.5. Parámetros de transformadores

Desde barra	Hasta barra	HV [kV]	LV [kV]	R [pu]	X [pu]	Relación de transformación
4	7	132	1	0	0,20912	0,978
4	9	132	33	0	0,55618	0,969
5	6	132	33	0	0,25202	0,932
7	8	11	1	0	0,17615	0
7	9	33	1	0	0,11001	0

Tabla A.4. Parámetros de líneas

Desde barra	Hasta barra	Resistencia [pu]	Reactancia [pu]	qc/2 [pu]	Susceptancia [pu]
1	2	0,01938	0,05917	0,0264	0,0528
1	5	0,05403	0,22304	0,0246	0,0492
2	3	0,04699	0,19797	0,0219	0,0438
2	4	0,05811	0,17632	0,0187	0,0374
2	5	0,05695	0,17388	0,0170	0,0340
3	4	0,06701	0,17103	0,0173	0,0346
4	5	0,01335	0,04211	0,0064	0,0128
6	11	0,09498	0,19890	0	0
6	12	0,12291	0,25581	0	0
6	13	0,06615	0,13027	0	0
9	10	0,03181	0,08450	0	0
9	14	0,12711	0,27038	0	0
10	11	0,08205	0,19207	0	0
12	13	0,22092	0,19988	0	0
13	14	0,17093	0,34802	0	0

ANEXO B.

Curva de demanda diaria S/E 57 Pomasqui

Los datos que se describen seguidamente pertenecen a la demanda del día 22 de marzo de 2020 de la S/E Pomasqui.

Tabla B.1. Datos de demanda 22-marzo S/E Pomasqui

Hora de Medición	Demanda total primario [W]	Hora de Medición	Demanda total primario [W]	Hora de Medición	Demanda total primario [W]
00:00	30094,83	08:00	36926,33	16:00	39341,32
00:30	28470,70	08:30	38843,18	16:30	39909,80
01:00	27204,17	09:00	39429,47	17:00	42124,87
01:30	26536,66	09:30	40010,60	17:30	42586,51
02:00	25827,88	10:00	40475,70	18:00	44772,86
02:30	25001,68	10:30	41727,69	18:30	47905,47
03:00	24891,40	11:00	41725,55	19:00	48846,89
03:30	24825,97	11:30	42651,16	19:30	49562,59
04:00	25202,72	12:00	43678,62	20:00	49627,90
04:30	25321,89	12:30	44228,92	20:30	49222,58
05:00	26222,67	13:00	43815,46	21:00	46810,08
05:30	27640,05	13:30	43901,92	21:30	44762,56
06:00	29109,70	14:00	42869,47	22:00	42002,99
06:30	30975,66	14:30	42308,89	22:30	38711,47
07:00	32278,57	15:00	41936,25	23:00	36274,68
07:30	35220,90	15:30	41459,72	23:30	33563,10

ANEXO C.

Pérdidas Joule totales sin SAEB

Los datos que se adjuntan en este anexo son los resultados de las pérdidas de potencia activa en las líneas del sistema de prueba, obtenidos mediante simulación RMS en PowerFactory.

Tabla C.1. Pérdidas Joule totales sin SAEB

Hora	Pérdidas [MW]	Hora	Pérdidas [MW]
0:00	13.385866	12:00	18.49084043
0:30	13.38586237	12:30	18.86520992
1:00	12.63793418	13:00	19.07525203
1:30	12.02900606	13:30	18.97934143
2:00	11.69960236	14:00	19.0343153
2:30	11.34197055	14:30	18.73478953
3:00	10.91310276	15:00	18.56579698
3:30	10.86322674	15:30	18.44383674
4:00	10.84434171	16:00	18.29039129
4:30	11.07038849	16:30	17.59760773
5:00	11.13941848	17:00	17.77650197
5:30	11.65204519	17:30	18.54450011
6:00	12.41700449	18:00	18.72820177
6:30	13.13943357	18:30	19.4699308
7:00	13.99669239	19:00	20.49099138
7:30	14.53100975	19:30	20.79897189
8:00	15.77250783	20:00	21.04524039
8:30	16.41183165	20:30	21.10508699
9:00	17.10755085	21:00	21.045036
9:30	17.28701975	21:30	20.41115478
10:00	17.48881546	22:00	19.82474575
10:30	17.66669087	22:30	18.92131071
11:00	18.11639148	23:00	17.74939528
11:30	18.1518418	23:30	16.76200557

ANEXO D.

Pérdidas Joule totales con SDAEB

Los datos que se adjuntan en este anexo son los resultados de las pérdidas de potencia activa en las líneas del sistema de prueba con la inclusión de SDAEB, obtenidos mediante simulación RMS en PowerFactory.

Tabla D.1. Pérdidas Joule totales con SDAEB en barras 1 y 11.

Hora	Pérdidas [MW]	Hora	Pérdidas [MW]
0:00	13.37485213	12:00	18.23487032
0:30	13.37550194	12:30	18.57869699
1:00	12.66169316	13:00	18.75751732
1:30	12.09887674	13:30	18.62224346
2:00	11.80837246	14:00	18.66646945
2:30	11.48938523	14:30	18.33482321
3:00	11.10716503	15:00	18.17085787
3:30	11.07755366	15:30	18.06585252
4:00	11.06936052	16:00	17.92243288
4:30	11.27816076	16:30	17.22812691
5:00	11.3382295	17:00	17.42967976
5:30	11.79466227	17:30	18.20877388
6:00	12.47705491	18:00	18.38495258
6:30	13.14160909	18:30	19.06783432
7:00	13.95664567	19:00	20.05135924
7:30	14.49128322	19:30	20.32026092
8:00	15.72393018	20:00	20.52251772
8:30	16.33119962	20:30	20.52551657
9:00	17.00146737	21:00	20.40099102
9:30	17.15889527	21:30	19.66062264
10:00	17.34217564	22:00	19.06520781
10:30	17.49343315	22:30	18.20162604
11:00	17.91319946	23:00	17.11703505
11:30	17.92096706	23:30	16.2943632

Tabla D.2. Pérdidas Joule totales con SDAEB en barras 1, 3, 11 y 14.

Hora	Pérdidas [MW]	Hora	Pérdidas [MW]
0:00	13.36612197	12:00	17.10742991
0:30	13.34920006	12:30	17.37162791
1:00	12.7455876	13:00	17.48801233
1:30	12.28874092	13:30	17.34381249
2:00	12.07125296	14:00	17.37217495
2:30	11.82361917	14:30	17.08197054
3:00	11.51906653	15:00	16.95582806
3:30	11.51686605	15:30	16.87845788
4:00	11.53151172	16:00	16.76775117
4:30	11.72270266	16:30	16.19233374
5:00	11.77594248	17:00	16.4027729
5:30	12.16813246	17:30	17.07343125
6:00	12.74468165	18:00	17.19100532
6:30	13.29159389	18:30	17.75998201
7:00	13.96438853	19:00	18.55901385
7:30	14.36914806	19:30	18.69745743
8:00	15.37548119	20:00	18.80103041
8:30	15.80660441	20:30	18.75834986
9:00	16.30588658	21:00	18.6279396
9:30	16.36925886	21:30	17.99396717
10:00	16.47531548	22:00	17.53161428
10:30	16.56631358	22:30	16.8489807
11:00	16.89429771	23:00	16.00378268
11:30	16.86298136	23:30	15.39242173

Tabla D.3. Pérdidas Joule totales con SDAEB en barras 1, 3, 10, 11, 12 y 14.

Hora	Pérdidas [MW]	Hora	Pérdidas [MW]
0:00	13.37027607	12:00	16.48687755
0:30	13.33965058	12:30	16.71747377
1:00	12.83263433	13:00	16.80705038
1:30	12.4739793	13:30	16.65747492
2:00	12.32496257	14:00	16.68087372
2:30	12.14611195	14:30	16.40898242
3:00	11.92242393	15:00	16.29941985
3:30	11.94531118	15:30	16.23267276
4:00	11.98142056	16:00	16.13422468
4:30	12.14848232	16:30	15.62413785
5:00	12.19354681	17:00	15.82006003
5:30	12.51402966	17:30	16.41435336
6:00	12.97826173	18:00	16.50937726
6:30	13.41440313	18:30	17.0227453
7:00	13.97124135	19:00	17.7454371
7:30	14.27021728	19:30	17.85305037
8:00	15.11296784	20:00	17.93513044
8:30	15.4377143	20:30	17.8850246
9:00	15.84179481	21:00	17.75708512
9:30	15.87292469	21:30	17.16221493
10:00	15.95242247	22:00	16.74949069
10:30	16.02326155	22:30	16.14314977
11:00	16.30754061	23:00	15.40499887
11:30	16.2694066	23:30	14.89252465

ANEXO E.

Pérdidas Joule totales con SAEB centralizado

Los datos que se adjuntan en este anexo son los resultados de las pérdidas de potencia activa en las líneas del sistema de prueba con la inclusión de SAEB centralizado, obtenidos mediante simulación RMS en PowerFactory.

Tabla E.1. Pérdidas Joule totales con SAEB centralizado en barra 8

Hora	Pérdidas [MW]	Hora	Pérdidas [MW]
0:00	13.37506418	12:00	17.27479072
0:30	13.36123285	12:30	17.55466933
1:00	12.68241019	13:00	17.6748588
1:30	12.17060855	13:30	17.51856761
2:00	11.92392797	14:00	17.55415262
2:30	11.64261373	14:30	17.25499033
3:00	11.29432062	15:00	17.13334158
3:30	11.29042727	15:30	17.06495716
4:00	11.30732133	16:00	16.96033582
4:30	11.52977911	16:30	16.37013057
5:00	11.59114869	17:00	16.59652163
5:30	12.04361169	17:30	17.30150035
6:00	12.69665934	18:00	17.43244582
6:30	13.3049904	18:30	18.0038848
7:00	14.03484302	19:00	18.80858877
7:30	14.47585664	19:30	18.96241975
8:00	15.56345331	20:00	19.0598821
8:30	16.00318571	20:30	19.00082574
9:00	16.50060406	21:00	18.85173074
9:30	16.53598783	21:30	18.17849976
10:00	16.62808351	22:00	17.70165493
10:30	16.71354385	22:30	16.9979585
11:00	17.04699927	23:00	16.11162951
11:30	17.01730168	23:30	15.48247934

Tabla E.2. Pérdidas Joule totales con SAEB centralizado en barra 10

Hora	Pérdidas [MW]	Hora	Pérdidas [MW]
0:00	13.38108332	12:00	17.43991016
0:30	13.37036991	12:30	17.73234256
1:00	12.71051933	13:00	17.87214528
1:30	12.21009295	13:30	17.73234936
2:00	11.9702946	14:00	17.76705967
2:30	11.70296392	14:30	17.46705262
3:00	11.37539269	15:00	17.32612319
3:30	11.37670245	15:30	17.24214657
4:00	11.40313216	16:00	17.12406519
4:30	11.62169262	16:30	16.51334832
5:00	11.68450862	17:00	16.71449796
5:30	12.12113959	17:30	17.43056477
6:00	12.75145006	18:00	17.58020115
6:30	13.3360533	18:30	18.18278868
7:00	14.04160517	19:00	19.0410483
7:30	14.46954097	19:30	19.23400254
8:00	15.544587	20:00	19.37914517
8:30	16.0146712	20:30	19.3527986
9:00	16.54558045	21:00	19.2222056
9:30	16.61390633	21:30	18.54551927
10:00	16.73154061	22:00	18.02555684
10:30	16.83466843	22:30	17.27273293
11:00	17.1879835	23:00	16.3275811
11:30	17.16966077	23:30	15.63149622

Tabla E.3. Pérdidas Joule totales con SAEB centralizado en barra 14

Hora	Pérdidas [MW]	Hora	Pérdidas [MW]
0:00	13.38755926	12:00	17.9615503
0:30	13.38374171	12:30	18.29123335
1:00	12.66959492	13:00	18.46223205
1:30	12.10514609	13:30	18.34666901
2:00	11.81383111	14:00	18.38518239
2:30	11.4931065	14:30	18.09853045
3:00	11.10423667	15:00	17.94385124
3:30	11.07619447	15:30	17.84176825
4:00	11.0772595	16:00	17.71132861
4:30	11.30468233	16:30	17.07355358
5:00	11.37144685	17:00	17.2588304
5:30	11.85878848	17:30	17.99984572
6:00	12.57127117	18:00	18.1645948
6:30	13.23576345	18:30	18.8572114
7:00	14.02760514	19:00	19.80232333
7:30	14.51407967	19:30	20.02494526
8:00	15.68966233	20:00	20.20424683
8:30	16.23630768	20:30	20.20527598
9:00	16.84004974	21:00	20.09783547
9:30	16.96140686	21:30	19.46051219
10:00	17.11519904	22:00	18.91341025
10:30	17.252368	22:30	18.10745477
11:00	17.65403634	23:00	17.07453043
11:30	17.65439572	23:30	16.23558321