UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Análisis de la implementación de sistemas de almacenamiento de energía en el sistema eléctrico mexicano

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Eléctrico

P R E S E N T A

Luis Enrique Morales Aguilar

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Jorge Velázquez Ramírez

Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2020

Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Contenido

Resumen ..... **iv**

Justificación ..... **vii**

Lista de Imágenes ..... **viii**

Glosario ..... **xi**

Capítulo 1 ..... **1**

Objetivo y resultados esperados 1

Introducción: Sistemas de almacenamiento de energía 1

Estado del arte 2

Problemas típicos en sistemas eléctricos 3

Características de los SAE 5

Beneficios de los SAE 8

Beneficios Sociales 8

Beneficios Económicos 11

Experiencia internacional 13

Conclusiones capítulo I 18

Capítulo 2 ..... **19**

Tecnologías de los Sistemas de Almacenamiento 19

Almacenamiento térmico 19

Almacenamiento por baterías 22

Almacenamiento mecánico 35

Conclusiones capitulo II 41

Capítulo 3 ..... **42**

Selección del SAE idóneo 42

Criterios para evaluar las tecnologías de almacenamiento 42

Comparativa y selección de SAE 44

Comparación de Tecnologías de Baterías 45

Conclusiones capitulo III 49

Capitulo IV **50**

Modelado de un BESS en DIgSILENT PowerFactory 50

Introducción 50

Modelo de una Batería en DIgSILENT PowerFactory 50

Modelo de una fuente convertidora de voltaje en DIgSILENT PowerFactory 55

Controlador de un BESS en DIgSILENT PowerFactory 60

Modelo Completo BESS en DIgSILENT 65

Conclusiones capitulo IV 65

Capítulo V **66**

Implementación de un BESS 66

Casos de Estudio 66

Operación de una red pequeña empleando BESS 66

Operación de un BESS para el control primario de frecuencia 72

Operación de un BESS para cubrir la salida de una central eléctrica 85

Conclusiones capitulo V 91

Conclusiones **92**

Conclusiones 92

Trabajo a futuro 93

Anexo I I

BIBLIOGRAFÍA ..... A

Agradecimientos

A la UNAM, a la Facultad de Ingeniería por permitirme desarrollarme profesionalmente y permitirme conocer a personas fundamentales para el resto de mi vida.

A mis padres que son el pilar fundamental de mi vida, mi motivación, mis amigos, mi todo.

A mi tutor Jorge Ramírez por todo el tiempo dedicado a este trabajo y por enseñarme que en la vida lo primero es la familia, después son los amigos y luego el trabajo.

A Dios, gracias por estar **presente no solo en esta etapa tan importante de mi vida, sino en todo momento ofreciéndome lo mejor y buscando lo mejor para mi persona.**

A mi hermano mi compañero constante en esta vida, espero que este trabajo cumpla con las expectativas que tienes de mí. ¡Ya estamos iguales!

A mi tía por ser mi segunda madre.

A mi familia por el apoyo brindado durante toda mi vida.

A mis profesores por cada detalle y momento dedicado para aclarar cualquier tipo de duda que me surgiera, agradecerles por la caridad y exactitud con la que me enseñaron cada clase, discurso y lección.

A mi segunda familia, Luis Enrique Contreras Villa, Marco Antonio Coaxiloa Mila y a mi más grande amiga Daniel Enrique Cano Cortés, por tantos momentos de alegrías.

Al Edys, el amigo con el que más compartí materias, proyectos, almuerzos, exámenes y risas durante toda mi vida universitaria. "Ah K pd k pdo"

A Ernesto Méndez Padilla por dejarme claro que hay personas demasiado inteligentes para la escuela, por todas las veces que has compartido tu conocimiento conmigo y por ser un gran amigo.

Al Chucho por enseñarme a tomarme las cosas con calma, con demasiada calma, chingo de calma.

Al Tacos por todas las clases que compartimos, la ayuda que me brindaste para poder alcanzar mi título sin importar que te regañaran, por tantas fiestas juntos y tanto mezcal en clases.

Al Urbina $850 de gracias por todos los consejos que me has brindado para motivarme a tener nuevas aventuras.

A Víctor Hernandez por todas las veces que me has ofrecida tu ayuda. Sé que cuento contigo para lo que sea, hasta para desaparecer a alguien.

A José Ignacio por todos los buenos recuerdos, la vez que conocí al suegro de México, cuando levantaron a Urbina o cuando terminamos en un hostal de puro extranjero. Nomás no me toques.

Al Chuy por todo el tiempo que hemos compartido, todas las tardes en la CRE comiendo con Aby y por todas las veces que me amenazas con partirme la cara, yo te la voy a partir a ti.

A Mariana Flores por ser de las pocas personas en las que puedo confiar y hablar sin miedo a ser juzgado.

Zu Karla Mariana für deine Helfe und Raten, dass du mi gegeban hast.

Zu Rosa Aurora danke für Alles. Du bist meine beste Freundin. Ich liebe dich.

Resumen

En este trabajo se analiza la implementación de sistemas de almacenamiento en el sistema eléctrico mexicano. Se presentan diversas tecnologías de almacenamiento, mediante el análisis de cada una de estas tecnologías, se determinó la viabilidad de la implementación de sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías (BESS por sus siglas en inglés).

Se presentan tres casos de estudio: el primero propone la implementación de un BESS en una microred teórica para apreciar las ventajas potenciales de la implementación de sistemas de almacenamiento de energía en redes eléctricas; el segundo y tercer caso son la representación de un fragmento de sistema eléctrico nacional construido con base a datos del CENACE y CFE, para analizar el comportamiento de un BESS ante perturbaciones comunes en una parte del sistema eléctrico nacional.

Para la implementación del BESS se utilizó el software Power Factory de DIgSILENT empleando los modelos matemáticos de su propia librería acoplándolos a las normativas mexicanas y acondicionándolo para simular una BESS de Plomo Ácido, la tecnología más madura para baterías.

Los resultados evidencian las ventajas que conlleva la implementación de sistemas de almacenamiento de energía en redes eléctricas. Por lo tanto, se concluye que la implementación del almacenamiento de energía, específicamente los sistemas que están basados en baterías, son una opción viable para dar solución a los problemas más típicos de las redes eléctricas mexicanas.

Justificación

El creciente desarrollo del sistema eléctrico nacional va de la mano con problemas, lo cuales comprometen la confiabilidad del sistema eléctrico. Uno de los mayores problemas del sistema eléctrico mexicano es la generación a través de energías fósiles, este tipo de generación tiene un gran impacto económico y social en comparación con otro tipo de energías.

Algunas de las soluciones a los problemas del sistema eléctrico consisten en la repotenciación de líneas y generadores, pero la opción de mayor interés es la de apostar por generar con energías renovables.

La construcción de parques fotovoltaicos y eólicos pareciese que, en unas décadas, solucionaría la falta de generación de energía en el país, pero las energías renovables, van de la mano con otros problemas. Debido a su naturaleza, este tipo de generación no puede ser empleada como reserva rodante u operativa.

Las plantas generadoras de energía convencionales están limitadas a no generar a su mayor capacidad pues esto comprometería la confiabilidad del sistema, por lo que siempre generan debajo de su potencia nominal, es en este punto en donde almacenar la energía sobrante fuera de los horarios punta resulta como la opción adecuada.

Los sistemas de almacenamiento resultan la opción idónea para solución problemas del sistema eléctrico, para almacenar la energía y después emplearla cuando fuese necesario, además ayudan a la implementación de energías renovables, lo que nos llevaría a una solución viable a los problemas más típicos del sistema eléctrico nacional.

En este contexto, este trabajo de tesis propone la implementación de tecnologías de almacenamiento de energía en redes eléctricas mexicanas con el fin de mantener la confiabilidad del sistema eléctrico ante perturbaciones que pudieran surgir.

Lista de Imágenes

Imagen 1 Pila de Alessandro Volta 2

Imagen 2 Central de Bombeo Rocky River 2

Imagen 3 Esquema general de una red eléctrica 4

Imagen 4 Curva de Pato de California 5

Imagen 5 Esquema general del funcionamiento de un SAE 5

Imagen 6 Central Hidroeléctrica Reversible Cortes-La Muela, España 15

Imagen 7 BESS Angamos 16

Imagen 8 BESS Minster, Ohio 18

Imagen 9 SAE con Sales fundidas 22

Imagen 10 Gráfica del comportamiento Voltaje-Demanda de una batería 23

Imagen 11 Deterioro de una batería de litio 24

Imagen 12 Esquema de Batería de NaS 26

Imagen 13 Esquema de una batería de flujo 27

Imagen 14Esquema de una batería redox de Vanadio 29

Imagen 15 Esquema de una batería redox Zinc-Bromo 31

Imagen 16 Batería de Plomo-Ácido 32

Imagen 17 Esquema del Capacitor Electroquímico 33

Imagen 18 Esquema de Carga de una Central de Rebombeo 36

Imagen 19 Esquema de Carga de una Central de Rebombeo 36

Imagen 20 Esquema de Funcionamiento de un SAE de Aire Comprmido 38

Imagen 21 Volante de Inercia 39

Imagen 22 Beacon Power's Stephentown Flywheel Energy Storage Plant 40

Imagen 23 Equivalente eléctrico de una batería (a) Simple (b)Con reacciones parásitas 51

Imagen 24 Perfil típico de descarga de una batería de Plomo-Ácido 52

Imagen 25 Zona lineal del perfil típico de descarga de una batería 53

Imagen 26 Modelo simplificado de una batería 46

Imagen 27 Diagrama de Bloques de una Batería 54

Imagen 28 Características de convertidor PWM 55

Imagen 29 Diagrama de una fuente convertidora de voltaje PWM 56

Imagen 30 Control Droop o de Caída de Frecuencia 60

Imagen 31 Control de Frecuencia con Banda Muerta 60

Imagen 32 Diagrama de Bloques Controlador de Frecuencia 61

Imagen 33 Diagrama de Bloques Controlador de Potencia 62

Imagen 34 Diagrama de Bloques Limitador de Corriente 63

Imagen 35 Estructura de un BESS 64

Imagen 36 Topología de Red de Estudio I 66

Imagen 37 Diagrama de eventos de Red de Estudio I 66

Imagen 38 Resultado de Flujos de Potencia Red de Estudio I 67

Imagen 39 Comportamiento de la batería a la conexión de carga 68

Imagen 40 Comportamiento de la batería a la conexión de carga 69

Imagen 41 Comportamiento BESS Red de Estudio I 70

Imagen 42 Comportamiento de la corriente del BESS 71

Imagen 43 Ubicación geográfica caso de Estudio II 74

Imagen 44 Diagrama Unifilar Zona: San Martin 2018-2023 Gerencia Oriental Fuente: CENACE Diagramas Unifilares del Sistema Eléctrico Nacional 2018 75

Imagen 45 Topología de Zona San Martin en Power Factory 76

Imagen 46 Diagrama de eventos de Red de Estudio II 77

Imagen 47 Conexión de Carga Polifil-Lamos 77

Imagen 48 Respuesta de las centrales a la conexión de carga sin BESS 78

Imagen 49 Respuesta de las centrales a la conexión de carga sin BESS 79

Imagen 50 Topología de Red de Estudio II con BESS 80

Imagen 51 Comparación de Respuestas de las centrales a la conexión de carga con y sin BESS 81

Imagen 52 Cambios en la velocidad del generador Cog. Independencia con y sin BESS..... 82

Imagen 53 Comportamiento del BESS con y sin acciones de despacho 83

Imagen 54 Diagrama de eventos de Red de Estudio III..... 85

Imagen 55 Respuesta a la salida de una central generadora 86

Imagen 56 Cambios en la velocidad debido a la salida de una central 87

Imagen 57 Respuesta a la salida de una central generadora con y sin BESS..... 88

Imagen 58 Cambios en la velocidad debido a la salida de una central con y sin BESS..... 89

Lista de tablas

Tabla 1 Tecnologías de Almacenamiento de Energía 46

Tabla 2 Ventajas, Desventajas y Aplicaciones de SAE..... 45

B

baterías de descarga profunda: Baterías que estan diseñas para poder ser utilizadas hasta descargarse a niveles debajo del 20%, 31
BESS: Sistema de Almacenamiento de Energía basado en baterias, 13, 15, 17

C

CAES: Compressed air energy storage, 38
centrales eléctricas, 3; Instalación capaz de convertir la energía mecánica en energía eléctrica, 5, 8, 9, 12
curva característica "PQ": La curva de capabilidad también llamado diagrama de límite térmico, permite determinar el valor al cual la máquina, sus embobinados y núcleos, alcanzan la temperatura de régimen de operación estable., 57
curva carterística "PV": Esta curva se utiliza para determinar el límite de estabilidad de tensión en estado estacionario de un sistema de potencia., 57
curva de pato: Representación gráfica de falta de generación con energías limpias, 4

D

densidad de energía: Representa la cantidad de energía acumulada en un sistema, 37

F

factor de desempeño: La eficiencia del uso de recursos de regulación de frecuencia, 6
FACTS: Dispositivos que abarcan al conjunto de equipos con capacidad de controlar el flujo de potencia o variar características de la red., 49
frecuencia, 3

M

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista, 8, 10, 11

P

PML: Precio Marginal Local; Precio de energía en un nodo determinado del Sitema Eléctrico Nacional, 8
PT1: Elemento de transferencia con respuesta proporcional y retraso de tiempo de primer orden, 62

R

rampa de generación, 3
RD&D: Research Development and Demonstration (Investigación Desarollo y Demostración), 7

S

SAE: Sistema de almacenamiento de energía, 1, 2, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17
servicios conexos: Servicios vinculado a la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y son necesarios para garantizar su seguridad, calidad y continuidad, 8, 10
sistema eléctrico, 3
Sistemas de almacenamiento de energía: Son aquellos sistemas que son empleados para conservar energía para poder liberarla posteriormente, 1
SOC: Estado de Carga, State of Charge, 49
STATCOM: Es un dispositivo de regulación empleado en AC de redes de transmisión. Se basa en una fuente convertidora de voltaje y puede actuar como una fuente o consumidor de reactivos de alimentación de CA, 57

V

VSC: Fuente convertidora de voltaje basada en transistores, 49

Capítulo 1

OBJETIVO Y RESULTADOS ESPERADOS

Este trabajo tiene como objetivo principal mostrar las potenciales ventajas de la implementación de sistemas de almacenamiento de energía en el sistema eléctrico mexicano con ayuda de Power Factory DIgSILENT como software de simulación. Como resultado se espera obtener evidencia del comportamiento favorable de los sistemas de almacenamiento de energía ante perturbaciones comunes en los sistemas eléctricos.

INTRODUCCIÓN: SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Los sistemas de almacenamiento de energía (SAE) son aquellos sistemas empleados para conservar energía para poder liberarla posteriormente y cuando sea necesario, esta energía puede ser liberada en la misma forma en la que se almacena o de forma distinta.

El almacenamiento de energía abarca todos los posibles métodos para conservarla, comprende desde los orígenes del hombre; cuando se recolectaba y guardaba leña para poderla utilizar contra el frío, hasta hoy en día, con sistemas de embalses y presas que son empleados para almacenar agua y liberarla para generar la energía eléctrica suficiente para satisfacer las necesidades de una población.

Particularmente la energía eléctrica generada por el hombre es difícil de almacenar, esta energía es generada a través de otras energías, llamadas energías primarias, las cuales son las que obtenemos directamente de la naturaleza, por ejemplo, la energía solar y eólica o combustibles.

El primer dispositivo que almacenaba energía eléctrica se remonta a 1800 con Alessandro Volta, quien, entre muchos otros inventos; como el electrófono o el descubrir y aislar el gas metano, fabricó la primera pila. La pila estaba fabricada con discos de cobre y de zinc apilados y alternados, separados por un paño húmedo, cuando el paño se humedecía con un cierto tipo de sales, se obtenía un flujo de corriente (Silva-Monroy, 2012).

Imagen 1 Pila de Alessandro Volta

Actualmente los únicos SAE efectivos para ser implementados a gran escala son las centrales hidráulicas reversibles, también llamadas centrales hidroeléctricas de bombeo.

Los primeros SAE a gran escala conectados a una red, fueron sistemas hidroeléctricos de bombeo construidos en Italia y Suiza en los años 1890. El primer SAE conectado a la red de los Estados Unidos fue la central hidroeléctrica de bombeo Rocky River ubicada en New Milford, Connecticut, la cual comenzó a funcionar en 1929.

Imagen 2 Central de Bombeo Rocky River

ESTADO DEL ARTE

La creciente demanda de energía eléctrica combinado con el escaso crecimiento de la generación de energía eléctrica convencional, hacen que el almacenamiento de energía se vea como un punto importante (Centro Mexicano de Innovación en Energía-Océano, 2017), es

por esta razón que se han estudiado diversos modelos y han sido aplicados al almacenamiento de energía.

Otra razón para voltear a ver al almacenamiento de energía es la contaminación del ambiente derivada del uso excesivo de los combustibles fósiles, en este contexto, la búsqueda de generación con energías renovables, de igual forma, apunta a los sistemas de almacenamiento de energía; pues la incorporación masiva de energías renovables conlleva a ciertos riesgos.

El funcionamiento de todas las tecnologías de almacenamiento esta basado en el mismo principio, acumular energía en periodos de baja demanda para poder ser liberada en los periodos de demanda elevada. Existen diversas soluciones parciales, cada una de ellas posee ventajas y desventajas. (Isorna, 2013)

Problemas típicos en sistemas eléctricos

Las centrales eléctricas convencionales, las que generan energía eléctrica empleado el carbón o gas natural como combustible, tienen que ser encendidas y apagadas (reguladas) conforme a la demanda fluctúa, estos arranques hacen que la energía cueste más y que las centrales eléctricas contaminen más, además de que no permiten que la central tenga una operación nominal lo cual acorta su vida útil (Energy Storge Association, s.f.).

Los operadores de sistemas eléctricos obligan a las centrales generadoras a no genera a potencia nominal, pues se establecen límites de operación con el fin de tener reservas operativas y así, no comprometer la confiabilidad del sistema eléctrico ante cualquier contingencia.

Además, las centrales convencionales tienen una rampa de generación lenta, esto quiere decir que carecen de capacidad para regular la frecuencia, en tiempo, real del sistema eléctrico con eficiencia entre otros servicios que deben proporcionar, esto puede provocar caídas de tensión y por lo tanto una mala calidad de la energía.

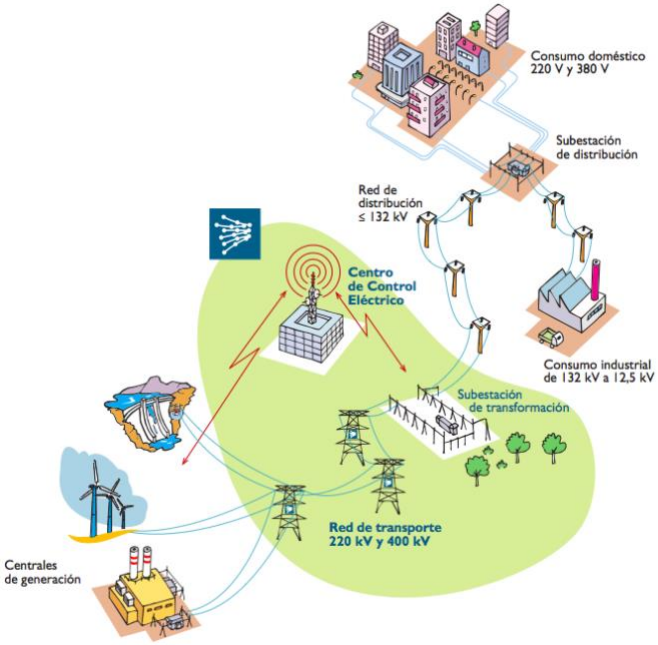


Imagen 3 Esquema general de una red eléctrica

La implementación de la generación con fuentes de energía limpias o renovables, como los son la eólica y la solar, trae consigo inestabilidades al sistema eléctrico, pues debido a su forma intermitente de operar, no es posible depender en su totalidad de la capacidad de estas centrales, además de que debe existir reservas suficientes para cubrir una salida inesperada de dichas centrales. De igual forma son centrales que, en algunos casos, no son despachables.

Lo anterior ha generado un conflicto contra la generación con energías limpias, pues se debe tener energía de reserva suficiente, generada con centrales convencionales, para poder cubrir la falta brusca de la energía proporcionada por estas centrales. Esto se describe mejor con el fenómeno denominado "curva de pato".

Curva de pato

La curva de pato es la representación de cuanta energía es generada con centrales convencionales a medida que avanza el día. Cuando las centrales de energías limpias alcanzan su máxima capacidad, aproximadamente a las 2 pm, las centrales convencionales alcanzan el nivel mínimo de generación en el día.

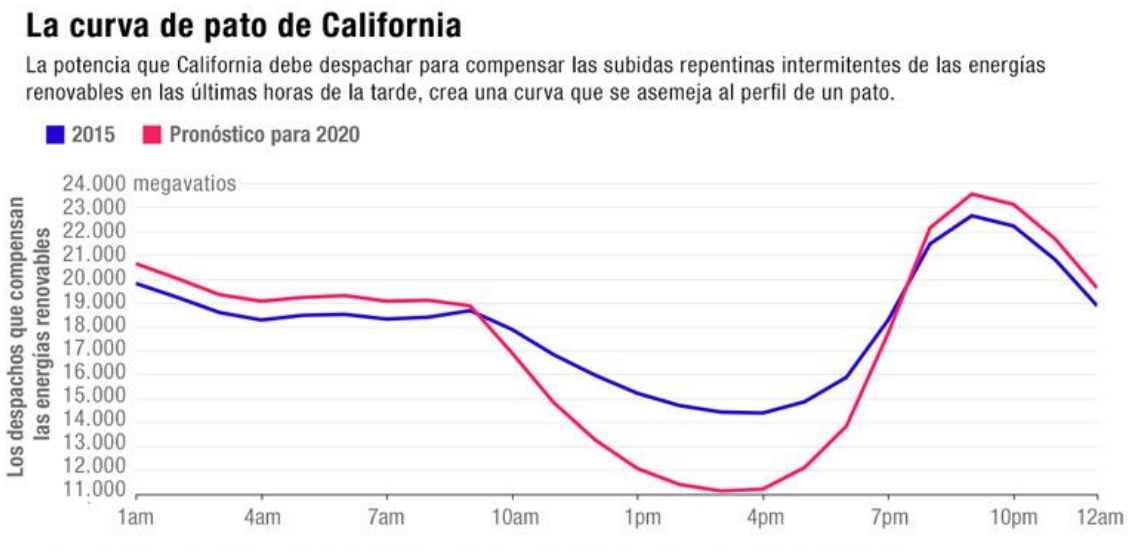


Imagen 4 Curva de Pato de California

Además de lo anterior, la curva de pato también es la representación gráfica de cuanta energía generada con centrales de energías limpias se puede perder bruscamente y, por lo tanto, cuanta energía generada con centrales convencionales es necesaria para satisfacer la confiabilidad. Esta energía de reversa debe ser proporcionada en un periodo de tiempo muy corto.

Características de los SAE

Debido a la complejidad de las redes eléctricas en donde, idealmente, la demanda eléctrica debe ser igual a la energía suministrada en todo momento, es necesario llevar a cabo ajustes constantes en la generación de energía para poder satisfacer a los cambios previstos en la demanda (Union of Concerned Scientists , 2015). Lo anterior se complica aún más cuando los cambios en la demanda son bruscos y no planeados, cuando algunas centrales eléctricas deben salir de operación por algún inconveniente, etc.

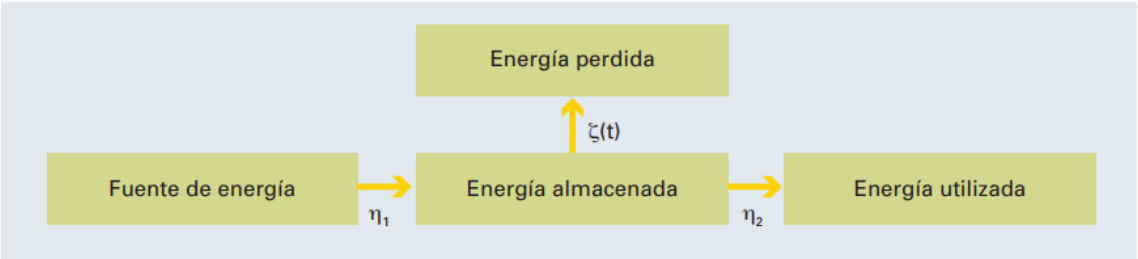


Imagen 5 Esquema general del funcionamiento de un SAE

Los SAE poseen características las cuales, ayudan a resolver problemas con los sistemas eléctricos, estos pueden ser, entre otros:

Introducción de Energías Renovables

Debido a la naturaleza intermitente de algunas tecnologías renovables, como la eólica o la solar, los SAE poseen un gran potencial en este sector, pues cuando exista exceso de generación, en lugar de aplicar alguna regulación manual, el excedente es almacenado y posteriormente liberado para garantizar el suministro de centrales generadoras con este tipo de tecnologías.

Velocidad de respuesta

Las centrales convencionales tienden, generalmente, a tardar en aumentar la potencia generada, lo cual ponen en riesgo la confiabilidad de sistema a cambios bruscos de demanda. Los SAE actuales son, también, valiosos por la rapidez con la cual pueden liberar la energía almacena para inyectarla al sistema.

La velocidad de respuesta es un parámetro muy distintivo de este tipo de tecnologías, este parámetro se mide en función de la variación promedio de la potencia que entrega la unidad de almacenamiento.

Normalmente, las centrales de generación tienen rampas de respuesta de MW en minutos, mientras que algunos SAE pueden desplegar dos veces su potencia nominal en milisegundos.

El factor de desempeño es la eficiencia del uso de recursos de regulación de frecuencia que emplea una central eléctrica en función de la precisión, exactitud y velocidad de respuesta. Los mejores factores de desempeño de centrales convencionales, entre el 82% y 86%, los poseen las turbinas de gas y centrales hidroeléctricas, mientras que los SAE poseen un factor de desempeño, entre 95% y 100%. Para regular frecuencia, 1MW proporcionado por un SAE es equivalente a 1.72MW de una central hidroeléctrica y a 2.7MW de una de gas (EnerAB Almacenamiento de Energía).

Operación a pequeña escala

En Microredes, debido a su poca importancia y en cargas alejadas de las centrales de generación, los SAE se vuelven una opción viable para garantizar un suministro constante.

Larga duración

Los tiempos en los cuales un SAE puede satisfacer las necesidades de energía varían, en general van desde cuatro horas con SAE basados en baterías de litio hasta ocho horas o inclusive más con baterías de Plomo-Ácido, es decir proporcionan una capacidad crítica mayor, aportan flexibilidad y confiabilidad a la red.

Actualmente el almacenamiento de energía de mayor duración tiene aplicaciones limitadas pues aún no hay fondos para ser probados a gran escala. Los líderes de la industria consideran que las opciones económicas y de mayor duración tendrán un auge en aproximadamente 10 años si es que existe un compromiso por la innovación tecnológica (Union of Concerned Scientists , 2018).

Futura reducción de costos de capital

Para reducir costos, las inversiones en RD&D en cuanto a la ciencia de materiales son necesarias y las reducciones en costos de la electrónica de potencia también lo son. Sin embargo, actualmente, reciclar y reutilizar baterías también reducirá significativamente los costos de implementar almacenamiento. La implementación de materiales no tóxicos y evitar procesos de facturación caros también ayudará (Union of Concerned Scientists , 2018).

Energía limpia

El almacenamiento de energía no tiene emisiones directas, no requiere de gran infraestructura y la electricidad es reciclada. Además de no emitir emisiones de gases, ayuda a reducirlos, ya que toma más de la carga de generación en exceso y de esta forma no obliga a regular la central eléctrica en donde es instalado (Energy Storge Association, s.f.).

Horario flexible

Los SAE tiene una flexibilidad de horario al momento de ser cargados y descargados, es decir pueden ser cargados cuando exista una generación excesiva y ser descargados cuando sea necesario, de esta forma se asegura un suministro constante. Cuando los SAE se emplean, también, como centro de carga y como generador y debido a su flexibilidad, estos pueden comprar y vender energía cuando sea necesario o cuando los administradores lo deseen. Lo anterior brinda a los SAE la posibilidad de comprar energía barata y venderla cara. Por ejemplo, en la noche, cuando hay menor generación y mayor demanda las centrales convencionales operan a su máxima capacidad y aún no así no satisfacen la demanda, los SAE podrían descargarse y cubrir el pico de demanda.

BENEFICIOS DE LOS SAE

Debido a las características que poseen los SAE, estos traen consigo beneficios a los sistemas eléctricos. En un futuro en el que existan más y mejores tecnologías de almacenamiento de energía y países tengan una economía energética más limpia y eficiente, los SAE desempeñará un papel más importante.

Los SAE brindan beneficios tanto económicos como sociales:

Beneficios Sociales

Gracias a que los SAE ayudan a la integración de la generación con energías limpias, indirectamente ayudan a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Otro beneficio es en los horarios punta, en donde los precios de la energía (PML en México) son drásticamente reducidos pues no se emplean centrales de generación que poseen un alto costo de combustible.

A continuación, se enlistan de forma detallada algunos beneficios sociales proporcionados por SAE (CENACE, s.f.).

Servicios Conexos

Los servicios conexos son definidos como aquellos servicios vinculado a la operación del Sistema Eléctrico Nacional SEN y son necesarios para garantizar su seguridad, calidad y continuidad (ENEL México, s.f.), entre los que se podrán incluir: las reservas operativas, las reservas rodantes, la regulación de frecuencia, la regulación de voltaje y el arranque de emergencia, entre otros, los cuales, en México, se definen en las Reglas del MEM (Articulo 3, XLII. LEY DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA, 2014).

Los servicios conexos incluidos en el MEM son productos a los cuales las centrales eléctricas están obligadas a atender, los cuales tienen un valor comercial y su compraventa se realiza en el MEM, estos dependen del tipo de tecnología y capacidad de cada central eléctrica:

> "Reservas Rodantes: Es la capacidad expresada en MW que posee una central eléctrica para incrementar o reducir su capacidad en un periodo de tiempo menor a 10 minutos. Estas reservas son necesarias para cubrir incrementos bruscos en la demanda de energía eléctrica.
>
> Reservas No Rodantes: Es la capacidad expresada en MW que posee una central eléctrica para incrementar o reducir su capacidad en un periodo de tiempo mayor a 10 minutos. Estas reservas son necesarias para cubrir incrementos planeados en la demanda de energía eléctrica.
>
> Reserva Operativa: Combinación de Reserva Rodante y no Rodante.
>
> Reserva Reactiva: Es la capacidad expresada en MVAr que posee una central eléctrica para inyectar o consumir potencias reactivas. Estas reservas son necesarias para mantener los niveles de voltaje dentro de rangos aceptables con el fin de garantizar la calidad de la energía.
>
> Reservas Suplementarias: Reservas que tiene un tiempo de respuesta mayor a las reservas operativas." (ENEL México, s.f.)

Las centrales eléctricas al estar obligadas a cumplir con estos servicios, es necesario que limiten su capacidad y con ello proporcionar todas estas reservas. La implementación de SAE permite

a las centrales eléctricas mantener una potencia constante y con ello mejor la seguridad, calidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

Empleo

Para convertirse en líderes en esta tecnología, es necesario que empresas que cuenten con la capacidad de invertir, lo hagan. Esto trae consigo un beneficio indirecto, el cual es la creación de cientos de empleos.

Energía dentro/fuera del horario punta

Cuando los SAE se operan para la prevención de potencia punta, las unidades de almacenamiento se cargan en la madrugada, en donde la energía es barata debido a que no hay mucha demanda y se descargan en horarios punta cuando la energía es cara, la demanda es alta y la confiabilidad del sistema eléctrico es baja. Normalmente estos horarios son cubiertos con centrales cuyo combustible primario es caro. Esto trae consigo otros beneficios, la reducción de emisiones y menor número de arranque y paradas (EnerAB Almacenamiento de Energía).

Reducción de Emisiones

Los beneficios ambientales asociados a la entrega de 50 MW de potencia constante durante cuatro horas al día, es equivalente a los beneficios de tener una capacidad instalada extra de 27 MW en energía solar (EnerAB Almacenamiento de Energía). Una gran parte de energía se gasta al momento de la regulación, la cual se puede cubrir empleando los SAE y mantener constante la generación de energía de una central eléctrica.

Reducción de arranques y paradas

Los costos totales del arranque en frío de una turbina de cualquier central de generación son sumamente caros comparándolos con los de su operación normal, pues se emplea una gran cantidad de combustible. Los SAE se emplean como arrancadores y de esta forma evitan la quema innecesaria de combustible. Cuando hay un excedente de energía en lugar de parar la generación de energía, los SAE se emplean como centro de carga.

Beneficios Económicos

Cuando los SAE se implementan como generadores y centros de carga, el cliente tiene la opción de decidir cuándo comprar y vender la energía, como ya se había mencionado anteriormente, esto se traduce en comprar barato y vender caro. Al implementar los SAE como negocio, además de verse como una fuente de ingresos, los SAE traen consigo distintos beneficios económicos al sistema eléctrico, algunos son:

Servicios Conexos No Incluidos en el MEM

Los servicios conexos se clasifican en dos tipos, servicios que forzosamente deben ser proporcionados para poder operar como central generadora (Incluidos en el MEM) y los que son opcionales y pagados con tarifas reguladas (No Incluidos en el MEM). Estos últimos, en México, son los siguientes:

> "Respaldo: Este servicio busca cubrir la falta de capacidad de energía ya sea programada o forzada.
>
> Arranque de Emergencia o Arranque negro: Es la capacidad que tiene una central generadora para poder reiniciar sus operaciones de manera independiente, es decir con sus propios recursos y no tomar recursos del sistema eléctrico.
>
> Operación en Isla: Este servicio consiste en operar, de forma aislada, un segmento de la red de transmisión o distribución separada del SEN cubriendo los requerimientos mínimos de calidad, confiabilidad y seguridad.
>
> Conexión a Bus Muerto: Es la conexión que efectúa una central generadora con su equipo de maniobra a una barra o bus des energizado a la subestación propia más cercana.
>
> Potencia Reactiva: Es la capacidad de inyección o absorción de Potencia Reactiva expresada en MVAr que se encuentran fuera de los requerimientos mínimos para poder operar como central generadora.

Reservas Reactivas: Es el préstamo del servicio de Potencia Reactiva en calidad de reserva, este servicio se requiere para asegurar la absorción o inyección de potencia reactiva en todo momento." (ENEL México, s.f.)

Como estos servicios se encuentran fuera del MEM son pagados como extra, esto abre un abanico de oportunidades a los SAE cuando son implementados con el fin de monetizar.

Reducción de Pérdidas

Las pérdidas económicas anuales de todos los cortes de energía ocasionadas por diversos factores antes ya mencionados pueden ser reducidos gracias a la implementación de los SAE. Esto se ve reflejado económicamente como un ahorro potencial.

Ahorro de dinero

Los suministradores del servicio de energía eléctrica están obligados a mantener una tarifa constante independientemente del horario en la que los consumidores finales hagan uso de esta. Los suministradores compran la energía al precio que sea con tal de mantener un suministro constante, por consiguiente, es posible que la compra de energía en horarios punta sea traduzca en pérdidas a los suministradores de energía.

Debido al uso de la energía en horario punta los costos de esta son muy elevados, pero con la implementación de lo SAE esto cambia, pues cuando se implementan como centro de carga y generador, al mismo tiempo, la energía almacenada es liberada en estos horarios con el fin de bajar el costo neto de la energía, pues no es necesario poner en marcha centrales eléctricas extras.

Integración de energías limpias

Quizá el beneficio más importante de la implementación, a gran escala, de los SAE sea que permite la integración masiva de la generación con energías limpias, lo cual permite la implementación de este tipo de centrales eléctricas sin los riesgos que acarrean estas energías, debido a su naturaleza intermitente, a los sistemas eléctricos.

EXPERIENCIA INTERNACIONAL

La industria del almacenamiento de energía está en constante cambio y creciendo. Como resultado las diferentes formas de implementar SAE son variadas, varían en tamaño y en capacidad, así que no tienen un enfoque único. La implementación de SAE en mercados de energía emergentes obliga a estos ser implementados para cumplir con objetivos específicos, así que resulta contraproducente implementar estas soluciones en áreas con oportunidades limitadas y distintas necesidades (International Finance Corporation, 2017).

Los desarrolladores, en la mayoría de los países, no cuenta aún con mecanismo que permiten retribuir todos los servicios que los SAE pueden entregar. Para poder implementar, en México, los SAE es necesario desarrollar una metodología para poder estimar el costo beneficio del almacenamiento de energía. Esto se puede lograr a través de incentivos para el desarrollo de innovaciones en materia de almacenamiento, así como en el análisis del mercado.

Muchos países y regiones a través del mundo han reconsiderado el potencial de los SAE gracias a tecnologías emergentes y al maduramiento de otras, esto ha llevado al desarrollo de políticas para la implementación del almacenamiento a diferentes escalas. A continuación, se describen casos de estudio de diferentes países que implementan el almacenamiento.

Reino Unido

El sistema del Reino Unido es operado por National Grid and Gas. El objetivo de Reino Unido es claro, estabilizar la red eléctrica. Debido al crecimiento de la generación con energías renovables y al desmantelamiento de centrales convencionales, la red del Reino Unido se volvió susceptible a variaciones repentinas en la generación de energía.

Tradicionalmente, para dar solución a fluctuaciones en la red, se opta por soluciones basadas en un tiempo de respuesta de 10 segundos. Para lograr estabilizar la red actual de reino unido se necesitan soluciones con un tiempo de respuesta menores a un segundo.

La solución fue un SAE basado en baterías, pues estos se pueden diseñar para cumplir con las necesidades de la red. Nidec Industrial Solutions fue la escogida para desarrollar un SAE basado en baterías (Battery Energy Storage System BESS) con capacidad de 49MW en un sitio

cercano a una central de gas. Este sistema permite equilibrar la red eléctrica y logra combinar energías renovables, nuclear y convencionales.

El SAE de Reino Unido consta de 20 módulos de baterías completos, es decir cada uno cuenta con sus convertidores de potencia, transformadores, baterías y sistemas de control, además de poseer un sistema SCADA para la correcta integración con la red eléctrica. La integración de este sistema será una fuente de ingresos para las próximas dos décadas (Nidec, 2018).

España

El sistema eléctrico de España es coordinado y operado actualmente por Red Eléctrica de España. Los principales Sistemas de Almacenamiento que están instalados en el Sistema Eléctrico de España son sistemas de Centrales Hidroeléctricas de Bombeo y SAE basados en el propio gas natural, el primero representa el 90% de la potencia instalada mientras que el segundo con aproximadamente 10%. Esta última es denominada como "Power to Gas" y consiste en el aprovechamiento de la red de gas de Europa. Aún con estas tecnologías, en España, ya se han realizado pruebas con SAE basados en baterías de alta capacidad (Morante, 2014).

El tipo de almacenamiento más empleado es el de embalses reversibles, aunque estos no proporcionan tantos beneficios como los que son basados en baterías, pues los basados en baterías proporcionan un mayor número de servicios auxiliares o servicio conexos, pero las centrales de bombeo tienen una capacidad mucho mayor que los basados en baterías.

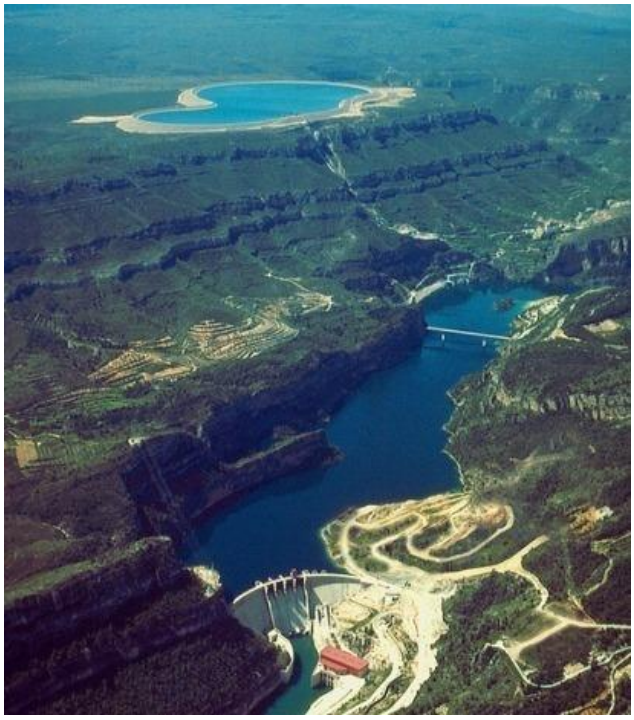


Imagen 6 Central Hidroeléctrica Reversible Cortes-La Muela, España

Chile

El sistema Angamos Li-Ion de AES es el segundo proyecto más avanzado de almacenamiento implementado en Chile. En la Ciudad de Mejillones, el proyecto de almacenamiento es integrado con una central de carbón con una capacidad de 544 MW. La implementación de este sistema permite la operación óptima de la central generadora. El SAE implementado tiene una capacidad de 20 MW, lo suficiente para poder proporcionar todas las reservas necesarias para generar a niveles óptimos y poder cumplir con los requerimientos de reservas.

El costo total del SAE fue de aproximadamente de 30 millones de dólares. Gracias al poder cubrir con las reservas y requisitos de regulación la central puede aumentar su producción total de generación en un cuatro por ciento equivalente a 130 GWh anuales (International Finance Corporation, 2017).

Imagen 7 BESS Angamos

Alemania

ESTEAG, empresa alemana, al igual que muchas transnacionales está buscando aumentar la contribución de energías limpias a la red eléctrica de Alemania. Debido a la naturaleza intermitente de estas tecnologías, se optó por implementar un BESS para ocupar el excedente y posteriormente cubrir los huecos de desabasto. El SAE basado en baterías fue desarrollado y puesto en funcionamiento por Nidec Industrial Solutions gracias a su sólida experiencia con estos sistemas.

Un sistema de almacenamiento de 138 MWh, el cual tiene como principal objetivo la regulación de frecuencia y voltaje. La solución consta de 6 módulos de 15MW dándole de capacidad total de 90MW convirtiendo a este proyecto en uno de los más grandes del mundo (Nidec, 2018).

Estados Unidos

California

El sistema eléctrico actual de California es coordinado por CAISO (California Independent System Operator), en su sitio web es posible encontrar normas y características de los servicios auxiliares o también llamados servicio conexos. En este sistema los SAE pueden participar el mercado de energía con base a las ofertas del mercado (CAISO, s.f.).

Los principales SAE que están instalados en el sistema eléctrico son los sistemas de centrales hidroeléctricas reversibles y SAE basados en baterías y en tercer lugar los SAE basados en almacenamiento térmico.

Las centrales hidroeléctricas reversibles abarcan aproximadamente el 93% de toda la potencia instalada del almacenamiento de california, el cual es implementado para poder proporcionar una gran potencia para faltas de potencia programadas, pues proporciona gran potencia durante un gran tiempo, pero con un largo tiempo de respuesta. Además, permite la integración a gran escala de energías limpias y debido a su tamaño y potencia estos SAE tienen un número pequeño de proyectos instalados.

Los SAE basados en baterías, abarcan cerca del 6% de toda la capacidad instalada de california. Los cuales, debido al tiempo de respuesta, a la capacidad y al tiempo en el que puede entregar esta potencia, proporcionan energía para los horarios punta, para regulación de voltaje y para eficientar costos de generación de energía. Dependiendo de la tecnología que se emplee en las baterías, se puede implementar en sistemas de generación, distribución y transmisión. Gracias a su costo, comparándolo con las centrales de bombeo, son la tecnología con la mayor tasa de crecimiento.

Los SAE basados en otras tecnologías no son tan empleados debido a los costes de inversión y que, por naturaleza, tiempo de respuesta muy alto, solo se emplean en la generación y transmisión de sistemas eléctricos (California Energy Commission, 2018).

Ohio

La ciudad ejemplo en cuanto a SAE, según su comisionado, es Minster, Ohio, pues los proyectos otorgan valor a las múltiples partes interesadas en el proyecto. Se otorgan beneficios al gobierno local y también se mejora la estabilidad y confiabilidad, de esta forma facilita la integración de la generación con energías renovables. Minster, Ohio es una pequeña localidad con una población cercana a 3000 habitantes (2017), sin embargo, posee un número elevado de Comercios e Industrias (C&I), las cuales requiere de una gran cantidad de energía de buena calidad.

El gobierno actual ha estado explorando distintos métodos para poder reducir los gastos relacionados a la energía eléctrica. Half Moon Ventures trabajó en conjunto con el gobierno para construir una planta solar fotovoltaica de 4.2 MW con un SAE basado en baterías de 7MW. Por lo tanto, Minster se ha convertido en el ejemplo de que los servicios públicos pueden asociarse con éxito con los desarrolladores, crear fuentes de ingreso y beneficiar ambas partes.

El SAE de Minster es el de mayor capacidad de este tipo de tecnología en Estados Unidos.

El parque fotovoltaico no tiene como único objetivo suministrar la demanda del poblado, sino que ayuda en gran medida al sistema eléctrico al que se interconecta, proporciona confiabilidad a más de 60 millones de usuarios finales, trayendo con esto, una reducción al costo de energía que se distribuye a toda la comunidad (Half Moon Ventures).

Imagen 8 BESS Minster, Ohio

En Minster, únicamente se alcanza la demanda máxima durante 10 día que es donde el SAE se emplea para uso de Minster, es decir los días restantes del año, el SAE únicamente es empleado para suministrar servicios auxiliares (International Finance Corporation, 2017).

CONCLUSIONES CAPÍTULO I

Los SAE son elementos que, dado su naturaleza, la tecnología que se emplee y su propio tamaño, pueden brindar un número considerable de servicios que ayudan a la condición general del sistema eléctrico. En el siguiente capítulo se abordarán a detalle el tipo de tecnología de los principales SAE que se conectan a la red eléctrica.

Capítulo 2

TECNOLOGÍAS DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

Los Sistemas de Almacenamiento son muy variados en cuanto al tamaño, capacidad, capacidad de almacenamiento y cantidad de beneficios que pueden ofrecer. Los SAE tienden a ser multipropósitos, es decir, pueden proporcionar diversos servicios a la red. Dependiendo la necesidad que se busque cubrir con el SAE es como este se elige. Por ejemplo, si se requiere cubrir faltante de energía, se opta por emplear sistemas de bombeo, por otro lado, si se desea tener una regulación de frecuencia rápida, los SAE basado en baterías son la opción más adecuada.

A continuación, se enlistan diversos tipos de tecnologías empleadas en los SAE, estos ofrecen diversas características que se toman a consideración al momento de elegir el más adecuado, como costos, capacidad y capacidad de almacenamiento, tamaño, velocidad de respuesta, etc.

Almacenamiento térmico

Este tipo de almacenamiento se basa en tecnologías capaces de mantener energía en forma de calor. Los materiales empleados tienen la capacidad de absorber, para luego mantener el calor. Algunas, también, se basan en la reversibilidad de las reacciones termodinámicas.

Estos sistemas pueden ser utilizados para balancear los sistemas eléctricos en el día como en la noche. En Estados Unidos y países de la unión europea estos sistemas son empleados junto a plantas generadoras de energías renovables (Tecnologías de Almacenamiento de Energía y Factibilidad en Chile, 2018).

Almacenamiento Eléctrico por calor bombeado

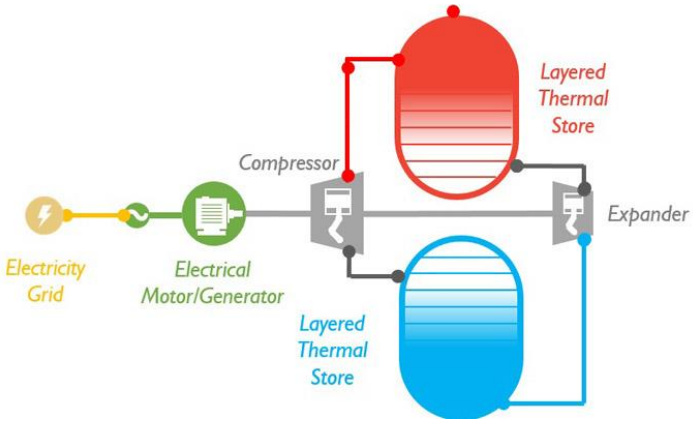
Esta tecnología consiste en un ciclo termodinámico reversible. Dos grandes superficies térmicas son conectadas entre ella, a través de un compresor y de un expansor de gases.

Al iniciar el ciclo, la energía eléctrica tomada del sistema eléctrico acciona un motor/generador y este a su vez impulsa el compresor. Usualmente se empleado el Argón

como gas de trabajo, debido a ser un gas noble monoatómico, lo que trae consigo que enfríe o caliente más rápido, esto a su vez disminuye el costo del mismo sistema de almacenamiento.

El compresor se conecta a la primera y segunda superficie térmica en el punto de mayor temperatura. El compresor mueve el gas del "almacén frío" al "almacén caliente", similar al funcionamiento de un refrigerador. Los extremos de menor temperatura de ambas superficies térmicas se conectan a través del expansor. De esta forma el calor residual se mueve de la superficie más caliente a la más fría y así, el ciclo continúa. El argón es llevado de temperatura ambiente a temperaturas superiores a los 500 ° C en la superficie caliente y a temperaturas de -160 ° C en la superficie fría y a presiones de 12 bar durante todo el ciclo.

Cuando es sistema es descargado el sentido del ciclo se invierte, el argón pasa de la superficie caliente, desde el punto de menor temperatura de esta superficie, hasta la otra superficie por medio del expansor y ahora el expansor es quien proporciona la energía mecánica suficiente para accionar el motor/generador y así poder entregar energía eléctrica a la red. La eficiencia de este sistema radica entre el 75-80% (Energy Sorage Association, s.f.)



Esta tecnología es flexible y su costo por unidad instalada es rentable cuando se implementa a gran escala. A diferencia de otras tecnologías, en esta, la energía se puede entregar cuando sea necesario como una combinación de calor de alto grado, como energía criogénica o como energía eléctrica.

Desde el año 2016, el Centro de Investigación Sir Joseph Swan de la Universidad de Newcastle alberga el primer sistema de almacenamiento basado en esta tecnología, con una capacidad de 150 kW y una capacidad de almacenamiento de 600 kWh. Actualmente el proyecto aún está en pruebas, pero ya se encuentra interconectado a la red británica. Sus mayores ventajas radican en sus costos y eficiencia. (Sir Joseph Swan Centre for Energy Research, 2015)

Almacenamiento de energía con sales fundidas

Las Sales fundidas son productos utilizados en una amplia gama de aplicaciones, normalmente en el proceso de calentamiento. Las sales fundidas están compuestas, normalmente, por fluoruro, cloruro y sales de nitrato.

En conjunto, las sales fundidas tienen la ventaja de una temperatura de funcionamiento de fase líquida muy alta (aprox. 538 °C) con poca o ninguna presión de vapor. Estas sales reemplazan los aceites orgánicos o sintéticos en aplicaciones de transferencia de calor. Se debe tomar en cuenta la característica indeseable de puntos de congelamiento muy altos (aprox. 120 °C) (SolarReserve, s.f.)

Ambientalmente hablando las sale fundidas son un fluido amigable, además de contar con la capacidad de captar la energía y conservarla, no generan emisiones durante este proceso. Además de ser, por naturaleza, una opción para almacenar energía, este tipo de tecnología permite, a la par, la generación de energía eléctrica, funcionando como una central despachable, pero con capacidad limitada.

El almacenamiento con sales fundidas resulta una opción económica y con alta eficiencia respecto a otras tecnologías, es la manera más eficaz de almacenar potencia solar a gran escala.

Debido a la gran diferencia de temperaturas que se manejan en estos procesos, la configuración de una central de sales fundidas, integra una torre para almacenar la energía, dicha configuración es, hasta tres veces, más eficiente que implementar un sistema de baterías en una granja solar.

Imagen 9 SAE con Sales fundidas

Su funcionamiento es sencillo, grandes espejos parabólicos concentran la luz emitida por el sol a una torre central colectora. Las sales, en estado sólido ubicadas en la torre colectora, son fundidas y después se trasladan a la parte inferior de la torre donde son almacenadas en estado líquido.

Para el proceso de generación, estas sales pasan a través de un intercambiador de calor y producen vapor de agua para accionar turbinas-generadores y entregar potencia al sistema.

Almacenamiento por baterías

Las baterías son las tecnologías más atractivas para las necesidades del sistema eléctrico mexicano, pues con estas tecnologías se pueden plantear estrategias a corto, mediano y largo plazo, gracias a la evolución de la tecnología de los sistemas de baterías.

Las baterías son un SAE que almacenan energía eléctrica en forma de energía química y son capaces de devolver dicha energía posteriormente casi en su totalidad, tal ciclo puede repetirse un determinado número de veces, después la batería empieza a perder sus características y almacena menor cantidad de energía (UNESA, s.f.).

La unidad básica de una batería se llama celda, a la unión de dos o más celdas se le denomina batería. La configuración de las celdas es en serie (para obtener una mayor tensión) y en paralelo (para aumentar la capacidad) o en un arreglo serie-paralelo. Las celdas se forman de dos electrodos; ánodo y cátodo, de un electrolito; una sustancia que contiene iones orbitando

libremente en su composición, lo que hace que funcione como conductor, y separadores; los cuales se emplean para separar los componentes en el interior de las celdas.

El comportamiento de las celdas depende de la corriente que le es demanda y por el periodo de tiempo que se le demanda. Si la batería es sometida a exceso de corriente, esta alcanzará rápidamente su voltaje mínimo de operación, pasado este voltaje y sometiendo a la batería a entregar corriente, es probable que la batería sufra daños irreversibles, a este límite mínimo se le conoce como el estado mínimo de carga de una batería.

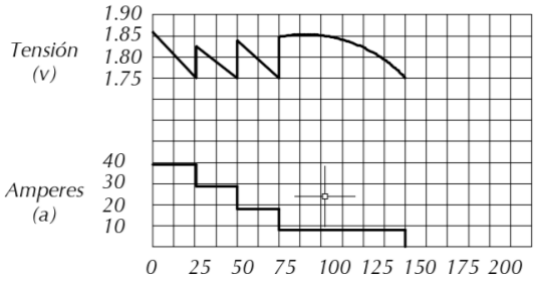


Imagen 10 Gráfica del comportamiento Voltaje-Demanda de una batería

El principio de funcionamiento de una batería está basado básicamente en un proceso reversible llamado reducción-oxidación, en el cual uno de los componentes se oxida, es decir, pierde electrones y el otro componente se reduce, es decir, gana electrones. En este proceso los componentes no se consumen, solo cambian su estado de oxidación y en situaciones adecuadas los componentes pueden retomar su estado original.

Los ciclos de carga y descarga de la batería son los que determinan la vida útil de esta. A través de estos procesos, la batería pierde poco a poco capacidad, de manera que, al paso de un determinado número de ciclos, la batería pierde calidad y las reacciones químicas en su interior no se completan satisfactoriamente

Baterías de Estado Sólido

Las baterías de estado sólido están constituidas por un electrolito sólido y no líquido como normalmente son. Las ventajas de emplear electrolitos sólidos son varias, un electrolito sólido incrementa la densidad de carga de una batería, es decir, almacena más energía que una con electrolito líquido, pues un electrolito de cristal permite emplear ánodos fabricados con

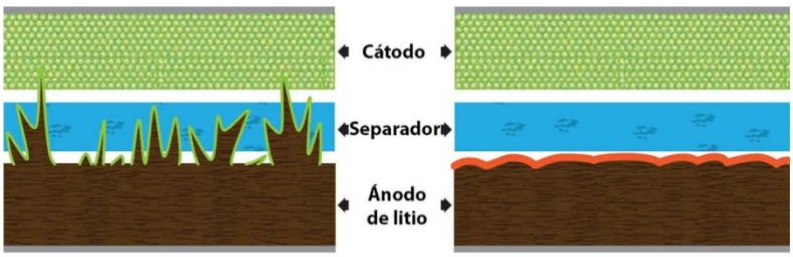
metales alcalinos, los cuales son buenos conductores de electricidad y reaccionan inmediatamente proporcionando tiempos de respuesta muy cortos. El empleo de electrolitos sólidos proporciona también menores tiempos de carga, baterías más seguras y temperaturas de operaciones bajas (Andrade, s.f.)

Baterías de iones de litio

Una batería de litio también llamada batería de Li-Ion es un dispositivo que diseñado para almacenar energía eléctrica que fue desarrollado teniendo en mente la utilización de una sal de litio como electrolito, con este electrolito se obtienen la cantidad de iones necesarios para llevar a cabo la reacción electroquímica entre cátodo y ánodo. Existen dos tipos de baterías de Litio, las baterías Li-Ion y las baterías de polímeros de litio LiPo (Tecnología Fácil, 2017).

El funcionamiento simplificado de una batería de Litio es el mismo que una batería de flujo, exceptuando que el electrolito no es almacenando en sistemas apartados. La batería se conforma de varias celdas conformadas a su vez por ánodos, cátodos, su correspondiente electrolito y de una membrana que los separa.

La membrana es el elemento que impide que se produzcan cortos circuitos dentro de la batería y por lo tanto impiden que esta se descargue rápidamente, para evitar que estas baterías tengan un gran tamaño y para, también, maximizar costos de fabricación, se emplean membranas muy delgadas. Por lo tanto, cuando la membrana falla es porque la vida útil de la batería terminó y bajo ciertas condiciones, esa batería podría explotar.



Así se deteriora una batería de iones de litio con el tiempo.(Fuente: SLAC National Accelerator Laboratory Stanford, California, USA)

Imagen 11 Deterioro de una batería de litio

Las baterías de iones de litio son unas de las que poseen mayor madurez, esto se debe a la alta densidad que poseen, por ejemplo, una batería de aproximadamente 10mx10mx10m es

capaz de almacenar 400 MWh esto las hace deseables para aplicaciones de potencia. Las baterías de Ion-Litio ofrecen 3 veces más densidad que las de plomo-ácido, poseen mayor voltaje a circuito abierto por celda, pero su costo de producción es considerablemente más alto que las de plomo-ácido.

El principal reto por vencer es la fuga de energía que se origina en los dieléctricos que contiene a la batería y el peligro que representan cuando estas baterías operan a temperaturas muy por encima de temperatura de operación nominal.

A123, una empresa estadounidense, comercializa ya baterías de iones de litio para su uso en sistemas de potencia. En 2010, en Livonia, Michigan, A123 abrió la planta de almacenamiento de energía más grande de Norteamérica. Dicha fábrica cuenta con una capacidad de 600MWh Anuales.

AES Gener, de igual manera, experimenta con baterías en sistemas de potencia, actualmente esta empresa posee 76 MW en sistemas de almacenamiento y están en proceso de construcción otros 500MW.

AES Gener en 2009, en conjunto con A123, instaló el primer sistema de almacenamiento de energía de Chile, dicho proyecto empleaba baterías de litio de A123 Systems. El SAE se convirtió en el primer en el primer banco de baterías de litio de alta eficiencia y de escala industrial pues se logró implementar en el sistema eléctrico de Chile. El SAE tiene como principal objetivo el de regular frecuencia (Pontificia Universidad Católica de Chile Escuela de Ingeniería, s.f.).

Baterías de Sulfuro de Sodio (NaS)

Las baterías de sulfuro de sodio (NaS) tienen como materiales principales al azufre fundido como cátodo y al sodio fundido como ánodo, como electrolito se emplea comúnmente la alúmina, un material cerámico capaz de transportar iones. Este tipo de baterías son conocidas desde que se estudia la estructura atómica, pero su madurez la alcanzó FORD en 1967.

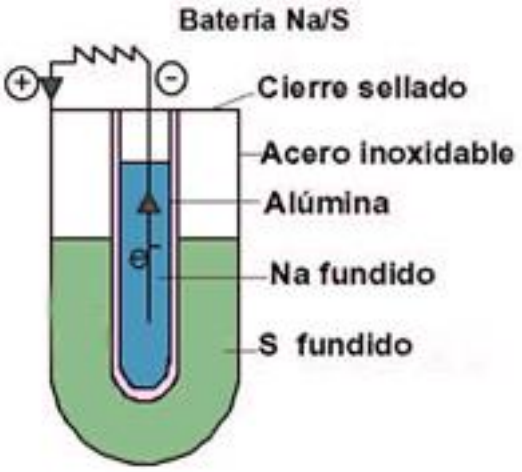


Imagen 12 Esquema de Batería de NaS

En las baterías de NaS, durante la descarga, el sodio se oxida y el azufre se reduce y la alúmina conduce los iones Na+ que se producen en la interfaz ánodo-electrolito hasta llegar al cátodo y con esto formar con el azufre Na2S5. Durante la carga se produce la reacción opuesta, es decir, el sodio se reduce y el azufre se oxida. En conjunto, con las baterías de Sodio-Níquel-Cloro y las de NaS se clasifican como baterías de sales fundidas, las cuales trabajan a temperaturas mayores a 200°C (Estévez, 2014).

Para el funcionamiento de esta batería es necesario que ambos compuestos, el ánodo y el cátodo se encuentren en estado líquido, los puntos de ebullición del sodio y del azufre so de 98 y 116ºC respectivamente, pero para la correcta reacción química es necesario que las celdas de la batería se encuentren a 300ºC (SWEWE, s.f.).

En comparación con las baterías de Plomo-Ácido, las baterías de NaS pueden almacenar de 3-4 veces más densidad de energía, pues esta densidad de carga va de 100-120 Wh/Kg. La densidad corriente de descarga también es mayor, aproximadamente de 200-300 mA/m2, un tiempo de liberación casi instantáneo y a condiciones de gran demanda de corriente, son capaces de entregar de 5-10 veces su potencia nominal.

Algunas de las ventajas de las baterías de NaS radican en el bajo costo de las materias primas requeridas para la fabricación de estas, otras ventajas son su potencia, eficiencia (80%), fácil y barato mantenimiento (3€/kWh), larga vida útil (aprox. 4500 ciclos) y no tienen limitaciones de espacio (Hernández Romero, 2016).

Baterías de Flujo

Las baterías de flujo son baterías que emplean un electrolito líquido como transportador de iones en lugar de uno sólido. La capacidad de estas baterías aumenta cuanto más electrolito se pueda almacenar, pues este tipo de baterías son recargadas de dos formas, sustituyendo el electrolito o invirtiendo la reacción redox a través de una fuente externa.

La densidad de almacenamiento de energía está determinada por el tamaño de los tanques en donde se almacene el electrolito y la potencia de la batería está determinada por el tamaño de las celdas, siendo estos parámetros independientes uno del otro y escalables (DPTO. INTEGRACIÓN EN RED DE EERR).

Es necesario integrar la generación con fuentes renovables empleando SAE de bajo coste, robustos, de gran duración y versátiles. Las baterías de flujo redox resultan ser una buena alternativa, aunque utilizan metales de alto coste para su fabricación.

El funcionamiento de estas baterías es simple. Dos electrolitos ionizados fluyen a través de electrodos fabricados con grafito poroso. Los electrodos son separados por una membrana, por la cual fluyen protones. Al ocurrir este intercambio de protones, fluye una corriente entre estos electrodos y da como resultado una diferencia de potencia útil (Dufor, 2009).

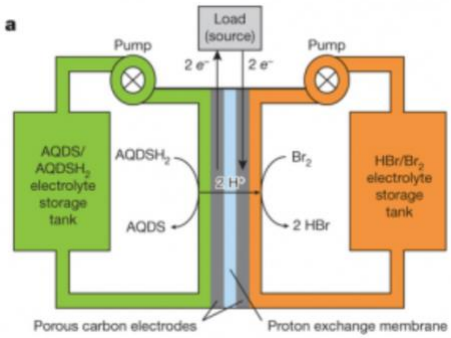


Imagen 13 Esquema de una batería de flujo

Este tipo de baterías, como se pueden cargar cambiando el electrolito, se equipan con un sistema de bombeo, que retira el electrolito descargado y lo sustituye con uno cargado, normalmente, para alimentar este sistema de bombeo, se emplea una turbina pequeña de aire o una pequeña instalación solar.

En los auto eléctricos, las baterías de flujo redox son empleadas debido a lo rápido que resulta cargarlas, haciendo la analogía con llenar el tanque de combustible, simplemente cambiando el electrolito por uno ionizado, a diferencia de las baterías de Li-ion, las baterías de flujo redox no tardan tanto tiempo en recargarse (Dufor, 2009).

La desventaja principal de estas baterías radica en el costo de los metales electroactivos que se emplea para fabricar el electrolito ionizado, pues se emplean metales caros como el Vanadio. En la actualidad existen dos tipos de baterías de flujo comerciales, las de Vanadio y las de Zinc-Bromo (DPTO. INTEGRACIÓN EN RED DE EERR).

Baterías de flujo redox de Vanadio

En la actualidad las baterías de Vanadio cuentan con tecnología muy madura, hablando de baterías de flujo. Como todas las baterías de flujo, los electrolitos se encuentran en constante movimiento, pero estas baterías emplean pares redox de vanadio diluido en mezclas de ácido sulfúrico, de esta forma es eliminado el problema de contaminación ocasionado por la difusión de iones. La contaminación por cruce o por difusión de iones no afecta a las baterías de vanadio ya que ambos electrolitos contienen el mismo tipo de ion metálico, de esta forma la vida útil del electrolito es prácticamente infinita (Abarca, 2015).

El Vanadio, en sus compuestos, presenta diversos estados de oxidación, siendo los más comunes +2, +3, +4 y +5, estos son los mismos que son empleados en los electrolitos, en el depósito del ánodo, se colocan el V4+/V5+ como electrolitos, mientras que, en el tanque del cátodo, se colocan como electrolitos el V2+/V3+.

Debido a que los productos resultantes de la reacción de descargar de la batería se quedan contenidos en los electrolitos, la reacción inversa, la carga, lleva a los electrolitos su estado inicial, lo que se traduce en el nulo o muy poco mantenimiento al electrolito de estas baterías.

Las baterías redox de Vanadio, gracias a la composición del electrolito, poseen muchas ventajas. Tienen una gran rapidez de respuesta de carga y descarga, en un milisegundo pueden proporcionar potencia muy alta y hasta más de dos veces su potencia nominal en tiempos cortos de hasta varios minutos, por estas razones, estas baterías se emplean para mejorar la calidad de la energía o cuando existan niveles bajos de voltaje.

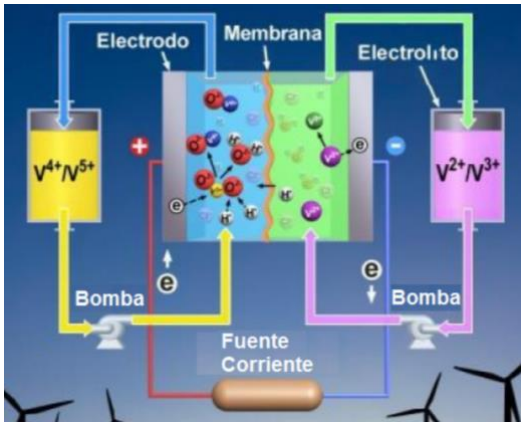


Imagen 14 Esquema de una batería redox de Vanadio

Para el correcto funcionamiento de estas baterías, no se necesitan condiciones específicas, la temperatura y presión de operación son las condiciones del ambiente. La eficiencia de estas baterías ronda el 85%. Las baterías de Vanadio pueden proporcionar potencia reactiva y activa y su implementación en el sector de generación se justifica debido a la cantidad de potencia que pueden presentarse.

Cuando existe una sobretensión repentina, la reacción redox se invierte y esto permite que la batería pueda efectuar cargas y descargas repentinas (Hernández Romero, 2016).

La mayor desventaja de estas baterías es la relación tamaño-densidad de energía, pues para tener una gran densidad de energía es necesario tener un gran tamaño de sistema y esto trae consigo la implementación de un sistema complejo en comparación a otros sistemas de baterías. Esta complejidad tampoco permite la amigable implementación de estos sistemas a sectores de la electromovilidad o a la instalación a nivel distribución. A nivel de tensiones bajos, se justifica la implementación a sistemas UPS de pequeña capacidad (DPTO. INTEGRACIÓN EN RED DE EERR).

La larga vida del electrolito trae consigo que la batería, como sistema, también sea muy larga, se pueden obtener más de 1000 ciclos de carga y descarga completa, es decir, emplear el 100% de la capacidad de la batería y aproximadamente de 15 a 20 años de vida útil. El único mantenimiento preventivo de esta tecnología es el cambio de la membrana separadora, esto se realiza aproximadamente cada 5 años.

La alta eficiencia de estas baterías se traduce a costos relativamente bajos para poder almacenar grandes cantidades de energía durante largos períodos de tiempo. Cuando se implementan sistemas de gran escala se logran alcanzar costos tan bajos, cercanos a 150$/kW que pueden ser suministrados a lo largo de 8 horas o más (Abarca, 2015).

Baterías de flujo redox de Zinc-Bromuro

Las baterías de flujo redox de Zinc-Bromuro, son, como las mencionadas anteriormente, dispositivos de almacenamiento electroquímico que funcionan gracias a reacciones que se producen al aplicar corriente eléctrica a dos especies químicamente activas, una se reduce y otra se oxida.

Estas baterías, como las baterías de Vanadio, almacenan la energía en tanques externo que contienen a los electrolitos y estas baterías permiten desacoplar el factor de potencia de la capacidad de la batería (Martínez, 2016).

La principal diferencia entre esta tecnología y las de Vanadio, es que en estas baterías los contenedores externos contienen electrolitos distintos y no del mismo metal electroactivo, como en las de Vanadio, lo cual ocasiona que pueda existir contaminación por cruce de electrones y trae como consecuencia que la membrana que separa estos electrolitos deba ser sustituida en un periodo de tiempo menor.

En cuanto a funcionamiento, son similares, en cada celda de las baterías de Zinc-Bromo fluyen dos electrolitos separados por una membrana porosa. Durante la descarga, el zinc se carga positivamente (Zn^{+2}) y el Bromo pasa a ser Bromuro, es decir un Ion de Bromo con carga negativa (Br^{1-}) y al final de la reacción se obtiene Bromuro de Zinc ($ZnBr_2$) y ambos electrolitos incrementan la concentración de iones, tanto negativos como positivos.

El mantenimiento también se ve afectado debido a que, durante el proceso de carga de la batería, el Zinc es depositado en una fina capa al lado del electrodo y del lado del bromo, este se desprende en forma de una solución diluida, formando un compuesto denso y viscoso que se precipita al fondo del tanque.

Las baterías redox Zinc-Bromo están menos desarrolladas que las de Vanadio, tecnológicamente hablando. Presentan rendimiento del 75% y una vida útil de 12000 ciclos.

En el 2016, estas baterías tenían un coste aproximado de operación de 385€/kWh y un costo de mantenimiento de 13€/kWh.

RedFlow es uno de los principales fabricantes de baterías redox de Zinc-Bromo, esta empresa se centra en el desarrollo y fabricación de baterías de descarga profunda, el desarrollo de la batería redox de Zinc-Bromo trae consigo que estas baterías puedan proporcionar una gran capacidad por largos períodos de tiempo, lo que las hace perfectas para brindar apoyo a redes eléctricas que operan como islas eléctricas.

En febrero del 2016, la división de eficiencia y almacenamiento energético de Jofemar Energy, concluyó el proyecto "Flow Grid", el proyecto inició en 2012 y concluyó con la presentación de la primera versión de las baterías de flujo de Zn-Br de 10 y de 60 kWh. El objetivo del proyecto fue el desarrollo de estas baterías para su posterior integración a redes inteligentes y con aplicaciones estacionarias.

Estas baterías tuvieron un coste estimado de 200€/kWh y son completamente configurables y adaptables a la demanda o a especificaciones de los clientes, son reciclables y se fabrican con materiales reciclados y además son amigables con el medioambiente (Hernández Romero, 2016).

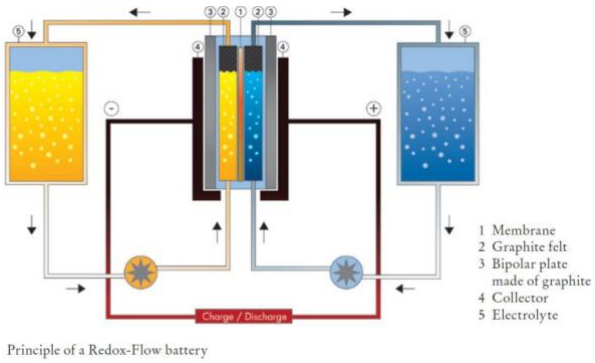


Imagen 15 Esquema de una batería redox Zinc-Bromo

Entre las ventajas de estas tecnologías se encuentran su gran densidad de almacenamiento de energía; como se pueden fabricar con base a materiales reciclables, los costos de producción son bajos, descargas profundas llegando a descargarse a niveles inferiores al 20%, los sistemas de control no son complejos y por lo tanto más económicos, larga vida útil, cuando se requiere una recarga rápida esta se puede realizar mecánicamente.

Sus desventajas radican en los voltajes que entregan, 1.85 V por celda, menor a las baterías de Litio y a que si bien su densidad de energía es alta, necesitan de un gran espacio (JOFEMAR ENERGY, 2016).

Baterías de plomo-ácido

Las baterías de plomo-ácido son el tipo de baterías más comunes, con aplicaciones en el sector automotriz como en el industrial a gran escala. Es también, el tipo de baterías que mayormente se emplea para la integración de energías limpias a redes eléctricas.

La razón principal del uso de este tipo de baterías es el bajo costo inicial en comparación a otras tecnologías, lo que la ha llevado a un alto nivel de madurez tecnológica.

En el sector automotriz, las baterías de plomo-ácido son utilizadas para el arranque de autos, debido a que se requiere de una gran cantidad de energía en períodos muy cortos, además de poder soportar sobrecargas sin sufrir la perdida de electrolitos.

Las baterías de Plomo-Ácido, de ciclo profundo, pueden descargar como límite al 20% de su capacidad total pasando el umbral la batería puede dañarse permanentemente y al descargarse al 0% la batería de vuelve inservible. Las baterías de ciclo profundo son la mayormente empleadas en sistemas fotovoltaicos y eólicos.

Es recomendable que después de utilizar la batería de plomo-ácido, esta debe ser recarga al 100%, de lo contrario la placa positiva se sulfatará y la batería perderá capacidad de forma permanente. Estas baterías no requieren de un mantenimiento constante, solo es necesario recargar el electrolito (WebSolar, s.f.).

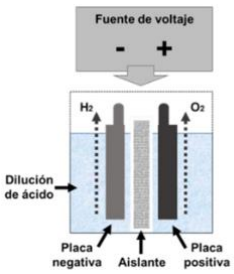


Imagen 16 Batería de Plomo-Ácido

Las baterías de Plomo-Ácido pueden ser encontradas en tres tipos, ciclo corto; empleado en automóviles, ciclo profundo; diseñada para repetir ciclos de carga y descarga de tiempos prologados, de tipo gel; a las cuales se les añade aditivos al electrolito volviéndolo así anti derrames (Vergara, Universidad Técnica Federico Santa María – Departamento de Electrónica –, 2010).

Capacitores electroquímicos

La tecnología de los capacitores electroquímicos o también llamados supercapacitores se basa en el almacenamiento de campos eléctricos. Su funcionamiento es el mismo que el de los capacitores empleados en las tareas comunes de electrónica, se cargan y descargan muy rápido.

La principal diferencia radica en que los capacitores convencionales emplean un elemento dieléctrico y los capacitores electroquímicos emplean un electrolito para separar los electrodos.

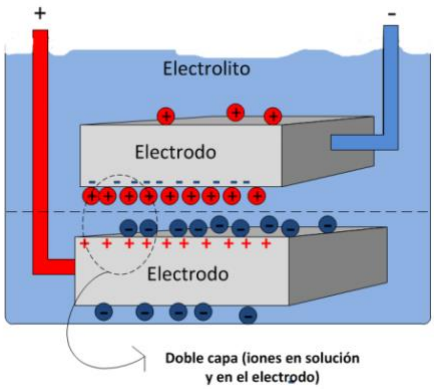


Imagen 17 Esquema del Capacitor Electroquímico

Este tipo de capacitores poseen capacitancias muy altas, llegando a alcanzar el de orden de Farads y con ello alcanzan altas densidades de almacenamiento de energía y no es necesario ocupar un gran espacio.

Estos capacitores son ideales para las necesidades actuales de los sistemas eléctricos de potencia, pues pueden entregar toda la energía almacena muy rápido, esto ayuda a que sean implementados en conjunto con cualquier SAE para poder entregar gran potencia por

tiempos cortos y potencia relativamente alta por tiempos largos o que se implemente únicamente en generación inestable, esto hace que las baterías y los supercondensadores no sean sistemas que rivalicen entre sí (Mera). Los supercapacitores pueden ser cargados y descargados millones de veces y pueden funcionar a la perfección a temperaturas extremas.

Un caso de estudio es el Puerto de aguas profundas de Yangshan, en Shanghai, donde las grúas que operan los embarcos y desembarcos ocasionan importantes fluctuaciones de voltaje en la red de transmisión en la que se ubica. Una posible solución era aumentar la capacidad total de línea de transmisión, pero un estudio reveló que el impacto económico sería muy alto. Por lo tanto, se decidió optar por un SAE basado en capacitores electroquímicos, con las especificaciones: 3 MW de potencia nominal y 17,2 kWh de energía almacenada durante 20 segundos de capacidad de reserva. Los resultados obtenidos han sido: un sistema totalmente operativo durante 18 meses, lograr una reducción del 38% en la energía de la red de demanda máxima, se estiman 2.9 millones de dólares en ahorro de energía (1 millón de ciclos, 10 años), 41 millones de dólares en ahorros relacionados con una mejor eficiencia / menor mantenimiento en líneas de transmisión (operación 8000h / año, 10 años), demostrando así que implementar un supercapacitor en el lugar adecuado proporciona muchos beneficios a la red (Voltium, 2017).

A diferencia de las pilas de electrolitos líquidos, los supercondensadores no tienen ánodo ni cátodo, solo electrodos y su correcto funcionamiento se restringe a corriente alterna. Además, los supercapacitores entregan toda su energía en instantes de tiempo muy reducidos sin riesgo a quedar afectados y las baterías no pueden entregar toda su capacidad en períodos de tiempo muy cortos sin arriesgar su vida útil.

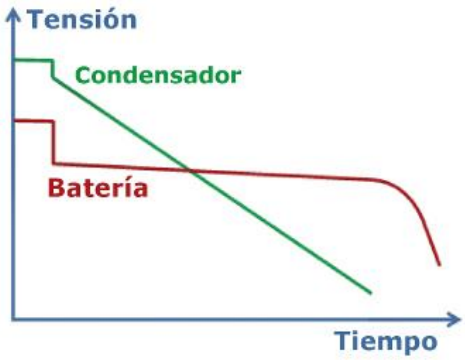


Ilustración 1 Esquema de descarga de un Supercondensador y de una batería

Almacenamiento mecánico

El almacenamiento de energía mecánico comprende el proceso de conversión y almacenamiento de energía eléctrica a energía cinética y potencial.

Almacenamiento hidráulico, Centrales de Bombeo

La capacidad total instalada en México cuenta con 63.8% de fuentes basadas en plantas de combustible fósil. La diversificación de energía se ha convertido en un tema prioritario debido a factores como: El costo de los combustibles fósiles y las afectaciones que esta trae consigo al medio ambiente. Las únicas fuentes factibles, llegan a ser el carbón y la nuclear, siendo la nuclear la única factible debido a lo mencionado anteriormente.

Debido a la necesidad de satisfacer los previstos horarios punta, con centrales de generación económicas, surgen las centrales eléctricas de rebombeo, también llamadas centrales hidroeléctricas reversibles. Originalmente, fueron creadas para balancear el desequilibrio que produciría las plantas térmicas en la satisfacción de las curvas de demanda de cargas. Actualmente, las plantas de rebombeo son un recurso empleado como complemento a fuentes térmicas, nucleares, eólicas y solares.

México es un país petrolero y cuenta con una inmensa cantidad de recursos hidráulicos por ellos, no se había visto en la necesidad de aplicar estos procesos de almacenamiento de energía, pero actualmente la disminución de sitios adecuados para la instalación de centrales hidroeléctricas y a la, adicional, escasez del petróleo, indican el momento de ir construyendo, en donde convenga, plantas de rebombeo mixtas (Monge, 2010).

En una definición muy general, es un método de almacenamiento y producción de energía eléctrica para suministrar demandas altas o de picos. Se emplean 2 almacenadores, uno superior y otro inferior.

En momentos fuera de horario punta, se bombea agua desde el almacenador inferior hasta el superior, típicamente, durante altas horas de la noche, este es el proceso análogo a cuando una batería se carga:

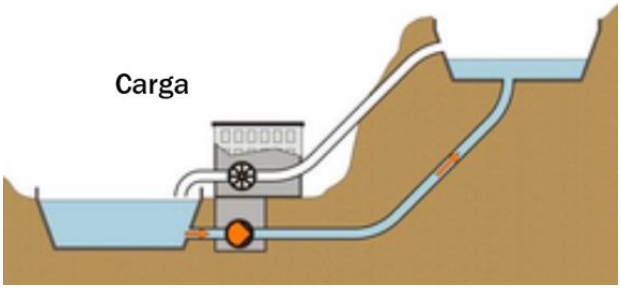


Imagen 18 Esquema de Carga de una Central de Rebombeo

Cuando llegan los horarios punta, cuando hay mayor demanda y la energía es más cara, el agua es liberada de vuelta al almacenamiento inferior a través de una turbina generando energía eléctrica que es entregada al sistema.

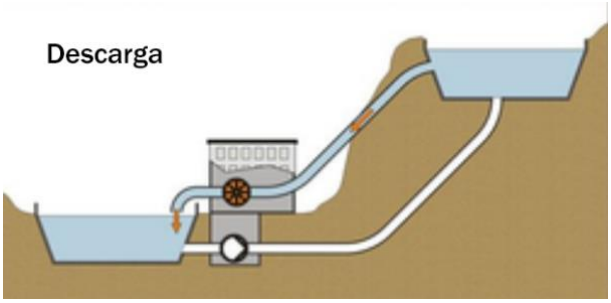


Imagen 19 Esquema de Carga de una Central de Rebombeo

Las pérdidas de esta SAE se relacionan con la evaporación que sufre el agua en ambos embalses y a las pérdidas al momento de la conversión de la energía, la energía eléctrica que logran recuperar después de almacenar agua va del 70-85%. En la actualidad las centrales de bombeo son la forma más viable para almacenar la mayor cantidad de energía.

Debido a la naturaleza de estos sistemas, las centrales de bombeo son empleadas para satisfacer la demanda punta prevista y también son viables para ser empleadas como centrales de respaldo.

La ubicación de estos SAE depende mayormente de la topografía del lugar, aunque en la mayoría de las plantas, los embalses son construidos por el hombre. La única manera de almacenar grandes cantidades de energía es teniendo una gran masa de agua o con una gran caída hidráulica, esto debido a la poca densidad de energía, pues 1 m^3 de agua a una altura de 100 m equivale aproximadamente a 0.272 kWh.

Los costos de capital para la construcción de una central de bombeo, a pesar de ser altos, son menores a los comparados a centrales hidroeléctricas convencionales, que normalmente por las escasas alternativas de ubicaciones adecuadas, los costos de estas centrales y los tiempos extensos de construcción.

El interés en este tipo de plantas ha crecido a lo largo de todo el mundo, debido a las velocidades de respuesta y sus variadas funciones. Las plantas de bombeo continúan siendo una fuente de energía confiable. En algunos países estos SAE suministran estas funciones a gran escala llegando inclusive a almacenar energía de otros países y revenderla para cubrir horarios pico (Monge, 2010).

Almacenamiento por compresión de aire

El funcionamiento del almacenamiento con aire comprimido CAES es similar al funcionamiento al de una central de bombeo, pero en lugar de bombear agua para almacenar energía, almacenan aire comprimiéndolo. Esta tecnología no es nueva, desde 1870, estos sistemas son empleados para proporcionar energía suficiente para cubrir la demanda de pequeñas ciudades e industrias.

La primera implementación a gran escala de esta tecnología fue en 1970 con una capacidad de más de 290 MW. Esta tecnología ofrece soluciones tanto a gran escala como a pequeña. Todo depende del lugar con se almacene el aire comprimido, si este se almacena en grandes cantidades, la tecnología, es capaz de aportar inmensas reservas de energía a la red eléctrica.

En horarios fuera del horario punta, el SAE recibe energía eléctrica de la red y activa un compresor de aire, el cual toma el aire del ambiente y lo comprime aumentando su temperatura. Es aire es llevado a presiones de aproximadamente 70 bar. Para aumentar la eficiencia de estas tecnologías son empleados varios pasos de compresión, cada uno de ellos con sistemas refrigerantes o con intercambiadores de calor, estos últimos para aprovechar el calor generado al momento de la compresión del aire.

La etapa final del proceso de almacenamiento es cuando el aire comprimido, después de pasar por todos los compresores, es inyectado en una caverna subterránea constituida por formaciones salinas.

Cuando el SAE debe entregar energía a la red, el aire comprimido es liberado a una alta temperatura, accionando una turbina para poder accionar un generador y entregar energía eléctrica a la red.

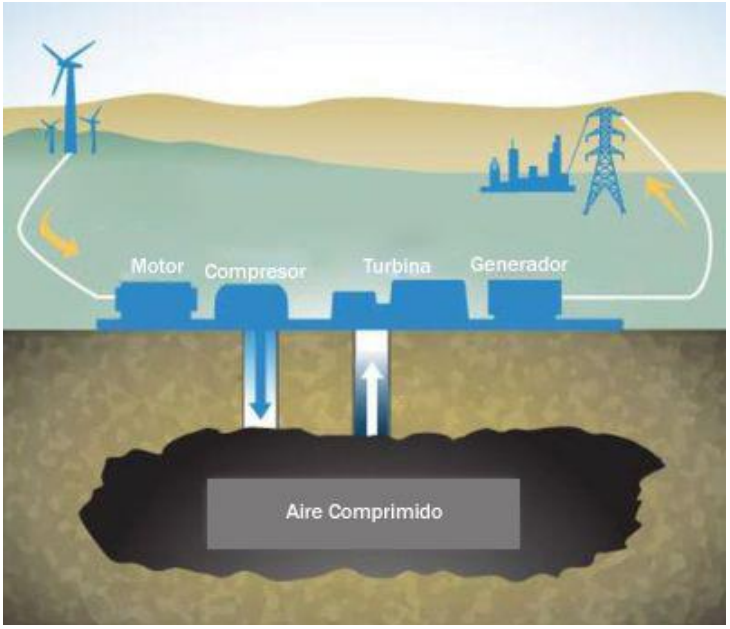


Imagen 20 Esquema de Funcionamiento de un SAE de Aire Comprmido

Existen dos variantes de esta tecnología, una es la variante con el método diabático y la otra es el método adiabático.

Actualmente las ventajas principales del método diabático son dos, estas tecnologías se emplean en centrales generadoras con turbinas de gas, donde el proceso de compresión del aire que se emplea en la combustión se realiza de forma separada. Debido a que normalmente, la etapa de compresión usa aproximadamente dos terceras partes de la capacidad de la turbina, cuando se instalan estos SAE junto a centrales de gas, la turbina puede entregar tres veces más energía eléctrica a la que normalmente entregaría. Además de reducir entre un 40-60% el gas empleado como combustible.

Los costos de emplear energía eléctrica, fuera del horario punta, para comprimir el aire comparador con los de usar gases especiales son significativamente más baratos y las plantas que implementan estos sistemas aumentan su eficiencia pasando de un 42% a un 55%.

El método adiabático tiene aún una mayor eficiencia llegando a alcanzar un 70%. Para lograr esta eficiencia, el calor que se libera al momento de comprimir el aire del ambiente es almacenado y después se utiliza para calentar el aire empleado en las operaciones de la turnia de gas. Esto hace que ya no se necesite utilizar gas adicional para calentar el aire descomprimido. Esta tecnología aún está en fases de investigación (2019), pero la empresa alemana RWE está en el proceso de desarrollo de los componentes necesarios para lograr almacenar el calor de forma eficiente.

La mayor desventaja de este SAE es la ubicación, pues se requiere una gran cantidad de sistemas debido a que, en su mayoría, las formaciones salinas no son muy grandes y por lo tanto la densidad de energía almacenada no es muy grande. Es por esto por lo que son construidas cavernas artificiales de mayor tamaño. Las cavernas salinas tienen propiedades idóneas para estos SAE, no hay pérdidas, o son muy pocas, en la presión dentro de la caverna y no existe reacción alguna con el oxígeno y las formaciones salinas. Los yacimientos agotados de gas natural son estudiados para saber si es que en ellos es posible almacenar el aire comprimido (Energy Storage Association , s.f.).

Almacenamiento con Volantes de Inercia

Los SAE con volantes de inercia utilizan la energía eléctrica como energía primaria que es almacenada en forma de energía cinética (Energy Storage Association, s.f.). Los volantes proporcionan una gran variedad de beneficios a la red y pueden estar presente a niveles de generación, transmisión y distribución mediante el almacenamiento de una gran masa giratoria. En su mayoría estos dispositivos tienen una forma cilíndrica.

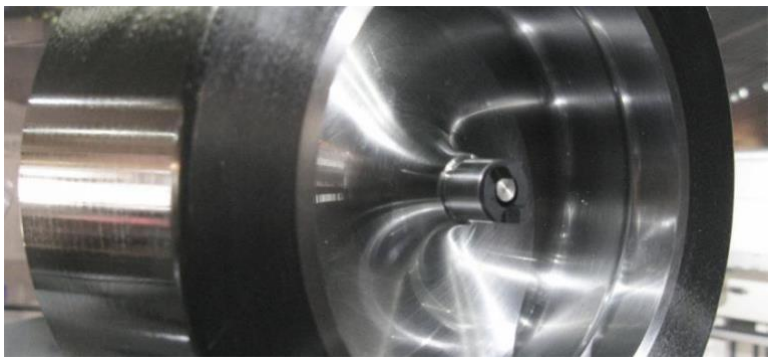


Imagen 21 Volante de Inercia

Cuando el volante toma energía eléctrica de la red, un motor hace girar el rotor del volante a velocidad muy altas, almacenando de esta forma energía cinética. Para descargar la energía almacenada, el rotor cambia al modo de generación, el volante se ralentiza devolviendo así energía eléctrica a la red.

Los volantes de inercia tienen una larga vida útil y no es necesario que reciban mantenimiento constante, poseen altos niveles de rendimientos y tiempos de respuesta muy cortos, debido al tamaño de los volantes, estos pueden ubicarse cerca de los centros de consumos para mantener una buena calidad de la energía, además de tener un impacto ambiental insignificante.

Para mantener la alta eficiencia de los volantes de inercia, es decir, mantener baja la fricción, estos se hacen funcionar en vacío para reducir su resistencia al y se apoyan en un estator de cojinetes de levitación magnética.

Típicamente los volantes tienen la capacidad de almacenar kilowatts, pero pueden implementarse a gran escala en las "granjas de volantes de inercia" llegando así a alcanzar capacidades del orden de los mega watts, un ejemplo es Beacon Power's Stephentown Flywheel Energy Storage Plant, que es la granja de volantes más grande de Estados Unidos y posee una capacidad operativa de 20 MW (Union of Concerned Scientists , 2018).

Imagen 22 Beacon Power's Stephentown Flywheel Energy Storage Plant

Otra aplicación común de pequeños volantes de inercia es en la transportación. En los vehículos híbridos y eléctricos son empleados para almacenar energía y ocuparla después para

proporcionar impulsos extra al automóvil, en trenes eléctricos se emplea en sistemas de recuperación de energía para suministrarla de regreso al sistema, esto permite controlar las caídas de tensión de las líneas eléctricas del ferrocarril sin tener que aumentar su tamaño.

En vehículos espaciales, gracias a que no hay demasiada fricción, los volantes son empleados para almacenar la energía proveniente del sol, como fuente primaria, para poder cubrir los períodos de oscuridad (INEEL, 2017).

CONCLUSIONES CAPITULO II

Las tecnologías actuales empleadas por los sistemas de almacenamiento son variadas y cada una posee características que los hacen aptos o no para ser empleados con el fin de satisfacer necesidades específicas de sistemas eléctricos. En el siguiente capítulo se explorará la manera apropiada para la selección del SAE que más convenga utilizar.

Capítulo 3

SELECCIÓN DEL SAE IDÓNEO

Criterios para evaluar las tecnologías de almacenamiento

Para la selección del dispositivo más adecuado, para una aplicación determinada, se deben tomar en cuenta distintos aspectos y analizarlos para realizar una correcta selección. Todas las tecnologías tienen ciertas virtudes, pero ninguna es idónea, aunque por diversas características, las centrales de bombeo son las más empleadas en la actualidad, teniendo el mayor porcentaje de la capacidad total instalada de almacenamiento (Morante, 2014).

Eficiencia

Todos los SAE poseen pérdidas al momento de convertir, almacenar y liberar la energía. Algunos tienen la capacidad de almacenar esta energía y perderla de forma paulatina, mientras que otras pierden esta energía muy rápido. Este factor incide directamente al costo del SAE, pues, en lo general, a mayor eficiencia mayor costo de fabricación, instalación, etc. Por lo general, las baterías son los equipos que tienen mayor eficiencia, pues cuando no son empleadas, no ocurren reacciones químicas que lleven a la batería a descargarse.

Al igual que todos los equipos que utilizan energía, los dispositivos de almacenamiento presentan pérdidas. Para evaluar la eficiencia de un dispositivo de almacenamiento, se debe tener en cuenta los ciclos completos: la carga total, el mantenimiento de la carga y la descarga total. La forma de evaluar a estas tecnologías radica en su eficiencia. Algunos dispositivos utilizan transformaciones químicas y otros se basan en procesos físicos.

En algunos casos, se necesita energía para que el sistema pueda mantener la carga, como en SAE en los que se requieren temperaturas precisas, mientras que en otros casos la energía se pierde paulatinamente con el tiempo de almacenaje.

Durabilidad

Para los SAE y para cualquier sistema, el tiempo de vida es un factor de suma importancia, pues a veces de este depende completamente si el sistema será apto o no para su instalación.

El tiempo de vida útil o durabilidad, depende del número de ciclos completos del sistema, cargas y descargas totales, de la profundidad que el SAE permita descargarse y el límite de nivel de descarga que posea.

Densidad de energía y de potencia

Para la selección del SAE el tamaño y el peso de la solución están directamente relacionados con la densidad de energía y la potencia que son capaces de entregar. Estas características, la densidad y la potencia, determinan el lugar apropiado para su instalación, cerca o a distancia de zonas de generación, transmisión o distribución.

Es importante resaltar que la densidad y la potencia son directamente proporcionales al costo del SAE.

Fiabilidad

La fiabilidad, entre otras cosas, es la probabilidad de que el SAE funcione correctamente en el momento que debe funcionar y por el periodo de tiempo especificado, lo suficiente para brindar la solución para la cual se emplea dicho SAE.

De igual manera que la densidad y potencia, la fiabilidad va de la mano con el costo del equipo.

Tiempos de respuesta

Los tiempos de respuesta son, el tiempo que tarda un SAE en entregar la potencia nominal al sistema eléctrico y a su vez el tiempo que tarda en dejar de entregar potencia y empezar a consumirla. Estos tiempos varían, algunos van de los milisegundos, casi instantáneo, y otros llegan hasta los minutos.

Estos tiempos ayudan a la selección del SAE idóneo, pues los tiempos de respuesta son determinantes para cumplir o no con aplicaciones específicas, como la regulación de frecuencia en tiempo real, esta necesita tiempos de respuesta de milisegundos, en cambio para cubrir horarios puntas son empleados SAE con tiempos de respuesta mayores.

La mayoría de los tiempos de respuesta dependen de la naturaleza del SAE y es complicado mejorarlos.

Capacidad de almacenamiento: potencia y energía

Estas características se refieren al tiempo total que los SAE son capaces de mantener al sistema eléctrico ante cualquier falla: SAE con grandes capacidades de potencia son empleados como intermediarios, es decir; cuando el sistema eléctrico falla, el SAE actúa casi inmediatamente y logra mantener la confiabilidad del sistema el tiempo suficiente para que SAE con gran capacidad de almacenamiento de energía logren arrancar y posteriormente, mantengan la confiabilidad del sistema por mayor tiempo.

Comparativa y selección de SAE

Como se mencionó anteriormente, los SAE, dependiendo su naturaleza, tienen distintas características que los hacen aptos para determinadas tareas.

A continuación, en la tabla 1, se presentan las principales características de los SAE ,mayormente empleados, que son evaluadas al momento de su selección, en donde:

El rango de potencia/energía es la energía liberada o absorbida por el sistema de almacenamiento en un tiempo determinado.

La autodescarga es el efecto que provoca la disminución del voltaje de las baterías y por tanto de su energía.

El ciclo de carga y descarga es el periodo de tiempo que contabiliza el número de cargas y descargas de las baterías durante su vida útil.

Estas características brindan ventajas y desventajas a los SAE y, con base en estas, se seleccionan para solucionar uno o más problemas del sistema eléctrico.

Tecnologías de almacenamiento						
Características	Hidráulica de Bombeo	Volantesde inercia	CAES (compressedair energystorage)	Baterías de Ion litio, NaS	Baterías de flujo-redox	Supercapacitores
Rango de potencia (MW)	100-5000 MW	0,002-20 MW	100-300 MW	50 MW	Hasta 7 MW	0,01-1 MW
Intervalo de duración de energía (tiempo)	1-24h	s-15 min	1-24h	min-h	>10h	ms-min
Tiempo de respuesta (s-min)	s-min	s	5-15min CAES submarino < 2 min	variable	ms	ms
Densidad de energía Wh/kg ó Wh/l	0,04-1,5 Wh/1	5-130 Wh/kg	30-60 Wh/kg	250Wh/kg	50Wh/kg	0,1-15 Wh/kg
Auto descarga (%/día)	0%/día	0-100%/día	0%/dia	20%/día (NaS) 0.2% día (Ion Litio)	0,1%/día	2-40%/dia
Rendimiento ciclo carga/ descarga (%)	75%	85-95%	55% Diabático; 70% Adiabático; 75% Isotérmico	90%	85-90%	95%
Vida media (años)	50-100años	>20años	25-40 años	5 años (Ion litio) 10 años (NaS)	>20 años	>20años

Tabla 1 Tecnologías de Almacenamiento de Energía

Ventajas, desventajas y apliaciones de SAE			
Tecnología	Ventajas	Inconvenientes	Aplicaciones
Tecnología Hidráulica de Bombeo	Madurez tecnológica. Costos de operación y mantenimiento bajos. Larga vida útil.	Restricciones impuestas por limitaciones geográficas. Limitaciones impuestas por los tiempos de arranque y de transición entre regímenes de funcionamiento. Inversión inicial muy elevada.	Proteger al sistema eléctrico de apagones, reducir distorsiones armónicas y eliminar caídas de potencia en la red.
Volante de inercia	Elevada densidad de potencia y energía. Rápida capacidad de respuesta. Poco mantenimiento y esperanza de vida de 20 años.	Coste inicial mayor que las baterías pero requieren menos mantenimiento y presentan mayor durabilidad.	Estabilización de frecuencia de la red. Sector transporte (trenes, autobuses eléctricos). Suministro de energía durante un breve intervalo de tiempo (ascensores y grúas).
CAES (compresed air energy storage)	El CAES Isotérmico destaca por su flexibilidad, la ausencia de emisiones y escalabilidad independiente en la potencia y capacidad de almacenamiento. Los costes de inversión y explotación, aunque todavía son considerables, son menores que los requeridos por las centrales hidráulicas de bombeo.	Elevado tiempo de respuesta. Las capacidades y rendimientos son menores en comparación al sistema hidráulico de bombeo. Poca madurez tecnológica.	Soporte a la red de distribución eliminando la necesidad de sistemas auxiliares de estabilización. Actúan como elemento para obtener el balanceo de generación de potencia entre oferta y demanda así como de elementos de restablecimientos del sistema.
Batería Plomo ácido	Madurez tecnológica. Modularidad que permite diseños avanzados de sistemas a partir de combinación de celdas y módulos más simples o en sistemas híbridos.	Largos tiempos de carga. Excesiva influencia de la temperatura ambiente. Mantenimiento excesivo. Necesidad de baterías ciclo profundo para actividades de potencia.	Automoción. Control de la red: frecuencia, tensión, potencia. Nivelación de la curva de demanda diaria.
Batería NiMH	Ecológicamente benigna y con mayor densidad de energía que la batería Ni-Cd.	Alta autodescarga. Rango de temperaturas aconsejables (0-45 °C). No trabajan bien a bajas temperaturas. Celdas costosas.	Dispositivos electrónicos portables (teléfono móviles), vehículos híbridos, telecomunicaciones, satélites, astronáutica.
Batería Ion Litio	Alta eficiencia y densidad de energía, comparada a otras tecnologías electroquímicas. Bajo mantenimiento requerido. Alto voltaje de la reacción redox por celda.	Costes elevados para aplicaciones de escala media y alta. Debido a su compleja estructura interna, mantenimiento de voltajes de seguridad y rangos de temperatura de operación. Se requieren circuitos de protección. Uso de electrolitos orgánicos. inflamables.	Pequeños dispositivos, vehículo eléctrico, soporte a red y al transporte de electricidad.
Baterías NaS	Alta energía y densidad de potencia, pulsos de elevada potencia. Materiales baratos y abundantes.	Pérdidas por mantenimiento de la temperatura de la batería. Las baterías de sodio/azufre tienen muchos problemas de corrosión, sellado entre electrodos y en los compartimentos. Elementos de seguridad en la celda para prevenir reacciones químicas sodio-azufre. Gastos de mantenimiento excesivos.	Integración de fuentes de energía renovables y múltiples funciones de gestión energética.

Tabla 2 Ventajas, Desventajas y Aplicaciones de SAE

Ventajas, desventajas y apliaciones de SAE			
Tecnología	Ventajas	Inconvenientes	Aplicaciones
Baterías de flujo redox	Durabilidad y elevada eficiencia de energía. Larga vida media. Bajo tiempo de respuesta. Alta modularidad.	Baja densidad de energía, complejidad del sistema fluídico.	Múltiples funciones de gestión energética y ajuste del sistema eléctrico en distribución y para usuarios finales. Sistemas de almacenamiento para fuentes de generación distribuida y redes inteligentes.
Supercapacitores	Alta densidad de potencia, tiempos de respuestas rápidos. Amplio rango de temperatura de trabajos desde -40 °C a +85 °C. Eficiencia alta por ciclo de carga/descarga 85-98%. Nulo mantenimiento, con un elevado número de ciclos.	Densidad energética baja, alto nivel de autodescarga, fluctuaciones en los valores de voltaje de carga y descarga. Costes excesivos limitan su uso en redes eléctricas.	Automóviles, autobuses híbridos, dispositivos electrónicos como móviles y portátiles, taladros y maquinarias portátiles, luces flash de cámaras, trenes, grúas, ascensores, sistemas de frenado en autobuses, trenes ó tranvías. Elementos para sistemas híbridos de almacenamiento.

Tabla 2 Ventajas, Desventajas y Aplicaciones de SAE

Comparación de Tecnologías de Baterías

Las tecnologías más maduras en cuanto a baterías son las Ion Litio y las de Plomo-Ácido, estas son de tecnologías diferentes, una de estado sólido y otra de flujo.

Tipo	Energía/Peso [Wh/Kg]	Tensión por elemento [v]	Duración (número de descargas)	Tiempo de Carga [h]	Auto-descarga por mes (% del total)
Plomo-Ácido	30-50	2	1000	08 - 16	5%
Li-Ion	110-160	3.16	4000	02-04	25%

Tabla 3 Comparación de Baterías de Plomo y Litio

Las baterías de Plomo-Ácido son las que poseen una menor cantidad de densidad de energía, menor tensión por celda, menor vida útil, por lo que sería necesario tener una batería de mayor tamaño para igualar una batería de Li-Ion. Pareciese que la única ventaja de las baterías de Plomo, es la ligera Auto-Descarga.

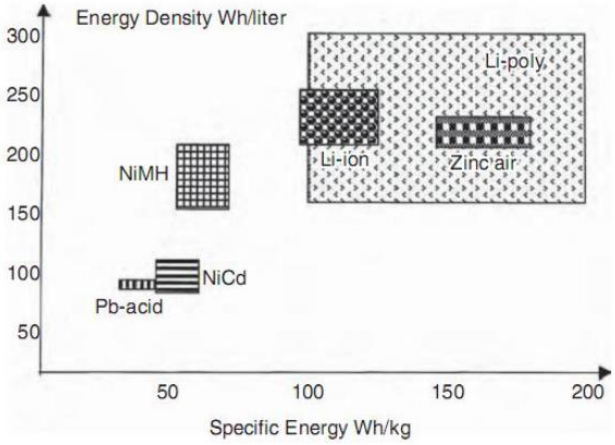


Imagen 23 Gráfica Densidad de Energía por Litro y por Kilo de diversas tecnologías de baterías

Precio de las baterías de Litio

El precio de las baterías de Litio es muy elevado, este se encarece tanto debido a la minería empleada para la extracción de este mineral, pues no es como el Plomo, que se puede ubicar en todos lados, sino que el Litio se concentra en pocos países. Por lo tanto, su precio puede ser afectado por inestabilidades en los países productores de Litio.

Es en este apartado donde las baterías de Plomo tienen la ventaja sobre las de Litio, pues gracias al reciclaje que es llevado a a cabo con estas baterías y a su construcción basado, de igual forma, en el reciclaje. El costo de las baterías de Plomo-Ácido es mucho más accesible de las de Litio (Dominguez, 2018)

Impacto ambiental

En la mayoría de los países desarrollados, las baterías de Plomo-Ácido son reciclas, pues el no hacerlo representa una amenaza grave a la salud de las personas. El reciclaje de estas baterías no se encuentra en programas oficiales por parte del estado, sino que se deja a microempresas, las cuales se basan en la oferta y demanda. Es por esto y por el escaso proceso de reciclaje de las baterías de litio que, en la industria, las baterías de Plomo-Ácido son las más empleadas en aplicaciones a gran escala.

Debido a la fácil que resulta implementar SAE basados en baterías y a las ventajas presentes en las baterías de Plomo-Ácido que en este trabajo se implementaran BESS basados en esta tecnología.

CONCLUSIONES CAPITULO III

Cada SAE tiene una naturaleza propia, la cual lo hace más o menos factible para ser empleado para dar solución a un problema típico de un sistema eléctrico. Esta naturaleza, se crea con diversos factores, el tipo de tecnología, el costo, los tiempos de respuesta, cantidad de energía almacenada, ubicación idónea, etc. La correcta selección del SAE facilita que este, se integre a la red de forma idónea. Específicamente, para este trabajo, el sistema de almacenamiento de estudio son los Sistemas de Almacenamiento de Energía basado en Baterías, particularmente las de Plomo-Ácido.

Capitulo IV

MODELADO DE UN BESS EN DIGSILENT POWERFACTORY

Introducción

La implementación de los sistemas de almacenamiento con baterías, por sus siglas en inglés BESS (Battery Energy Storage System), en los FACTS ha aumentado considerablemente en los últimos años como una forma de mejorar la estabilidad del voltaje, frecuencia de oscilación, controlar flujo de potencia activa y reactiva y servir como reemplazo de reservas rodantes. Los dispositivos enfocados al almacenamiento se interconectan a la red a través de fuentes que convierten el voltaje, por sus siglas en inglés VSC (Voltage Source Converter).

De esta forma el modelo funcional de un BESS consta de dos submodelos principales. El modelo de una batería que almacena o inyecta energía al sistema eléctrico y del inversor/rectificador controlado por controladores PWM encargado de convertir la corriente directa a corriente alterna y viceversa.

Modelo de una Batería en DIgSILENT PowerFactory

Los principales desafíos del modelado de una batería son obtener un modelo que se apegue con precisión al modelo real de cada tecnología de almacenamiento electroquímico y obtener parámetros de manufactura de cada tecnología.

La tecnología de baterías de almacenamiento más común, son las baterías de Plomo-Ácido. El modelo simplificado de esta tecnología debe representar el voltaje en terminales de la batería y la resistencia interna, las cuales son variables en función de características internas y externas de las baterías, el estado de carga (SOC), vida de la batería y temperatura de operación.

Para facilitar la representación de la carga de una batería, el SOC igual a uno, corresponde a una batería completamente cargada y el cero a una batería descargada.

Ley de Peukert

La ley de Peukert relaciona el estado de carga de una batería con su relación de descarga. Cuando la ratio de descarga es mayor, la batería posee menor capacidad.

La ecuación de Peukert es la siguiente:

$$C_{bat} = I^k . t$$

Donde:

C_{bat}=Capacidad de una batería siendo descargada a un Amper por hora (Ah)

I=Corriente de descarga (A)

k=Constante de Peukert (·)

t=Tiempo de descarga (h)

La constante de Peukert para baterías de Plomo-Ácido se ubica entre 1.1 y 1.3, en este caso se emplea de 1.2 por generalidad (Kusko, 2005). El exponente de Peukert se determina empíricamente, al correr la batería en diferentes corrientes de descarga (PLANETCALC, 2014).

Un inconveniente con la ley de Peukert es que cuando surge una corriente de descarga que tienda a cero, el tiempo en el que la batería puede entregar su capacidad tiende a ser infinito, lo cual es falso.

$$\lim_{I^k \to 0} t = \frac{C_p}{I^k}$$

$$t \to \infty$$

Contador de Coulomb

El contador de Coulomb o "Coulomb Counting" es una las técnicas más utilizadas en la actualidad para la determinación del estado de carga de una batería debido a su simplicidad y poco error.

El método consiste en la integración de la corriente que entra o sale de la batería durante períodos de tiempo. El resultado es el valor relativo de la SOC de la batería. El resultado es relativo debido a que se requiere un punto de partida, es decir, conocer el punto de partida (Javier Guembe Zabaleta, 2006).

La región de carga en función de la corriente que circula por la batería está dada por la expresión (Kong Soon Ng, 2009):

$$\mathrm{SOC} = \mathrm{SOC}_{(t-1)} - \frac{1}{C_{bat}} \cdot \int_{t_0}^{t} I(t)\, dt$$

Si se considera que al principio la batería no se carga ni se descarga la ecuación simplificada sería:

$$SOC = -\frac{1}{C_{bat}} \cdot \int_{0}^{t} I(t)\, dt$$

Existen dos formas generales para la representación de una batería de plomo (Ceraolo, 2000):

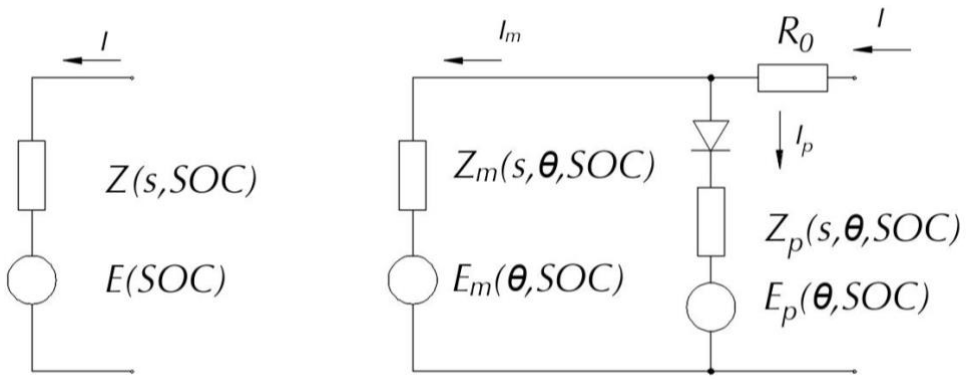


Imagen 24 Equivalente eléctrico de una batería (a) Simple (b)Con reacciones parásitas

En el modelo simple, como las baterías se componen de un dipolo eléctrico estos pueden ser representados con una fuerza electromotriz en serie con una impedancia dependiente de la varia de Laplace s y ambas, impedancia y fuerza electromotriz dependientes de la región de la región de carga. Cuando se toman a consideración las reacciones parásitas de la batería, la dependencia de la temperatura del electrolito (θ) se hace notar, en este modelo, en la rama parásita circula corriente que no participa en la reacción reversible.

La siguiente imagen representa el perfil típico de descargar de una batería de Plomo-Ácido obtenida con datos empíricos (Kusko, 2005), en la cual se aprecia la dependencia no lineal de la resistencia interna de la batería como la del voltaje en terminales con la región de carga de la misma batería.

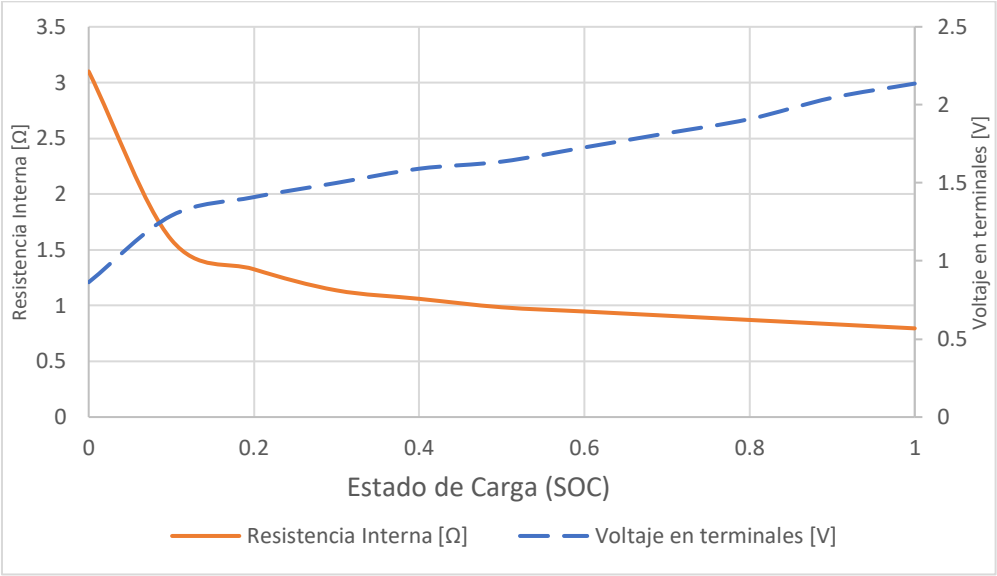


Imagen 25 Perfil típico de descarga de una batería de Plomo-Ácido

Para la obtención de un modelo simple pero funcional, se consideran las siguientes simplificaciones: Se asume, para el modelado, que la batería únicamente puede ser descargada al 80%, en la práctica esto varia dependiendo de la tecnología de su capacidad nominal, con esto, el voltaje de la batería puede ser considerado como linealmente dependiente al estado de carga (SOC), la resistencia interna de la batería se mantiene constante, así como la temperatura del electrolito, la fuerza electromotriz se mantiene en función de la SOC así como de los límites mínimos y máximos del voltaje de la batería y la capacidad de la batería

también se mantiene constante; esto último se considera válido si la corriente de descarga se conoce por adelantado. La capacidad de la batería se calcula con base a la ley de Peukert.

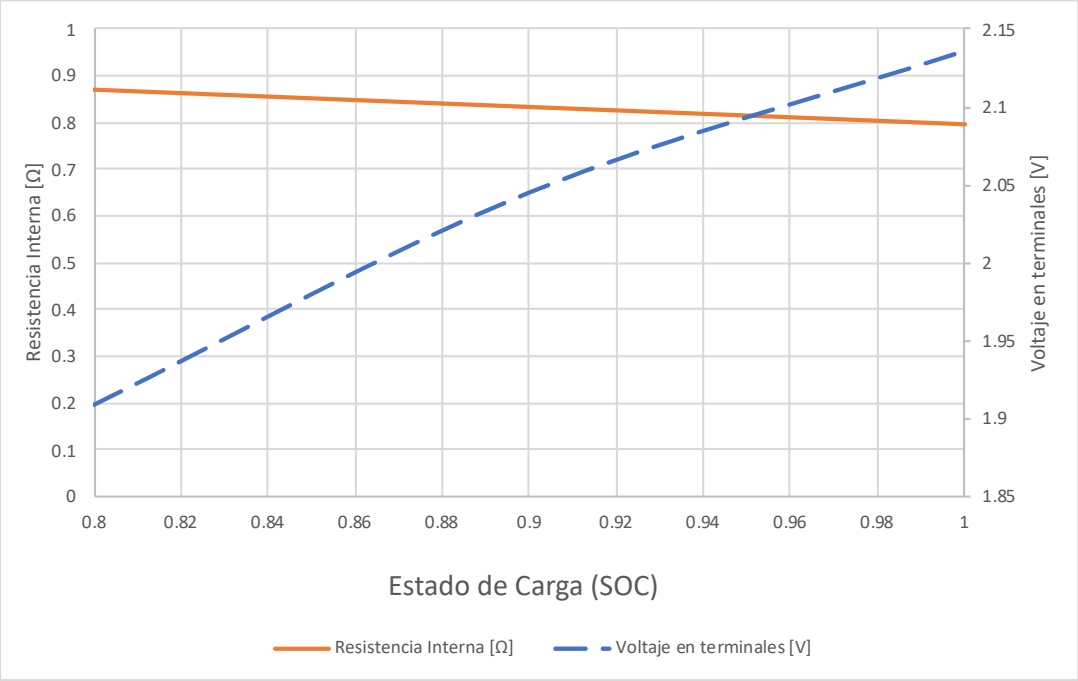


Imagen 26 Zona lineal del perfil típico de descarga de una batería

Lo anterior da pie a un modelo simplificado de la batería.

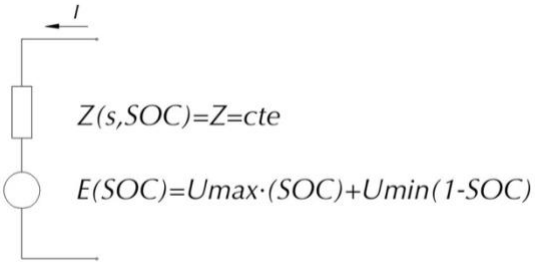


Imagen 27 Modelo simplificado de una batería

Entonces, el voltaje en terminales de una batería queda en función de la región de carga y la región de carga en función de la corriente medida en la batería (Haoran Zhao, 2015).

$$V_{Ter} = U_{max} \cdot SOC + U_{min} \cdot (1 - SOC) - Z \cdot I$$

Diagrama de Bloques de una Batería

Para la implementación en bloques del modelo de una batería en DIgSILENT PowerFactory se toman las siguientes consideraciones: La representación de la batería como un sistema, se facilita cuando se descompone en el arreglo de celdas del que se compone. De esta forma se obtiene el U_c e I_c los cuales serán empleados en otro diagrama de bloque de igual forma el V_{Ter} y la SOC.

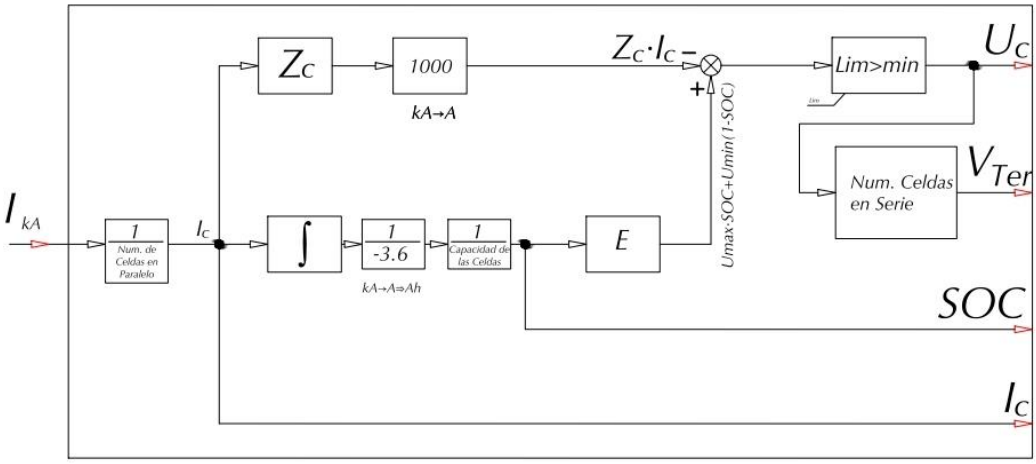


Imagen 28 Diagrama de Bloques de una Batería

Modelo de una fuente convertidora de voltaje en DIgSILENT PowerFactory

Los convertidores de voltaje convierten el voltaje DC en AC estos dispositivos son típicamente realizados con IGBT's, debido a que permiten un switching a alta velocidad. Anteriormente los convertidores que empleaban los generadores eólicos se construían con base en tiristores, pero debido a la falta de capacidad de control de potencia reactiva y al altor nivel de armónicas que generaban en la red, se dejaron de implementar (Zúñiga, 2018).

En DIgSILENT la conversión se realiza a través de un convertidor PWM auto conmutado. El comportamiento de este convertidor se basa en un modelo de frecuencia fundamental. Donde m es la variable de control del PWM, conocida como índice de modulación, la fase de Vac la determina el mismo convertidor.

Para valores de $0 \leq |m| < 1$ las siguientes ecuaciones son válidas.

$$Re\{V_{AC}\} = V_{AC_r} = K_0 \cdot m_r \cdot V_{Ter}$$

$$Im\{V_{AC}\} = V_{AC_i} = K_0 \cdot m_i \cdot V_{Ter}$$

Estas ecuaciones son válidas únicamente cuando $0 \leq |m| < 1$, pues cuando $|m| \geq 1$ el convertidor se satura y el nivel de armónicos comienza a incrementar.

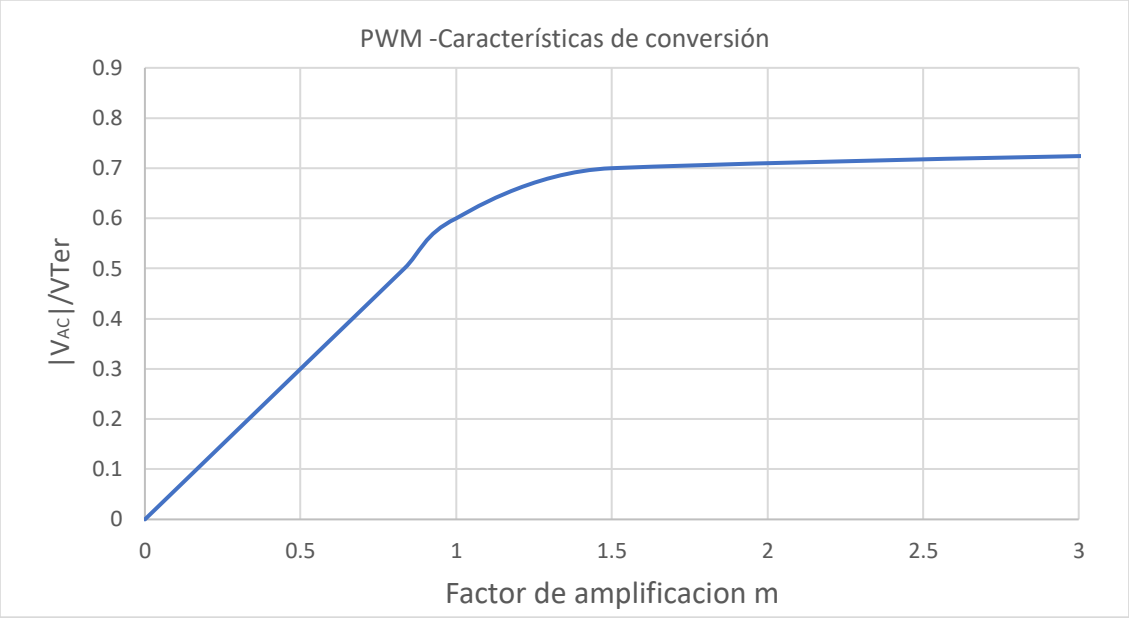


Imagen 29 Características de convertidor PWM

El índice m puede ser definido con una magnitud y fase o como un número con parte real e imaginaria. K_0 depende del tipo de modulación que se emplea.

- Cuando no existe modulación m=1 y $K_0=\frac{\sqrt{2}\sqrt{3}}{\pi}$
- Cuando la modulación es rectangular, esto es una relación fija de encendido y apagado en el flujo de pulsos y K_0 se vuelve a definir como $K_0=\frac{\sqrt{2}\sqrt{3}}{\pi}$
- Cuando la modulación es sinusoidal el promedio de cada encendido y apagado de pulsos es correspondiente a una referencia sinusoidal. En este tipo de modulación se tiene considerablemente una menor cantidad de armónicos comparado con el

método de modulación rectangular, lo cual hace que este método sea el estándar a emplear en aplicaciones de potencia. El factor K_0 aquí se define como $K_0 = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{3}}$

Asumiendo una tensión ideal V_{Ter} y una modulación senoidal ideal, sin pérdidas, por parte del PWM se tiene la siguiente relación:

$$|V_{AC}| = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} \cdot m \cdot V_{Ter}$$

Como se considera un switcheo a muy alta frecuencia, las pérdidas se consideran cero y por lo tanto la ecuación de conservación de potencia del convertidor es:

$$P_{AC} = Re\{V_{AC} \cdot I_{AC}^{*}\} = V_{DC} \cdot I_{DC} = P_{DC}$$

El modelo de convertidor PWM de PowerFactory tiene diferentes combinaciones de entrada posibles. Para este caso, el más simple, se usan como entradas "id_ref" e "iq_ref". Esto es el fasor de la corriente del convertidor PWM transformado en un marco de referencia d-q (Ejes directo y de cuadratura).

La ventaja de la transformación es que "id_ref" es equivale a la salida de potencia activa del convertidor e "iq_ref " es equivale a la potencia reactiva del convertidor PWM. Por lo tanto, es fácil implementar un controlador para el BESS. El modelo PWM utiliza un controlador de corriente interno para generar la señal real para el factor de modulación.

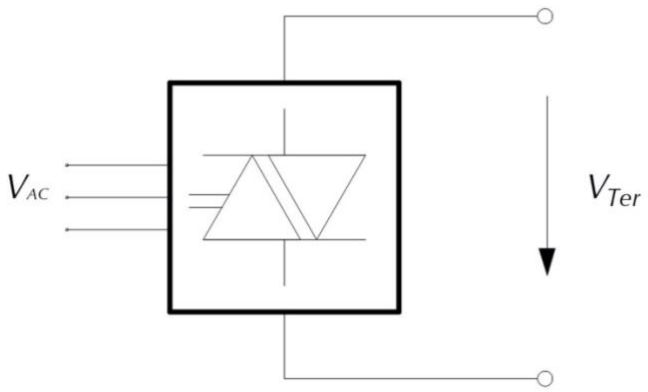


Imagen 30 Diagrama de una fuente convertidora de voltaje PWM

Análisis de flujo de carga de un convertidor PWM en DIgSILENT PowerFactory

Para llevar a cabo el análisis del flujo de carga, el modelo del convertidor PWM, en DIgSILENT, este, admite varias condiciones control:

- V_{AC}-φ: Especifica la magnitud y ángulo de fase del bus de AC al que es conectado. Es el modo de control más típico para convertidores empleados en motores con el fin de variar velocidad.
- V_{DC}-φ: Especifica la tensión de DC del bus que lo alimenta y el ángulo de fase de la tensión AC del bus que alimenta. Aplicación no muy común de usar.
- PWM-φ: Configuración en la que el flujo de carga no tiene control y el factor de modulación m se establece directamente en magnitud y fase.
- V_{DC}-Q: Especifica la tensión de DC del bus que lo alimenta y el flujo de potencia reactiva a la salida del convertidor. Este control es empleado en STATCOMs , convertidores en derivación de UPFC (Controladores de flujo de energía unificada) y algunas aplicaciones en VSC-HVDC(Fuentes convertidoras de voltaje en enlaces de corriente directa de alto voltaje)..
- V_{AC}-P: Específica la tensión de AC del bus que alimenta y el flujo de potencia activa. Es el equivalente a la curva característica "PV"ciones HVDC.
- P-Q: Específica potencia activa y reactiva en el lado de CA. Este es el modelo de control equivalente a la curva característica "PQ" de las máquinas síncronas convencionales y tiene las mismas aplicaciones que V_{AC}-P.
- V_{DC}-V_{AC}: Especifica el voltaje de ambos lados del convertidor, tanto en DC como en AC. Empleado en las mismas aplicaciones que V_{DC}-Q.

En este caso de estudio por simplicidad, se emplea la condición de control PWM-φ, con $m=1\angle 0^{o}$.

Curva de capacidad de un convertidor PWM

La capacidad de un convertidor de PWM se emplea para ayudar a la estabilidad del sistema, pero esta capacidad es limitada entonces, es común describir esta capacidad utilizando un

diagrama P-Q. PowerFactory permite definir la curva de capacidad, que se podría ingresar manualmente.

Cálculos de cortocircuito de un convertidor PWM en DIgSILENT PowerFactory

La representación de las VSCs en el análisis de cortocircuitos resulta complicado debido a dos principales razones:

- El comportamiento durante cortocircuitos depende de las características de control dinámico, bloqueo del convertidor, etc.

- Las constantes de tiempo de los ciclos de control de corriente de las VSC son mucho más rápidas que las constantes de tiempo subtransitorias de las máquinas de inducción o máquinas síncronas.

El modelo empleado en PowerFactory permite especificar si las VSC deben comportarse como fuentes de voltaje (nivel infinito de cortocircuito), como fuentes de corriente, siguiendo un modelo lineal o un modelo no lineal.

- Fuente de voltaje de AC: el comportamiento inicial de un VSC corresponde a una fuente de voltaje ideal. Por lo tanto, detrás de la reactancia de acoplamiento, comúnmente un transformador elevador, el voltaje de AC inicial se mantiene en el valor previo al fallo. Especialmente en situaciones en las que el VSC está lejos de la ubicación de la falla. El nivel de falla entonces es limitado por la reactancia de acoplamiento.

- Fuente de corriente de AC: asumiendo que los convertidores del lado de la red generalmente están equipados con controladores de corriente muy rápidos, la corriente de cortocircuito "inicial" o "subtransitoria" se puede redefinir como la corriente después de que los controladores de corriente hayan actuado. Debido a que las corrientes de falla se encuentran en el rango de corrientes de carga, los VSC pasan por alto cuando los cortocircuitos se calculan de acuerdo con normas internacionales IEC/VDE o ANSI. Este modo de operación también se debe utilizar, cuando se asume que los VSC generalmente se bloquean en caso de fallas en la red que es el caso mayormente empleado.

• Máquina síncrona equivalente: para la representación de modelos lineales, se considera la máquina de inducción de alimentación doble equivalente, modelada por el equivalente transitorio.

Controlador de un BESS en DIgSILENT PowerFactory

La tarea del controlador del BESS es controlar dos variables "i_d" y "i_q". Lo que equivale, en DIgSILENT, a la potencia real y reactiva, con la potencia de salida real es posible controlar la frecuencia de una red, como lo hacen los generadores síncronos. Mientras que de igual manera con la potencia reactiva es posible controlar los niveles de tensión de una red. La potencia reactiva del BESS no está vinculada a la capacidad de la batería, por lo que la tensión se puede controlar continuamente.

Para simplificar el estudio del controlador del BESS, este, se divide en tres:

- Control de potencia activa y reactiva.
- Control de frecuencia.
- Control general de carga.

Las principales condiciones de control que se deben considerar:

- El BESS solo puede consumir energía activa si la batería no está completamente cargada, es decir, SOC <1.
- El BESS solo puede suministrar energía activa si la batería no está completamente descargada, es decir, SOC> 0. Para casos prácticos no es recomendable descargar una batería por debajo del 20%
- La batería del BESS debe ser recargada si el SOC se encuentra por debajo de un cierto nivel, esto garantiza que el BESS tenga la capacidad de controlar la potencia activa de ambas manera, tanto como consumirla, como suministrarla.
- La salida total de potencia activa y reactiva no puede ser mayor que la potencia nominal de la batería.

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

Todas estas condiciones deben cumplirse en el control de carga, este recibe como señal de entrada variables relacionadas a la frecuencia y voltaje de la red, además de recibir el SOC de la batería.

Controlador de frecuencia

El control de frecuencia se compone de un controlador proporcional simple con una pequeña banda muerta y un control "droop" o de caída.

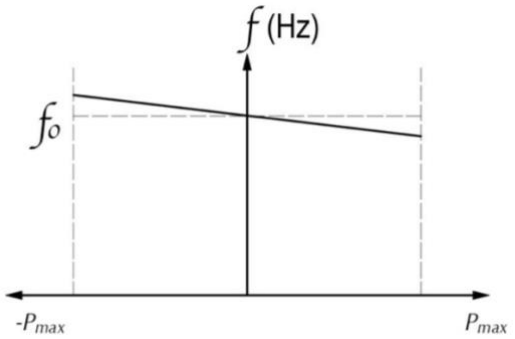


Imagen 31 Control Droop o de Caída de Frecuencia

Este control de caída simula el mismo empleado por generadores síncronos, de esta forma el BESS puede determinar cuanta potencia real debe inyectar al sistema para poder controlar la frecuencia y cuando la frecuencia se encuentra en los límites permitidos.

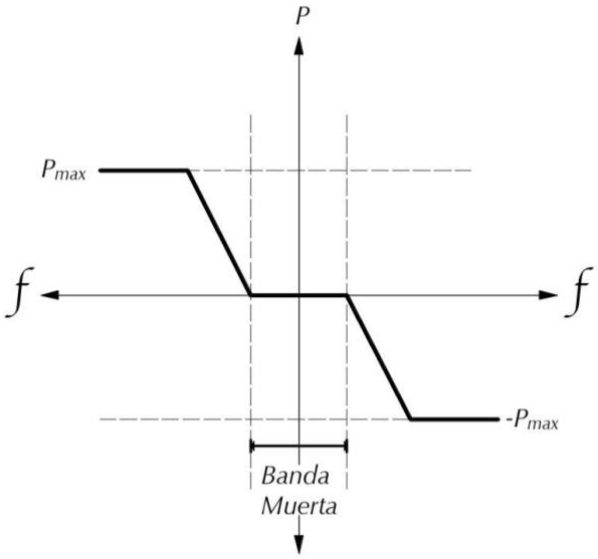


Imagen 32 Control de Frecuencia con Banda Muerta

La banda muerta representa valores de frecuencia que se encuentran entre los 59.8 Hz y los 60.2 Hz. En estos niveles de frecuencia, la centrales y por lo tanto un BESS, no tienen que realizar acciones de control de frecuencia (Comisión Reguladora de Energía, 2016).

En un sistema de 60 Hz, basta con definir la variable de control K(droop)=0.0166, para indicar que el BESS debe proporcionar toda la potencia real que posee en caso de que la frecuencia caiga a más de 1Hz.

De igual forma, cuando la frecuencia este por arriba de lo permitido en lugar de apagar el BESS, este se carga permitiendo pasar la mayor cantidad de potencia activa.

Para la implementación del diagrama de bloques se consideran las variables de frecuencia, medidas, f0 de referencia 60 Hz y un offset, el cual únicamente se emplea en la inicialización de sistema, para obtener una potencia de referencia determinada para ser empleado en el controlador de potencia real y reactiva.

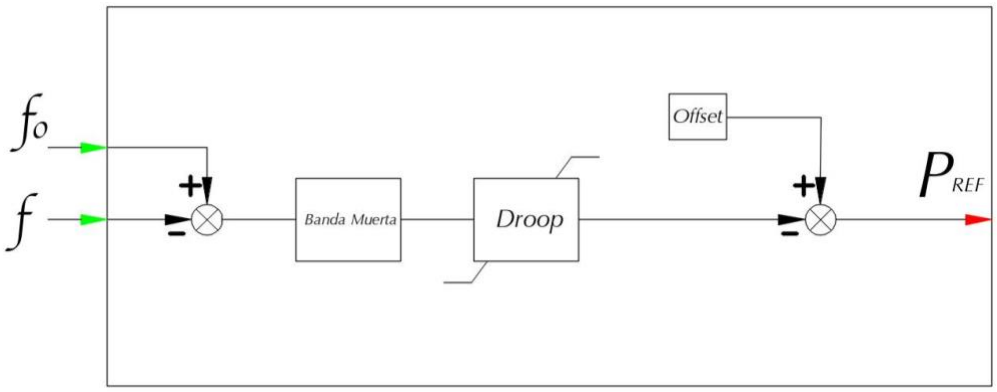


Imagen 33 Diagrama de Bloques Controlador de Frecuencia

Controlador de potencia

El control de potencia real y reactiva se conforma de 5 variables de entrada, 2 variables de referencia, 2 variables proporcionadas por la red que se obtienen a través de dispositivos de medición y una variable proporcionada por el controlador de carga.

La parte del control de potencia real tiene como variables de entrada a la potencia de referencia suministrada por el controlador de frecuencia y la potencia real medida en el bus de AC al que se conecta el BESS. Ambas variables se comparan y pasan a través de un

elemento PT1, un que tiene como función proporcionar un delay (retraso), después, a partir de la segunda iteración, se suma con la potencia ya inyectada por el controlador de carga para poder pasar al control PI que tiene como objetivo mejorar la respuesta transitoria del BESS y así alcanza la cantidad de potencia activa que debe entregar, reduciendo el amortiguamiento y evitando sobrepasos.

En cuanto al control de potencia reactiva, el diagrama es similar al controlador de frecuencia, recibe un voltaje de referencia, 1 p.u., y lo compara con el voltaje medido en el bus de AC, la señal resultante pasa por un elemento PT1 y la señal resultante pasa por un controlador proporcional similar al del controlador de frecuencia y a un control puramente integral y muy lento. El controlador I actúa de forma lenta debido a que es permisible operar por 30 minutos con variaciones tensiones equivalentes a 0.90 p.u. ≤ V ≤ 1.10 p.u. y de forma ininterrumpida con variaciones de 0.95 p.u. ≤ V ≤ 1.05 p.u. (Comisión Reguladora de Energía, 2016).

De esta forma ambas variables de salida "i_d" y "i_q" son determinadas y el controlador de carga puede determinar cuanta potencia inyectar o absorber.

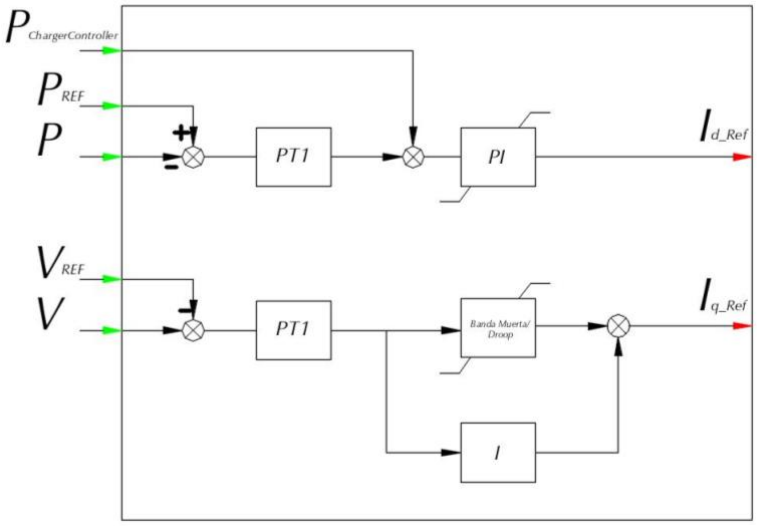


Imagen 34 Diagrama de Bloques Controlador de Potencia

Controlador de carga

El control de carga consta de dos partes principales, de un control de carga interno y de un limitador de corriente. El control de carga interno recibe, por parte de la batería, el SOC, con

esto, implícitamente el control de carga puede conocer la corriente de descarga, además de tener como variables de control el estado mínimo y máximo de carga (minSOC, maxSOC), por parte del control de potencia la variable "I_{d_Ref}". El control interno determina si es posible que la batería proporcione o consuma la corriente requerida comprobando el SOC y tiene como variable de salida la corriente que es capaz de proveer la batería "I_{d_in}".

Por otra parte, el limitador de corriente recibe la variable "I_{q_Ref}" y la variable "I_{d_in}". Ambas entran a un bloque de comparador que tiene como variable de control la corriente máxima que puede ser entregado por la batería. Además, de acuerdo con la ecuación:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

La corriente máxima que puede entregar el BESS depende de su capacidad y el voltaje al que opera. El limitador de corriente tiene como prioridad la regulación de frecuencia, de este modo se limita la regulación de voltaje a la corriente sobrante. Por ello, la variable de salida del limitador de corriente "$I_{q_Ref_Out}$" es, normalmente, mayor a la variable "$I_{d_in_Out}$".

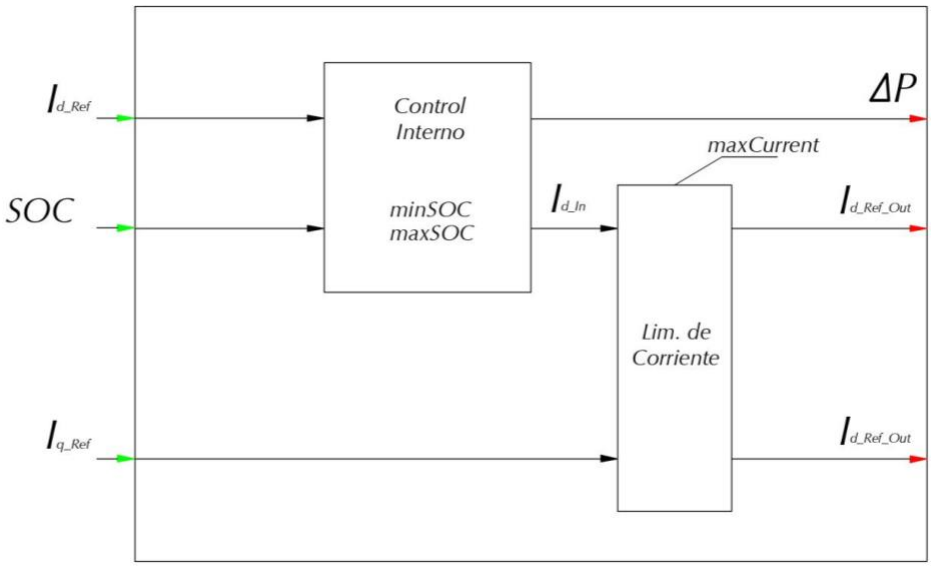


Imagen 35 Diagrama de Bloques Limitador de Corriente

Modelo Completo BESS en DIgSILENT

La implementación de integral del BESS da como resultado la siguiente estructura de bloques, en donde la salida del PWM es una onda sinusoidal que se conecta a la red a través de un transformador elevador.

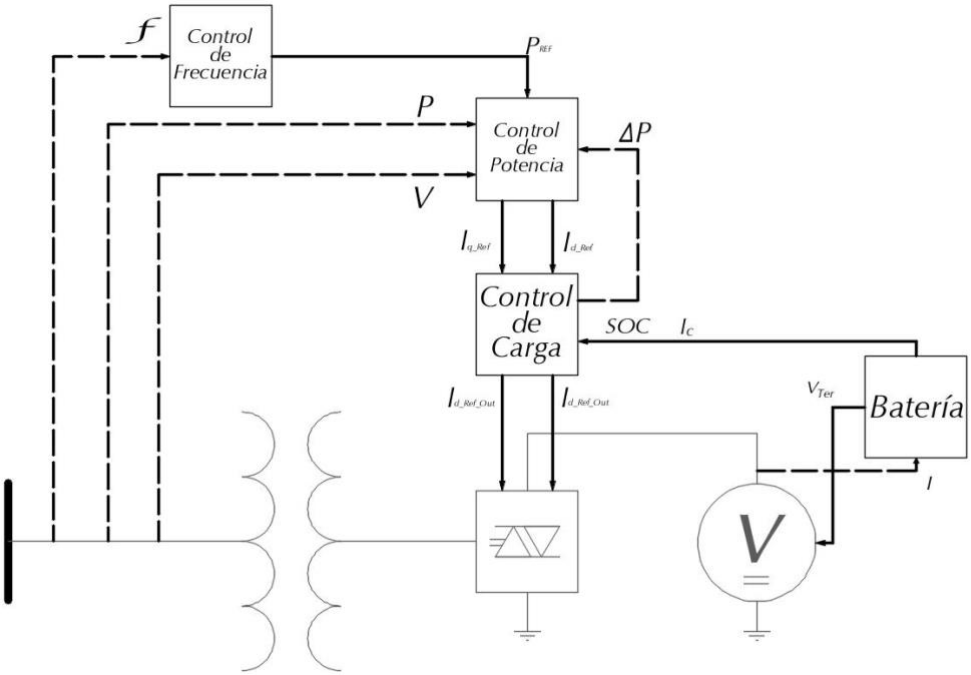


Imagen 36 Estructura de un BESS

CONCLUSIONES CAPITULO IV

Esta implementación de un BESS resulta, por todas sus características y simplicidad, la más apta para tomar como ejemplo para su implementación en DIgSILENT PowerFactory. Entre estas características se incluyen; su facilidad de integración, costo-beneficio, versatilidad y madurez tecnológicamente hablando, pues se emplean baterías de Plomo-Ácido.

Su estructura, por medio de diagrama de bloques, facilita su entendimiento y correcta implementación. Los parámetros con los que se controla el BESS depende del caso de estudio que se quiera analizar, en el siguiente capítulo se exploran los distintos escenarios en los que un BESS tiene un papel fundamental para garantizar la confiabilidad de un sistema eléctrico.

Capítulo V

IMPLEMENTACIÓN DE UN BESS

Casos de Estudio

El presente capítulo tiene como objetivo presentar la respuesta de un SAE basado en baterías integrados a la red ante situaciones que se presentan con frecuencia en las redes eléctricas, dichas situaciones se presentan en el estado estable como ante una perturbación. En los siguientes casos de estudio se abordan situaciones como generadores fuera de operación y cambios en cargas que ponen en riesgo la confiabilidad de la red eléctrica. Los casos de estudio que se abordan en este capítulo se llevan a cabo con base a modelos ya existentes en el software Power Factory de DIgSILENT. Los resultados obtenidos del comportamiento del BESS se discuten de manera detallada durante y al final de cada simulación, sus resultados se relacionan con estándares de comportamiento de redes eléctricas. Lo datos correspondientes a las características propias de cada generador empleado y las variantes de BESS se muestran en el anexo I.

Operación de una red pequeña empleando BESS

La finalidad de la siguiente simulación es poder comprobar la implementación de un BESS en una red pequeña para su posterior implementación en redes de mayor tamaño, de este modo, comprobar su funcionamiento teórico.

El sistema analizado consta de una planta generadora con capacidad de 160 [MVA] con tecnología de carbón. Diseñada para poder operar con rangos de potencia de 150[MW]-40[MW]. En estado estacionario, la planta alimenta dos cargas, una de 100 [MW] y la otra de 40[MW]. El generador se interconecta a un bus de 230 kV a través de un transformador de 150[MVA] con un voltaje del lado de baja de 13.8 kV. Como el sistema es considerado como una Microred, no hay necesidad de colocar líneas de transmisión, pues se consideró que la energía se consume cerca de donde se genera.

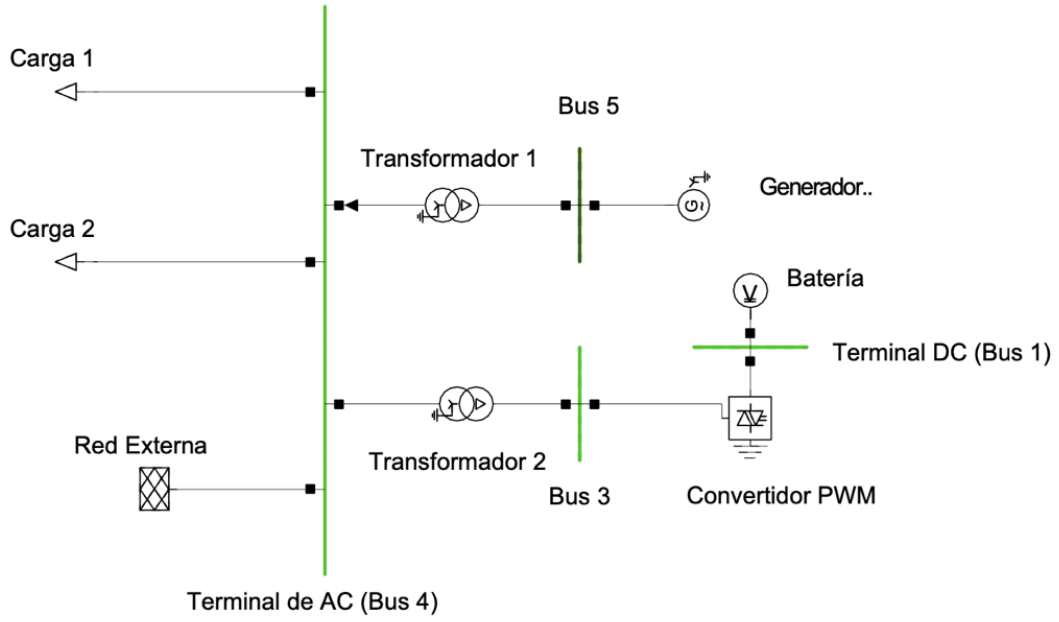


Imagen 37 Topología de Red de Estudio I

Los siguientes eventos resumen el primer caso de estudio:

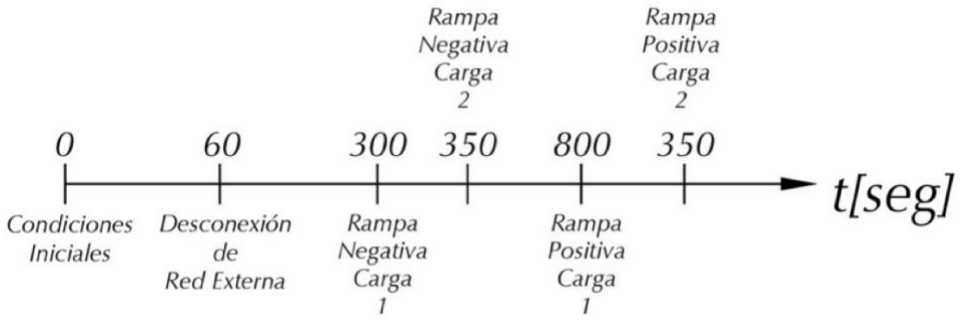


Imagen 38 Diagrama de eventos de Red de Estudio I

El SEP parte de condiciones iniciales resultado de un estudio de flujos de potencia.

```
 Grid: Red Pequeña          System Stage: Red Pequeña
-------------------------------------------------------------------------------
           rated                            Active Reactive Power
          Voltage     Bus-voltage           Power   Power   Factor Current Loadin
           [kV]  [p.u.]    [kV]   [deg]     [MW]   [Mvar]    [-]    [kA]    [%]
-------------------------------------------------------------------------------
Bus 5
          13,80    1,02   14,14    0,00
                    Generador Carbón       90,03    46,05   0,89    4,13   63,20
                    Transformador 1        90,03    46,05   0,89    4,13   65,77

Terminal DC (Bus 1)
           0,90    1,00    0,90    0,00
                    Batería                 0,00     0,00   1,00    0,00
                    Convertidor PWM         0,00     0,00   1,00    0,00

Terminal de AC (Bus 4)
         230,00    1,00  230,00  147,05
                    Carga 1                55,00    10,00   0,98    0,14
                    Carga 2                55,00    10,00   0,98    0,14
                    Red Externa            20,00   -20,32   0,70    0,07
                    Transformador 1       -90,03   -40,34  -0,91    0,25   65,77
                    Transformador 2         0,03     0,03   0,77    0,00    0,08
                    Total                -------  -------
                    Load:                 110,00    20,00
```

Imagen 39 Resultado de Flujos de Potencia Red de Estudio I

A 60 segundos la red externa se desconecta, lo que implica una falta de potencia activa que puede significar un generador externo fuera de servicio. El control gobernador de la planta de carbono, encargado de regular la potencia activa del generador, no puede actuar tan rápido, por lo tanto, el BESS proporciona la potencia activa faltante.

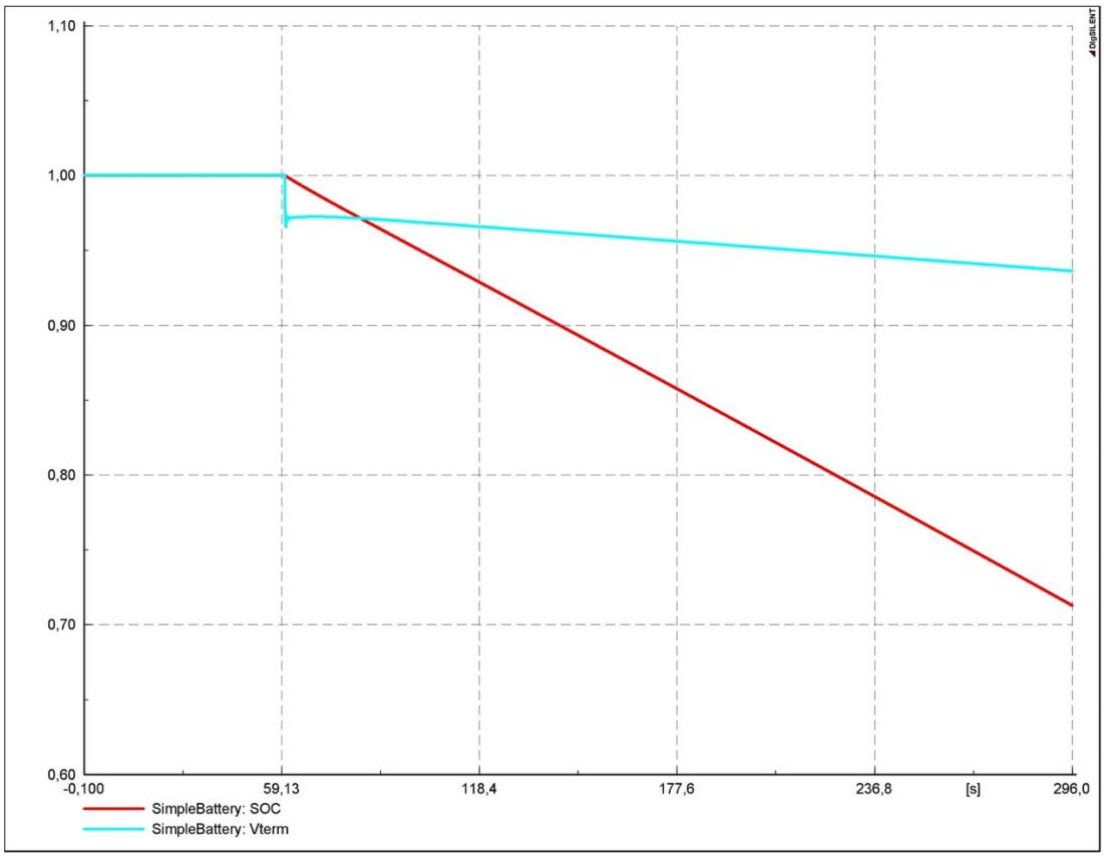


Imagen 40 Comportamiento de la batería a la conexión de carga

Cuando el BESS proporciona la energía faltante, este se comienza a descargar, por lo que el SOC comienza a bajar, de igual manera el voltaje en terminales comienza a decrecer.

A los 300 segundos la carga 1 se empieza a reducir y le toma 30 segundos llegar a la mitad de su demanda original. A los 350 la carga 2 también se reduce y le toma 10 segundos reducir el 10% de su demanda original.

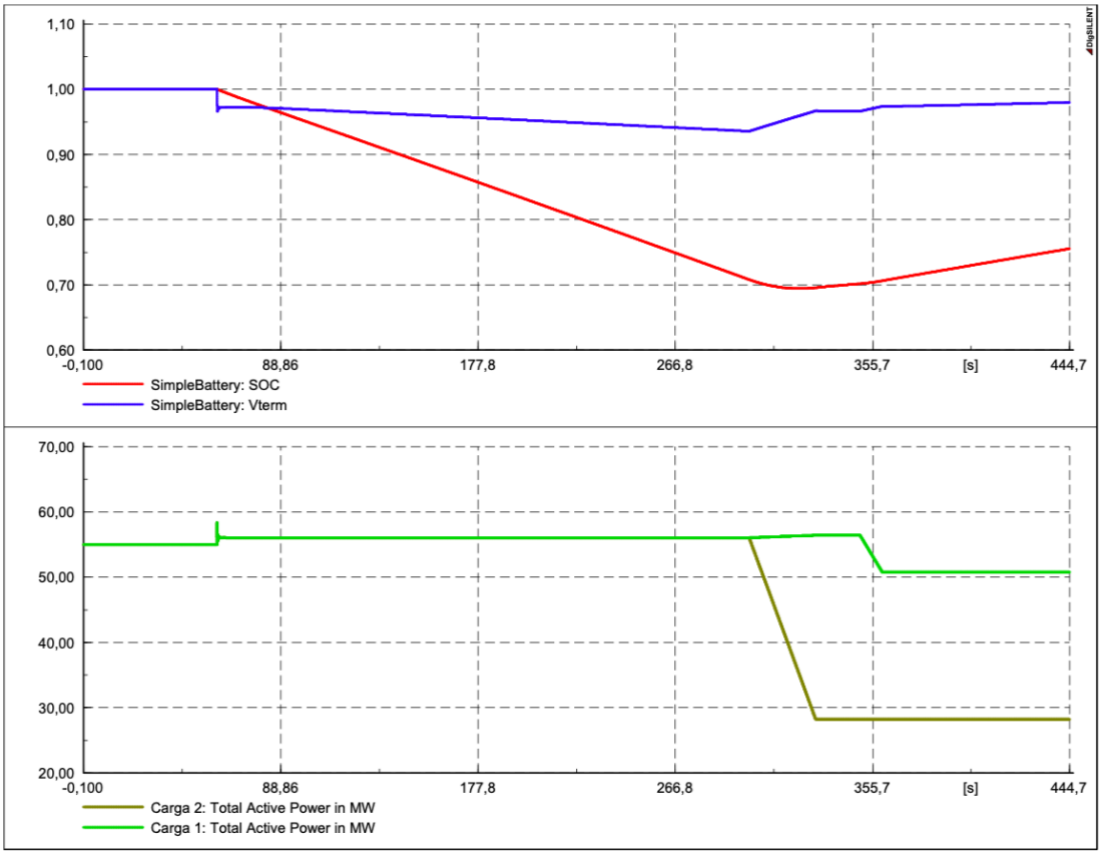


Imagen 41 Comportamiento de la batería a la conexión de carga

A estas acciones se les llama "esquema correctivo", en este caso, tiro de carga. Para garantizar el suministro eléctrico a las cargas prioritarias, las cargas menos importantes son cortadas. Estas acciones se reflejan en un cambio de velocidad en la descarga de la batería, pues se observa un punto de inflexión en el SOC de la batería.

Cuando la demanda es considerablemente menor a la energía suministrada por el generador de carbón, el BESS comienza a cargarse hasta recuperar el 100% de su SOC.

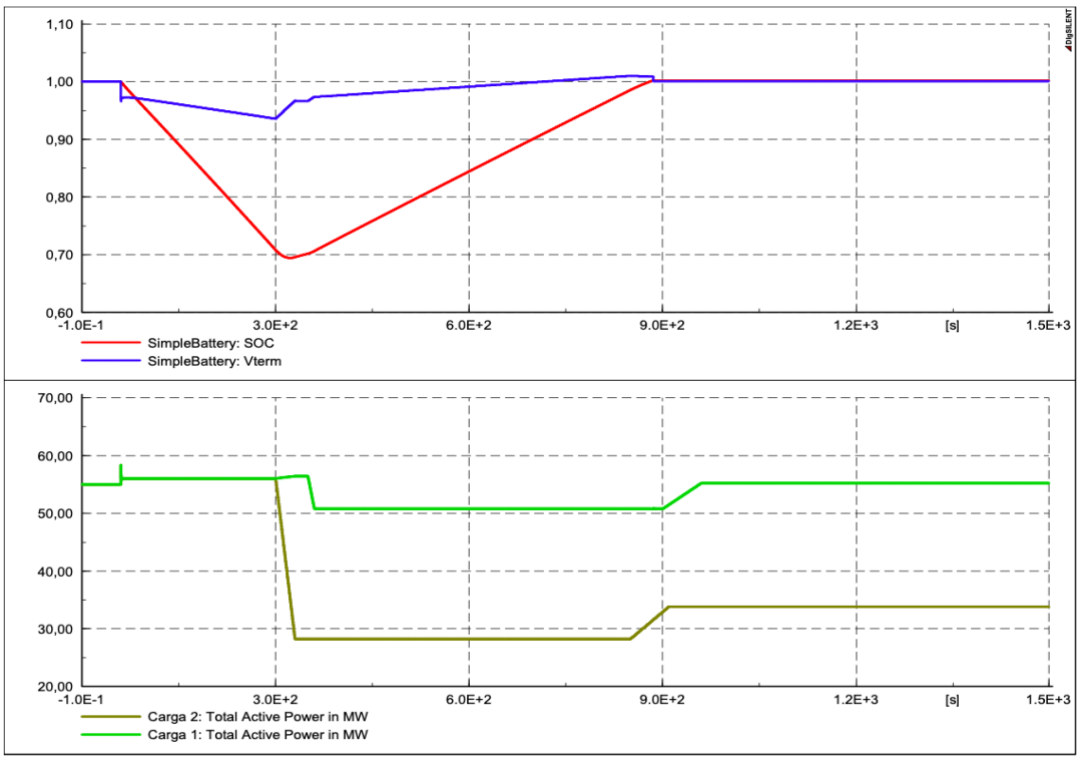


Imagen 42 Comportamiento BESS Red de Estudio I

En el momento en que el BESS sobrepasa el 80% de su capacidad al momento de cargase, las cargas 1 y 2 pueden comenzar a conectarse de nueva cuenta. Esto se aprecia en el segundo 850 en donde la carga 1 aumenta su demanda hasta recuperar el 60% de su demanda original y la carga 2 en el segundo 900 comienza a recuperar su demanda inicial. El BESS ya no se descarga ni se carga a más del 100%. La red externa puede iniciar el procedimiento de reconexión.

Durante todo el caso de estudio, la corriente "$I_{d_Ref_Out}$", directamente relacionada con la potencia activa que inyecta el BESS, cambia constantemente.

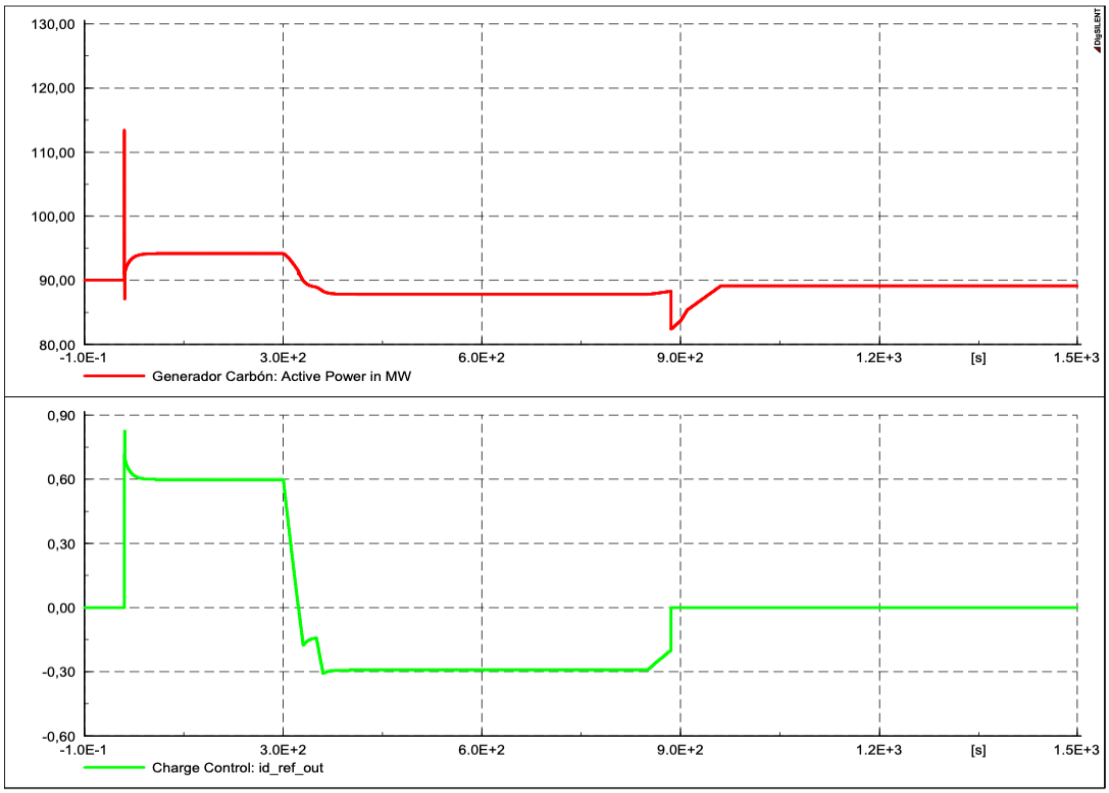


Imagen 43 Comportamiento de la corriente del BESS

La corriente "$I_{d_Ref_Out}$", al momento de la desconexión de la red externa, entrega toda la energía capaz de proveer y lo hace mucho más rápido que la planta generadora. La corriente de descarga se mantiene constante hasta el momento en que las cargas comienzan a reducir su demanda. Cuando la generación es superior a la demanda del sistema, la corriente de descarga del BESS comienza a ser negativa, es decir, el BESS comienza a cargarse. La velocidad de carga es proporcional a la diferencia entre la generación y la demanda. Cuando el BESS se carga, la corriente "$I_{d_Ref_Out}$" se queda en cero.

Operación de un BESS para el control primario de frecuencia

En las redes del sistema eléctrico nacional el control primario de frecuencia es vital para mantener la frecuencia lo más cercano a la frecuencia nominal. En México, los límites permisibles de frecuencia de una central generadora, para poder operar ininterrumpidamente, se ubican en 60.2 y 59.8 Hz, es decir, se permite una variación de 20mHz tanto en variación negativa como positiva, las acciones de regulación primaria deberán comenzar a actuar inmediatamente a desviaciones mayores a 200mHz

En redes mexicanas, al evento de salida del mayor generador disponible, se le conoce como contingencia simple más severa, este, el peor de los casos al momento de estudios, debe ser cubierto en su totalidad por los generadores restantes al 50% en 20 segundos y al 100% en un máximo de 30 segundos y los generadores de respaldo deberán garantizar que la variación de la frecuencia se ubique en los rangos permisibles hasta que sea necesario; Criterio SEA-24 (Comisión Reguladora de Energía, 2016).

El código de red indica, para centrales mayores a 10MW, "La Central Eléctrica debe activar su control sobre la potencia activa en respuesta a una condición de alta o baja frecuencia. Este control debe activarse a partir de 60.2 Hz o a partir de 59.8, con una característica de regulación seleccionable entre 3 % y 8 %.", es decir, el margen de potencia activa empleado para la regulación de frecuencia de una central eléctrica mayor a 10MW va del 3 al 8 %, esto depende del operador de red, esto con el fin de evitar desviaciones de frecuencia y cubrir la contingencia simple más severa.

El control primario de frecuencia se define entonces, como la energía contenida en el margen de reserva de un generador destinada a equilibrar los requerimientos variables del consumo de la red, también llamada reserva rodante.

Un BESS puede proporcionar la energía suficiente para ser empleado como margen de regulación de frecuencia. De esta forma, las centrales generadoras reducirían su propio margen de reserva empleado para la regulación de frecuencia y pueden ser operadas a una mayor capacidad, lo que se traduce a mayores remuneraciones.

Como se mencionó anteriormente el margen de reserva está determinado por la contingencia simple más severa, es decir, la cantidad de energía necesaria del BESS requerido se calcula dependiendo de la potencia requerida para cubrir este peor escenario. El voltaje típico de una celda de DC va desde los 1.2 hasta los 3.7 V dependiendo su tecnología y su capacidad va desde los mAh hasta 100Ah (Vergara, Universidad Técnica Federico Santa María – Departamento de Electrónica –, 2010). Las baterías de Plomo-Ácido tiene celdas con voltaje de 2V. La combinación de celdas en serie y paralelo permite conocer la cantidad de energía que puede proporcionar el BESS.

$$E = C \cdot V[Wh]$$

E=Energía [Wh]

C=Capacidad [Ah]

V=Voltaje en terminales [V]

El voltaje en el lado de AC se determinó anteriormente como:

$$|V_{AC}| = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} \cdot m \cdot V_{Ter}$$

Lo que indica que el voltaje en terminales Vter debe mantenerse dentro de un cierto nivel, lo cual se asegura con el acomodo de varias celdas en series y con el acomodo en paralelo se logra la capacidad necesaria para la obtención de la energía necesaria.

El segundo caso de estudio se propone emplearse en la zona de San Martín Texmelucan del Estado de Puebla, parte de la gerencia Oriental.

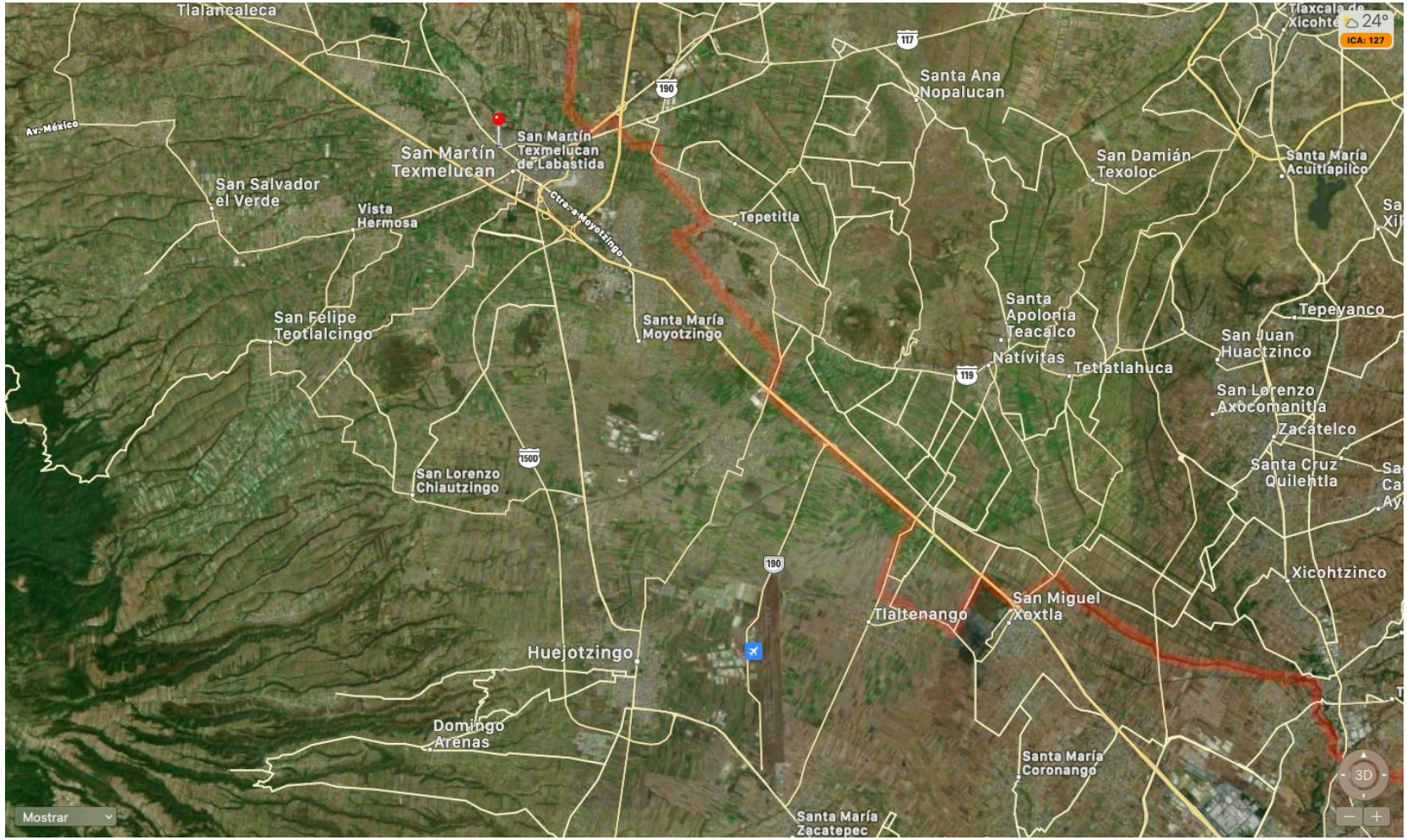


Imagen 44 Ubicación geográfica caso de Estudio II

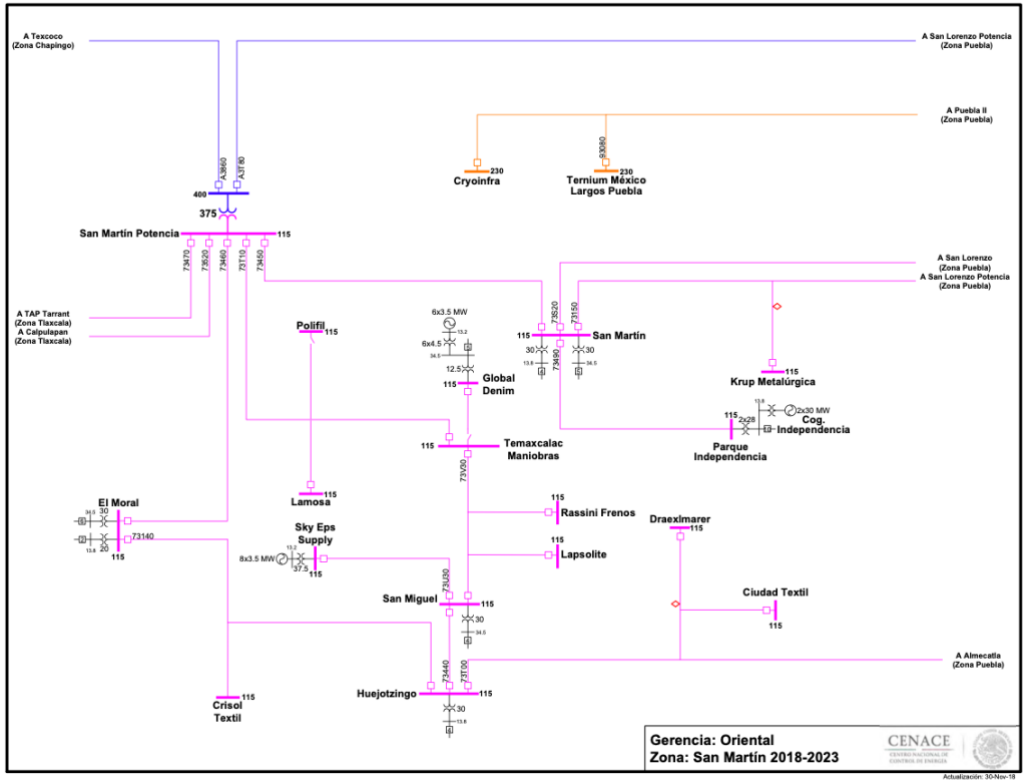


Imagen 45 Diagrama Unifilar Zona: San Martin 2018-2023 Gerencia Oriental Fuente: CENACE Diagramas Unifilares del Sistema Eléctrico Nacional 2018

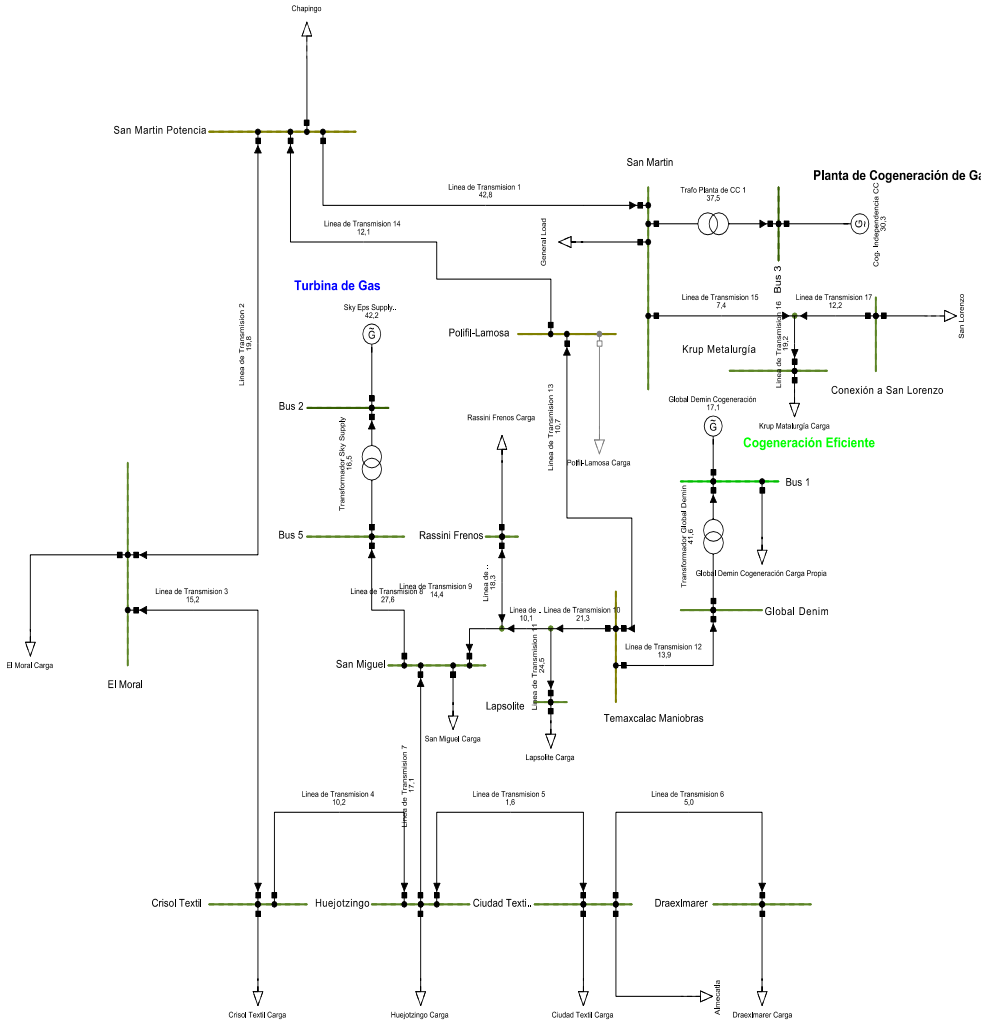


Imagen 46 Topología de Zona San Martin en Power Factory

El segundo caso de estudio se ubica geográficamente en el estado de Puebla, en la zona de San Martín Texmelucan, dicha zona cuenta con tres pequeños generadores cuyos datos empleados en este trabajo, no son los propios de cada generador, sino que se aproximan utilizando modelas de la biblioteca genérica de Power Factory y serán presentados a detalle en el anexo I del documento, de igual forma los datos de líneas transmisión y demanda de cada carga conectada. La demanda aproximada de cada carga se aproximó con base a datos estadísticos de CFE. (Usuarios y consumo de electricidad por municipio, 2018)

Los enlaces mostrados en el diagrama unifilar por parte de CENACE, son reemplazados por cargas equivalentes que aportan generación a la zona de estudio y no por equivalentes de red, esto para evitar que aporten generación extra a la zona de estudio y observar el comportamiento de los generadores de la zona.

Para este caso de estudio se muestra la conexión de una carga industrial de gran tamaño. Lo que incidirá directamente en la frecuencia del sistema, pues el tamaño de la carga supera a la reserva rodante de la zona de estudio.

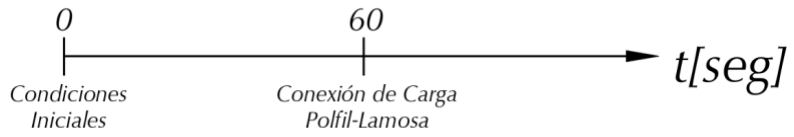


Imagen 47 Diagrama de eventos de Red de Estudio II

A 60 segundo la carga Polifil-Lamosa se conecta a la red. Lo que es equivalente a 10.44 MW que deben ser suministrados por las centrales cercanas.

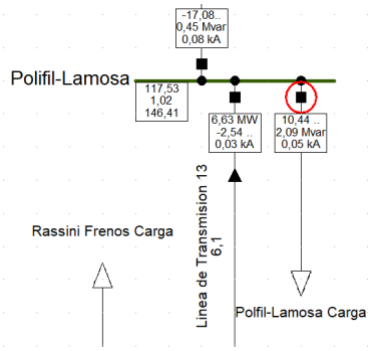


Imagen 48 Conexión de Carga Polifil-Lamos

La conexión de la carga se presenta instantáneamente por lo que se producen oscilaciones en las tres centrales, las tres suben su capacidad hasta lograr compensar la demanda, a máxima capacidad Cog. Independencia alcanza casi 60 MW, Global Demin termina en 19MW y Sky Eps en 29MW. Tener una central eléctrica operando a su máxima capacidad no es lo ideal en los sistemas eléctricos pues se comprometa la continuidad del servicio y el control de frecuencia no puede ser el óptimo.

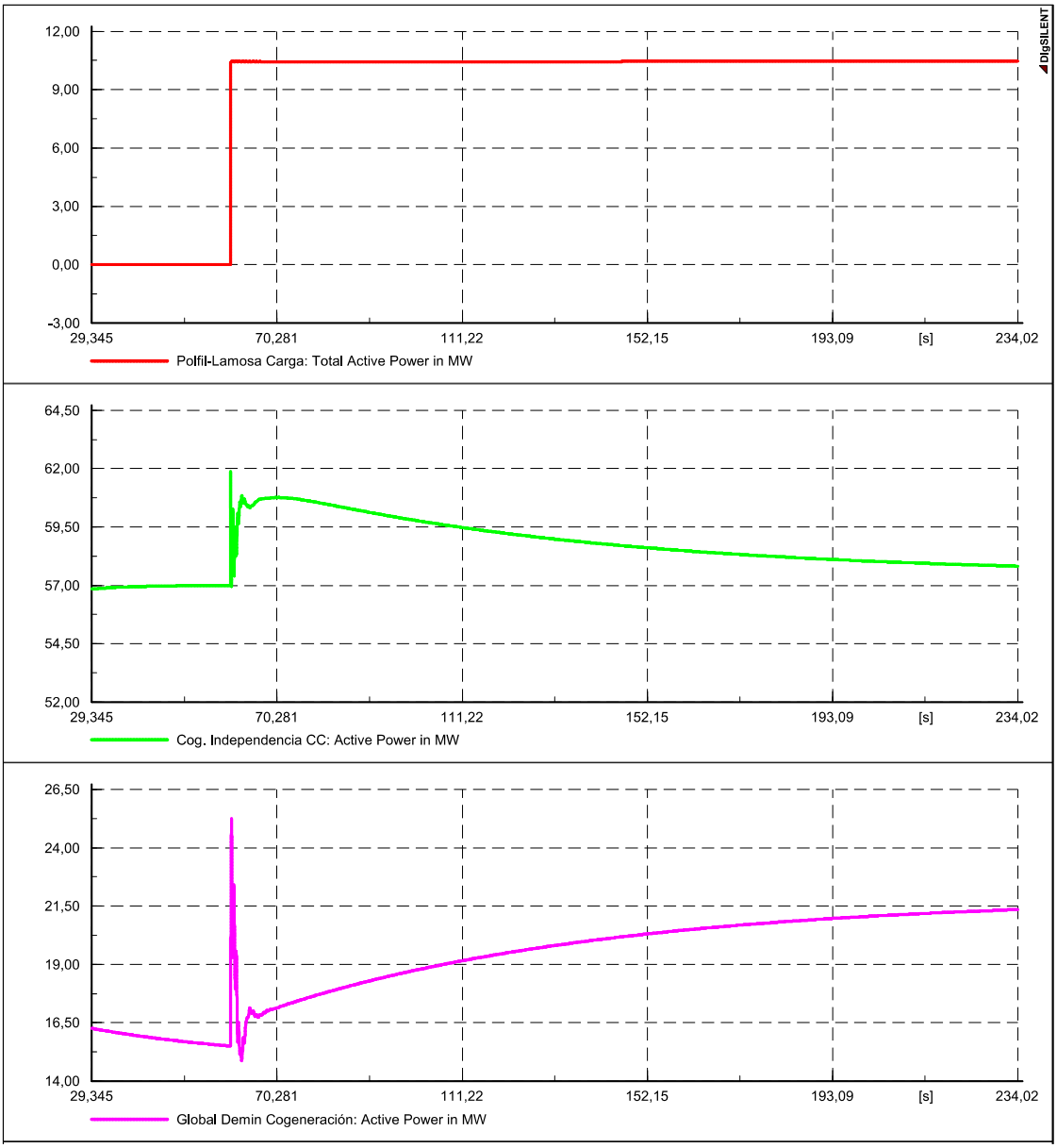


Imagen 49 Respuesta de las centrales a la conexión de carga sin BESS

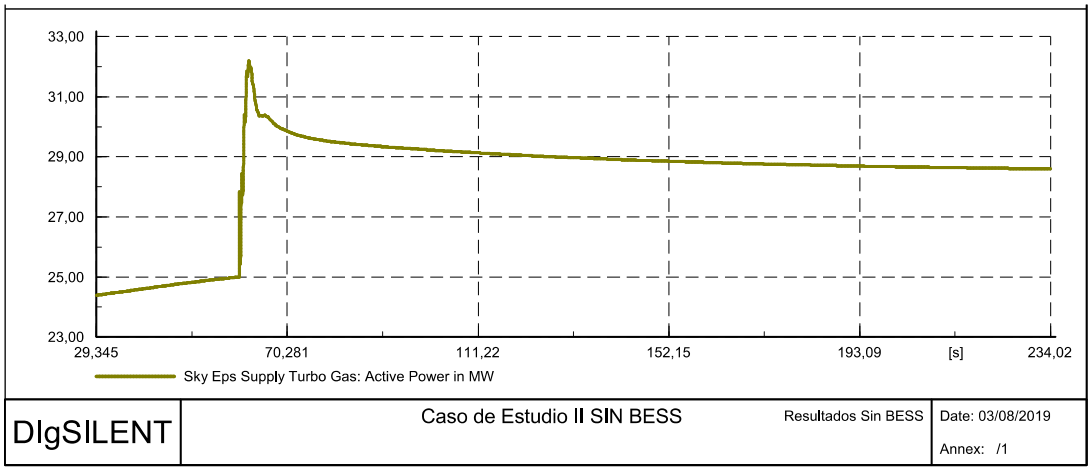


Imagen 50 Respuesta de las centrales a la conexión de carga sin BESS

Como se mencionó anteriormente, la capacidad del BESS a emplear se determina por la contingencia sencilla más severa, por lo que, por la topología de esta red de estudio, la capacidad del BESS para ser empleado será de 60MW, lo que significa cubrir la salida de emergencia de la planta Cog. Independencia. La ubicación del BESS se decidió con base a la cantidad de centros de carga que se tiene en su cercanía y a lo lejano que se encuentra de otras zonas de carga, a las zonas Almecatla, Chapingo y San Lorenzo.

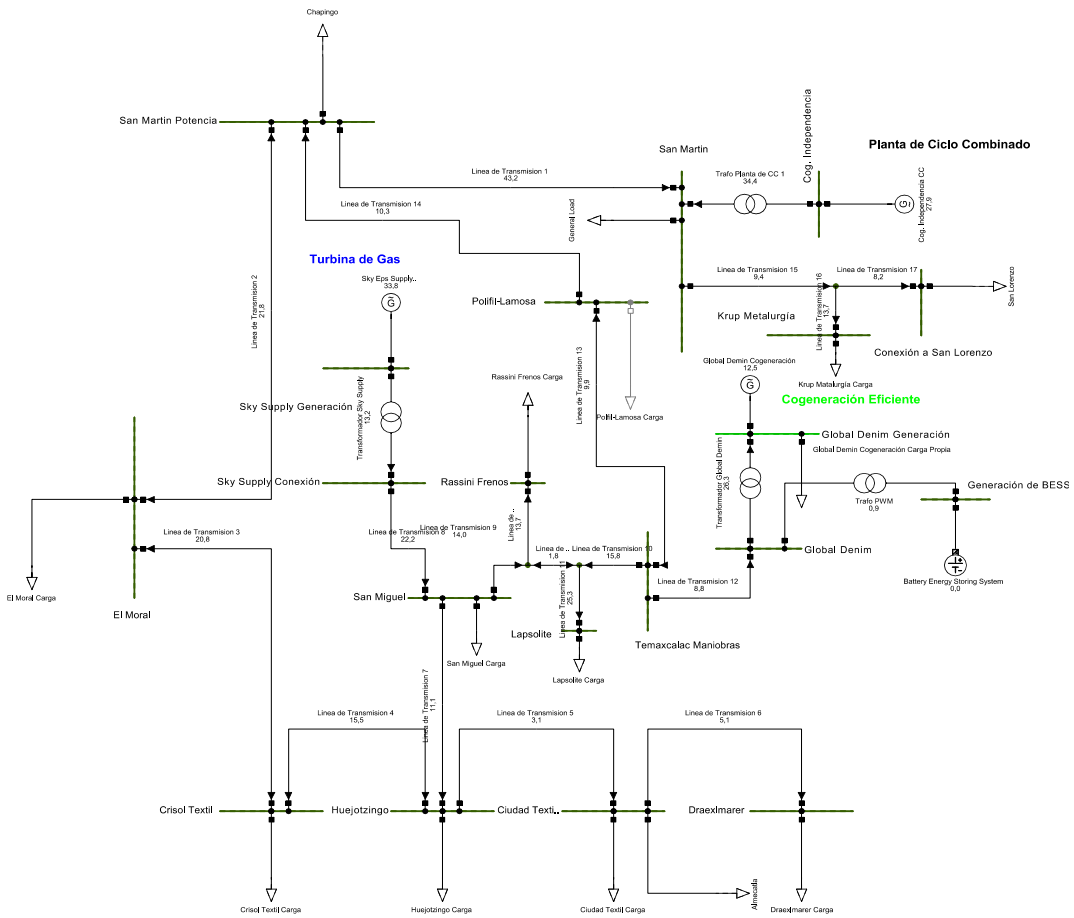


Imagen 51 Topología de Red de Estudio II con BESS

La siguiente simulación consisten en observar el comportamiento del BESS y como es que modifica la cantidad de potencia activa que debe ser suministrada por las centrales. Para observar de manera más clara la respuesta que puede llegar a tener el BESS, el control de ganancia del gobernador turbina que la planta Cog. Independencia (K=25) es llevado a K=1 de esta forma no habrá cambios en la velocidad del rotor de esta central y no podrá llevar a cabo acción alguna para controlar frecuencia. Los datos precisos del control gobernado de la turbina, se expresan en el anexo I.

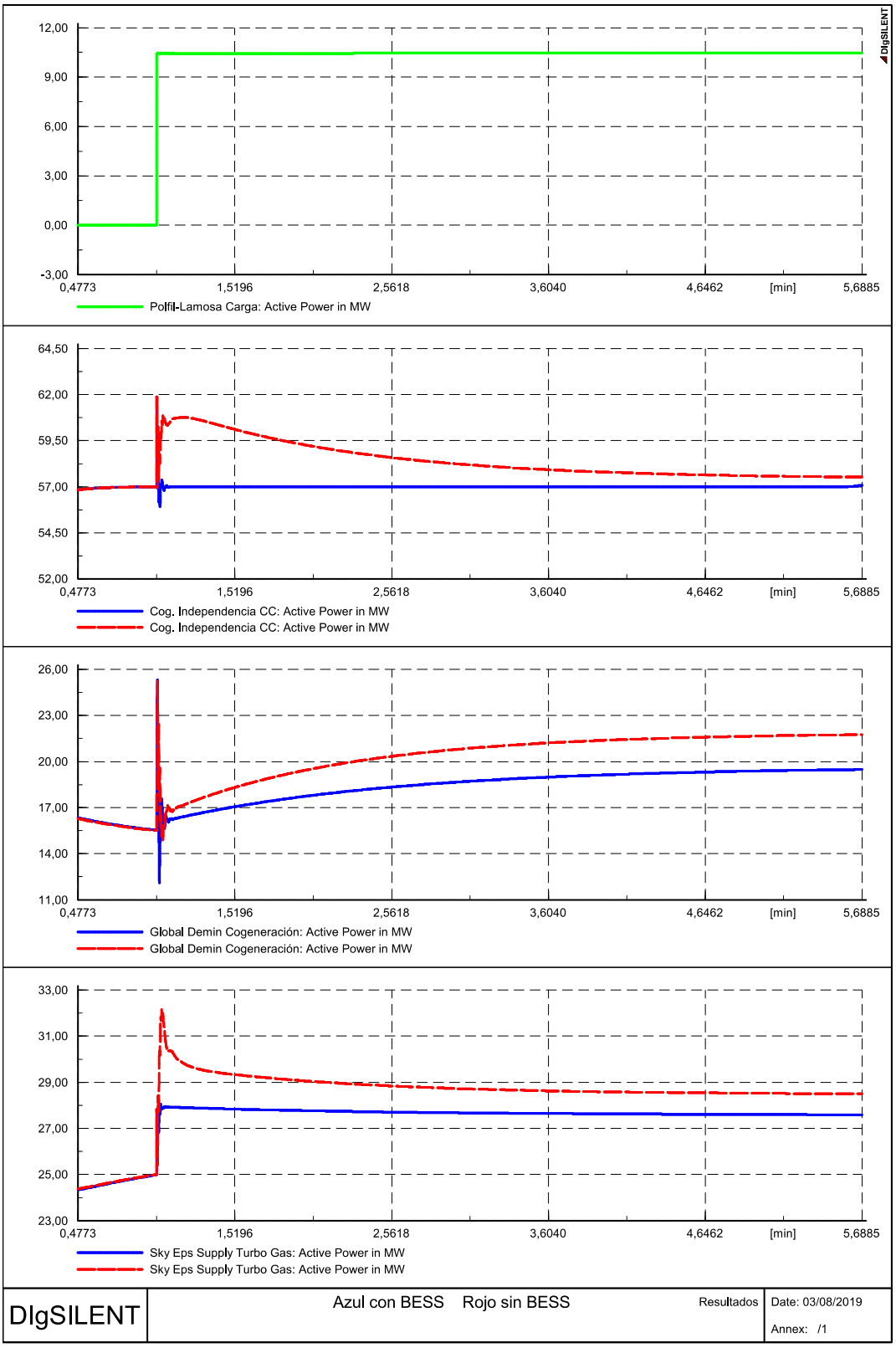


Imagen 52 Comparación de Respuestas de las centrales a la conexión de carga con y sin BESS

Como era de esperarse, la central Cog. Independencia no aumentar la cantidad de potencia que genera, pero con la ayuda del BESS no es necesario que las tres centrales aumenten su capacidad. La capacidad de la central Cog. Independencia puede ser aumentada después, con acciones de despacho.

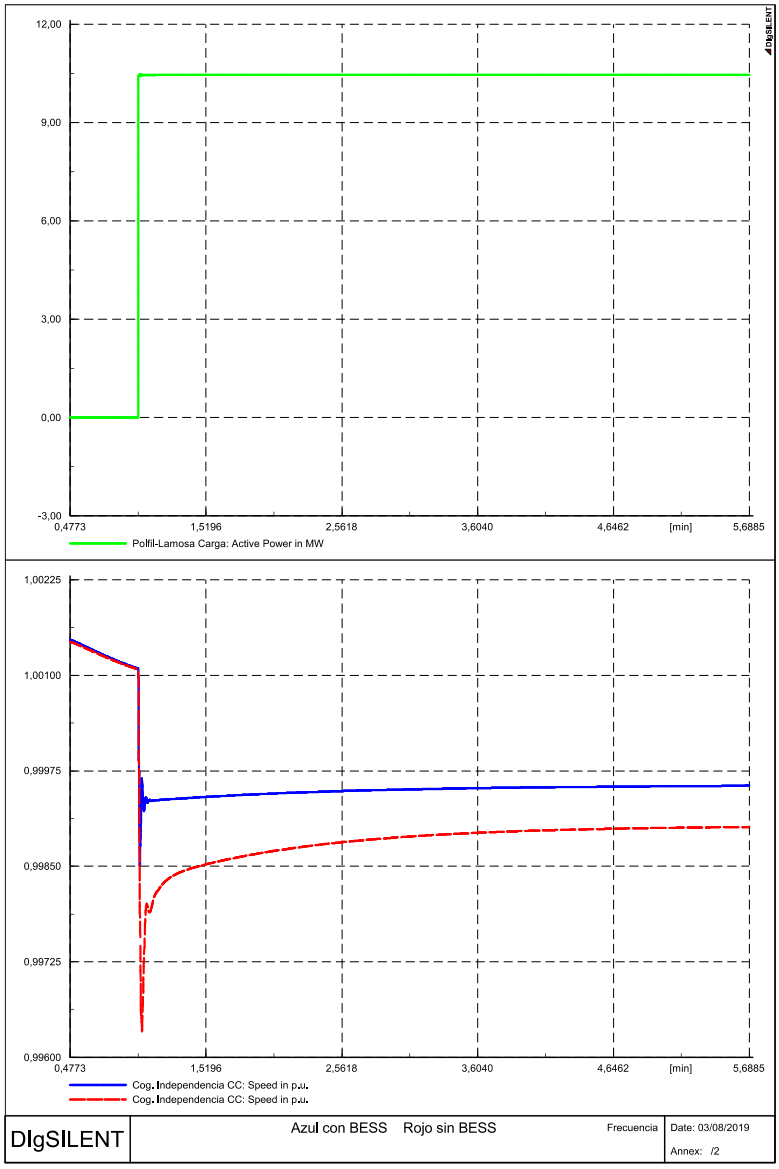


Imagen 53 Cambios en la velocidad del generador Cog. Independencia con y sin BESS

En ambos casos de estudios, la velocidad del generador Cog. Independencia se ve directamente afectado, pues cuando la ganancia del control gobernador es K=1 la velocidad no varía tanto como cuando la ganancia es K=25 y no tiene ayuda del BESS para el control de frecuencia. Si la velocidad del generador no cambia bruscamente frecuentemente, el generador pasa mayor

tiempo sin requerir mantenimiento. De este modo se comprueba que la central Cog. Independencia no genera de más y su velocidad varía muy poco cuando se apoya con el BESS.

Debido a la capacidad propuesta del BESS, este es capaz de suministrar la energía requerida por largos períodos de tiempo, pero como se mencionó anteriormente, las baterías de Plomo-Ácido pueden descargarse a lo mas al 20% de su capacidad nominal, por lo que las centrales requieren de acciones de despacho para poder evitar que el BESS continúe descargándose.

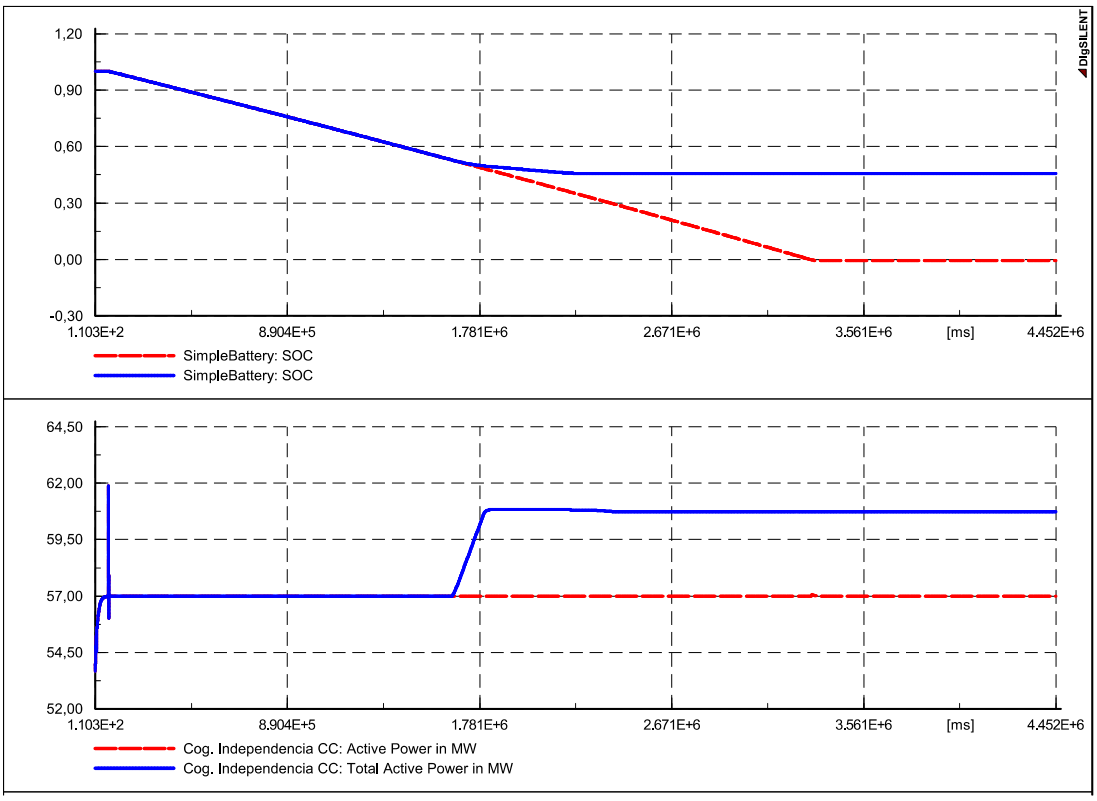


Imagen 54 Comportamiento del BESS con y sin acciones de despacho

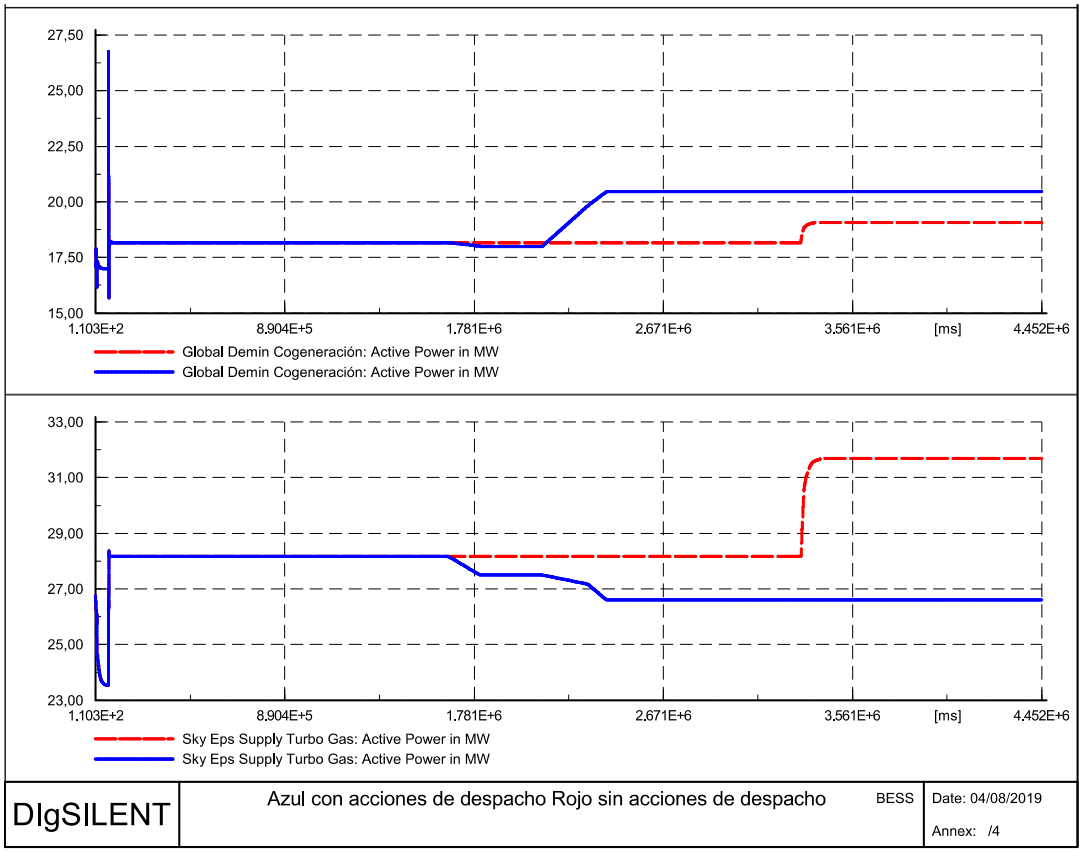


Imagen 55 Comportamiento del BESS con y sin acciones de despacho

En la gráfica se muestra el comportamiento del SOC antes la nula acción de despacho por parte de las centrales y cual es el efecto contraproducente de dejar descargar por completo el BESS. La central Cog. Independencia, está obligada por el control gobernador a no variar su velocidad, por lo tanto, las centrales Demin Global y Sky Eps deben cubrir la salida del BESS regulando de golpe la capacidad total del BESS. La regulación por parte de la central Sky Eps resultaría en mayor, traducido a un mayor costo monetario.

Operación de un BESS para cubrir la salida de una central eléctrica

Este caso de estudio se enfoca en uno de los peores escenarios posibles para la zona de estudio, la salida de un generador, la central de Gas. La central de gas es la que cuenta con la mayor velocidad de respuesta para proveer control de frecuencia, con la salida de esta central el control de frecuencia será más complicado.

El caso de estudio será bajo condiciones más comunes, cuando la carga total no es la máxima, sino que será restringida al 80% de la demanda original, permitiendo tener una mayor cantidad de reserva operativa.

La falta de recursos, como el Gas Natural empleado para generar electricidad es un problema al que se enfrentan muchos usuarios del sistema eléctrico, particularmente en junio del 2019, Yucatán México, sufrió cortes de energía eléctrica, el Centro Nacional de Control de Energía declaró en Estado Operativo de Emergencia a la Península de Yucatán; es decir, que la demanda de electricidad supera a la capacidad de generación (Nava, 2019).

Del mismo modo, la salida de un generador puede deberse a distintos tipos de fallas, no solo falta de combustible primario, sino que por fallas propias del generador o como es el caso de este estudio, un fallo en el transformador elevador de dicha central.

Para simular este fallo, basta con desconectar en un tiempo "n" el transformador de la red. El transformador elevador sufre una falla en el segundo 30 y es desconectado, por lo tanto, la central eléctrica de gas queda aislada y no puede aportar potencia a las cargas ni regular frecuencia.

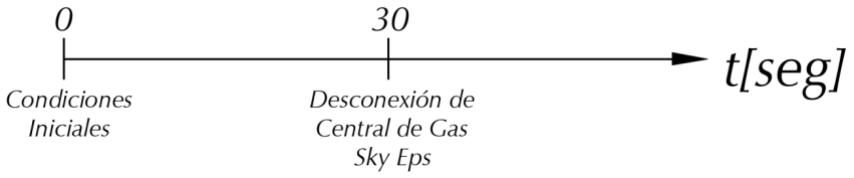


Imagen 56 Diagrama de eventos de Red de Estudio III

De nueva cuenta se emplea el BESS para mejorar el comportamiento general de red de estudio, cuando en la red no se implementa un BESS las dos centrales restantes son obligadas a compensar la pérdida de la central de gas lo que las lleva a aumentar de golpe la cantidad de energía que generan y reduciendo su velocidad significativamente. Lo que puede ocasionar daños permanentes a las máquinas.

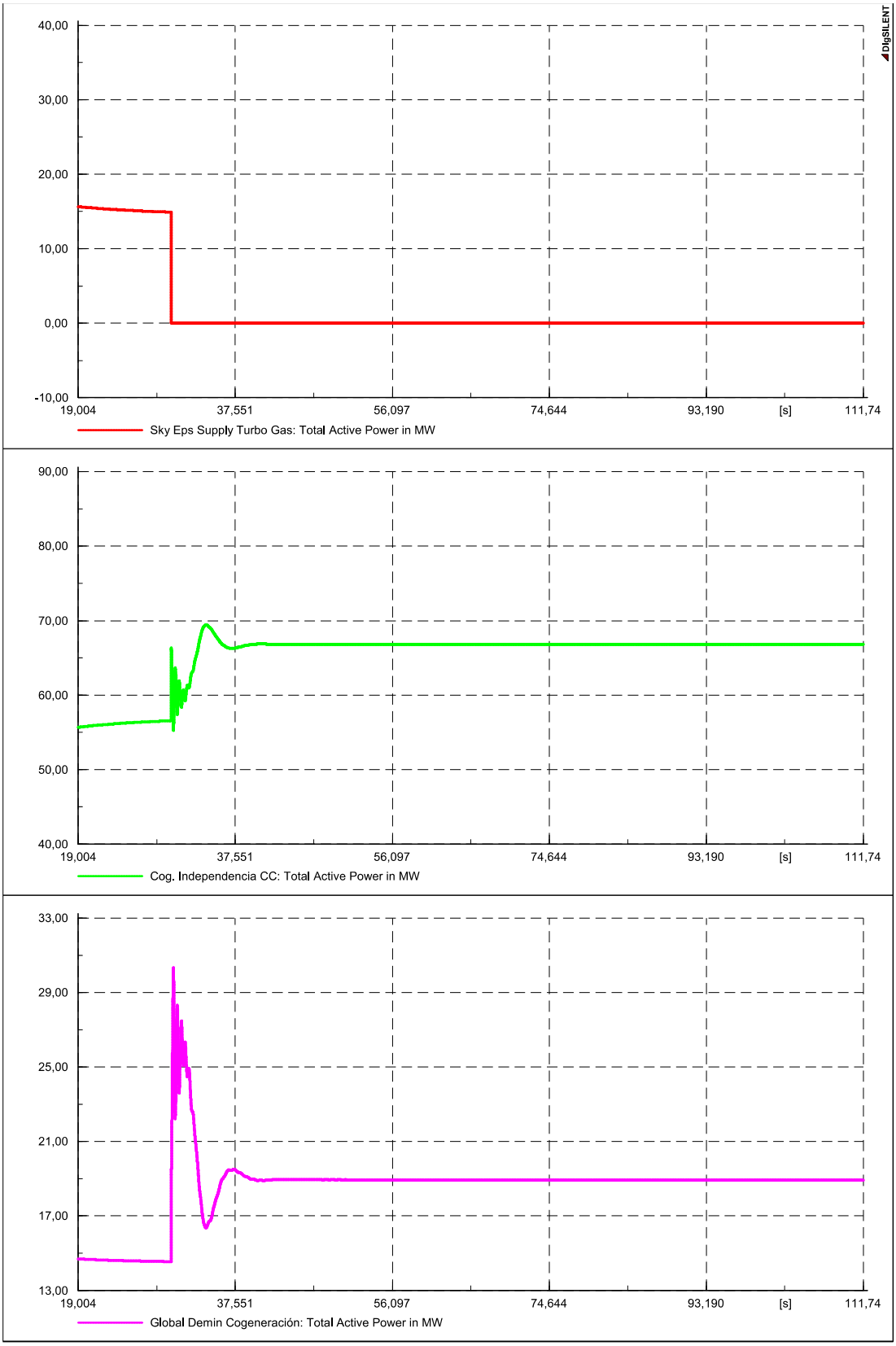


Imagen 57 Respuesta a la salida de una central generadora

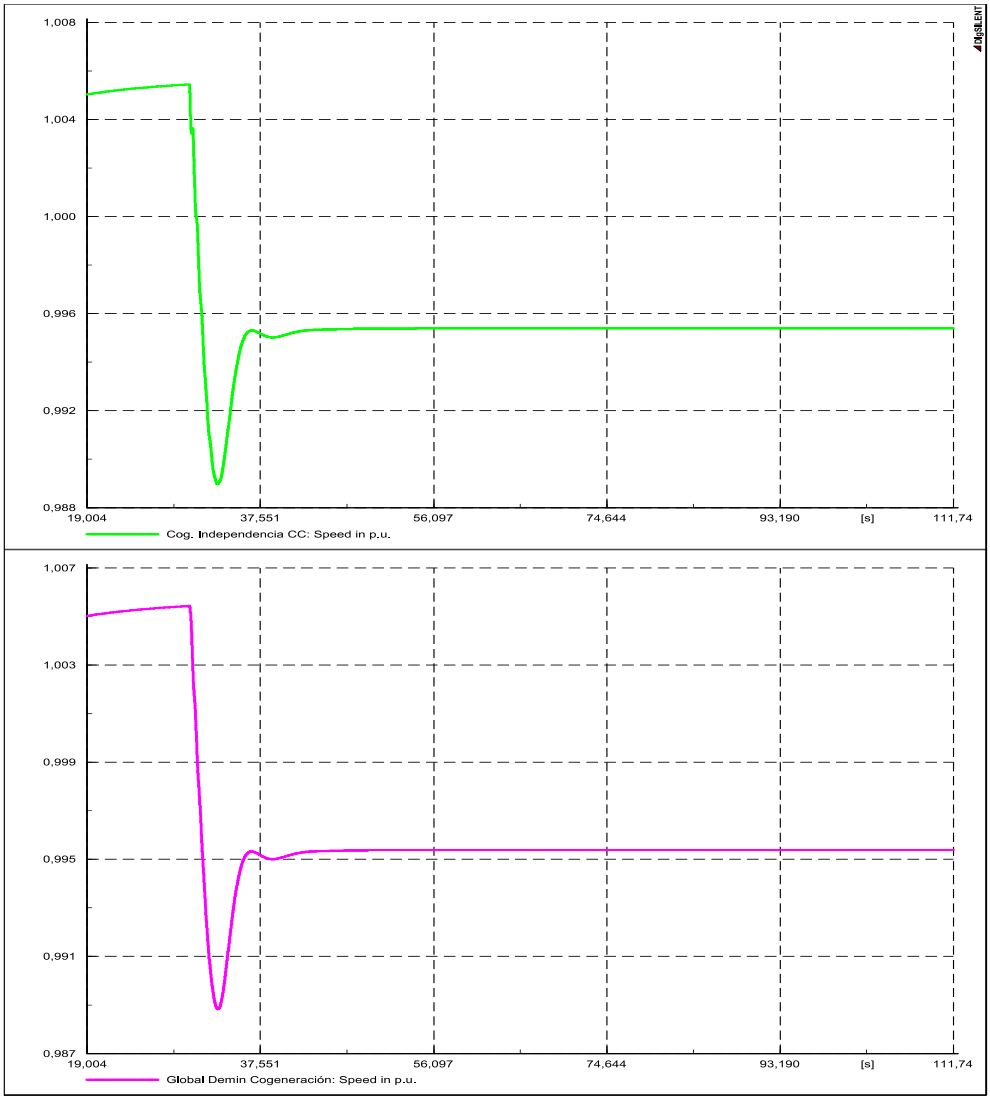


Imagen 58 Cambios en la velocidad debido a la salida de una central

La velocidad de las centrales restantes se ve directamente afectada, en pocos segundos pierden el 3% de la velocidad que tenían, al inicio de la simulación. Lo anterior cambia cuando es implementado el BESS, este puede controlar la potencia activa mucho más rápido que una central convencional, pues no existe inercia mecánica ni retrasos por lo que la desviación de frecuencia será menor y las velocidades de los generadores se mantendrán en valores aceptables.

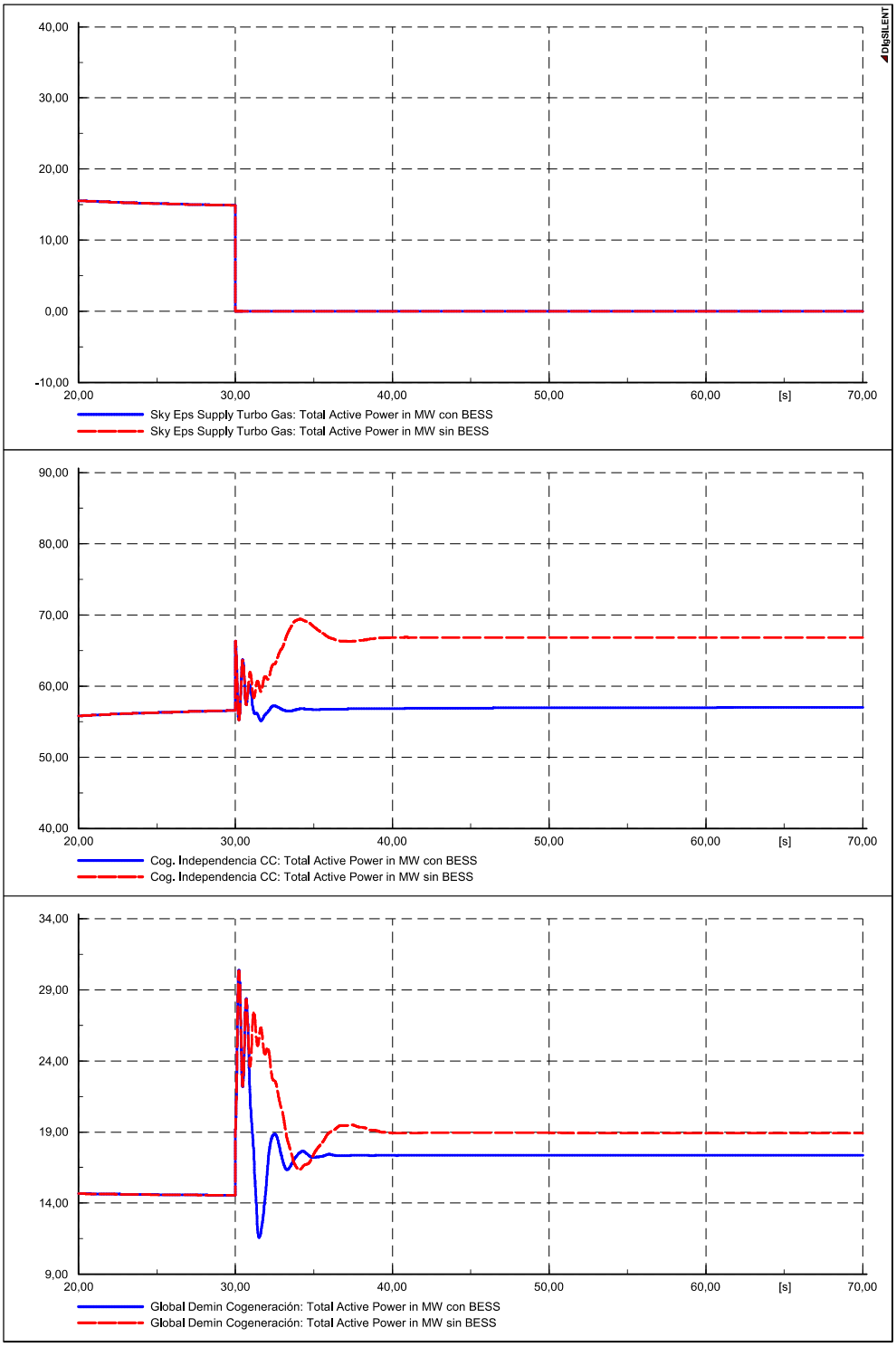


Imagen 59 Respuesta a la salida de una central generadora con y sin BESS

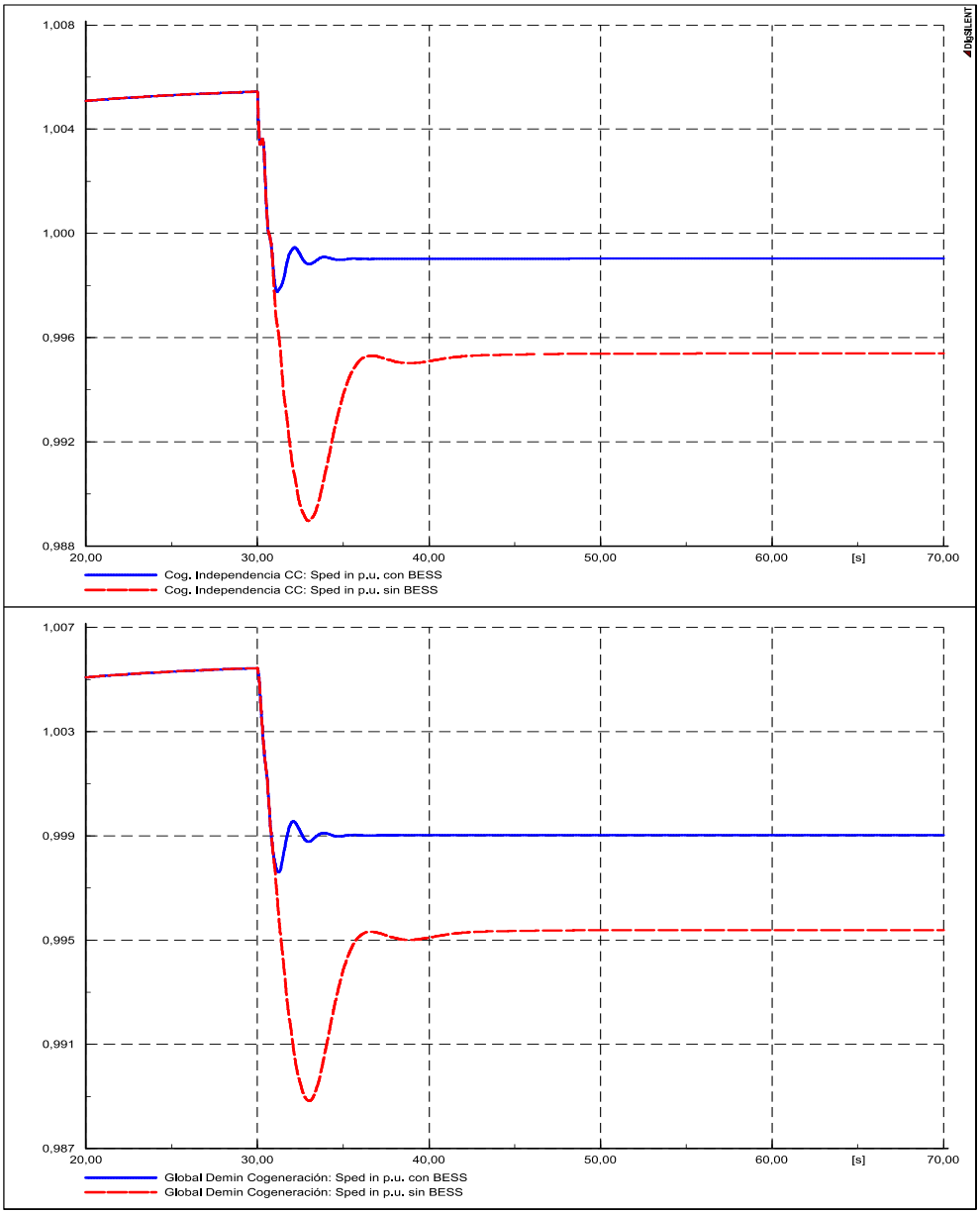


Imagen 60 Cambios en la velocidad debido a la salida de una central con y sin BESS

Con la implementación del BESS es notablemente menor la cantidad de potencia que generan las centrales restantes, de igual forma implementando el BESS la velocidad de las máquinas no cae como lo hace cuando no se apoyan en el.

CONCLUSIONES CAPITULO V

Las simulaciones presentadas representan la implementación teórica de un BESS operando en redes eléctricas mexicanas, los parámetros empleados en la configuración de BESS aquí presentado responden a criterios de operación de redes mexicanas.

La mayor ventaja de la implementación de un BESS se observa en la reducción de cambios tan abruptos de generación con energías convencionales. Esto se traduce en ganancias, no solo para el generador sino como se mencionó anteriormente, los beneficios son tanto económicos como sociales, pues se reducen las emisiones contaminantes de las centrales convencionales.

Para concluir este trabajo de tesis, este capítulo se destinará a mostrar las conclusiones obtenidas durante este proyecto. Esto con el fin de poderle dar continuidad al proyecto y mostrar los beneficios obtenidos.

CONCLUSIONES

a) En las simulaciones, la implementación de SAE basados en Baterías de Plomo-Ácido incidió positivamente en la reducción de inestabilidades en la red de estudio propuesta, pues se aprecia un incremento en la confiabilidad de la red ante dos fenómenos que ocurren frecuentemente en los sistemas eléctricos, la desconexión de generadores y el desbalance que ocurre cuando la demanda supera a la oferta de potencia, mismos que ocasionan desviaciones de frecuencia.

b) Con los resultados obtenidos se determinó que la implementación de un SAE basado en baterías de Plomo-Ácido es viable en cualquier lugar de la red, desde islas eléctricas o microredes, hasta cerca de centros de generación y/o carga.

c) La mayor ventaja observada en las simulaciones es la escasa necesidad de obligar a centrales eléctricas a elevar en gran cantidad y bruscamente su generación para mantener la confiabilidad de la red, pues la mayor energía requerida para regular frecuencia es proporcionada por el SAE.

d) En este trabajo se observaron los beneficios obtenidos por la implementación de SAE en redes, de igual forma se hacen notar las posibles repercusiones de una mala implementación de SAE como lo es la descarga completa de un BESS.

e) Se observó que cuando los SAE son implementados a la par de generadores convencionales, el resultado es tener un mayor tiempo sin la necesidad de requerir mantenimiento preventivo a las máquinas, pues la velocidad de rotación no varía tan bruscamente.

TRABAJO A FUTURO

Las siguientes son áreas en las que se le puede dar seguimiento al presente trabajo.

- Implementación a la par de tecnologías limpias.
- Estudio de respuesta ante fallas.
- Optimización de Carga y Descarga para la compraventa de energía.
- Implementación de otras tecnologías emergentes en el sistema eléctrico mexicano.
- Análisis de viabilidad económica de la implementación de SAE.

Caso de Estudio I

Grid: Red Pequeña										Study Case: Red Pequeña
Name	Busbar	Out of Service	Type	S P Q	P Q cosphi	Voltage [p.u.]	System Type	No of Phases	Conn.	
Carga 1	Terminal de AC (Bus..	No		55,00 MW	10,00 Mvar	1,00				
Carga 2	Terminal de AC (Bus..	No		55,00 MW	10,00 Mvar	1,00				

Name	Busbar	Type	Number	Sn [MVA]	Un [kV]	cos phi	xd" [p.u.]	xd"sat. [p.u.]	R2 [p.u.]	x2 [p.u.]	R0 [p.u.]	x0 [p.u.]	Re [Ohm]	xe [Ohm]
Generador	Bus 5	G5_test Gr	1	160,00	13,80	0,85	0,20	0,20	0,000	0,200	0,000	0,100	0,000	0,000

Bus 3	0,40	AC	3
Bus 5	13,80	AC	3
Terminal DC (Bus 1)	0,90	DC	3
Terminal de AC (Bus	230,00	AC	3

Equipment: 2-Winding Transformers												/
Name	From Busbar	To Busbar	Type	Number	Sn [MVA]	HV-Side [kV]	LV-Side [kV]	Uk [%]	Pcu [kW]	Io [%]	Voltage/Tap [%]	[deg]
Transformado	Terminal de AC..	Bus 5	T3	1	150,000	230,00	13,80	8,79	0,00	0,000	1,60	0,0
Transformado	Terminal de AC..	Bus 3	50 MVA 230	1	50,000	230,00	0,40	10,08	188,10	0,085	2,50	0,0

Convertidor PWM	PWM Converter/1 DC-Connection 1 /1	
Terminal AC	...\Network Data\Red Pequeña\Bus 3\Cub_3	
Terminal DC	...Red Pequeña\Terminal DC (Bus 1)\Cub_1	
Zone	0	
Area	0	
Out of Service	No	
Number of parallel Converters	1	
Ratings		
Rated AC-Voltage	0,4	kV
Rated DC-Voltage (DC)	0,8	kV
Rated Power	30,0	MVA
Modulation	Sinusoidal PWM	
Series Reactor		
Short Circuit Impedance	10,0	%
Copper Losses	0,0	kW
No-Load Losses	0,0	kW
Control Mode	P-Q	
Wind Generator Model	No	
Active Power Setpoint	0,0	MW
Reactive Power Setpoint	0,0	Mvar
Controlled Flow		
External Station Controller		
Reactive Power Limits		
Capability Curve		
Min.	-1,0	p.u.
Max.	1,0	p.u.
Min.	-30,0	Mvar
Max.	30,0	Mvar
Scaling Factor (min.)	100,0	%
Scaling Factor (max.)	100,0	%
Setpoint for DC Load Flow		
Active Power Setpoint	0,0	MW
Controlled Flow		
No Short-Circuit Contribution	No	
Static converter-fed drive	No	
Max. Fault Contribution		
Subtransient Short-Circuit Current	0,0	kA
R to X'' ratio	0,1	
Negative Sequence Impedance		
Resistance r2	99999,0	p.u.
Reactance x2	99999,0	p.u.
A-stable integration algorithm	Yes	
Use Integrated Current Controller	Yes	
Current Controller		
Kd	1,0	
Td	0,0	s
Kq	1,0	
Tq	0,0	s
Cell Capacitor	0,0	uF
Commutation Reactance	0,0	Ohm
Model	Controlled Voltage Source	
Modulation Frequency	10000,0	Hz
Transistor/Diode Parameter		
Transistor/Diode On-Resistance	0,0	Ohm
Transistor/Diode Off-Conductance	0,0	uS
Snubber Capacitance	0,1	uF
Snubber Conductance	0,0	S
Model	const.V	
Flicker Contribution		
Flicker Coefficients		
Harmonic Voltage Injections		
Harmonic Injections		
Fault Contribution		
Short-Circuit Model	2	

Grid: San Martin | Study Case: Caso de Estudio II con BE
Equipment: Lines | Annex: / 1

Name	From Busbar	To Busbar	Type	Cross-Sec. [mm^2]	Number	R [Ohm/km]	X [Ohm/km]	B [uS/km]	Distance [km]	In [kA]	Der. factor
Linea de Tra	San Martin Pote..	San Martin	Linea Aére	1000,00	1	0,0920	0,4202	72,2566	6,000	0,400	1,00
Linea de Tra	Terminal(1)	Temaxcalac Mani..	Linea Aére	1000,00	1	0,0920	0,4202	72,2566	1,000	0,400	1,00
Linea de Tra	Terminal(1)	Lapsolite	Linea Aére	1000,00	1	0,0920	0,4202	72,2566	1,000	0,400	1,00
Linea de Tra	Temaxcalac Mani..	Global Denim	Linea Aére	1000,00	1	0,0920	0,4202	72,2566	5,000	0,400	1,00
Linea de Tra	Temaxcalac Mani..	Polifil-Lamosa	Linea Aére	1000,00	1	0,0920	0,4202	72,2566	6,000	0,400	1,00
Linea de Tra	Polifil-Lamosa	San Martin Pote..	Linea Aére	1000,00	1	0,0920	0,4202	72,2566	4,000	0,400	1,00
Linea de Tra	San Martin	Terminal(2)	Linea Aére	1000,00	1	0,0920	0,4202	72,2566	0,500	0,400	1,00
Linea de Tra	Krup Metalurgía	Terminal(2)	Linea Aére	1000,00	1	0,0920	0,4202	72,2566	1,000	0,400	1,00
Linea de Tra	Terminal(2)	Conexión a San ..	Linea Aére	1000,00	1	0,0920	0,4202	72,2566	0,500	0,400	1,00
Linea de Tra	Terminal	Rassini Frenos	Linea Aére	1000,00	1	0,0920	0,4202	72,2566	1,000	0,400	1,00
Linea de Tra	Terminal	Terminal(1)	Linea Aére	1000,00	1	0,0920	0,4202	72,2566	2,000	0,400	1,00
Linea de Tra	San Martin Pote..	El Moral	Linea Aére	1000,00	1	0,0920	0,4202	72,2566	2,000	0,400	1,00
Linea de Tra	Crisol Textil	El Moral	Linea Aére	1000,00	1	0,0920	0,4202	72,2566	4,000	0,400	1,00
Linea de Tra	Huejotzingo	Crisol Textil	Linea Aére	1000,00	1	0,0920	0,4202	72,2566	1,000	0,400	1,00
Linea de Tra	Ciudad Textil	Huejotzingo	Linea Aére	1000,00	2	0,0920	0,4202	72,2566	2,000	0,400	1,00
Linea de Tra	Draexlmarer	Ciudad Textil	Linea Aére	1000,00	1	0,0920	0,4202	72,2566	0,500	0,400	1,00
Linea de Tra	Huejotzingo	San Miguel	Linea Aére	1000,00	1	0,0920	0,4202	72,2566	1,000	0,400	1,00
Linea de Tra	Sky Supply Cone..	San Miguel	Linea Aére	1000,00	1	0,0920	0,4202	72,2566	1,000	0,400	1,00
Linea de Tra	San Miguel	Terminal	Linea Aére	1000,00	1	0,0920	0,4202	72,2566	1,000	0,400	1,00

Grid: San Martin | Study Case: Caso de Estudio II con BE
Equipment: 2-Winding Transformers | Annex: / 2

Name	From Busbar	To Busbar	Type	Number	Sn [MVA]	HV-Side [kV]	LV-Side [kV]	Uk [%]	Pcu [kW]	Io [%]	Voltage/Tap [%]	[deg]
Trafo PWM	Global Denim	Generación de ..	Trafo PWM	1	10,000	115,00	10,00	9,00	53,50	0,900	2,50	0,0
Trafo Planta	San Martin	Cog. Independe..	Transforma	1	60,000	115,00	13,80	8,79	0,00	0,000	1,60	0,0
Transformado	Global Denim	Global Denim G..	Transforma	1	20,000	115,00	16,50	12,50	0,00	0,000	1,60	0,0
Transformado	Sky Supply Con..	Sky Supply Gen..	Transforma	1	30,000	115,00	18,00	12,50	0,00	0,000	1,60	0,0

Grid: San Martin | Study Case: Caso de Estudio II con BE
Equipment: Loads | Annex: / 3

Name	Busbar	Out of Service	Type	S P Q	P Q cosphi	Voltage [p.u.]	System Type	No of Phases	Conn.
Ciudad Text	Ciudad Textil	No		4,00 MW	1,00 Mvar	1,00			
Crisol Text	Crisol Textil	No		4,00 MW	1,00 Mvar	1,00			
Draexlmarer	Draexlmarer	No		4,00 MW	1,00 Mvar	1,00			
El Moral Ca	El Moral	No		10,00 MW	4,00 Mvar	1,00			
General Loa	San Martin	No		15,00 MW	6,00 Mvar	1,00			
Global Demi	Global Denim Genera..	No		10,00 MW	4,00 Mvar	1,00			
Huejotzingo	Huejotzingo	No		20,00 MW	2,00 Mvar	1,00			
Krup Matalu	Krup Metalurgía	No		10,00 MW	5,00 Mvar	1,00			
Lapsolite C	Lapsolite	No		20,00 MW	5,00 Mvar	1,00			
Polfil-Lamo		No		10,00 MW	2,00 Mvar	1,00			
Rassini Fre	Rassini Frenos	No		10,00 MW	5,00 Mvar	1,00			
San Miguel	San Miguel	No		2,50 MW	1,00 Mvar	1,00			

Grid: San Martin | Study Case: Caso de Estudio II con BE
Equipment: Synchronous Machines | Annex: / 4

Name	Busbar	Type	Number	Sn [MVA]	Un [kV]	cos phi	xd" [p.u.]	xd"sat. [p.u.]	R2 [p.u.]	x2 [p.u.]	R0 [p.u.]	x0 [p.u.]	Re [Ohm]	xe [Ohm]
Cog. Indep	Cog. Independen..	G3	1	190,00	13,80	0,85	0,20	0,20	0,000	0,200	0,000	0,100	0,000	0,000
Global Dem	Global Denim Ge..	G1	1	145,00	16,50	1,00	0,10	0,20	0,000	0,200	0,000	0,100	0,000	0,000
Sky Eps Su	Sky Supply Gene..	G2	1	80,00	18,00	0,85	0,20	0,20	0,000	0,200	0,000	0,100	0,000	0,000

Grid: San Martin | Study Case: Caso de Estudio II con BE
Equipment: Terminals | Annex: / 5

Name	Inside Element	Type	Un [kV]	System Type	No. of Phases	Ithlim [kA]	Iplim [kA]
Ciudad Textil			115,00	AC	3		
Cog. Independencia			13,80	AC	3		
Conexión a San Loren			115,00	AC	3		
Crisol Textil			115,00	AC	3		
DC-Terminal			0,80	DC	3		
Draexlmarer			115,00	AC	3		
El Moral			115,00	AC	3		
Generación de BESS			10,00	AC	3		
Global Denim			115,00	AC	3		
Global Denim Generac			16,50	AC	3		
Huejotzingo			115,00	AC	3		
Krup Metalurgía			115,00	AC	3		

```
-------------------------------------------------------------------------------
|Control Coal Power Plant                                                     |
-------------------------------------------------------------------------------
|Frame                                ...osite Model Frames\SYM Frame_no droop |
|Out of Service                       No                                      |
|Characteristic Name                                                          |
|Data source                          MAN                                     |
|Foreign Key                                                                  |
|Description                                                                  |
|Approval Information                                                         |
|   Status                            Not Approved                            |
|   Modified                                                29/06/2015 7:44:33 |
|   Modified by                       Support                                 |
|                                                                             |
|  Slots                        Net Elements                                  |
|    sym Slot                                                                 |
|    avr slot                         vcoIEEET1                               |
|    gov Slot                         IEEEG1                                  |
|    pss slot                                                                 |
|                                                                             |
-------------------------------------------------------------------------------
|vcoIEEET1                              Common Model                          |
-------------------------------------------------------------------------------
|Model Definition                     ...14.0 Standard Models (old)\avr_IEEET1 |
|Out of Service                       No                                      |
|A-stable integration algorithm       No                                      |
|Characteristic Name                                                          |
|Data source                          MAN                                     |
|Foreign Key                                                                  |
|Description                                                                  |
|Approval Information                                                         |
|   Status                            Not Approved                            |
|   Modified                                                29/06/2015 7:44:33 |
|   Modified by                       Support                                 |
|                                                                             |
| Parameter                                                                   |
|   Tr    Measurement Delay [s]                                       0,0280  |
|   Ka    Controller Gain [pu]                                      175,0000  |
|   Ta    Controller Time Constant [s]                                0,0300  |
|   Ke    Exciter Constant [pu]                                       1,0000  |
|   Te    Exciter Time Constant [s]                                   0,2660  |
|   Kf    Stabilization Path Gain [pu]                                0,0025  |
|   Tf    Stabilization Path Time Constant [s]                        1,5000  |
-------------------------------------------------------------------------------
-------------------------------------------------------------------------------
|IEEEG1                                 Common Model                          |
-------------------------------------------------------------------------------
|Model Definition                     \Library\Standard Models\gov_IEEEG1     |
|Out of Service                       No                                      |
|A-stable integration algorithm       No                                      |
|Characteristic Name                                                          |
|Data source                          MAN                                     |
|Foreign Key                                                                  |
|Description                                                                  |
|Approval Information                                                         |
|   Status                            Not Approved                            |
|   Modified                                                29/06/2015 7:44:33 |
|   Modified by                       Support                                 |
|                                                                             |
| Parameter                                                                   |
|   K     Controller Gain [p.u.]                                     25,0000  |
|   T1    Governor Time Constant [s]                                  0,2500  |
|   T2    Governor Derivative Time Constant [s]                       0,0000  |
|   T3    Servo Time Constant [s]                                     0,1000  |
|   K1    High Pressure Turbine Factor [p.u.]                         0,3000  |
```

```
|   K2    High Pressure Turbine Factor [p.u.]                          0,0000   |
|   T5    Intermediate Pressure Turbine Time Constant [s]             10,0000   |
|   K3    Intermediate Pressure Turbine Factor [p.u.]                  0,4000   |
|   K4    Intermediate Pressure Turbine Factor [p.u.]                  0,0000   |
|   T6    Medium Pressure Turbine Time Constant [s]                    0,4000   |
|   K5    Medium Pressure Turbine Factor [p.u.]                        0,3000   |
|   K6    Medium Pressure Turbine Factor [p.u.]                        0,0000   |
|   T4    High Pressure Turbine Time Constant [s]                      0,3000   |
|   T7    Low Pressure Turbine Time Constant [s]                       0,0000   |
|   K7    Low Pressure Turbine Factor [p.u.]                           0,0000   |
|   K8    Low Pressure Turbine Factor [p.u.]                           0,0000   |
|   PNhp  HP Turbine Rated Power(=0->PNhp=PgnnHp) [MW]               190,0000   |
|   PNlp  LP Turbine Rated Power(=0->PNlp=Pgnnlp) [MW]                 0,0000   |
|   Uc    Valve Closing Time [p.u./s]                                 -0,1000   |
|   Pmin  Minimum Gate Limit [p.u.]                                    0,3000   |
|   Uo    Valve Opening Time [p.u./s]                                  0,1000   |
|   Pmax  Maximum Gate Limit [p.u.]                                    1,0000   |
|                                                                                |
| Characteristics                                                                |
|                                                                                |
|                                                                                |
|                             Net Element            Signal Name                 |
--------------------------------------------------------------------------------
--------------------------------------------------------------------------------
|Grid:San Martin      Syst.Stage:San Martin     |                              |
--------------------------------------------------------------------------------
|Control Gas Turbine                                                             |
--------------------------------------------------------------------------------
|Frame                                ...osite Model Frames\SYM Frame_no droop |
|Out of Service                       No                                       |
|Characteristic Name                                                           |
|Data source                          MAN                                      |
|Foreign Key                                                                   |
|Description                                                                   |
|Approval Information                                                          |
|   Status                            Not Approved                             |
|   Modified                                                 29/06/2015 7:44:33 |
|   Modified by                       Support                                  |
|                                                                              |
|  Slots                        Net Elements                                   |
|    sym Slot                                                                  |
|    avr slot                         vcoIEEET1                                |
|    gov Slot                         pcuGAST                                  |
|    pss slot                                                                  |
|                                                                              |
|                                                                              |
--------------------------------------------------------------------------------
|vcoIEEET1                              Common Model                           |
--------------------------------------------------------------------------------
|Grid:San Martin      Syst.Stage:San Martin     |                              |
--------------------------------------------------------------------------------
|Model Definition                     ...14.0 Standard Models (old)\avr_IEEET1 |
|Out of Service                       No                                       |
|A-stable integration algorithm       No                                       |
|Characteristic Name                                                           |
|Data source                          MAN                                      |
|Foreign Key                                                                   |
|Description                                                                   |
|Approval Information                                                          |
|   Status                            Not Approved                             |
|   Modified                                                 29/06/2015 7:44:33 |
|   Modified by                       Support                                  |
|                                                                              |
| Parameter                                                                    |
|   Tr    Measurement Delay [s]                                        0,0280   |
|   Ka    Controller Gain [pu]                                       175,0000   |
|   Ta    Controller Time Constant [s]                                 0,0300   |
|   Ke    Exciter Constant [pu]                                        1,0000   |
|   Te    Exciter Time Constant [s]                                    0,2660   |
```

```
|   Kf    Stabilization Path Gain [pu]                                  0,0025   |
|   Tf    Stabilization Path Time Constant [s]                          1,5000   |
|   E1    Saturation Factor 1 [pu]                                      4,5000   |
|   Se1   Saturation Factor 2 [pu]                                      1,5000   |
|   E2    Saturation Factor 3 [pu]                                      6,0000   |
|   Se2   Saturation Factor 4 [pu]                                      2,4600   |
|   Vrmin Controller Output Minimum [pu]                               -12,0000  |
|   Vrmax Controller Output Maximum [pu]                                12,0000  |
|                                                                                |
| Characteristics                                                                |
|                                                                                |
|                                                                                |
|                              Net Element            Signal Name                |
|                                                                                |
---------------------------------------------------------------------------------
|pcuGAST                                Common Model                             |
---------------------------------------------------------------------------------
---------------------------------------------------------------------------------
---------------------------------------------------------------------------------
|Grid:San Martin      Syst.Stage:San Martim     |                               |
---------------------------------------------------------------------------------
|Model Definition                     ...\V14.0 Standard Models (old)\gov_GAST |
|Out of Service                       No                                       |
|A-stable integration algorithm       No                                       |
|Characteristic Name                                                           |
|Data source                          MAN                                      |
|Foreign Key                                                                   |
|Description                                                                   |
|Approval Information                                                          |
|   Status                            Not Approved                             |
|   Modified                                                29/06/2015 7:44:33 |
|   Modified by                       Support                                  |
|                                                                                |
| Parameter                                                                      |
|   R     Speed Droop [pu]                                                      0,0470   |
|   T1    Controller Time Constant [s]                                          0,4000   |
|   T2    Actuator Time Constant [s]                                            0,1000   |
|   T3    Compressor Time Constant [s]                                          3,0000   |
|   AT    Ambient Temperature Load Limit [pu]                                   1,0000   |
|   Kt    Turbine Factor [pu]                                                   2,0000   |
|   Dturb frictional losses factor pu [pu]                                      0,0000   |
|   Pturb Turbine Rated Power (0 = pturb=pgem) [Mw]                             0,0000   |
|   Vmin  Controller Minimum Output [pu]                                        0,0000   |
|   Vmax  Controller Maximum Output [pu]                                        1,0000   |
|                                                                                |
| Characteristics                                                                |
|                                                                                |
|                                                                                |
|                              Net Element            Signal Name                |
|                                                                                |
|                                                                                |
---------------------------------------------------------------------------------
```

BIBLIOGRAFÍA

California Energy Commission. (Agosto de 2018). *Energy Storage*. Obtenido de https://www.energy.ca.gov/renewables/tracking_progress/documents/energy_storage.pdf

CAISO. (s.f.). *Ancillary Services*. Obtenido de http://www.caiso.com/participate/Pages/MarketProducts/AncillaryServices/Default.aspx

CENACE. (s.f.). *Precios Marginales Locales*. Recuperado el 18 de Diciembre de 2018, de https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx

Ceraolo, M. (Noviembre de 2000). New Dynamical Models of Lead-Acid Baterries. *IEEE Transactions on Power Systems, 15*(4), 1184-1190.

LEY DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA. (11 de Agosto de 2014). Obtenido de LIE: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014

Comisión Reguladora de Energía. (08 de Abril de 2016). *DOF*. Obtenido de RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432507&fecha=08/04/2016

Abarca, L. O. (11 de Septiembre de 2015). *UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA*. Obtenido de DESARROLLO DE UN MODELO DE SIMULACIÓN EN TRNSYS 16 PARA DETERMINAR EL COMPORTAMIENTO DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADO EN BATERÍAS DE FLUJO REDOX DE VANADIO ACOPLADO A UN SISTEMA DE GENERACIÓN EÓLICA Y/O SOLAR: http://repositorio.educacionsuperior.gob.ec/bitstream/28000/4305/1/T-SENESCYT-01589.pdf

Andrade, D. M. (s.f.). *Qué son las baterías de estado sólido y por qué son el futuro del automóvil*. Obtenido de https://www.motorpasion.com/industria/que-son-las-baterias-de-estado-solido-y-por-que-son-el-futuro-del-automovil

DPTO. INTEGRACIÓN EN RED DE EERR. (s.f.). *CENER*. Obtenido de BATERÍAS DE FLUJO : http://www.cener.com/documentacion/microrred-ficha-407.pdf

Dufor, J. (25 de Noviembre de 2009). *BATERÍAS DE FLUJO REDOX: Una alternativa de carga rápida.* Obtenido de Energía y Sostenibilidad: http://www.madrimasd.org/blogs/energiasalternativas/2009/11/25/129223

ENEL México. (s.f.). *¿Qué son los Servicios Conexos?* Recuperado el 18 de Diciembre de 2018, de https://www.enel.mx/es/media-center/news/Que_son_los_Servicios_Conexos

EnerAB Almacenamiento de Energía. (s.f.). *Beneficios Directos e Indirectos del Almacenamiento de Energía.* Recuperado el 18 de Diciembre de 2018, de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/118034/Aportaci_n_EnerAB.pdf

Energy Sorage Association. (s.f.). *Pumped Heat Electrical Storage (PHES).* (Energy Sorage Association) Recuperado el 08 de Enero de 2019, de http://energystorage.org/energy-storage/technologies/pumped-heat-electrical-storage-phes

Energy Storage Association. (s.f.). Obtenido de Flywheels: http://energystorage.org/energy-storage/technologies/flywheels

Energy Storage Association . (s.f.). *Compressed Air Energy Storage.* Obtenido de http://energystorage.org/compressed-air-energy-storage-caes

Energy Storge Association. (s.f.). *Energy Storge Association.* Recuperado el 09 de 12 de 2018, de http://energystorage.org/energy-storage/applications-energy-storage-technology

Estévez, R. (06 de Febrero de 2014). *Ponte al día en almacenamiento de energía (3).* Obtenido de https://www.ecointeligencia.com/2014/02/almacenamiento-energia-3/

Half Moon Ventures . (s.f.). Obtenido de Minster, OH: http://www.hm-ventures.com/?page_id=140

Haoran Zhao, Q. W. (2015). Fuzzy Logic based Coordinated Control of Battery Energy Storage System and Dispatchable Distributed Generation for Microgrid. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 422–428.

Hernández Romero, A. (Junio de 2016). *Análisis económico de un sistema de almacenamiento para la.* Obtenido de http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70692/fichero/10+Baterias+para+Almacenamiento+de+Energía.pdf

INEEL. (14 de Noviembre de 2017). *Panel 5: Almacenamiento Mecánico (Volantes de Inercia).* Obtenido de https://www2.ineel.mx/taller_almacenamientoenergia/documentos/pdf/mesa5panela_tema_antecedentes_preguntas.pdf

International Finance Corporation. (2017). Obtenido de Energy Storage Trends and Opportunities: https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/ed6f9f7f-f197-4915-8ab6-56b92d50865d/7151-IFC-EnergyStorage-report.pdf?MOD=AJPERES

Javier Guembe Zabaleta, I. S. (28 de Junio de 2006). *experimental, Cálculo del estado de carga en baterías de plomo-ácido: diseño y validación.* Obtenido de Universidad Pública de Navarra: https://academica-e.unavarra.es/bitstream/handle/2454/21830/TFG_GuembeZabaleta.pdf?sequence=1&isAllowed=y

JOFEMAR ENERGY. (28 de Junio de 2016). *Almacenamiento electroquímico con baterías de flujo* . Obtenido de http://www.f2e.es/uploads/doc/20160704075330.f2e_jofemar.pdf

Kong Soon Ng, C.-S. M.-P.-C. (2009). Enhanced coulomb counting method for estimating state-of-charge and state-of-health of lithium-ion batteries. *Applied Energy, 86*, 1506–1511.

Kusko, N. K. (2005). Dynamic Battery Modeling of Lead-Acid Batteries using Manufacturers' Data. *INTELEC*, 227-232.

Martínez, G. G. (17 de Febrero de 2016). *Movilidad Eléctrica.* Obtenido de Baterías de flujo Zn-Br de Jofemar: https://movilidadelectrica.com/baterias-de-flujo-zn-br-de-jofemar/

Mera, I. G. (s.f.). *DISEÑO DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA HÍBRIDO BASADO EN BATERÍAS Y SUPERCONDENSADORES PARA SU INTEGRACIÓN EN MICROREDES ELÉCTRICAS.* Obtenido de http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4740/fichero/2.+Baterias+y+Superconden sadores.pdf

Monge, C. A. (2010). *Almacenamiento de Energía por Plantas de Rebombeo en México.* D.F.

Morante, J. R. (2014). *El almacenamiento de la Electricidad.* Obtenido de https://www.empresaeficiente.com/wp-content/uploads/2018/06/guia_26_el-almacenamiento-de-la-electricidad.pdf

Nava, D. (18 de Junio de 2019). Declaran estado de emergencia en la Península de Yucatán por falta de electricidad. *El FINANCIERO*.

Nidec. (31 de Mayo de 2018). *Battery energy storage system*. Obtenido de https://www.nidec.com/-/media/nidec-com/product/catalog/pdf/nis/US.BESS_UK_case%20study.pdf?la=ja-JP

Nidec. (09 de Marzo de 2018). *Battery Energy storage system*. Obtenido de https://www.nidec.com/-/media/nidec-com/product/catalog/pdf/nis/STEAG_BESS_Case%20study.pdf?la=ja-JP

PLANETCALC. (2014). Obtenido de Tiempo de descarga de batería dependiendo de la carga: https://es.planetcalc.com/2283/?thanks=1

Pontificia Universidad Católica de Chile Escuela de Ingeniería. (s.f.). *Tecnologías de Almacenamiento de Energía y Factibilidad en Chile* . Obtenido de Tecnologías en Chile Sistema de Respaldo con Baterías de Litio (AES GENER): http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno12/almacena/Tecnologias_en_Chile.html

Silva-Monroy, R. H. (Diciembre de 2012). *Sandia National Laboratories*. Recuperado el 08 de Diciembre de 2018, de https://www.sandia.gov/ess-ssl/publications/SAND2012-3863.pdf

Sir Joseph Swan Centre for Energy Research. (23 de Noviembre de 2015). *National Facility for Pumped Heat Energy Storage*. (Newcastle University) Recuperado el 05 de Enero de 2019, de http://www.isentropic.co.uk

SolarReserve. (s.f.). *ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA DE SALES FUNDIDAS*. Obtenido de https://www.solarreserve.com/es/tecnologia/almacenamiento-de-energia-de-sales-fundidas

SWEWE. (s.f.). *La batería de sodio-azufre*. Obtenido de http://es.swewe.net/word_show.htm/?57586_1&La_batería_de_sodio-azufre

Tecnología Fácil. (16 de Julio de 2017). *Tecnología Fácil*. Obtenido de LA BATERÍA DE LITIO: https://tecnologia-facil.com/que-es/bateria-de-litio/

Tecnologías de Almacenamiento de Energía y Factibilidad en Chile. (30 de Octubre de 2018). *Almacenamiento Térmico*. (Pontificia Universidad Católica de Chile) Recuperado el 05 de Enero de 2019, de

http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno12/almacena/Almacenamiento_Termico.html

UNESA. (s.f.). *Formas de almacenar la energía eléctrica*. Obtenido de http://www.unesa.net/investigar/sabereinvestigar/largoviaje/transportealmacenar.htm

Union of Concerned Scientists . (20 de Febrero de 2015). *How Energy Storage Works*. Recuperado el 12 de Diciembre de 2018, de https://www.ucsusa.org/clean-energy/how-energy-storage-works#!

Union of Concerned Scientists . (21 de Marzo de 2018). *Federal Support for Electricity Storage Solutions (2018)*. Recuperado el 12 de Diciembre de 2018, de State Perspectives on Research: https://www.ucsusa.org/sites/default/files/attach/2018/07/federal-energy-storage-convening-summary.pdf

Usuarios y consumo de electricidad por municipio. (29 de Julio de 2018). *Datos Abiertos*. Obtenido de CFE: https://datos.gob.mx/busca/dataset/usuarios-y-consumo-de-electricidad-por-municipio-a-partir-de-2018

Vergara, M. (12 de Julio de 2010). *Universidad Técnica Federico Santa María – Departamento de Electrónica*. Obtenido de Tecnología de Baterías: http://www2.elo.utfsm.cl/~elo383/apuntes/InformeBaterias.pdf

Vergara, M. (12 de Julio de 2010). *Universidad Técnica Federico Santa María – Departamento de Electrónica* –. Obtenido de Tecnología de Baterías: http://www2.elo.utfsm.cl/~elo383/apuntes/InformeBaterias.pdf

Voltium. (26 de Octubre de 2017). *Voltium*. Obtenido de Los supercondensadores y el almacenamiento de energía (III): https://www.voltimum.es/articulos-tecnicos/supercondensadores-y-1

WebSolar. (s.f.). *Batería Plomo-Acido*. Obtenido de https://webosolar.com/foro/bateria-plomo-acido/

Zúñiga, J. F. (2018). *MODELACIÓN DINÁMICA DE PARQUES EÓLICOS PARA UNA INTEGRACIÓN MASIVA EN EL SIC(Tésis de Pregrado)*. UNIVERSIDAD DE CHILE, SANTIAGO DE CHILE.