



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
FACULTAD DE INGENIERÍA



Sistema de Almacenamiento a Gran Escala con Baterías

MEMORIA DE PROYECTO PRESENTADA A LA FACULTAD DE
INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA POR

Martín Algorta, Santiago Loureiro, Florencia Pereyra

EN CUMPLIMIENTO PARCIAL DE LOS REQUERIMIENTOS
PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA.

TUTOR

Matías Sellanes Universidad de la República

TRIBUNAL

Isabel Briozzo..... Universidad de la República

Gonzalo Casaravilla..... Universidad de la República

Pablo Pena Universidad de la República

Montevideo
jueves 21 septiembre, 2023

Sistema de Almacenamiento a Gran Escala con Baterías, Martín Algorta, Santiago Loureiro, Florencia Pereyra.

Esta tesis fue preparada en L^AT_EX usando la clase iietesis (v1.1).
Contiene un total de 224 páginas.
Compilada el jueves 21 septiembre, 2023.
<http://iie.fing.edu.uy/>

Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor,
la electricidad y la energía atómica: la voluntad.

ALBERT EINSTEIN

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Agradecimientos

Agradecemos a todas las personas que hicieron posible la culminación de este proyecto de tesis de grado.

A nuestras familias y amigos, que nos acompañaron y apoyaron incondicionalmente a lo largo de la carrera.

Queremos expresar nuestro agradecimiento a Matías Sellanes, nuestro tutor, por proponer la temática del proyecto y su contribución en el desarrollo de este trabajo.

También queremos agradecer a Gonzalo Casaravilla, Ximena Caporale y Martín Avas, quienes no solo respondieron amablemente a todas nuestras dudas, sino que también nos brindaron su apoyo durante el desarrollo del proyecto. Su disposición y conocimiento fueron de gran ayuda para superar obstáculos y avanzar hacia el logro de nuestros objetivos.

Gracias a los profesores encargados del curso de proyecto de fin de carrera. Su orientación, paciencia y apoyo constante fueron determinantes para el éxito de este proyecto.

Queremos agradecer a Sofía Salmini, quien no solo nos brindó apoyo logístico, sino que también desplegó su capacidad para mantenernos organizados y fue de mucha ayuda, aportando ideas y mejorando la calidad del contenido.

A Joaquín Pérez, por su tiempo y dedicación al leer nuestra tesis y ofrecer su perspectiva y valiosas ideas para su mejora. Su visión crítica nos permitió pulir nuestro trabajo y llevarlo a un mejor nivel.

A nuestros respectivos empleadores y compañeros de trabajo por su flexibilidad y apoyo indispensable en momentos críticos para culminar el trabajo.

Por último, pero no menos importante, deseamos expresar nuestra gratitud a la Facultad de Ingeniería, en especial al Instituto de Ingeniería Eléctrica, por brindarnos el espacio necesario para desarrollar este proyecto.

A todas estas personas y entidades, nuestro más sincero agradecimiento por su invaluable aporte en el camino hacia la culminación de esta tesis de grado.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

A nuestras familias y amigos.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Resumen

En este proyecto se realizó un análisis de las tecnologías de almacenamiento de energía, optando por el sistema BESS (Battery Energy Storage System), el cual permite almacenar energía eléctrica mediante baterías para su uso posterior, escogiendo para él las baterías de litio. Se estudiaron los componentes y usos del BESS, incluyendo los servicios auxiliares para la estabilidad de la red eléctrica, como por ejemplo la regulación de frecuencia, regulación de tensión, soportabilidad de huecos, arranque en negro, entre otros.

Se definió como red de estudio la IEEE 9 y se utilizó el programa PandaPower, basado en Python, para conocerla y diagnosticarla a través de simulaciones de flujos de carga. Se diseñó un código automatizado en Python para la regulación de tensión de los nodos, que interactúa con el flujo de carga y se identificó el nodo candidato para ubicar el banco.

Posteriormente, se utilizó la herramienta SimSEE para realizar un dimensionamiento enfocado en un despacho óptimo desde el punto de vista económico. Dentro del programa se modeló la red y su costo de operación. Luego, se analizó la rentabilidad del banco tanto desde el punto de vista de un operador de red como de un inversor externo, y se determinó cuál opción maximizaba el beneficio.

Una gran ventaja de los sistemas BESS es su contribución en la penetración de fuentes de energía renovables no convencionales en la red. Por este motivo, y con el fin de mejorar la rentabilidad, se decidió estudiar la implementación conjunta de un banco de baterías y una planta solar. Para ello, se analizaron los sistemas fotovoltaicos y su modelado en SimSEE para finalmente lograr un dimensionamiento. El sistema final se obtuvo considerando el límite de estabilidad en frecuencia de la red y procurando un aumento de la rentabilidad del banco de baterías.

Finalmente se procedió a realizar un dimensionamiento de todos los componentes que los integran y se presentaron planos y layouts mostrando una posible distribución del conjunto generador.

Este trabajo realizó un análisis completo de un banco de baterías a gran escala conectado a la red eléctrica, evaluando su contribución a la estabilidad del sistema y su impacto económico tanto independientemente como cuando se integra con un parque fotovoltaico. Los resultados destacaron el potencial de estos sistemas

alternativos para reducir costos de despacho y proporcionar servicios auxiliares en el sistema eléctrico.

Tabla de contenidos

Agradecimientos	III
Resumen	VII
1. Introducción	3
1.1. Descripción del Proyecto	3
1.1.1. Objetivo General	3
1.1.2. Motivación	3
1.1.3. Organización del Documento	6
2. Sistemas de Almacenamiento de Energía	9
2.1. Tecnologías de Almacenamiento Energético	9
2.2. Análisis Comparativo de las Distintas Tecnologías de Almacenamiento	11
2.3. BESS y sus Posibles Aplicaciones	13
2.4. Estado del Arte	14
3. Componentes del BESS	17
3.1. Introducción	17
3.2. Baterías	18
3.2.1. Parámetros Principales	18
3.2.2. Estados del Banco de Baterías	20
3.2.3. Sistema de Gestión de Baterías (BMS)	20
3.3. Inversor	21
3.4. Transformador	22
4. Servicios Auxiliares	23
4.1. Regulación de Frecuencia	23
4.1.1. Teoría Clásica	23
4.1.2. Respuesta Inercial	24
4.1.3. Regulación Primaria (RPF)	24
4.1.4. Controladores para Regulación Primaria	25
4.1.5. Regulación Secundaria	26
4.1.6. Regulación Terciaria	26
4.2. Regulación de Tensión	27
4.3. ERNC y su Impacto en los SEP	28
4.4. Aplicación del BESS en Servicios Auxiliares	29

Tabla de contenidos

4.4.1.	Respuesta Inercial	29
4.4.2.	Fast Frequency Response (FFR)	29
4.4.3.	Control de Frecuencia por Estatismo	30
4.4.4.	Regulación de Potencia Reactiva	31
4.4.5.	Soportabilidad de Huecos	32
4.4.6.	Esquemas de Control para BESS	33
5.	Validación y Diagnóstico de Red	39
5.1.	Red de Estudio	39
5.2.	Herramienta para Flujos de Carga - PandaPower	40
5.3.	Modelado de la Red IEEE 9 en PandaPower	41
5.3.1.	Líneas	41
5.3.2.	Transformadores	43
5.3.3.	Generadores	44
5.3.4.	Buses	45
5.3.5.	Cargas	45
5.3.6.	Banco de Baterías	46
5.3.7.	Modelado de la Red IEEE 9	46
5.4.	Validación de la Red IEEE 9	47
5.5.	Diagnóstico de Red	49
5.5.1.	Criterios de Aprobación de Casos	49
5.5.2.	Demanda Implementada	50
5.5.3.	Regulación de Tensión	51
5.5.4.	Casos en Configuración N	54
5.5.5.	Casos en Configuración N-1	57
5.6.	Nodo Crítico para Ubicación del BESS	65
6.	Dimensionamiento Energético y Análisis Económico	67
6.1.	Herramienta para Simulación de Operación del Sistema - SimSEE	68
6.2.	Caso de Partida	69
6.2.1.	Política de Operación	70
6.2.2.	Pasos de Tiempo y Postes	71
6.2.3.	Observaciones del Caso Inicial	75
6.3.	Caso Final	76
6.3.1.	Análisis del Comportamiento del Sistema	80
6.4.	Análisis Económico	88
6.4.1.	Punto de Vista del Operador	88
6.4.2.	Punto de Vista del Inversor	91
6.5.	Costos del BESS	93
6.5.1.	Costo de Inversión del BESS	93
6.5.2.	Costo de Operación del BESS	97
6.6.	Función Objetivo	98
6.6.1.	Maximización de la Función Objetivo - Elección del Banco	100
6.7.	Flujos de Carga Incorporando el BESS	102
6.7.1.	Configuración N	104
6.7.2.	Casos N-1	107

6.7.3.	Conclusiones	113
6.8.	Regulación de Frecuencia	114
6.8.1.	Pérdida de una Turbina Hidráulica	116
6.8.2.	Pérdida de Tres Máquinas en la Térmica 2	117
6.8.3.	Pérdida de Tres Máquinas en Térmica 3	118
6.8.4.	Aumento de Demanda	118
6.9.	Conclusiones	119
7.	Incorporación de Planta Fotovoltaica a la Red	121
7.1.	Introducción	121
7.2.	Planta Fotovoltaica	123
7.2.1.	Módulo Fotovoltaico	123
7.2.2.	Inversor	124
7.2.3.	Transformador	125
7.2.4.	Tipos de Conexiones	125
7.3.	Integración de Energías Renovables	126
7.3.1.	Mejora en el Perfil de Potencia	127
7.3.2.	Disminución de las Pérdidas de Energía de las ERNC	127
7.3.3.	Arbitraje	127
7.3.4.	Participación de ERNC en Servicios Auxiliares	127
7.4.	Simulación SimSEE	128
7.5.	Modelado de la Red IEEE9 con BESS y Planta Solar	130
7.6.	Análisis SimSEE	131
7.7.	Análisis Económico	133
7.7.1.	Costos	134
7.7.2.	Punto de Vista del Operador	135
7.7.3.	Punto de Vista del Inversor	136
7.7.4.	Dimensionado de la Planta Solar	138
7.7.5.	Resultados Económicos	143
7.7.6.	Viabilidad del Proyecto	146
7.8.	Regulación de Frecuencia con Sistema Completo	147
7.9.	Conclusiones	150
8.	Implementación del sistema: Planta FV y BESS	151
8.1.	Introducción	151
8.2.	Esquema de Conexión	151
8.3.	Sistema BESS	152
8.3.1.	Banco de Baterías	152
8.3.2.	Sistema de Acondicionamiento de Potencia (PCS)	155
8.3.3.	Diagrama Unifilar del BESS	157
8.4.	Planta Fotovoltaica	157
8.4.1.	Módulos Fotovoltaicos	159
8.4.2.	Sub-parque Fotovoltaico	159
8.4.3.	Parque Fotovoltaico	161
8.4.4.	Sistema de Acondicionamiento de Potencia (PCS)	161
8.5.	Subestación Elevadora	162

Tabla de contenidos

8.5.1. Transformador AT/MT	163
8.5.2. Dimensionado de Cables de Potencia	164
8.6. Planos del Sistema BESS y Planta Fotovoltaica	166
9. Conclusiones y Trabajo Futuro	169
9.1. Conclusiones	169
9.2. Trabajos Futuros	172
A. Factores que Afectan el Rendimiento de las Baterías	173
B. Detalle Regulación Primaria de Frecuencia	177
C. Flujos de Carga (Tablas del Capítulo 5)	181
C.1. Regulación de Tensión	181
D. Flujos de Carga con BESS (Tablas del Capítulo 6)	183
D.1. Configuración N	183
D.2. Configuración N-1	185
D.2.1. Pérdida de una Máquina del Generador Hidráulico	185
D.2.2. Pérdida de una Máquina de la Térmica 2	186
D.2.3. Pérdida de una Máquina de la Térmica 3	188
E. Efecto del Precio del Sumidero	193
F. Cálculos para Determinar el Conexionado entre Módulos	195
Referencias	197
Índice de tablas	201
Índice de figuras	204

Listado de abreviaturas

A continuación se define la terminología de algunos conceptos utilizados en el documento.

- ADME: Administración del Mercado Eléctrico
- BESS: Battery Energy Storage System
- BMS: Battery Management System
- CAD: Costo de Abastecimiento de la Demanda
- CAES: Compressed Air Energy Storage
- DOD: Depth of Discharge
- EMS: Energy Managment System
- ERNC: Energías Renovables No Convencionales
- FACTS: Flexible AC Transmission Systems
- FFR: Respuesta Rápida en Frecuencia
- FV: Planta Foto Voltaica
- FP: Factor de Potencia
- GFMI: Grid Forming Inverter
- GS: Generador Síncrono
- HVAC: Heating Ventilation Air Conditioning
- IEA: Agencia Internacional de la Energía
- Li-ion: Batería de ion-litio
- LVRT: Low Voltage Ride Through
- PCS: Power Conversion System
- PCS: Power Converter System

Tabla de contenidos

- PHS: Pumped Hydro Storage
- PWM: Pulse Width Modulation
- ROCOF: Razón de cambio de frecuencia
- RPF: Regulación Primaria de Frecuencia
- RSF: Regulación Secundaria de Frecuencia
- RTF: Regulación Terciaria de Frecuencia
- SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition
- SEP: Sistema Eléctrico de Potencia
- SimSEE: Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica
- SOC: State of charge
- SOH: State of Health
- STATCOM: Static Synchronous Compensator
- SVC: Static VAR Compensator
- TIR: Tasa Interna de Retorno
- USD: Dólares americanos
- VAN: Valor Actual Neto
- VRB: Batería de redox de vanadio
- VSG: Virtual Synchronous Generator

Capítulo 1

Introducción

1.1. Descripción del Proyecto

1.1.1. Objetivo General

Los objetivos de este proyecto de fin de carrera abarcan los siguientes puntos:

- Estudiar los componentes y el comportamiento de un sistema de almacenamiento con baterías (BESS) a gran escala.
- Implementar un banco de baterías en una red eléctrica predefinida para analizar los flujos de carga de la misma.
- Establecer un método de dimensionamiento para el sistema de almacenamiento con la red dada.
- Realizar un análisis económico de este tipo de sistemas para evaluar la rentabilidad y viabilidad de un proyecto con estas características.
- Incorporar una planta fotovoltaica y estudiar el comportamiento en conjunto para finalmente dimensionar los componentes del parque generador.

1.1.2. Motivación

En la actualidad, el sector energético se encuentra inmerso en un proceso de transición con el propósito de abordar las crecientes demandas de una sociedad en expansión y cada vez más dependiente de la energía eléctrica. Este proceso tiene como objetivo principal satisfacer las necesidades energéticas de manera sostenible, eficiente y segura.

Aunque la matriz energética primaria mundial continúa siendo dominada por los combustibles fósiles, se evidencia una gran tendencia hacia el aumento de las Energías Renovables No Convencionales (ERNOC), las cuales experimentan un crecimiento acelerado. En la Figura 1.1, se puede apreciar la distribución de las fuentes de energía utilizadas durante los últimos años, donde el crecimiento de las no convencionales es evidente [1].

Capítulo 1. Introducción

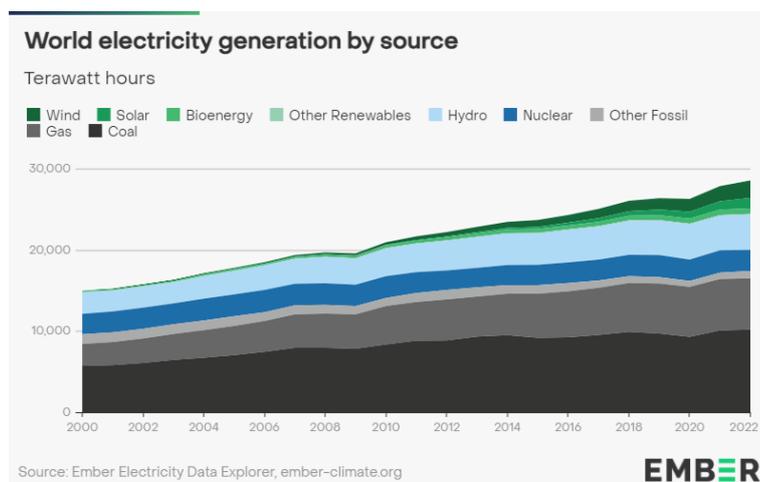


Figura 1.1: Generación eléctrica mundial por fuente. Fuente: [1]

En particular, la energía solar se destaca como la fuente eléctrica con mayor crecimiento, siendo considerada la forma más económica de generación en la historia, según la IEA (Agencia Internacional de la Energía) [2]. Varios países ya generan más del 10 % de su electricidad a partir de energía solar, como Chile (17 %) y Australia (13 %) [3]. En la Figura 1.2 se puede observar el acentuado aumento de esta fuente durante los últimos años.

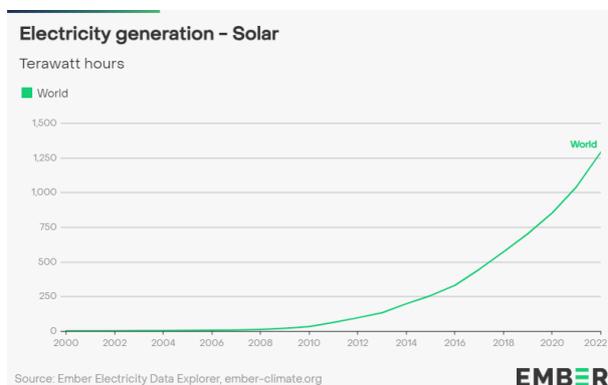


Figura 1.2: Generación mundial energía solar. Fuente: [3]

En cuanto a la energía eólica, en 2022 experimentó el mayor aumento absoluto en comparación con otras fuentes. Se incrementó en un 17 %, pasando de 1,848 TWh en 2021 a 2,160 TWh en 2022. Actualmente, China es el mayor generador de energía eólica, con una producción de 824 TWh, mientras que Dinamarca lidera en términos de participación, con un 55 % de generación (19 TWh). En la Figura 1.3, se puede apreciar, al igual que en el caso de la energía solar, la gran participación que ha tomado esta fuente durante los últimos años [4].

1.1. Descripción del Proyecto

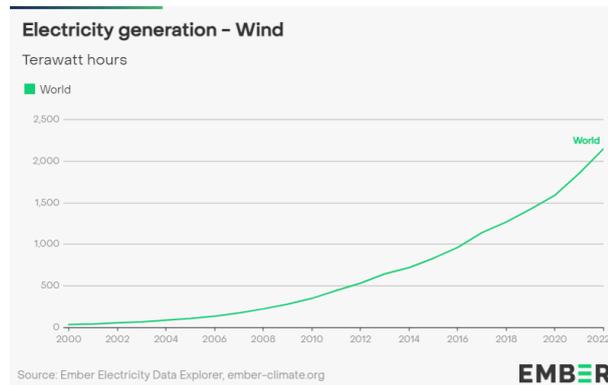


Figura 1.3: Generación mundial de energía eólica. Fuente: [4]

A pesar del importante desarrollo de la energía solar y eólica, los combustibles fósiles siguen siendo predominantes en la matriz energética global. Como se observa en la Figura 1.4, el incremento de estas fuentes de ERNC todavía no es lo suficientemente significativo a nivel mundial. En 2022, la energía eólica representó un 7,5 % de la generación energética global, mientras que la energía solar contribuyó con un 4,5 % [3] [4].

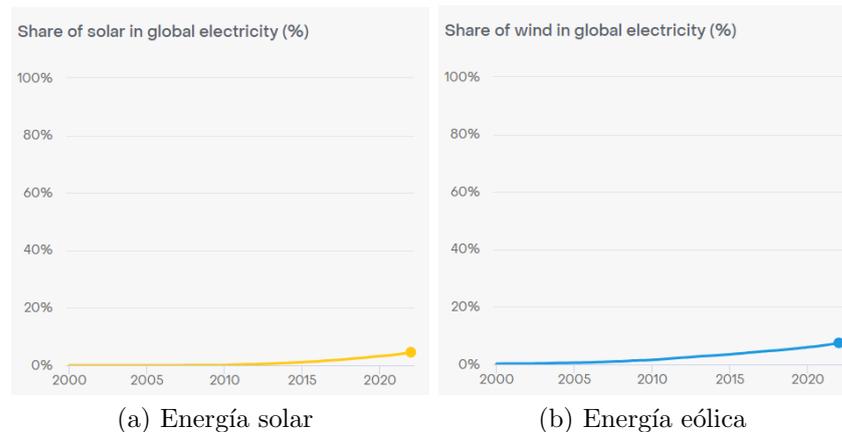


Figura 1.4: Participación de energía solar y eólica a nivel mundial. Fuente: [3] [4]

Los combustibles fósiles son uno de los recursos más utilizados para la producción energética mundial, esto resulta preocupante debido a que los mismos son de naturaleza finita y el ritmo actual de consumo crece de manera acelerada. Se estima que las reservas de petróleo solo serían suficientes para cubrir aproximadamente los próximos 50 años de consumo [5]. Sumado a los conocidos efectos nocivos de los gases de efecto invernadero liberados a la atmósfera por la quema de estos, resulta de suma importancia buscar alternativas más limpias, sostenibles y eficientes para la generación eléctrica.

En la actualidad, las ERNC son las que experimentan el mayor crecimiento y se plantean como solución para disminuir la dependencia de los combustibles

Capítulo 1. Introducción

fósiles y reducir las emisiones de CO₂. Sin embargo, estas fuentes de energía siguen presentando desafíos debido a su naturaleza fluctuante, ya que dependen de las condiciones naturales y no son almacenables lo cual las hace difíciles de gestionar. Debido a la necesidad de encontrar una solución a este problema, se ha impulsado el desarrollo de sistemas acumuladores capaces de realizar un mejor seguimiento de las oscilaciones de generación y demanda.

Los sistemas de almacenamiento energético se presentan como una solución prometedora, ya que tienen la capacidad de acopiar cantidades significativas de energía durante períodos específicos. Esto permite gestionar los recursos y adaptar las curvas de producción a las de demanda. La incorporación de estos sistemas permite almacenar el excedente de generación, aumentar la disponibilidad de energía y ayudar a cubrir los picos de consumo, entre otros beneficios.

1.1.3. Organización del Documento

A continuación se detallan los capítulos contenidos en este proyecto:

- **Capítulo 2:** Se realiza una introducción a los diferentes sistemas de almacenamiento de energía y se justifica la elección de baterías. Además, se proporciona una breve descripción de algunos casos ya instalados que incorporan este tipo de almacenamiento.
- **Capítulo 3:** Se describen los diferentes componentes de un sistema BESS.
- **Capítulo 4:** Se detallan diferentes servicios auxiliares: regulación de frecuencia, de tensión y la contribución del BESS.
- **Capítulo 5:** Se modela una red de estudio conocida en PandaPower, se valida la misma y se realiza un diagnóstico de red. Se define entonces el nodo de ubicación del banco de baterías.
- **Capítulo 6:** Se realiza el dimensionado del BESS desde el punto de vista económico en SimSEE. Se evalúa el comportamiento del banco de baterías en la red mediante flujos de carga.
- **Capítulo 7:** Se incorpora una planta fotovoltaica al sistema con BESS y se realiza el análisis económico y de estabilidad de red para dimensionarla.
- **Capítulo 8:** Se describe la implementación del sistema planta fotovoltaica más BESS.
- **Capítulo 9:** Conclusiones.

1.1. Descripción del Proyecto

Diagrama de Flujo

Se presenta el diagrama de flujo que ilustra los pasos seguidos para implementar el sistema BESS y BESS más planta solar. En este se indican los capítulos correspondientes como guía para comprender el proceso de implementación:

Capítulo 1. Introducción

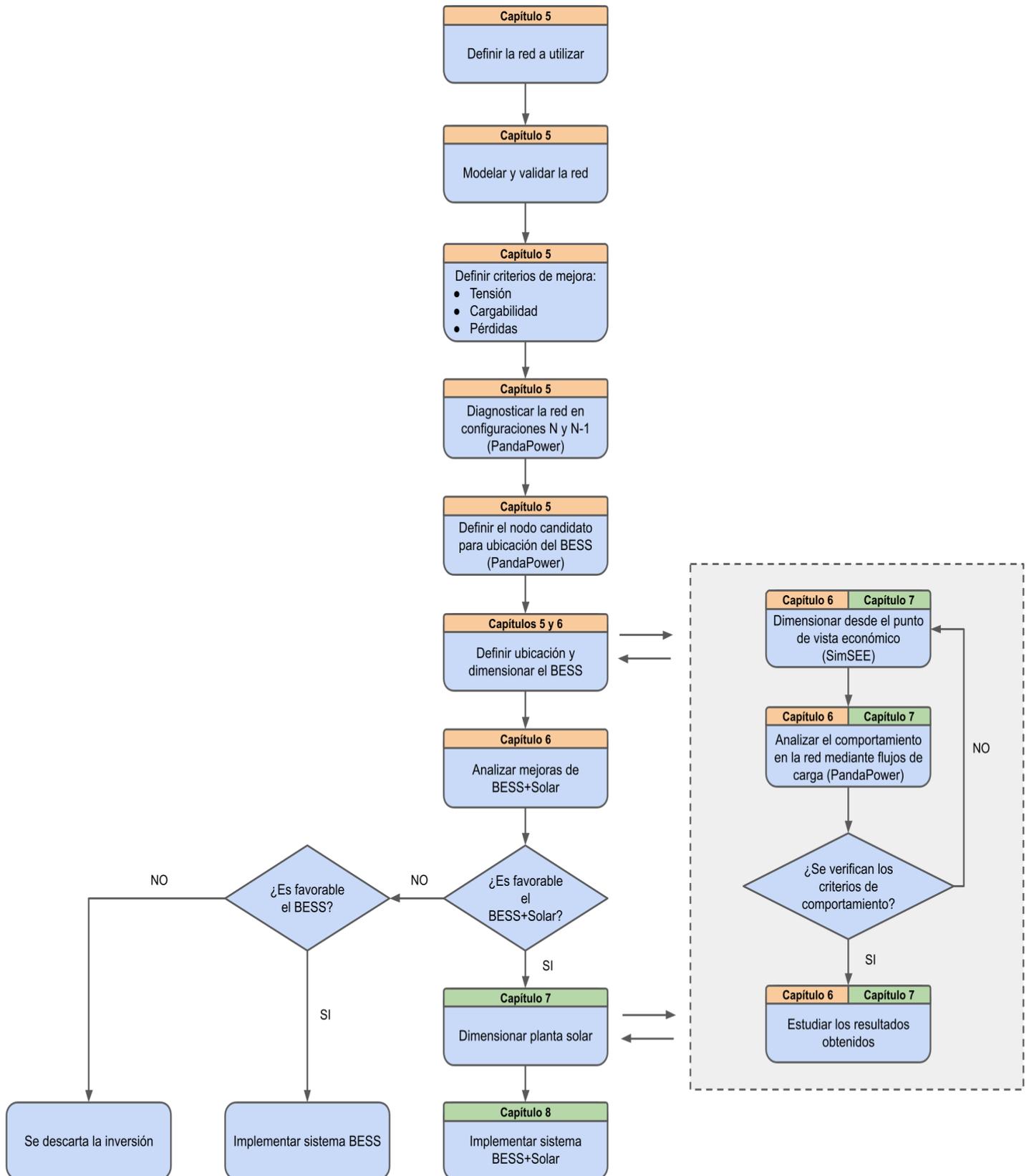


Figura 1.5: Estructura de la tesis.

Capítulo 2

Sistemas de Almacenamiento de Energía

2.1. Tecnologías de Almacenamiento Energético

En el panorama energético actual, donde la transición hacia fuentes de ERNC es cada vez más crucial, las tecnologías de almacenamiento energético han emergido como un componente fundamental para garantizar la estabilidad y eficiencia de los sistemas energéticos.

En este capítulo, se estudiaron las diversas tecnologías actualmente disponibles en el mercado [6] [7].

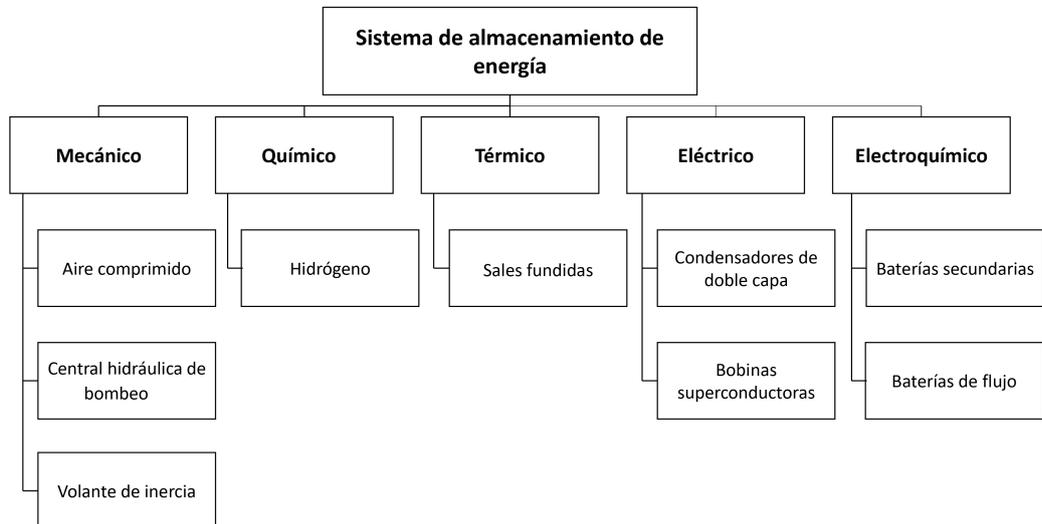


Figura 2.1: Sistemas de almacenamiento de energía.

Capítulo 2. Sistemas de Almacenamiento de Energía

En la Figura 2.1, se representan los sistemas de almacenamiento de energía que serán detallados a continuación:

- **Almacenamiento mecánico:** Almacenan energía potencial o cinética para su posterior conversión a energía eléctrica. Las principales tecnologías de este tipo son:
 - Aire comprimido: Estos sistemas comprimen y almacenan el aire para luego generar electricidad mediante su expansión a través de turbinas.
 - Central hidráulica de bombeo: Se utiliza la energía potencial del agua embalsada a cierta altura para proporcionar potencia.
 - Volantes de inercia: Son dispositivos mecánicos que almacenan energía cinética de rotación para luego transformarla en eléctrica.
- **Almacenamiento químico:**
 - Hidrógeno: El objetivo es convertir el exceso de energía eléctrica en hidrógeno a través de la electrólisis o mediante la síntesis del metano. Pudiendo luego emplearse en el proceso inverso o como combustible sintético.
- **Almacenamiento térmico:** Se utilizan para almacenar energía térmica y generar electricidad. En particular, su aplicación es común en plantas termosolares que emplean sales fundidas.
- **Almacenamiento eléctrico:** Aprovechan campos magnéticos o eléctricos para generar energía. Se clasifican en:
 - Condensadores de doble capa: Esta tecnología almacena energía en campos electrostáticos entre placas conductoras separadas por un electrolito.
 - Bobinas superconductoras: Se basan en un principio electrodinámico, actualmente se siguen desarrollando y básicamente almacenan energía en campos magnéticos.
- **Electroquímico:** Principio de funcionamiento en reacciones de reducción y oxidación, donde un electrodo se reduce y el otro se oxida. Se distinguen dos categorías:
 - Baterías secundarias: Este tipo de batería se puede recargar a través de la aplicación de corriente eléctrica en dirección opuesta a la corriente de descarga, lo que les permite ser reutilizadas después de cada descarga.
 - Baterías de flujo: Se diferencian con las secundarias en que estas tienen tanto el electrolito, como el ánodo y cátodo, en tanques externos a las celdas.

2.2. Análisis Comparativo de las Distintas Tecnologías de Almacenamiento

2.2. Análisis Comparativo de las Distintas Tecnologías de Almacenamiento

En esta sección, además de presentar la tecnología de almacenamiento que se desarrollará en este proyecto, se detallarán brevemente otras de las más utilizadas. En la Figura 2.2 se observa un estudio realizado por la IRENA (International Renewable Energy Agency) en 2017 [8], donde se estudió la distribución de estas tecnologías. De allí se tiene que el PHS (Pumped Hydro Storage) es el más utilizado, seguido por almacenamiento térmico, electroquímico y mecánico. Para la utilización de PHS por ejemplo, es necesario contar con una reserva de agua y una topografía favorable lo cual no siempre es posible. En el caso del almacenamiento térmico, se precisan grandes espacios y complejas instalaciones que finalmente brindan un tiempo de respuesta con limitantes. Se decidió entonces realizar un estudio más detallado sobre el almacenamiento electroquímico.

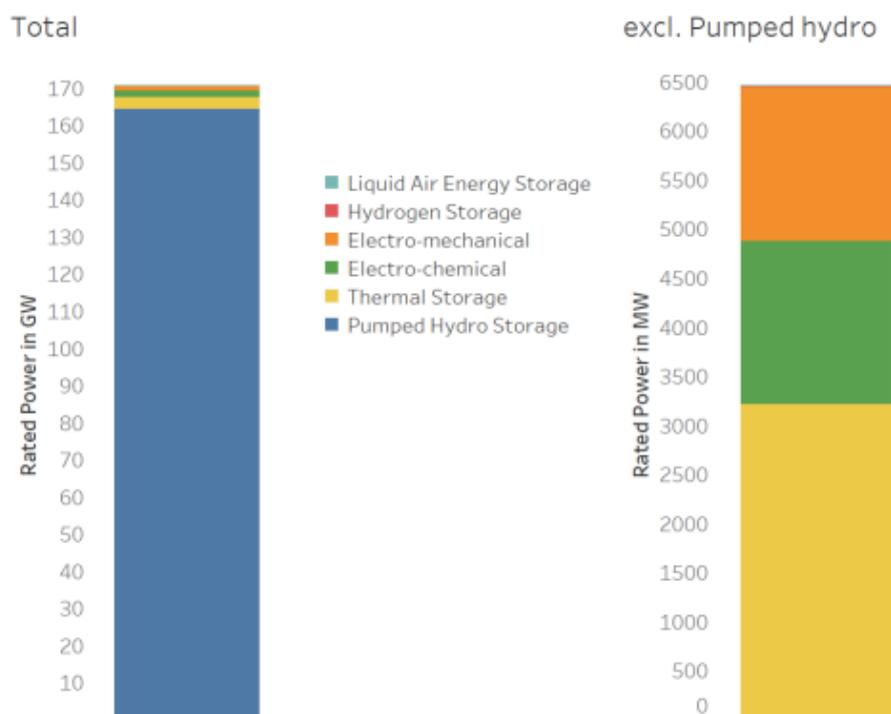


Figura 2.2: Distribución de almacenamiento de energía. Fuente: [8]

Como se definió en la sección 2.1, el almacenamiento electroquímico se basa en baterías. La Figura 2.3 muestra que el tipo de batería más utilizada es la de Li-ion o Ion de Litio [8]. El Litio ha tomado gran relevancia en el sector debido a sus cualidades y actualmente se emplea para la gestión de energía a gran escala. Dicha tecnología presenta una continua tendencia de desarrollo y una importante disminución de sus costos.

Capítulo 2. Sistemas de Almacenamiento de Energía

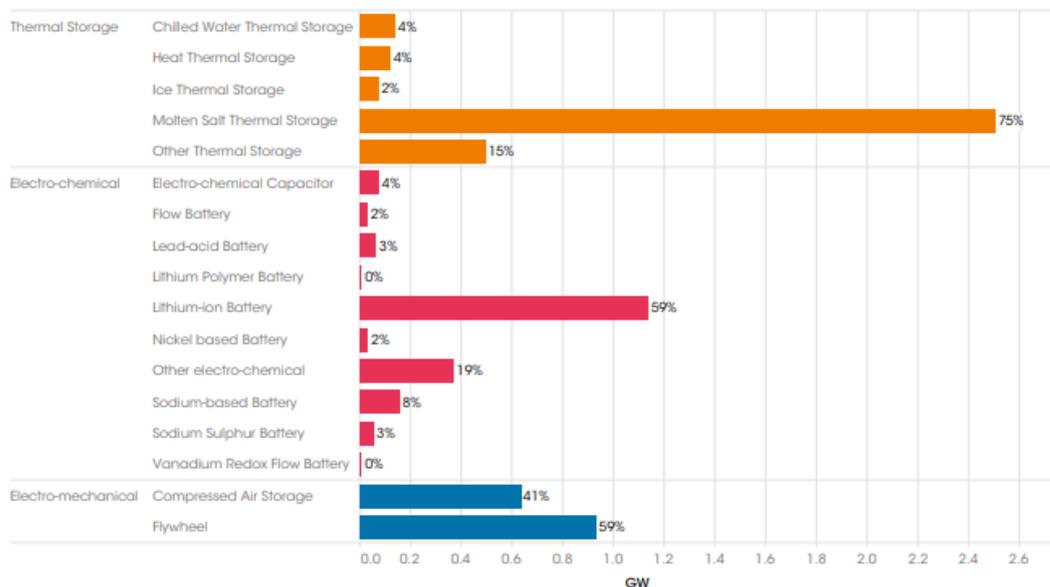


Figura 2.3: Capacidad de almacenamiento de energía térmica, electroquímica y electromecánica, medido en 2017. Fuente: [9]

Las baterías de Li-ion ofrecen numerosas ventajas en comparación con otros tipos de baterías, algunas de ellas son:

- Poseen una alta densidad energética en relación a las tecnologías más comunes.
- Presentan una alta eficiencia, típicamente por encima del 90 %, lo que implica que aprovechan de manera efectiva la energía almacenada [10].
- Las que siguen en rendimiento decreciente son las de sulfuro de sodio (NaS), pero estas presentan altas temperaturas de funcionamiento (300 °C), a diferencia de las baterías de Litio que trabajan en un rango entre -20 °C y 60 °C.
- Tienen una tasa de autodescarga moderada, conservando su carga durante más tiempo cuando no están en uso, teniendo su máxima tasa de descarga en las primeras 24 horas de un 5 %, y reduciendo luego a un 1-2 % por mes, en comparación con otras tecnologías como las de Niquel-Cadmio (NiCd), las cuales tienen alta autodescarga (de un 10 % por mes).
- Tienen una vida útil moderada-alta, pudiendo alcanzar entre 4000 y 6000 ciclos de carga antes de que su rendimiento se vea significativamente afectado, quedando por debajo de las baterías Redox de Vanadio (VRB).

Esto las convierte en la opción más polivalente entre las distintas tecnologías, a pesar de su costo más elevado, el cual se ha reducido considerablemente en las últimas décadas [7], [11], [12], [13].

2.3. BESS y sus Posibles Aplicaciones

La Figura 2.4 muestra una comparativa del litio frente a otras tecnologías comúnmente utilizadas.

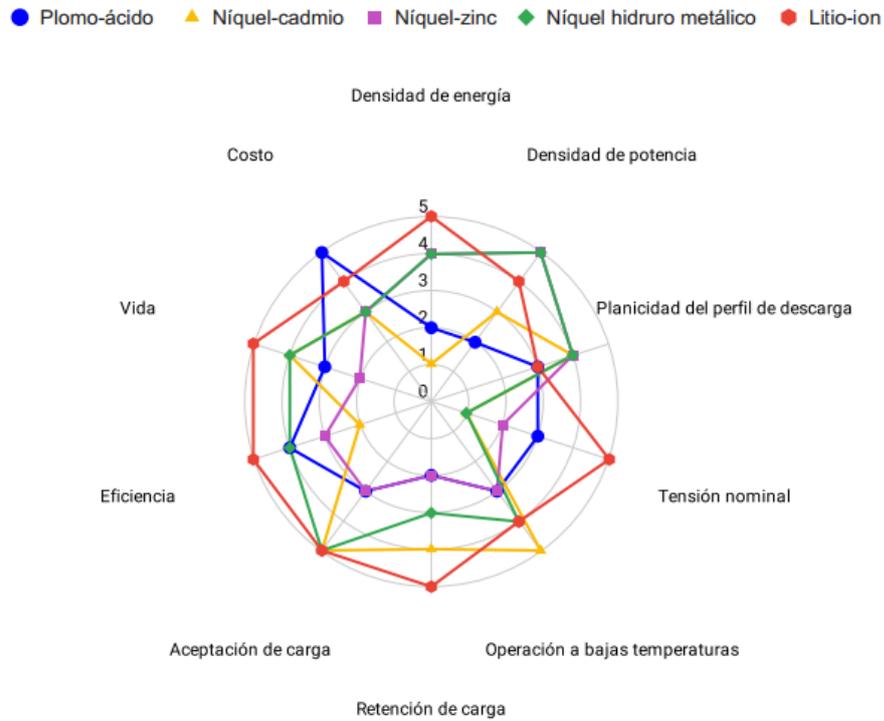


Figura 2.4: Gráfico de telaraña comparativo de tecnologías de baterías. Fuente: [14]

2.3. BESS y sus Posibles Aplicaciones

Battery Energy Storage System (BESS) refiere a un sistema de almacenamiento que permite acumular energía en un conjunto de baterías para posteriormente utilizarla según sea necesario. A grandes rasgos, un BESS está compuesto por sistemas de baterías que se interconectan con la red eléctrica a través de un bloque de conversión AC-DC bidireccional. Asimismo, cuentan con un sistema de control que gestiona su nivel de energía y su estado; ya sea de carga, para almacenar energía, o de descarga, para entregarla a la red. Existen varias ventajas al utilizar un BESS, a continuación se presenta una introducción a sus diversas aplicaciones y usos:

- **Nivelación de carga:** Se almacena energía durante períodos de baja demanda para luego suministrarla al sistema en momentos de alta demanda, permitiendo un equilibrio en el suministro de energía.
- **Remoción de picos:** Su objetivo es reducir los picos de potencia, nivelando la curva de carga. Se busca evitar la instalación de capacidad adicional para responder a los picos de demanda de una carga muy variable.

Capítulo 2. Sistemas de Almacenamiento de Energía

- **Arbitraje de energía:** Se almacena energía durante períodos de bajo precio de generación para su posterior utilización en los momentos en que éste es mayor. Al realizar esto, se logra una traslación de energía aprovechando las variaciones de costo del recurso energético.
- **Regulación de frecuencia:** En redes eléctricas débiles, un aumento o disminución abrupto de carga genera variaciones de frecuencia en la red. El BESS tiene la capacidad de inyectar o consumir energía para disminuir este efecto logrando contribuir a la regulación de frecuencia de la red.

2.4. Estado del Arte

En esta sección se pretende describir algunos ejemplos del BESS hoy en día, en funcionamiento, prestando servicios. Uno de los primeros proyectos a gran escala realizado fue el de HPR (Hornsedale Power Reserve) battery. Esta reserva de energía se encuentra ubicada en Australia. En 2017, se puso en funcionamiento el sistema compuesto por 100 MW/129 MWh de baterías de litio.

Durante los primeros dos años de funcionamiento, se observaron diversos beneficios asociados con las baterías, lo que resultó en ahorros de más de 150 millones de dólares. En 2019, la HPR logró reducir los costos en el mercado eléctrico nacional en 116 millones de dólares mediante la provisión de servicios auxiliares de control de frecuencia [15].

Estos resultados positivos impulsaron la decisión de llevar a cabo una expansión en 2020, añadiendo 50 MW/64,5 MWh adicionales a la reserva [15].



Figura 2.5: Hornsdale Power Reserve battery. Fuente: [16]

En América Latina, se han llevado a cabo varios proyectos de instalación del

2.4. Estado del Arte

sistema BESS. Un ejemplo notable es el proyecto realizado por AES Gener y su filial Empresa Eléctrica Angamos en la localidad de Antofagasta, Chile. En 2011, se completó la construcción de una central térmica de 544 MW, la cual contó con un sistema de almacenamiento de energía de 20 MW/5 MWh para proporcionar capacidad de reserva y brindar apoyo a la red eléctrica [17].

Este sistema BESS desempeña un papel crucial dado que monitorea constantemente la condición del sistema de energía. Ante cualquier desviación significativa en la frecuencia de la red, el sistema responde de manera inmediata y aporta hasta 20 MW de potencia. Esta respuesta es fundamental para ayudar a estabilizar la red eléctrica hasta que se pueda solucionar la falla o utilizar otros recursos disponibles.



Figura 2.6: Sistemas BESS en Antofagasta, Chile. Fuente: [17]

En la actualidad, Uruguay se encuentra desarrollando un proyecto piloto para la instalación de dos sistemas BESS en la red de Valentines, en las localidades de San Gregorio de Polanco y Sarandí del Yí por parte de UTE (Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas) [18]. Con esto se busca proporcionar respaldo ante pérdidas de alimentación, mejorar el perfil de tensiones de la red y lograr un arbitraje intertemporal, lo cual es una estrategia financiera que busca aprovechar las diferencias temporales en los precios de la energía. Según los requisitos establecidos en la licitación, estos sistemas deben contar con una capacidad mínima de almacenamiento de energía de 35 MWh y una potencia aparente de al menos 18 MVA.

Uruguay se destaca a nivel mundial por su proporción significativa de ERNC en su matriz energética, lo cual hace que este proyecto sea especialmente relevante. La utilización de sistemas BESS contribuirá a fortalecer y optimizar la integración de estas fuentes en el sistema.

En este capítulo, se presentaron diversas tecnologías de almacenamiento, así como la elección de un sistema de almacenamiento en baterías para este proyecto, que busca dimensionarlo para una red previamente conocida. Además, se seleccionó la batería de ion de Litio como elemento básico a utilizar y se exploraron diversas aplicaciones del sistema, así como se examinó el estado actual de esta tecnología.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 3

Componentes del BESS

3.1. Introducción

En este capítulo se describirán cada uno de los componentes del BESS, pasando a detallar los más importantes. En la Figura 3.1 se presenta un diagrama resumiendo los diferentes elementos que lo integran. Estos son:

- **Sistema de baterías:** Es el componente principal del BESS. Se trata de un conjunto de celdas electroquímicas manejadas por un sistema de gestión.
 - **Baterías:** Son las encargadas de almacenar la energía. Están compuestas por un conjunto de celdas que convierten energía química en eléctrica.
 - **Battery Management System (BMS):** Mediante el análisis en tiempo real de diversos parámetros de las celdas, realiza el control del estado de las baterías. Además, gestiona sus tasas de carga, procurando maximizar la seguridad y optimizar su rendimiento.
- **Power Conversion System (PCS):** O Power Conditioning System, son los sistemas de conversión y acondicionamiento de potencia. El PCS está compuesto por:
 - **Inversor:** Permite la conversión de la corriente alterna en corriente continua y viceversa. Brinda una interconexión bidireccional de la red (AC) con las baterías (DC).
 - **Energy Management System (EMS):** Se encarga de la consigna de control y despacho óptimo de energía al cargar y descargar el banco de baterías, se comunica con los BMS y el inversor.
 - **Sistema de control:** Se comunica con todos los anteriores y además con medidores externos y transformadores, asegurando el correcto funcionamiento y protegiendo al sistema. Puede comunicarse también con un sistema SCADA.

Capítulo 3. Componentes del BESS

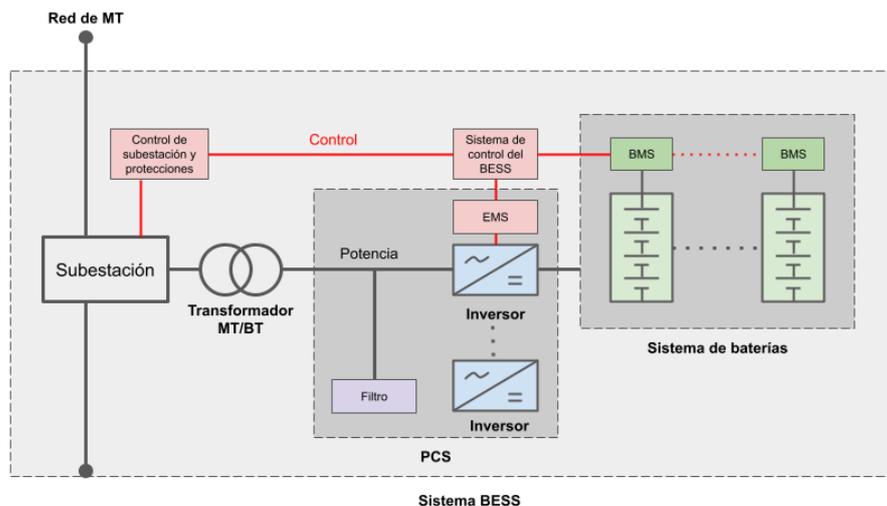


Figura 3.1: Diagrama de la conexión de un sistema BESS a la red eléctrica en MT.

- **Filtro:** Se encarga de mejorar la calidad de onda de salida del BESS. Generalmente son filtros pasabajo de tipo LCL para atenuar el contenido armónico.
- **Transformador:** Es necesario para adaptar el nivel de tensión de salida del inversor con el de la red eléctrica donde se va a conectar. En este tipo de aplicaciones usualmente se utiliza un transformador de Baja Tensión a Media Tensión (MT/BT) y en ciertas soluciones modulares de PCS, este puede estar incluido.

3.2. Baterías

Las baterías son el elemento fundamental del sistema BESS. Las mismas están compuestas por celdas, las cuales convierten energía química en energía eléctrica por medio de una reacción electroquímica de oxidación-reducción. Estas últimas son la unidad electroquímica básica que consiste en dos electrodos (positivo y negativo) inmersos en un electrolito. El electrolito es la sustancia que se encarga de facilitar el movimiento de iones entre los electrodos, los cuales permiten que las reacciones químicas puedan continuar y los electrones fluyan. Un banco de baterías para BESS básicamente está formado por la combinación repetida de series y paralelos de celdas.

3.2.1. Parámetros Principales

A continuación se describen algunos parámetros relevantes para poder definir las características técnicas del sistema de baterías a utilizar en el BESS.

- **Niveles de tensión:** Existen tres valores de tensión que caracterizan a las baterías:

- **Tensión máxima (U_{max}):** Es el valor máximo de tensión que la batería es capaz de soportar durante el proceso de carga.
- **Tensión nominal (U_n):** Es el valor de tensión alrededor del cual se busca operar la batería.
- **Tensión mínima o de “cut off”:** Es el valor de tensión en el que se considera que la batería está totalmente descargada. A partir de esta tensión en muchos casos la batería se desconecta automáticamente ya que por debajo de esta tensión la batería se daña rápidamente disminuyendo considerablemente su vida útil.

- **Capacidad:** Indica la cantidad de carga que entrega una celda, se mide en Coulombios (C) o en Ampere-hora (Ah).

Se puede calcular como la integral de la corriente durante el tiempo que dure la descarga:

$$C = \int_0^t i(t)dt$$

- **Resistencia interna (Ω):** Es una medida de la oposición al flujo de corriente debido a factores internos como el área de la superficie de los electrodos y la conductividad electrolítica; varía con el ciclado de la batería.
- **Tasa de descarga:** La corriente de descarga de la batería en comparación a la corriente nominal, suele llamarse tasa C.
- **Ciclo:** Es el proceso de carga o descarga de la batería desde el estado de carga actual (SOC) al mismo estado dentro de una sola carga y descarga.
- **Ciclo de vida:** Es el número de ciclos a partir del cual la batería se vuelve inutilizable.
- **Capacidad de energía:** La energía que es capaz de almacenar una batería. Se obtiene de la capacidad y la tensión nominal y se expresa normalmente en kWh.
- **Capacidad de potencia:** Es la potencia que puede manejar la batería según su tasa de carga o descarga C. Usualmente se expresa en kW.
- **Potencia máxima:** Potencia especificada por el fabricante indicando las condiciones de temperatura, SOC y tiempo (segundos) por las que se puede obtener dicha potencia.

3.2.2. Estados del Banco de Baterías

Profundidad de Descarga (DOD)

La profundidad de descarga es un indicador de la cantidad de carga que ya ha sido extraída de la batería en relación a su capacidad [19].

$$DOD = \frac{\int_0^t i_{desc}(t) dt}{Capacidad}$$

Estado de Carga (SOC)

El estado de carga es un indicador de la cantidad de carga que queda aun disponible en la batería en relación a su capacidad. Comúnmente se expresa como un porcentaje [19].

$$SOC = \frac{Cantidad\ de\ carga\ remanente\ (Ah)}{Capacidad\ (Ah)} = 1 - DOD$$

Para obtener un conocimiento más amplio sobre el comportamiento de las baterías y los factores que impactan en su rendimiento, se recomienda consultar el Apéndice A.

3.2.3. Sistema de Gestión de Baterías (BMS)

Un BMS es un circuito diseñado para monitorear un conjunto de celdas y asegurar que funcionen dentro de los parámetros seguros de operación durante el proceso de carga y descarga [20].

Los objetivos generales de un sistema BMS son los siguientes [20]:

- **Protección de las celdas:** Se busca garantizar la protección de las baterías para prevenir posibles inconvenientes durante la carga y descarga, los cuales podrían afectar su vida útil e incluso ocasionar daños permanentes.
- **Control de carga:** El sistema supervisa y regula la corriente y el voltaje durante la carga, asegurando que se mantengan dentro de los límites seguros y óptimos de las baterías.
- **Control de temperatura:** Sensa la temperatura de las celdas y en caso de alcanzar temperaturas peligrosas las desconecta para evitar posibles incendios.
- **Balance de carga en las celdas:** En un conjunto de baterías, las diferencias de carga entre las celdas son comunes debido a la variación en la impedancia interna o las condiciones de operación. Estas diferencias aumentan con cada ciclo de carga o descarga y las celdas con mayor disparidad son propensas a daños y fallos. La equalización de carga en toda la cadena de celdas iguala el voltaje entre ellas, prolongando su vida útil y evitando fallos prematuros.

3.3. Inversor

Uno de los componentes claves del sistema de acondicionamiento y conversión de potencia es el inversor. Es responsable de realizar la conversión de corriente alterna (AC) a continua (DC) y viceversa, de forma de permitir la interacción del banco de baterías con la red. Utilizan electrónica de potencia, actualmente la mayoría emplean transistores bipolares de compuerta aislada (IGBT).

Los inversores utilizados usualmente en sistemas BESS son de tipo Grid Forming Inverters (GFMI), estos no necesitan de la frecuencia de la red para funcionar. Dichos equipos, tienen la capacidad de emular características de generadores síncronos de grandes centrales, controlando la potencia activa y reactiva que entregan o consumen, así como también la frecuencia.

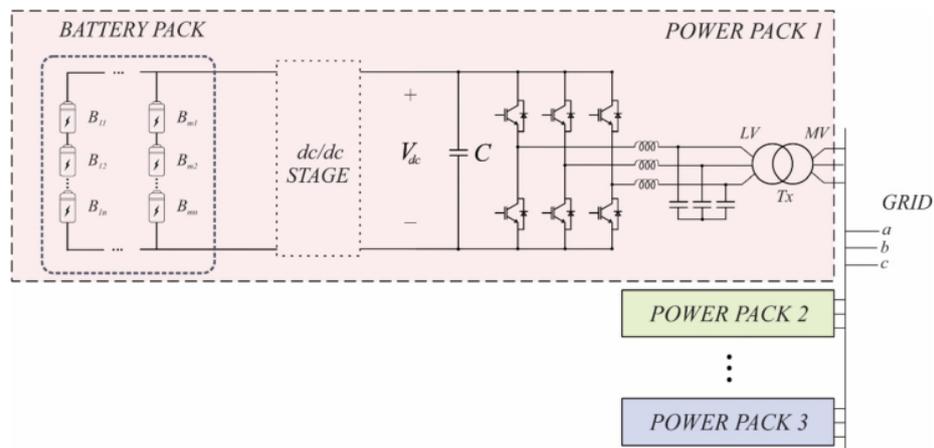


Figura 3.2: Ejemplo de un inversor bidireccional en sistema BESS. Fuente: [21]

Como muestra la Figura 3.2, estos inversores también cuentan con una etapa DC/DC, la cual permite modificar y controlar las magnitudes en continua, aumentando el grado de control sobre el banco de baterías.

También se observa un condensador entre la etapa DC/DC y la AC/DC, el cual es llamado DC-link, y sirve para mantener la tensión constante entre los dos convertidores. Además permite el control independiente de estos. El DC-link junto con una inductancia de acople, son los que permiten que el inversor opere en los cuatro cuadrantes de potencia, sin afectar a las baterías cuando solo compensa reactiva [19].

Como se mencionó en 3.1, los inversores forman parte del PCS, junto con los componentes de control, existen soluciones modulares completas para los sistemas de conversión PCS, en la Figura 3.3 se muestran ejemplos.

Capítulo 3. Componentes del BESS



Figura 3.3: Ejemplos de soluciones PCS. Fuente: [22]

3.4. Transformador

El transformador cumple la función de elevar la tensión para realizar la conexión entre la red y el sistema BESS.

El mismo puede encontrarse en conjunto con el PCS o por fuera de él, y debe ser capaz de manejar la potencia total del sistema. Normalmente potencia del transformador debe coincidir o superar a la potencia nominal del convertidor. Existen transformadores especiales para trabajar con alto contenido de armónicos provocado por la electrónica de potencia del inversor, estos se conocen como PWM (Pulse Width Modulation) Capable. De todas formas los equipos PCS completos como se mencionó en 3.1 cuentan con filtrado propio para la distorsión armónica, sin necesidad de lo mencionado. Lo más común es emplear transformadores multi-bobinados para brindar aislación galvánica entre los inversores en paralelo que se conectarán con la red.

En este capítulo se ha presentado una introducción a los elementos clave que componen un sistema BESS, junto con sus funciones y parámetros más relevantes, con el fin de proporcionar una visión general de los mismos.

Capítulo 4

Servicios Auxiliares

En la sección 2.3 se mencionó que los sistemas BESS suelen proporcionar servicios específicos que contribuyen a la estabilidad de la red, adaptándose a sus necesidades en cada instante. En este capítulo se proporciona un resumen del concepto teórico de estos servicios y sus aplicaciones.

4.1. Regulación de Frecuencia

4.1.1. Teoría Clásica

El equilibrio entre la generación y la demanda es fundamental para garantizar el funcionamiento estable y seguro de los sistemas eléctricos de potencia. Las fluctuaciones entre las potencias activas de estos actores (ecuación (4.1)), tienen un impacto directo en la frecuencia del sistema, lo cual afecta tanto a la red como a los consumidores finales. Dicha frecuencia debe mantenerse prácticamente constante en su valor de referencia, para lograr un funcionamiento correcto, permitiéndose oscilaciones dentro de una banda admisible.

$$P_{Generacion} = P_{Carga} + P_{Perdidas} \quad (4.1)$$

Una variación repentina en la demanda de potencia activa en un punto de la red, se refleja en el sistema como un cambio en la frecuencia. Este efecto es aún más notorio en micro-redes con baja inercia. Si estas variaciones no se controlan en un período acotado, pueden llevar a situaciones críticas e incluso al colapso del sistema eléctrico.

En este sentido, el control de frecuencia es de vital importancia en un sistema eléctrico de potencia (SEP), para garantizar la estabilidad y confiabilidad del mismo. Con el fin de lograr estos objetivos, existen tres niveles de regulación: control primario, secundario y terciario de frecuencia.

Capítulo 4. Servicios Auxiliares

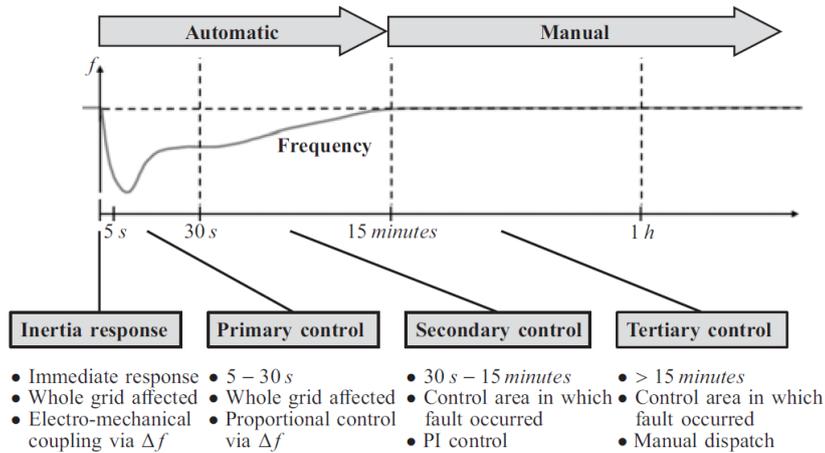


Figura 4.1: Diagrama de respuesta de frecuencia en el tiempo ante un evento de subfrecuencia. Fuente: [23]

4.1.2. Respuesta Inercial

Aunque no es un método propiamente dicho, la respuesta inercial es la primera respuesta ante una perturbación en la frecuencia de un sistema que cuenta con generadores síncronos conectados directamente a la red. Cuando no se cumple el balance planteado en la ecuación 4.1, y la demanda de potencia activa supera a la generada, se produce una caída de frecuencia. Esto se debe a que, inmediatamente después del desequilibrio, el déficit de energía se toma de la almacenada en las masas rotantes de los generadores como un primer intento de limitar la desviación. Como resultado, la velocidad de los generadores disminuye y, en consecuencia, la frecuencia del SEP se reduce, como se muestra en la Figura 4.1. Dicho comportamiento es descrito por la segunda cardinal de movimiento del conjunto turbina-generator en la ecuación (4.2), esto se desarrolla con mayor detalle en el Apéndice B.

$$J \frac{dw_m}{dt} = T_m - T_e \quad (4.2)$$

La tasa de cambio de frecuencia, conocida como ROCOF (Rate of Change of Frequency), y el punto de mayor desviación, están determinados principalmente por la magnitud del desbalance y la inercia del sistema [24].

4.1.3. Regulación Primaria (RPF)

La regulación primaria busca restablecer el equilibrio de generación y demanda para así estabilizar la frecuencia luego de un desbalance.

Después de transcurrido un período de tiempo, del orden de segundos, comienza a actuar el control primario de frecuencia. Este control es de tipo proporcional realimentado por frecuencia, es local y consiste en un cambio automático en la fuerza motriz del generador con el objetivo de controlar su frecuencia. Dicha regulación tiene un tiempo de respuesta de hasta 30 segundos y se logra mediante

la acción de los reguladores automáticos de los generadores. Estos, a través de un actuador, controlan la velocidad del generador y por ende, la frecuencia [24] [25].

Para obtener información adicional sobre RPF, se recomienda consultar también el Apéndice B.

4.1.4. Controladores para Regulación Primaria

Existen varios métodos de accionamiento de los controladores que permiten regular la velocidad de los generadores, los más clásicos son la regulación isócrona y la regulación con estatismo. El primero no es aplicable a redes con varios generadores debido a los problemas oscilatorios entorno a la velocidad de estado estacionario que ello genera. El método de regulación usualmente empleado es el de estatismo.

Regulador de Velocidad con Estatismo

Con este tipo de controlador, se asigna a cada generador una consigna de variación de potencia en función del desvío de frecuencia que percibe en el nodo de conexión. La variación del error de frecuencia ante un incremento en la carga, se traduce en una línea recta en condiciones de régimen permanente (ecuación (4.3)).

$$\Delta P \approx -K \times \Delta \omega \quad (4.3)$$

Siendo K la transferencia del controlador proporcional con ganancia $1/R$.

El valor de R determina la característica en estado estacionario de velocidad-potencia de la unidad generadora. Dicho valor es el que se denomina **estatismo** y se expresa en porcentaje según la ecuación (4.4).

$$R(\%) = \frac{(\%) \Delta f}{(\%) \Delta P} = \frac{f_o - f_{PN}}{f_N} \quad (4.4)$$

Siendo:

- f_o = Frecuencia en vacío.
- f_{PN} = Frecuencia a potencia nominal.
- f_N = Frecuencia nominal del sistema.

Entonces, un estatismo del 5 %, implica que una variación del 5 % en la frecuencia, lleva al generador a su potencia nominal o 100 % de variación en el actuador de regulación correspondiente (Figura 4.2).

La característica real del estatismo no sigue una relación completamente lineal, ya que existen bandas muertas donde esta no opera. Estas bandas están diseñadas para evitar un desgaste excesivo de los servomecanismos y componentes de regulación [24] [26].

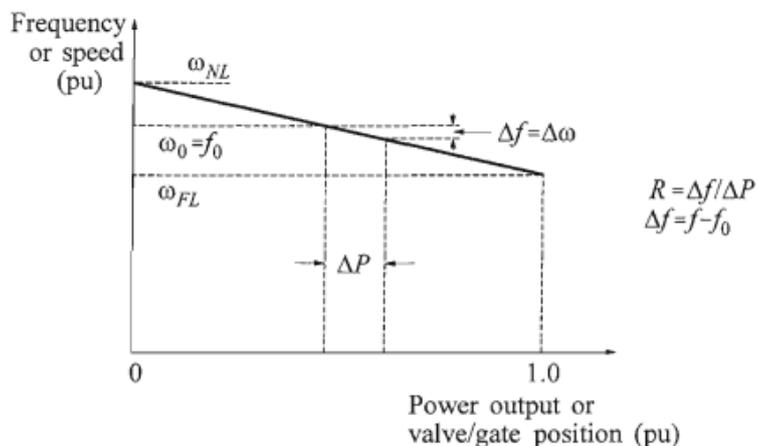


Figura 4.2: Característica estatismo. Fuente: [24]

4.1.5. Regulación Secundaria

El control secundario tiene como objetivo principal compensar el error de frecuencia final luego de la acción de la RPF.

Se realiza mediante la modificación de las consignas de potencia activa de las unidades asignadas para dicho fin. Puede ser realizado de manera automática o manual, dependiendo de la configuración y preferencias del operador de la red. A diferencia de la RPF, la regulación secundaria de frecuencia (RSF) opera de forma coordinada con todo el sistema.

Esta regulación actúa controlando la consigna de potencia despachada por cada máquina, contribuyendo a que la frecuencia del SEP retorne a la banda admisible. Si bien es una respuesta más lenta que la RPF, y debe ser coordinada con los demás generadores, tiende a restaurar con precisión la frecuencia de operación del sistema. Esta variación en la consigna de potencia causa un desplazamiento en las curvas de estatismo de los generadores [24] [27].

4.1.6. Regulación Terciaria

Como etapa final del proceso de regulación de frecuencia, se encuentra la regulación terciaria, que opera en un margen de tiempo superior a 15 minutos aproximadamente. Esta etapa de regulación puede implicar un cambio en la potencia de los generadores operativos, así como la entrada o salida de unidades de generación.

El objetivo del control terciario no se limita únicamente a la regulación de frecuencia, sino que también busca un reparto óptimo de carga en el SEP. Su función es recuperar el margen de estabilidad del sistema, restaurar las reservas de energía y procurar la operación más económica, siempre respetando las restricciones eléctricas del sistema y los generadores [24] [25] [27].

4.2. Regulación de Tensión

La regulación de tensión en un SEP es tan importante como la regulación de frecuencia, aunque presenta diferencias significativas. Mientras que la frecuencia es un parámetro global del sistema, el voltaje es un parámetro local que varía entre los diferentes nodos del sistema.

La estabilidad de tensión en un SEP se refiere a la capacidad de una red eléctrica de mantener el voltaje dentro de los límites permitidos en todos sus nodos, tanto en condiciones normales como de contingencia. Está directamente relacionada al balance de potencia reactiva del sistema, y puede verse afectada por aumentos significativos en la carga, pérdidas de líneas, falla en generadores o elementos de regulación. Estas situaciones pueden llevar al sistema a estados críticos de tensión o incluso a la desconexión, es por ello que la compensación de potencia reactiva resulta imprescindible para el sistema.

Existen diversos métodos para el control de tensión de un SEP, algunos de los más conocidos:

- Control con los generadores síncronos.
- Cambiadores bajo carga en transformadores.
- Reactores shunt.
- Condensadores shunt.
- Condensadores serie.
- Utilización de FACTS.

En el caso de líneas de transmisión con tensiones mayores a 230 kV se emplean reactores debido a la predominancia capacitiva de las mismas. Para líneas más cortas y de menor tensión, la predominancia puede ser inductiva, debiendo instalar condensadores para compensarla. La condición óptima en cuanto a estabilidad es la de FP unitario, evitando sobretensiones para bajos niveles de carga y manteniendo los niveles de tensión a plena carga dentro de márgenes aceptables [28].

Para la comprensión del presente trabajo se describen brevemente los siguientes:

Reactores shunt

Los reactores básicamente son elementos inductivos que permiten consumir la potencia reactiva sobrante en los momentos de baja carga de la red debido a la naturaleza capacitiva de las líneas de transmisión. Estos pueden ser maniobrables o de conexión rígida a la línea que compensan y con configuración en estrella como en delta, siendo la última la más eficiente para una tensión dada.

Control con Generadores Síncronos

Se utilizan los mismos generadores síncronos en los cuales un controlador actúa sobre la corriente de excitación del mismo, modificando la fem inducida hasta obtener la tensión deseada.

Estos generadores no solo generan potencia activa (W), sino que también potencia reactiva (VAr). Al variar la corriente de excitación se puede controlar la potencia reactiva que el mismo inyecta o absorbe del sistema, logrando de esta manera variar la tensión.

Regulación con FACTS

Actualmente, se han desarrollado métodos más modernos y eficientes para la compensación de reactiva, basados en electrónica de potencia, los llamados Flexible AC Transmission Systems (FACTS).

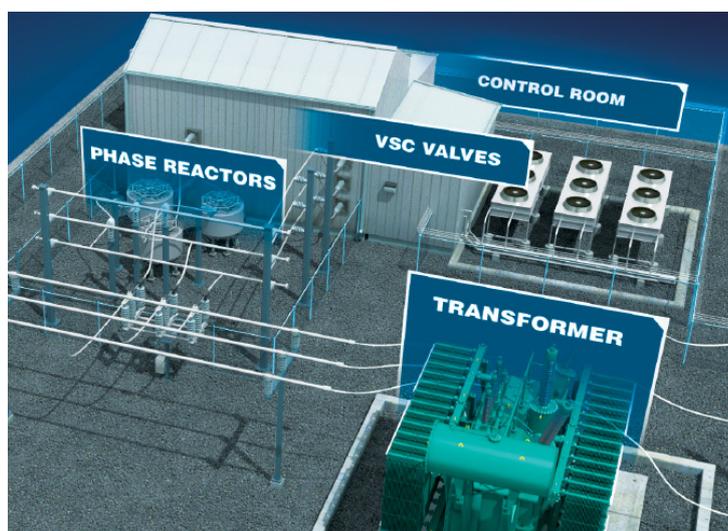


Figura 4.3: STATCOM clásico. Fuente: [29]

Estos dispositivos son capaces de generar o consumir potencia reactiva generando reactancias variables. Los más conocidos son el Static Var Compensator (SVC) y el Static Synchronous Compensator (STATCOM).

La Figura 4.3 representa un STATCOM clásico que simula el funcionamiento de un compensador síncrono. Este controla el módulo de la tensión regulando la reactiva sin consumir potencia activa. Normalmente cuentan con una etapa de filtrado debido a la generación de armónicos.

4.3. ERNC y su Impacto en los SEP

Como se mencionó en el Capítulo 1, en los últimos años ha habido un aumento acelerado en la incorporación de energías renovables en las matrices energéticas de

4.4. Aplicación del BESS en Servicios Auxiliares

diversos países. Sin embargo, esta transición hacia una mayor generación renovable plantea desafíos para la estabilidad de los SEP.

Las ERNC, al utilizar generadores no síncronos y carecer de masas rotantes, reduce la inercia general del sistema y no proporcionan una respuesta firme ante una perturbación. En el caso de los generadores eólicos, a pesar de contar con un elemento giratorio, estos presentan convertidores electrónicos que los desacoplan del sistema.

Para abordar este problema, se están desarrollando distintas estrategias para contrarrestar esta reducción de inercia y respuesta a perturbaciones en la generación de energía de un sistema con fuerte presencia de ERNC. Existen sistemas de control avanzados que permiten una gestión más eficiente de la generación e integración de este tipo de energías a la red como la simulación de inercia, algunos de ellos se describen en la siguiente sección.

4.4. Aplicación del BESS en Servicios Auxiliares

A continuación, se resumen las características y usos de algunos de los servicios auxiliares que pueden brindar los almacenamientos de energía con inversores conectados a la red.

4.4.1. Respuesta Inercial

Los sistemas BESS pueden proporcionar de forma simulada una respuesta inercial similar a una máquina rotativa, al inyectar o absorber potencia activa de manera proporcional al ROCOF. Esta respuesta puede mejorar el punto mínimo de frecuencia ante una perturbación que provoque una desviación del valor nominal de la misma. El parámetro de inercia a simular, conocido como “H”, puede ser programado a conveniencia en estos sistemas. Se debe tener en cuenta que la respuesta que pueda aportar el BESS es altamente dependiente del estado inicial de las baterías, su SOC y margen de potencia respecto a la nominal en el momento de la perturbación [30].

4.4.2. Fast Frequency Response (FFR)

La FFR por su sigla en inglés hace referencia a una regulación rápida de frecuencia ante una desviación específica de un valor predefinido. Esta pretende complementar la respuesta inercial del sistema, de forma de reducir el ROCOF ante una perturbación. Al proporcionar una respuesta temprana de potencia activa, se evita una mayor desviación de la frecuencia, lo que a su vez aumenta el margen de tiempo para que la regulación primaria actúe. En una red con baja inercia mecánica, la ausencia de FFR puede requerir una mayor capacidad de RPF para contrarrestar una caída de frecuencia.

Un sistema BESS puede aportar esta respuesta rápida en aproximadamente 0,5 segundos como se muestra en la Figura 4.4. Sin embargo, es importante que esta respuesta sea precisa y acorde a la perturbación, lo cual requiere una medición

Capítulo 4. Servicios Auxiliares

de la magnitud de frecuencia fidedigna y una configuración adecuada del nivel de umbral de activación para la FFR [30] [31].

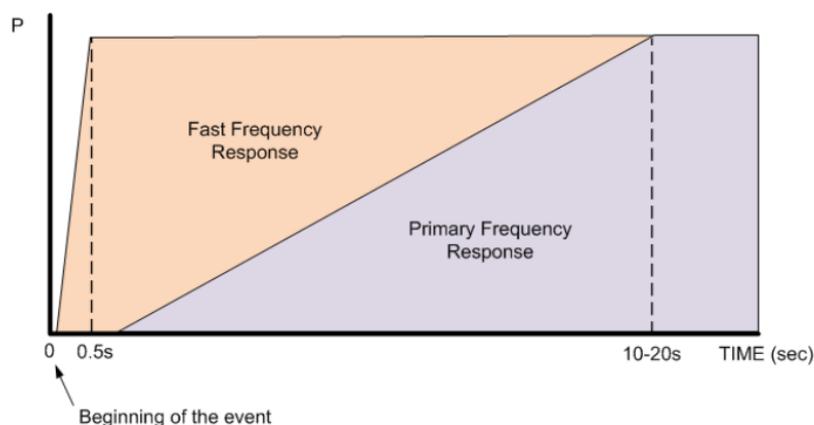


Figura 4.4: Tiempos de respuesta FFR - RPF. Fuente: [31]

4.4.3. Control de Frecuencia por Estatismo

Los sistemas BESS tienen la capacidad de participar en RPF y responder a una curva de estatismo, tanto para subfrecuencia como sobrefrecuencia, inyectando o absorbiendo potencia según corresponda. Esto puede lograrse incluso con mayor precisión y rapidez que un generador convencional. El parámetro R (ecuación (4.4)) es configurable en estos sistemas, usualmente entre 1 % y 5 %. En la Figura 4.5 se muestra un caso de regulación por estatismo de un sistema BESS+FV (almacenamiento en banco de baterías en conjunto con una planta solar fotovoltaica). Como se observa, la FV puede reducir la inyección de potencia activa en casos de sobrefrecuencia, pero no es capaz de absorber potencia activa como el BESS.

4.4. Aplicación del BESS en Servicios Auxiliares

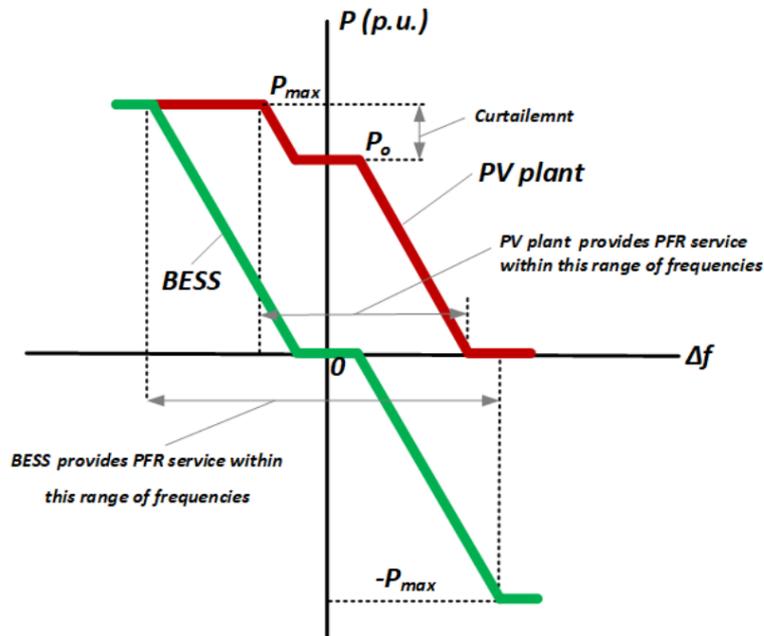


Figura 4.5: Curvas de estadismo BESS+FV. Fuente: [30]

Nuevamente, la habilidad del sistema de almacenamiento para proveer la respuesta necesaria es dependiente de las condiciones iniciales de las baterías, según el margen de reserva que estas dispongan en el momento del evento. Dicha reserva en generadores convencionales es conocida como reserva rotante.

4.4.4. Regulación de Potencia Reactiva

Los inversores utilizados en los BESS tienen la capacidad de operar en los cuatro cuadrantes de potencia, lo que les permite controlar de manera flexible la inyección o absorción tanto de potencia activa como reactiva. Estos sistemas se pueden configurar para mantener una consigna de tensión en la barra de conexión o un factor de potencia predefinido. En la Figura 4.6 se presenta un esquema de operación de potencias para un BESS de 1 MW/1 MWh del National Renewable Energy Laboratory (NREL).

Capítulo 4. Servicios Auxiliares

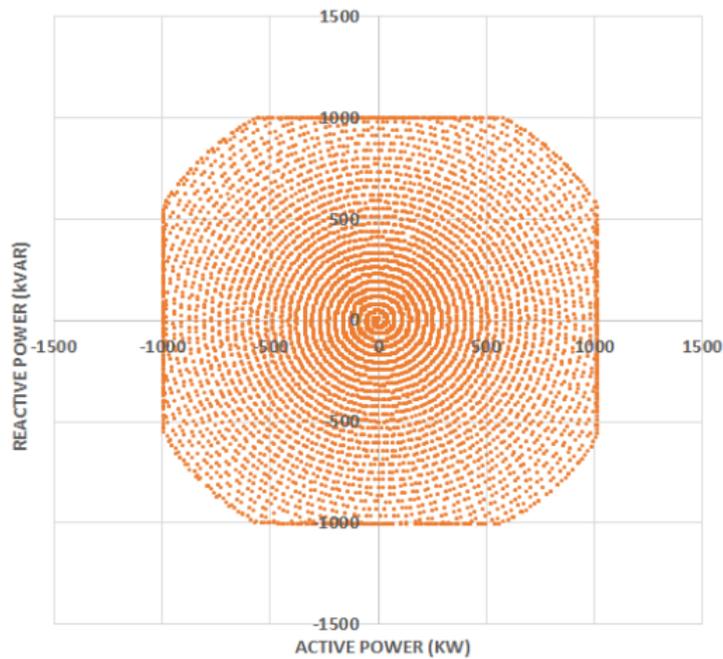


Figura 4.6: Operación P-Q BESS 1 MW/1 MWh (NREL). Fuente: [30]

Si bien estos sistemas pueden regular tensión sin necesidad de consumir potencia activa de las baterías, la limitante para ello está en la potencia aparente nominal del inversor [19].

4.4.5. Soportabilidad de Huecos

La soportabilidad de huecos, conocida como Low Voltage Ride Through (LVRT) en inglés, es un requerimiento de red que habitualmente deben cumplir los generadores. Este requisito varía entre los distintos países, pero en síntesis implica que ante una caída abrupta del voltaje debido a una falta en el SEP, dichos generadores deben permanecer conectados durante un tiempo específico y dar soporte a la red. La inyección de corriente reactiva ayuda a recuperar la tensión del sistema. En la Figura 4.7 se muestra un ejemplo de requerimiento de LVRT.

4.4. Aplicación del BESS en Servicios Auxiliares

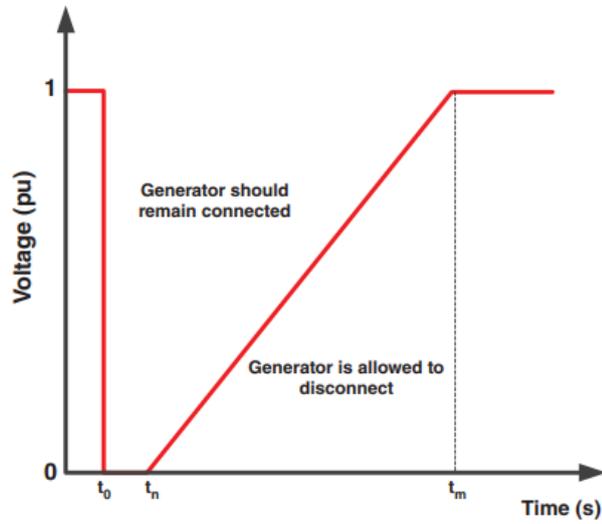


Figura 4.7: Requerimiento de LVRT. Fuente: [32]

En un BESS, al tener flujo de potencia bidireccional, el sistema de control debe además considerar el caso del sistema cargando, donde ante la condición de LVRT, se debe cambiar a estado de descarga e inyección de reactiva sin sobrepasar los límites del sistema de almacenamiento para contribuir a la estabilidad [33].

4.4.6. Esquemas de Control para BESS

Ejemplo de Control General

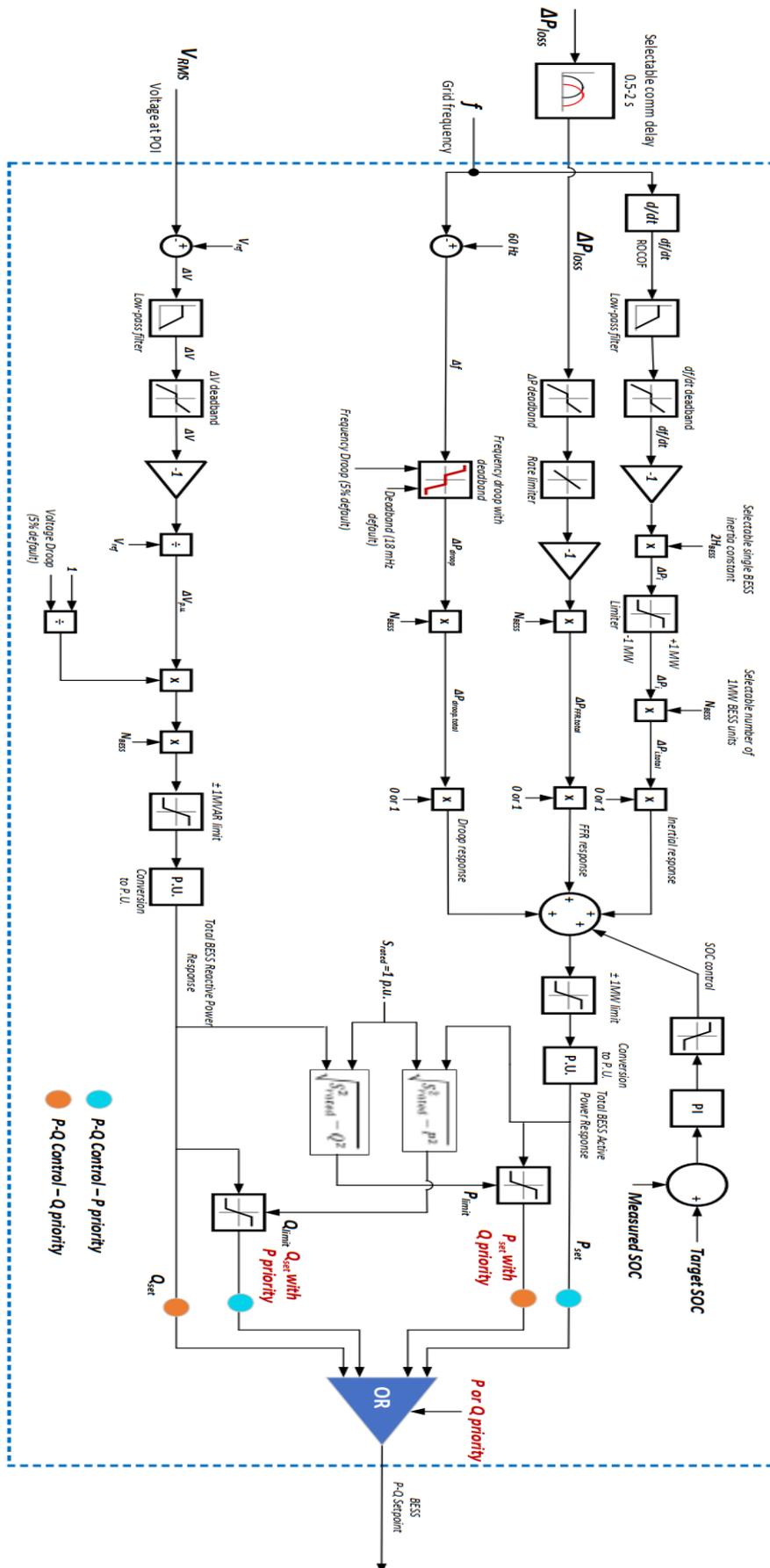


Figura 4.8: Esquema de control de potencia activa y reactiva para BESS - NREL. Fuente: [30]

4.4. Aplicación del BESS en Servicios Auxiliares

La Figura 4.8 presenta un diagrama del método de control completo para servicios del sistema BESS propuesto por NREL. El mismo proporciona una salida P-Q en función del tipo de control que se esté llevando a cabo.

La ecuación (4.5) combina los componentes de control para calcular la potencia total despachada o absorbida por el BESS.

$$P_{BESS}(t) = P_o(t) + \Delta P_{SOC}(t) + \Delta P_i(t) + \Delta P_{FFR}(t) + \Delta P_{droop}(t) + \Delta P_{AGC}(t) \quad (4.5)$$

Donde:

- $P_o(t)$ es el despacho inicial del BESS.
- $\Delta P_{SOC}(t)$ es el aporte del lazo de comando del control de SOC.
- $\Delta P_i(t)$ es la respuesta inercial.
- $\Delta P_{FFR}(t)$ es Fast Frequency Response.
- $\Delta P_{droop}(t)$ es la respuesta de estatismo.
- $\Delta P_{AGC}(t)$ es la respuesta de Control Automático de Generación.

En función del servicio que el BESS deba proveer, los distintos términos de la ecuación (4.5) toman el valor cero o no. Por ejemplo, en caso de un ROCOF elevado, se inicia con la respuesta inercial y luego continúa con FFR o control por estatismo. El término $\Delta P_{AGC}(t)$ responderá a las consignas del operador de red para RSF [30].

En el diagrama de la Figura 4.8 se observa que:

- **Respuesta inercial:** Se sensa la frecuencia de red y se calcula el ROCOF mediante un bloque derivativo. La señal se filtra mediante un filtro pasabajos para eliminar los armónicos y se impone una banda muerta para evitar un desgaste innecesario del sistema. Existe un bloque inversor que cuando el ROCOF es negativo invierte el signo para inyectar potencia activa o viceversa. Se impone el parámetro H de inercia seleccionado con el que se obtiene el ΔP resultante. Se limita dicha potencia según las capacidades del banco y se toman en cuenta la cantidad de discretizaciones del BESS que participan. Finalmente, se obtiene la respuesta inercial.
- **FFR:** Se contempla un posible retardo en la comunicación para obtener el valor de variación de potencia ΔP del sistema. Se tiene la componente de potencia para FFR.
- **RPF con estatismo:** Sensa la frecuencia de red y la compara contra la referencia, e impone la curva de estatismo seleccionada. Genera la respuesta de RPF.
- **Control de SOC:** Necesario para los lazos de activa ya que dependen del estado de carga de las baterías.

Capítulo 4. Servicios Auxiliares

- **Regulación de tensión:** En base a la tensión en el punto de conexión y el voltaje de referencia, obtiene la desviación de tensión. Mediante un control por estatismo de tensión obtiene la consigna de potencia reactiva. Como se observa, la consigna de reactiva es independiente del SOC.
- **Salida:** El total de potencia activa y reactiva de las respuestas se toman en cuenta y se limitan en base a la potencia aparente nominal del banco, se obtiene la consigna de P-Q total a imponer a la salida.

VSG - Generador Síncrono Virtual

Profundizando en el análisis de los métodos de control, se presenta el Virtual Synchronous Generator (VSG), éste es el encargado de permitir al convertidor emular el comportamiento de los generadores síncronos. Existen varios enfoques y algoritmos para el control VSG, a continuación se presenta una introducción simplificada.

El fasor de tensión interna del sistema VSG tiene su propia frecuencia independiente que no sigue la frecuencia de red. Dicho desfase se utiliza para conocer la necesidad del sistema. En el punto de conexión, el sistema podrá experimentar un ROCOF positivo, lo que lleva al BESS a absorber potencia activa debido a una diferencia de fase negativa entre los fasores de tensión. En cambio al detectar un ROCOF negativo (descenso en la frecuencia de red), el sistema inyectará potencia activa debido a la diferencia de fase positiva. En la Figura 4.9 se muestran los fasores de la red y del sistema inversor.

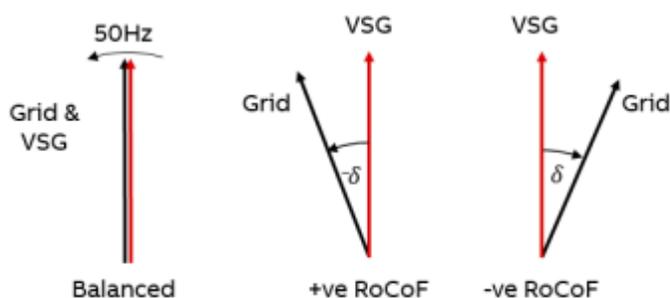


Figura 4.9: Diagrama de fasores de tensión red - VSG. Fuente: [34]

Donde:

- V_S es el voltaje interno VSG.
- V_R es el voltaje de la red en los terminales de conexión al sistema.
- X es la impedancia de acople.

4.4. Aplicación del BESS en Servicios Auxiliares

- δ es el ángulo de fase entre las dos tensiones involucradas.

El sistema VSG se constituye de un bloque de potencia que permite la interconexión con la red, y uno de control que se encarga del cálculo, regulación y generación de los pulsos PWM (Figura 4.10). Con estos pulsos, los transistores construyen las señales deseadas. Además, se incorpora un filtrado LCL para armónicos (filtro resonante con dos juegos de inductores y condensadores entre ellos).

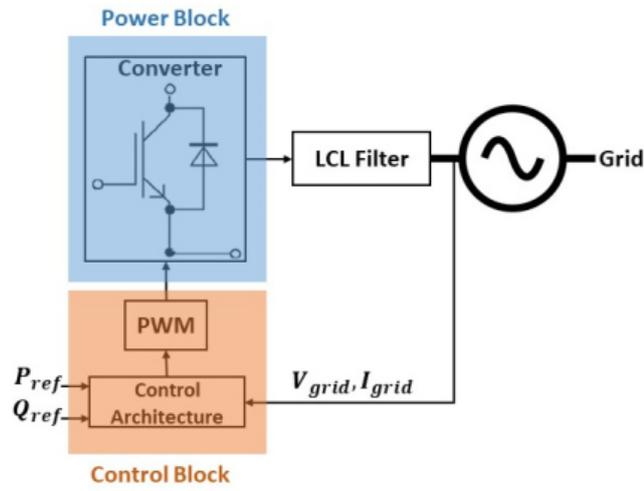


Figura 4.10: Esquema convertor VSG. Fuente: [35]

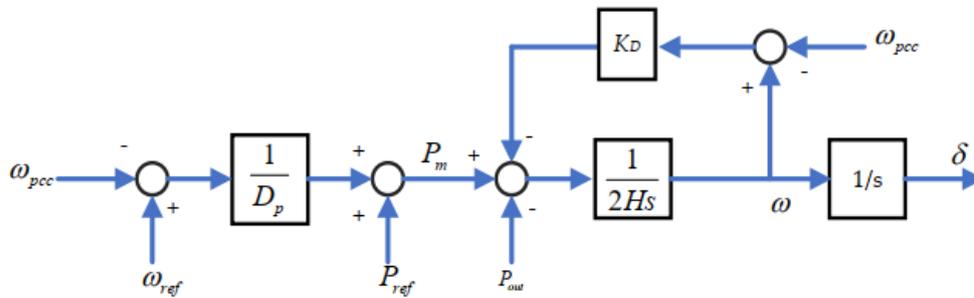
En la Figura 4.11 se presentan posibles diagramas para el bloque Arquitectura de Control.

Donde:

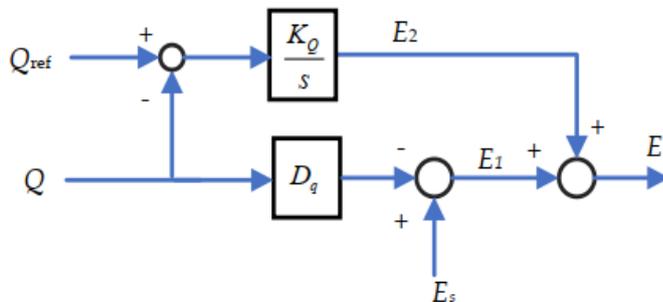
- D_p representa al coeficiente de estatismo.
- ω_{pcc} es la frecuencia medida en el punto de conexión.
- ω_{ref} es la frecuencia de referencia.
- H es la constante de inercia.
- K_D es el coeficiente de amortiguamiento.
- δ es el ángulo eléctrico de fase del VSG.
- Q_{ref} es la potencia reactiva de referencia.
- Q es la potencia reactiva medida de salida del VSG en el punto de conexión.
- K_Q es el coeficiente del control integral.
- D_q es el coeficiente de estatismo del voltaje.

Capítulo 4. Servicios Auxiliares

- E es la tensión de salida del inversor.
- E_s es el valor de referencia de tensión.



(a) Esquema Potencia Activa - Segunda cardinal



(b) Esquema Potencia Reactiva

Figura 4.11: Diagramas de bloque para control VSG Fuente: [36]

Como se observa en la Figura 4.11, se utilizan bloques proporcionales e integradores para el control, todos los parámetros involucrados forman parte también en la regulación de frecuencia y tensión clásicas con generadores síncronos.

Existen diversos algoritmos de control para estos sistemas según los distintos fabricantes, los presentados permiten una visión general de las estrategias con los métodos más utilizados.

A lo largo del capítulo se presentaron distintas utilidades que puede tener un BESS en la red. Como se mencionó, los servicios auxiliares son fundamentales para contribuir con la estabilidad del sistema, respaldar la integración de ERNC, poder gestionar la generación y demanda, optimizar costos y proporcionar respaldo en casos de emergencia. Estas características integran un rol primordial en la capacidad de despliegue exitoso de la tecnología de almacenamiento en baterías interconectadas a la red.

Capítulo 5

Validación y Diagnóstico de Red

En este capítulo se modeló la red de estudio y sus componentes en PandaPower con su correspondiente validación respecto a un caso conocido. Luego se realizó un estudio diagnóstico de la misma mediante flujos de carga en configuración N y N-1 con una demanda previamente definida. Finalmente se seleccionó el nodo que se consideró más conveniente para incorporar un sistema de almacenamiento de energía.

5.1. Red de Estudio

La red eléctrica utilizada en este estudio es la **IEEE 9**, la cual está normalizada y ampliamente estudiada a nivel mundial. Se utiliza comúnmente en simulaciones de transmisión debido a su simplicidad y al mismo tiempo su tamaño suficiente para obtener resultados significativos. Se presenta en el libro *“Power System Control and Stability”* de P. Anderson [37].

En la Figura 5.1 se muestra un diagrama de la red, esta consta de nueve barras, tres generadores sincrónicos, tres transformadores de dos bobinados, seis líneas de transmisión y tres cargas. Además, se observan los resultados de un flujo de carga en condiciones normales, el cual se toma como base para la validación.

Capítulo 5. Validación y Diagnóstico de Red

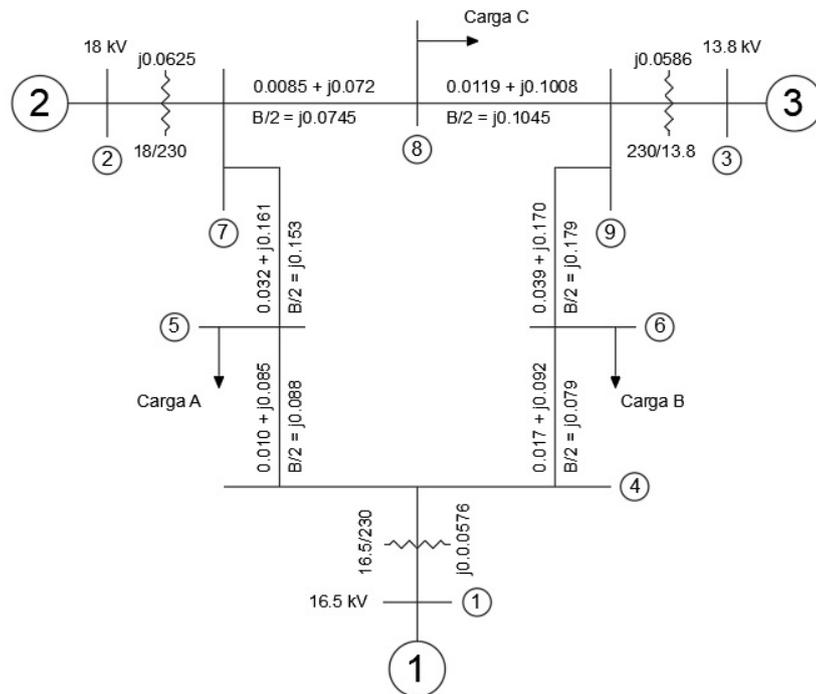


Figura 5.1: Diagrama de la red IEEE 9.

5.2. Herramienta para Flujos de Carga - PandaPower

Para llevar a cabo los flujos de carga en la red eléctrica, se optó por utilizar el programa gratuito y de código abierto PandaPower. Esta elección se basa en varias razones:

- **Implementación en Python:** Lo que brinda la ventaja de aprovechar la flexibilidad y la extensa biblioteca de Python. Esto permite implementar automatizaciones y personalizar el análisis según los requerimientos.
- **Interfaz gráfica:** Cuenta con una interfaz gráfica que facilita la visualización del modelado de la red así como el análisis e interpretación de los resultados de las simulaciones.
- **Practicidad para análisis estático de sistemas de potencia:** Utiliza métodos numéricos, como Newton-Raphson, para determinar las tensiones, potencias, desfasajes y otros parámetros de flujo de carga. Estos resultados se pueden solicitar tanto en tablas como en archivos de salida tipo planilla, los datos solicitados son totalmente personalizables lo cual facilita el análisis posterior.
- **Documentación completa:** La web del programa cuenta con una documentación clara y detallada de todos los elementos que se pueden modelar y el uso de sus parámetros.

5.3. Modelado de la Red IEEE 9 en PandaPower

En esta sección se presenta el modelado realizado de la red y sus componentes así como la obtención de los parámetros necesarios para ello.

5.3.1. Líneas

Las líneas se representan con el **modelo** π , el cual se encuentra identificado en la Figura 5.2. El mismo se basa en una representación geométrica de la resistencia de la línea en serie con su inductancia (\bar{z}), quedando la misma comprendida entre dos admitancias en paralelo (\bar{y}), las cuales representan la capacitancia de la línea.

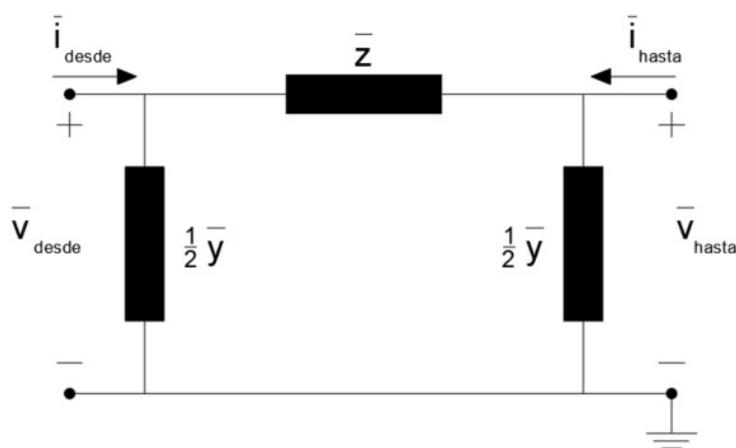


Figura 5.2: Circuito π equivalente de las líneas.

Para modelar la red IEEE 9, es necesario obtener los parámetros de las líneas de transmisión. En la Figura 5.1, se pueden observar los datos en p.u (por unidad), pero no así los largos de las mismas, los cuales no están especificados en el caso original.

En el cálculo de los valores de los parámetros de las líneas, se utilizó la potencia aparente base (S_{base}) de 100 MVA y la tensión base de 230 kV como referencia para determinar la impedancia base (Z_{base}). A partir de ésta, se obtuvieron los valores de resistencia (R), reactancia inductiva (X) y susceptancia (B) de las líneas. En este caso, la conductancia de las líneas (G), que representa la fuga en los aisladores y las imperfecciones del aislamiento de los conductores, se omite debido a que comúnmente se considera despreciable.

Para el modelado en PandaPower se necesitan los valores por unidad de longitud. Se optó entonces por seleccionar un conductor para línea aérea usual y así poder obtener los parámetros restantes. Se seleccionó el denominado “Hawk” del fabricante Neorol, quien proporciona datos técnicos en su catálogo ¹, los cuales se detallan en la Tabla 5.1.

¹Catálogo General de Productos Manual Técnico para selección de conductores - Neorol

Capítulo 5. Validación y Diagnóstico de Red

Sección nominal (mm^2)	Resistencia (Ω/km)	Corriente Admisible (A)	N° de alambres
241,65	0,1199	640	26

Tabla 5.1: Parámetros de conductor Hawk

Para calcular la inductancia y la reactancia, se siguieron las indicaciones del fabricante y se consideró una separación equidistante de 4,6 m entre las fases. Esta distancia se seleccionó debido a que las diferentes fases de las líneas deben estar distanciadas adecuadamente según la tensión utilizada. En este caso, al tratarse de una tensión de 230 kV, la distancia mínima requerida es de 2,3 m entre fase y tierra. Dado que se utiliza una configuración de tres conductores en línea horizontal con torre tipo cabeza de gato (Figura 5.3), la distancia entre las fases debe ser aproximadamente el doble, es decir, 4,6 m.

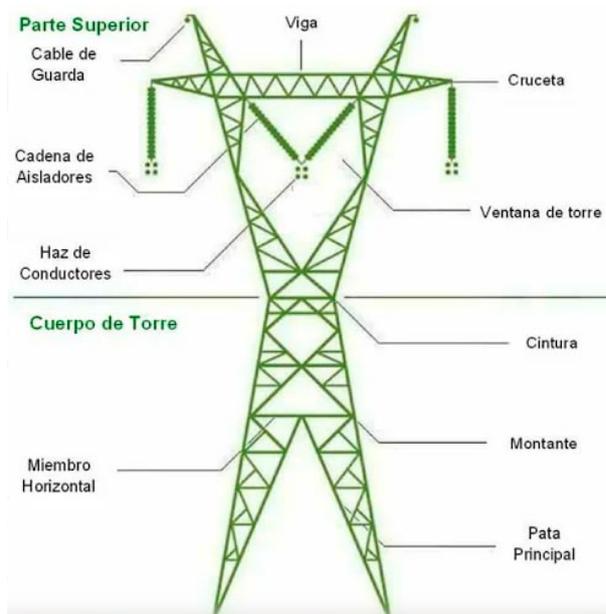


Figura 5.3: Torre de transmisión tipo cabeza de gato. Fuente: [38]

Con la ecuación (5.1) se obtuvo el valor de inductancia para líneas polifásicas, presente en el catálogo del fabricante (Neorol). Se asume el sistema equilibrado.

$$L = K_L + 0,46 \log \left(\frac{2DMG}{dc} \right) \left[\frac{mH}{km} \right] \quad (5.1)$$

Donde:

- dc = Diámetro del conductor en mm.
- DMG = Distancia media geométrica, en mm.

5.3. Modelado de la Red IEEE 9 en PandaPower

- K_L = Factor que depende del número de alambres que conforman un conductor. (Tabla en catálogo mencionado)
- f = Frecuencia del sistema en Hz.
- L = Inductancia en mH/km.

Una vez calculado el valor de la inductancia, se procedió a obtener el valor de la reactancia inductiva en función de la ecuación (5.2).

$$X = 2\pi \cdot f \cdot L \times 10^{-3} \quad (5.2)$$

Donde:

- f = Frecuencia del sistema en Hz.
- X = Reactancia inductiva en Ω/km .

Obteniéndose un valor de reactancia de 0,411 Ω/km para todas las líneas, ya que el mismo depende únicamente de los parámetros geométricos. Utilizando este resultado y las reactancias indicadas en el caso original, se calcularon las distancias correspondientes de las líneas del sistema.

En la Tabla 5.2 se observan los valores finales obtenidos por unidad de longitud para los diferentes parámetros de las líneas a cargar en PandaPower.

Línea	Largo (km)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	C ($\eta F/\text{km}$)
45	109,44	0,048	0,411	9,677
46	118,45	0,076	0,411	8,026
57	207,30	0,081	0,411	8,882
69	218,88	0,094	0,411	9,842
78	92,70	0,049	0,411	9,671
89	129,78	0,049	0,411	9,690

Tabla 5.2: Parámetros de las líneas para el modelado en PandaPower

Nota: Línea 45 se le llama a la que va desde el nodo 4 al 5 y así sucesivamente.

5.3.2. Transformadores

Para poder representar los tres transformadores, es necesario contar con información sobre la impedancia de cortocircuito de los mismos. Para ello, se tuvieron en cuenta los valores de tensiones establecidos en el caso base.

En primer lugar, para determinar las potencias de los transformadores, las cuales no son dadas, se consideró un aumento del 10% en comparación con la potencia nominal del generador correspondiente. Se decidió utilizar valores normalizados para facilitar su implementación.

Luego, para calcular las impedancias de cortocircuito de los transformadores, se utilizaron los datos del sistema que se pueden observar en la Figura 5.1. En base

Capítulo 5. Validación y Diagnóstico de Red

a estos y utilizando la potencia aparente base de 100 MVA y los valores de tensión correspondientes, se obtuvieron los resultados de las impedancias de cortocircuito expresadas como un porcentaje de las impedancias directas a la tensión nominal (X_{cc}).

Transformador	Sn (MVA)	Tensión primario (kV)	Tensión secundario (kV)	X_{cc} (%)
1	300	230	16,5	16,13
2	250	230	18	13,75
3	150	230	13,8	8,79

Tabla 5.3: Datos de los transformadores

5.3.3. Generadores

Hay dos formas diferentes de modelar los generadores:

- **Barras PV:** En este enfoque se especifica una potencia activa P y una consigna de tensión en por unidad (p.u.). La potencia reactiva Q se calcula a partir del flujo de carga y se ajusta para mantener la tensión asignada.
- **Barras PQ:** En este caso, se especifican tanto la potencia activa P como la potencia reactiva Q . La tensión se determina mediante el flujo de carga después de realizar las iteraciones necesarias.

Los parámetros de potencia aparente nominal y tensiones de los generadores se especifican en el caso base y se muestran en la Tabla 5.4.

Generador	1	2	3
Sn (MVA)	247,5	192,0	128,0
Tensión (kV)	16,5	18,0	13,8

Tabla 5.4: Parámetros eléctricos nominales de los generadores

Para la **validación** del sistema, se utilizó el **modelo PV** para mantener la tensión de las barras de generación en los valores indicados en el caso base.

Por otro lado, para el análisis posterior del sistema en la **configuración N** y **N-1**, se utilizó el modelado PQ. Esto permitió variar la potencia activa y reactiva de los generadores en las distintas configuraciones, sin imponer la tensión del nodo.

Se fijó al generador de mayor potencia (nodo 1) como barra “slack”, este oficia de referencia de valores de tensión y ángulos del sistema.

La convención de signos utilizada en PandaPower se indica en la Figura 5.4, donde la potencia entregada por un generador (saliente del nodo) tiene signo negativo.

5.3. Modelado de la Red IEEE 9 en PandaPower

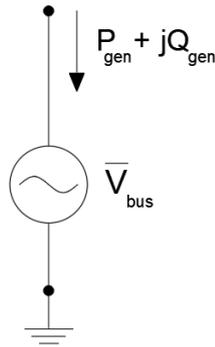


Figura 5.4: Modelo del generador en PandaPower

5.3.4. Buses

Los buses o barras son los nodos de la red donde se conectan los demás elementos. Su modelo y convención de signos se representa en la Figura 5.5.

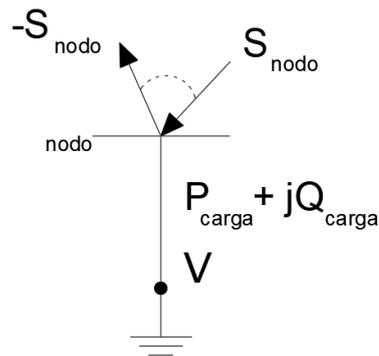


Figura 5.5: Modelo de bus y carga en PandaPower

La convención de signos utilizada toma las potencias de los nodos como negativas cuando son salientes del mismo, positivas cuando son entrantes y nulas en caso de tratarse de un bus de transición, donde la potencia que entra es igual a la que sale.

5.3.5. Cargas

Para modelar las cargas se tomaron valores de PQ constantes. En el caso de la **validación** se utilizaron los valores del caso base que se pueden observar en la Tabla 5.5. Para los casos de **configuración N** y **N-1** se utilizaron valores de una demanda que se verá en más detalle en la sección 5.5.2.

Capítulo 5. Validación y Diagnóstico de Red

Carga	A	B	C
P (MW)	125,0	90,0	100,0
Q (MVA _r)	50,0	30,0	35,0

Tabla 5.5: Potencias de las cargas PQ (caso base).

En el caso de las cargas la convención de signos utilizada se mantiene respecto a la explicada en los nodos, la potencia consumida por la carga es positiva.

5.3.6. Banco de Baterías

Para modelar el sistema de almacenamiento en bancos de baterías, PandaPower cuenta con un elemento llamado “storage”, el cual es modelado como una barra PQ constante que puede entregar o consumir potencia, tanto activa como reactiva.

Este actor no es utilizado en los casos de estudio del presente capítulo, pero si lo será en el Capítulo 6.

5.3.7. Modelado de la Red IEEE 9

En la Figura 5.6 se representa el modelado de la red IEEE 9 en PandaPower. En ella se observan todos los parámetros descritos anteriormente.

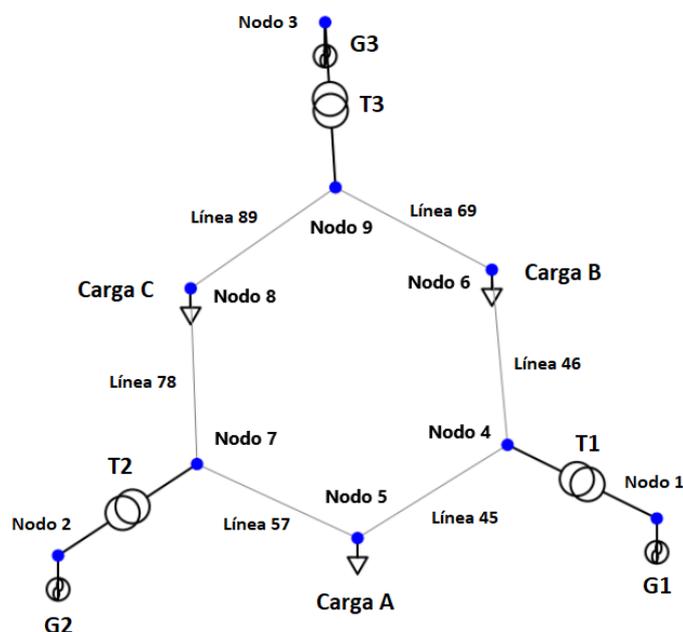


Figura 5.6: Modelado de la red IEEE 9 en PandaPower.

5.4. Validación de la Red IEEE 9

Después de modelar la red en PandaPower, se procedió a validar la implementación utilizando los datos disponibles. Para este propósito, se utilizaron los valores de tensión y potencia de los generadores, así como los datos de carga obtenidos de la Figura 5.7.

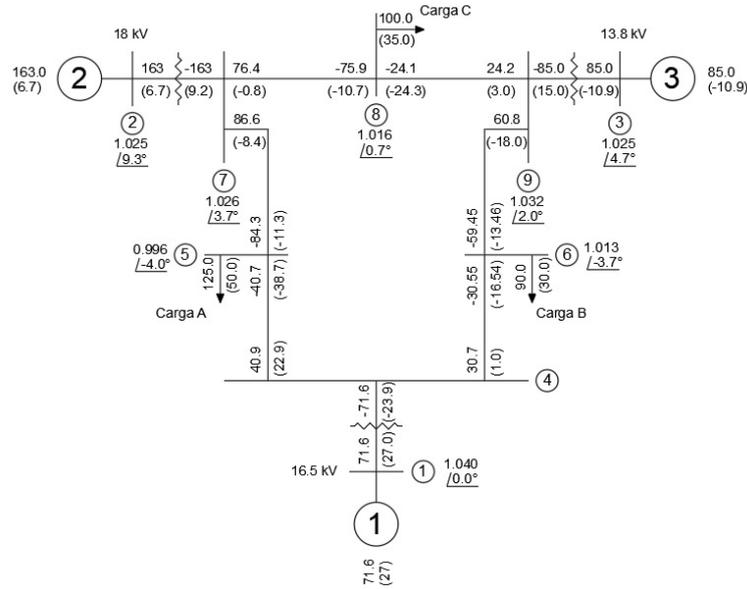


Figura 5.7: Validación de la red IEEE 9.

En la Tabla 5.6 se presentan los valores de los resultados de tensiones y ángulos del flujo de carga que se encuentran en la Figura 5.7, así como las potencias activas y reactivas de cada nodo en la red. Por otro lado, en la Tabla 5.7 se muestran los valores correspondientes obtenidos en la simulación de la red en PandaPower.

BUS	Datos caso de referencia			
	$V_m(pu)$	$V_a(^{\circ})$	$P(MW)$	$Q(MVAr)$
1	1,040	0,0	71,6	27,0
2	1,025	9,3	163	6,7
3	1,025	4,7	85	-10,9
4	1,026	-2,2	0	0
5	0,996	-4,0	125	50
6	1,013	-3,7	90	30
7	1,026	3,7	0	0
8	1,016	0,7	100	35
9	1,032	2,0	0	0

Tabla 5.6: Valores de flujo de carga del caso base.

Capítulo 5. Validación y Diagnóstico de Red

Datos en PandaPower				
BUS	$V_m(pu)$	$V_a(^{\circ})$	$P(MW)$	$Q(MVAr)$
1	1,040	0,00	71,64	26,95
2	1,025	9,27	163,00	6,66
3	1,025	4,66	85,00	-10,86
4	1,026	-2,22	0,00	0,00
5	0,996	-4,00	125,00	50,00
6	1,013	-3,69	90,00	30,00
7	1,026	3,72	0,00	0,00
8	1,016	0,73	100,00	35,00
9	1,032	1,97	0,00	0,00

Tabla 5.7: Valores del flujo de carga de la validación en PandaPower.

Analizando los resultados obtenidos se concluye que el modelado de la red es consistente con el caso de referencia utilizado. La única diferencia observada es la convención de signos utilizada ya que todos los valores obtenidos presentaron signo opuesto a los declarados en la Figura 5.7. Con el fin de unificar criterios se invirtieron los signos de los valores presentes en la Tabla 5.6.

Adicionalmente, en la Tabla 5.8 se presentan los resultados de las líneas del sistema, tanto potencias como porcentaje de carga. Se observa que en base a la corriente nominal del conductor elegido, no se presentan sobrecargas en las mismas.

Líneas	P (MW)	Q (MVar)	$I/I_N(\%)$
45	-40,76	-38,67	22,13
46	0,99	-30,45	13,43
57	-11,33	86,54	33,48
69	-13,42	60,90	24,13
78	-0,75	-75,99	29,63
89	-24,30	24,10	13,19

Tabla 5.8: Valores de las líneas del flujo de carga en PandaPower.

En la Figura 5.8 se muestra una representación gráfica de los resultados de flujo de carga de tipo mapa de calor según la carga de las líneas y tensión en los nodos.

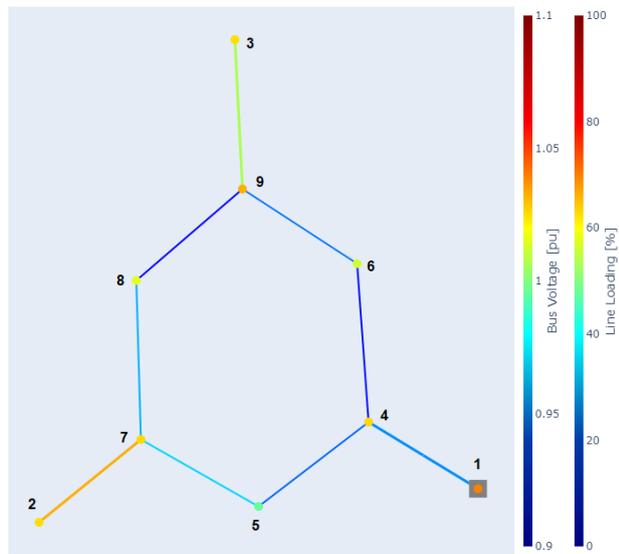


Figura 5.8: Representación gráfica de resultados de flujo de carga en PandaPower.

5.5. Diagnóstico de Red

Una vez validada la red en PandaPower, se procedió a realizar un estudio diagnóstico de la misma, con el fin de evaluar su robustez y conocer sus limitaciones. Esto permite además obtener un nodo candidato para la incorporación de almacenamiento de energía.

Para ello se evalúa la red en configuración normal (configuración N), así como en situación de contingencia, donde sale de servicio algún elemento (configuración N-1).

Se definieron entonces ciertos criterios de éxito para evaluar los distintos casos, así como una demanda a utilizar desde este punto en adelante en las simulaciones.

5.5.1. Criterios de Aprobación de Casos

Los criterios que debe cumplir la red en los distintos casos evaluados se definieron en base a las tensiones de los nodos y la cargabilidad de las líneas. En base al Reglamento de Transmisión de Energía Eléctrica de Uruguay [39], adaptándolo al nivel de tensión de 230 kV de la red de estudio.

- Las líneas y transformadores pueden operar hasta un 100% de su corriente nominal en los casos de configuración N.
- Las líneas y transformadores pueden operar hasta un 120% de su corriente nominal en los casos de configuración N-1.
- Las tensiones en barras deben mantenerse dentro de un margen de $\pm 5\%$ en cuanto a su tensión nominal para todos los casos.

5.5.2. Demanda Implementada

Para realizar el estudio de red se define una demanda anual de forma de contemplar la variabilidad estacional. Se tomó una curva de demanda de la página de la Administración del Mercado Eléctrico de Uruguay (ADME), específicamente la demanda Uruguaya del año 2021, la cual fue seleccionada por ser el último año completo disponible al momento del análisis. Esta curva se escaló para ajustarla a las dimensiones de potencia de la red IEEE 9. Se obtuvo un pico de demanda máximo de 300 MW, con una media de potencias máximas anuales de 222 MW de forma de poder cubrirla con la generación disponible y contemplando un crecimiento anual. En la Tabla 5.9 se detalla la distribución de la demanda por nodo.

Nodo	5	6	8
Porcentaje de la demanda(%)	45	20	35

Tabla 5.9: Porcentajes de demanda por nodo

Históricamente el período de invierno presentaba una carga considerablemente mayor a la de verano, principalmente por los elementos de calefacción eléctricos. En los últimos años dicha diferencia se ha ido acortando debido a la normalización del uso de aires acondicionados en los períodos calurosos, elevando la carga en verano. De todos modos el año 2021 registró su pico de consumo en invierno el día 28 de Junio. Estos puntos de la curva son útiles para estudiar el comportamiento de la red y sus componentes en los momentos de máxima carga, evaluando si es capaz de abastecer los picos de demanda sin sobrecargas y manteniendo los niveles de tensión.

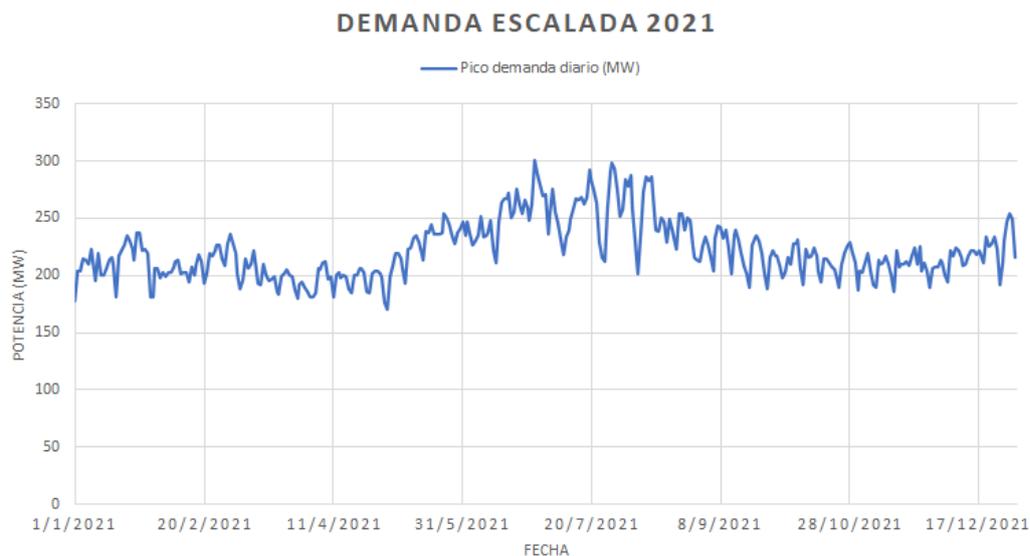


Figura 5.9: Curva de picos de demanda del año 2021

Previo al diagnóstico de red que comienza en la sección 5.5.4 se desarrolló un método para la regulación de tensión de los nodos, con el fin de implementar un análisis más detallado en base a los recursos disponibles en la red.

5.5.3. Regulación de Tensión

En esta sección, se implementó un método de regulación de tensión de dos pasos con el objetivo de mantener los voltajes dentro de un rango específico ($1 \text{ p.u.} \pm 5\%$):

- **Compensación de energía reactiva de las líneas:** Se utilizaron reactores para compensar la naturaleza capacitiva de las líneas evitando posibles sobretensiones en vacío.
- **Regulación con generadores:** Se aplicó un método iterativo en el cual se ajustó la inyección de potencia reactiva de los generadores para alcanzar la tensiones deseadas.

Paso 1: Compensación de las Líneas con Reactores

Para compensar la energía reactiva por las líneas, se realizó un análisis con el sistema en vacío para evaluar el peor caso de sobretensiones.

En la Figura 5.10, se observa el estado de carga de las líneas y las tensiones en los buses.

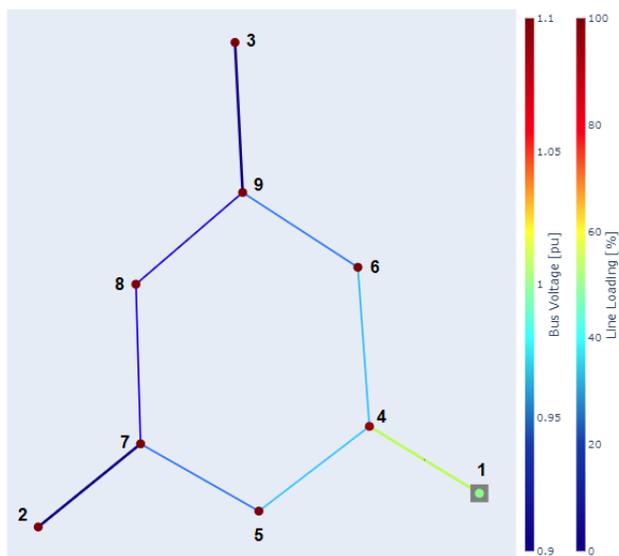


Figura 5.10: Estado del sistema en vacío.

En el Apéndice C se encuentran los resultados de los flujos de carga del sistema en vacío. La Tabla C.1, muestra los valores de tensión para los diferentes buses. Se observa que la mayoría presentan sobretensiones que exceden el margen establecido, llegando incluso hasta un 23 % por encima de la nominal. El único nodo que se

Capítulo 5. Validación y Diagnóstico de Red

encuentra dentro del margen de tensiones aceptable es el nodo 1. Esto se debe a que el mismo está conectado a la barra slack que se utiliza para correr los flujos de carga y establece su propia tensión en la nominal. Por lo tanto, consume una potencia reactiva de aproximadamente 161 MVar para cumplir con el requerimiento de voltaje.

También se puede observar en la Tabla C.2 que las líneas presentan cierta potencia activa, la cual es suministrada por la barra slack. Esto se debe a las corrientes que circulan por ellas debido a la diferencia de tensión existente entre los nodos. Es importante destacar que esta potencia activa en las líneas está asociada con las pérdidas.

Luego de analizar la red, se decidió conectar reactores en los nodos de carga de las líneas ya que los mismos se entienden como el destino final de cada una de ellas, en este caso que la red es anillada.

A modo de tener valores aproximados de los reactores, se realizó una iteración considerando que una vez que todos los nodos estuvieron por debajo de 1,05 p.u se terminaría la iteración. Es importante destacar que no es necesario tener todas las tensiones en 1 p.u., ya que cuando se conecten las cargas, las tensiones disminuirán debido a la circulación de corrientes.

Los reactores se dimensionaron con los siguientes valores:

Nodo	Reactor	Q (MVar)
5	A	20
8	B	40
6	C	45

Tabla 5.10: Valores de los reactores agregados.

Utilizando estos valores de reactores en la Tabla C.3 se puede observar una notable mejora en las tensiones de los nodos del sistema.

Además, en la Tabla C.4 se puede apreciar que hubo una reducción significativa en las pérdidas de potencia activa en las líneas así como en los porcentajes de carga de las mismas. Una vez definidos los reactores pasaron a ser objetos estáticos de la red y no se volvieron a modificar.

Paso 2: Regulación de Tensión Utilizando Generadores

Se implementó una regulación más precisa en PandaPower mediante el uso de los generadores. Se llevaron a cabo flujos de carga dinámicos utilizando la función “timeseries”, la cual permite estudiar situaciones en las que las condiciones varían a lo largo del tiempo.

Para implementar la regulación mediante generadores, es necesario tener información sobre la potencia reactiva disponible. Para obtenerla, se utilizaron los datos de potencia activa obtenidos de las corridas realizadas en SimSEE. Este programa desempeñó un papel fundamental en el estudio energético y de costos del sistema y se desarrollará en mayor detalle en el Capítulo 6. Considerando estos valores y

5.5. Diagnóstico de Red

teniendo en cuenta la potencia aparente máxima de cada generador, se calculó la potencia reactiva utilizando la ecuación (5.3).

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (5.3)$$

Una vez obtenida la potencia reactiva disponible, se procedió a realizar el flujo de carga y se evaluó las tensiones en los nodos de generación. Mediante un método iterativo que varió la potencia reactiva, se ajustaron las tensiones en los nodos dentro del rango de voltaje determinado de 1 p.u. \pm 5%.

Diagrama del Método de Regulación de Tensión

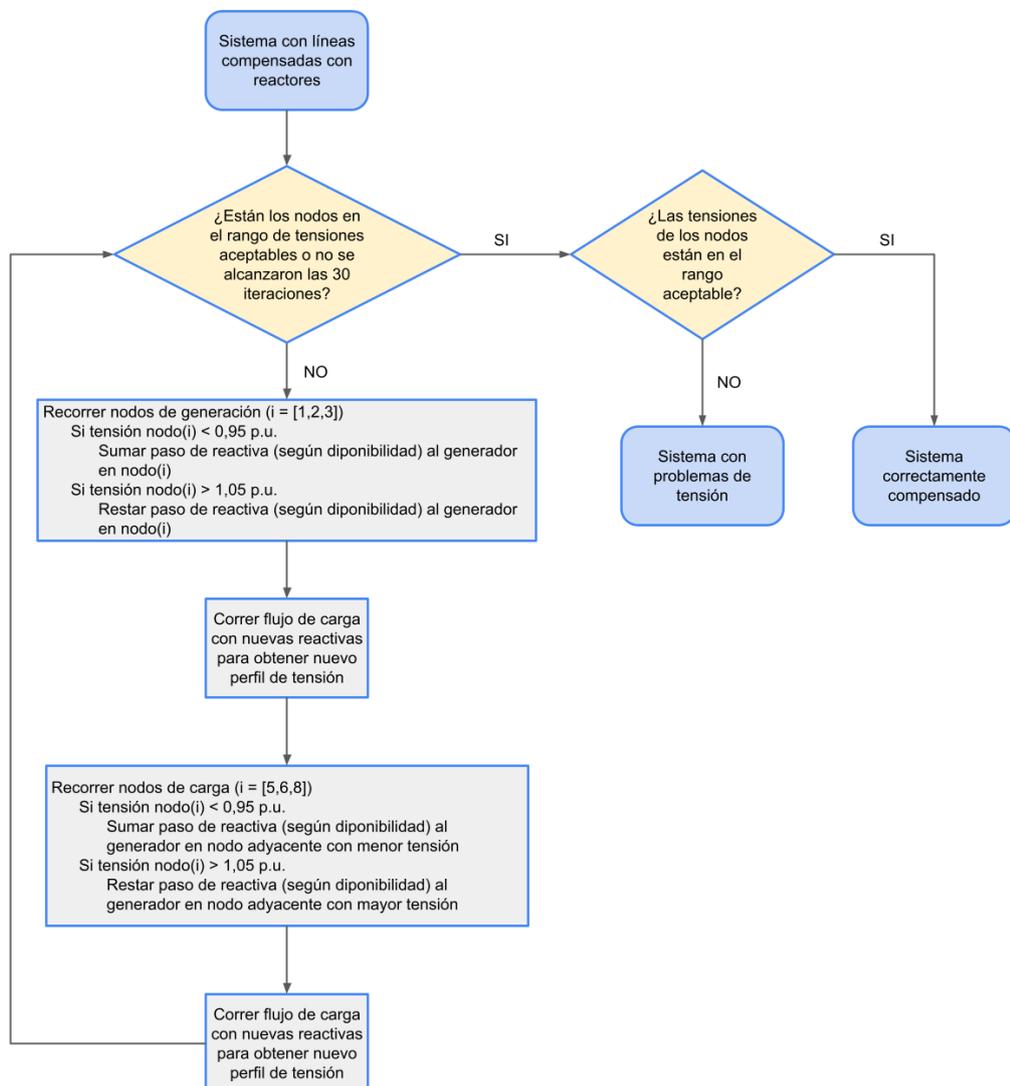


Figura 5.11: Diagrama de flujo de las iteraciones para regulación de tensión.

Capítulo 5. Validación y Diagnóstico de Red

En el diagrama de flujo de la Figura 5.11 se observa en detalle el método utilizado. En las iteraciones se consideraron pasos discretos de 2,5 % de la reactiva disponible. Se estableció una cantidad máxima de 30 iteraciones de manera de limitar las mismas y no seguir iterando indefinidamente en los casos en que no se lograron obtener tensiones dentro del rango esperado. Se observó que dicha cantidad es suficiente en los casos estudiados.

Al finalizar el proceso iterativo, pueden ocurrir dos situaciones:

- Se obtiene un sistema en el que todos los nodos tienen la tensión corregida.
- Existen nodos que aún requieren algún tipo de regulación adicional para alcanzar el margen establecido.

5.5.4. Casos en Configuración N

Para diagnosticar la red se comenzó evaluando el caso de configuración N. Los momentos críticos corresponden a los de máxima y mínima demanda, por posibles subtensiones y sobretensiones respectivamente, además de eventuales sobrecargas de las líneas.

Sin embargo, el caso de menor demanda no se evaluó debido a que ya se estudió el sistema en vacío cuando se dimensionaron los reactores para compensar las líneas, quedando el mismo funcionando dentro de los criterios admitidos para la red. Por lo tanto, ante mínima demanda el sistema podrá funcionar sin presentar sobretensiones.

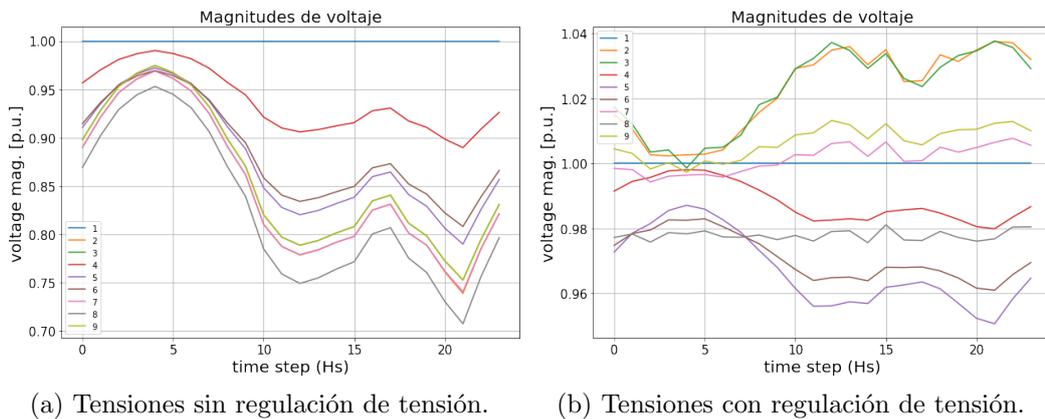
Caso Pico Día de Invierno (28 de Junio de 2021)

A continuación se presenta en la Figura 5.12 la curva de carga del día pico. Se corrieron flujos de carga obteniendo así los perfiles de tensión de los nodos que se presentan en la Figura 5.13. Como se puede observar, los mismos se reducen considerablemente en los momentos de mayor consumo (Figura 5.13a). Se aplica entonces regulación de tensión mediante generadores para que estas alcancen el rango aceptable y se obtiene el perfil de la Figura 5.13b donde se observa que quedan dentro del margen establecido.

5.5. Diagnóstico de Red



Figura 5.12: Curva de demanda del día de mayor consumo.



(a) Tensiones sin regulación de tensión.

(b) Tensiones con regulación de tensión.

Figura 5.13: Perfiles de tensión de barras en día pico de invierno (Configuración N).

Se analiza el escenario tras la regulación para la hora 21, donde se da el pico máximo de consumo y se detallan los resultados del flujo de carga en las Tablas 5.11 y 5.12. Además se presenta la Figura 5.14 en un diagrama de tipo mapa de calor, las tensiones en los nodos así como los porcentajes de carga de líneas y transformadores. Se puede notar que el transformador de la generación hidráulica del nodo 1 es el que resulta más cargado, con un 90% de su nominal y la **línea 45** presenta mayor porcentaje de carga que las demás. En la Tabla 5.11 también se observa que la central Térmica 3 se encuentra funcionando como compensador síncrono, sin aporte de activa. Esto se debe a que las máquinas térmicas tienen costos diferentes y se prioriza el uso de las cuatro primeras por ser las más baratas de cada central, como se detallará más adelante en la sección 6.3, donde se explica la discretización de las centrales térmicas en 10 máquinas cada una. En este caso la potencia nominal de las primeras cuatro máquinas de la Térmica 2 no eran suficientes para obtener la regulación deseada.

Capítulo 5. Validación y Diagnóstico de Red

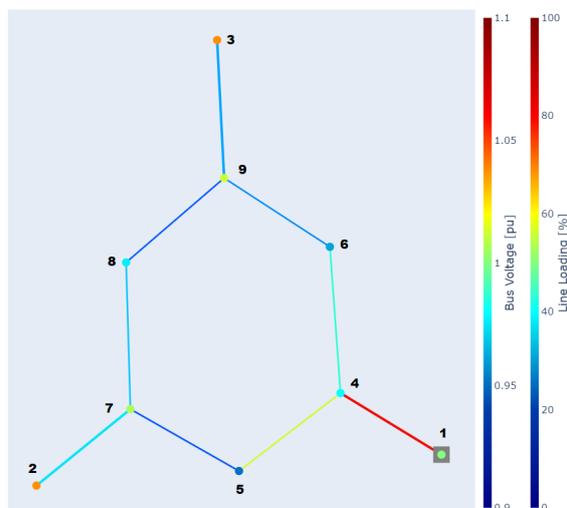


Figura 5.14: Estado del sistema en día pico de invierno con regulación de tensión incluida.

La tensión más reducida se da en el **nodo 5** pero dentro del rango estipulado. Se observa en la Tabla 5.11 que la central hidráulica entregó más potencia que su nominal, esto resulta por ser la barra slack, cerrando el flujo de carga y manteniendo el nodo 1 en 1 p.u. Se debe tener en cuenta que la consigna de generación de potencia activa proviene del SimSEE, el cual no contempla las pérdidas por las líneas, por lo que la slack aporta también dicha diferencia.

Luego de analizados los resultados, se concluye que todos los elementos de la red se encuentran operando dentro de sus capacidades, con una tendencia a mayor porcentaje de carga en la zona de la generación hidráulica y la línea 45, lo cual se relaciona con ser el nodo 5 el de mayor demanda.

BUS	Vm (pu)	Va (°)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,000	0,00	-246,46	-52,85
2	1,038	-15,48	-60,17	-52,67
3	1,038	-18,39	0,00	-44,80
4	0,980	-8,33	0,00	0,00
5	0,951	-15,92	135,07	62,47
6	0,961	-13,84	60,03	56,67
7	1,007	-17,54	0,00	0,00
8	0,977	-20,29	105,06	77,47
9	1,012	-18,39	0,00	0,00

Tabla 5.11: Resultados de los nodos a las 21 hs (Configuración N).

Líneas	P (MW)	Q (MVA _r)	I/I_n (%)	Pérdidas (MW)
45	147,38	17,39	60,12	2,34
46	99,08	-1,14	39,77	1,75
57	9,96	-48,52	20,44	0,46
69	37,30	-52,35	26,24	1,13
78	69,67	27,50	31,65	0,51
89	-35,90	-39,67	21,48	0,27

Tabla 5.12: Resultados de las líneas a las 21 hs (Configuración N).

5.5.5. Casos en Configuración N-1

Se estudiaron también diferentes casos de configuración N-1 de la red en el día pico de demanda para así conocer su comportamiento en situación de contingencia.

Se simularon los escenarios de pérdida de una máquina de cada central generadora, así como las tres líneas que presentaron mayor carga en la configuración N. Se consideraron cuatro turbinas para la central hidráulica utilizada y diez máquinas térmicas para cada generador térmico. A continuación se presentan los resultados obtenidos de los flujos de carga en cada caso.

Una Turbina Hidráulica Fuera de Servicio

Análogamente a como se estudió en la sección 5.5.4, se presentan los perfiles de tensión durante el día, antes y después de aplicar la regulación. Observando la hora 21 en la Figura 5.15b se puede notar que las tensiones de los nodos se mantienen dentro del margen del $\pm 5\%$, presentando una mejora respecto a la Figura 5.15a.

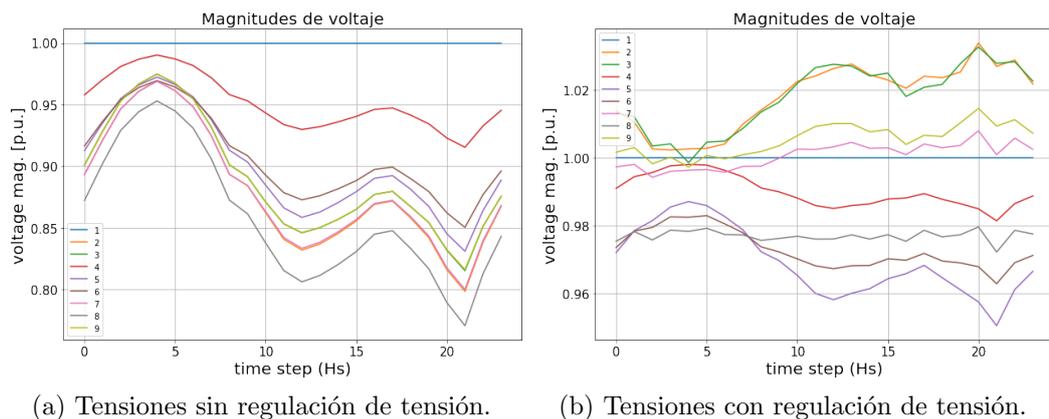


Figura 5.15: Perfiles de tensión en día pico de invierno - Una turbina hidráulica fuera de servicio.

Como muestra la Tabla 5.13, la pérdida de generación hidráulica lleva a un mayor despacho de las centrales térmicas. Esta redistribución de la generación causa un menor porcentaje de carga en las líneas. De todas formas, en la tabla 5.14

Capítulo 5. Validación y Diagnóstico de Red

se destaca que la **línea 45** nuevamente es la que presenta mayor carga. También se ve que el **nodo 5** vuelve a ser el que presenta menor tensión, manteniéndose dentro del límite indicado en el momento de pico.

BUS	V _m (pu)	V _a (°)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,000	0,00	-183,75	-42,13
2	1,027	-9,18	-65,20	-44,18
3	1,028	-8,53	-54,97	-33,35
4	0,982	-6,19	0,00	0,00
5	0,951	-12,40	135,07	62,47
6	0,963	-9,56	60,03	56,82
7	1,001	-11,45	0,00	0,00
8	0,972	-13,39	105,06	77,07
9	1,009	-10,31	0,00	0,00

Tabla 5.13: Resultados de los nodos a las 21 hs - Una turbina hidráulica fuera de servicio.

Líneas	P (MW)	Q (MVar)	I/I_n (%)	Pérdidas (MW)
45	121,67	19,25	50,36	1,62
46	62,08	2,40	25,61	0,70
57	-15,03	-40,52	17,83	0,33
69	1,35	-43,22	17,61	0,30
78	49,84	27,52	25,51	0,31
89	-55,53	-37,75	27,09	0,49

Tabla 5.14: Resultados de las líneas a las 21 hs - Una turbina hidráulica fuera de servicio.

Una Máquina de la Térmica 2 Fuera de Servicio

Como se puede observar en la Figura 5.16 y en la Tabla 5.15 es un caso similar al anterior, el sistema es capaz de corregir las tensiones en todos los nodos, donde el **nodo 5** se mantiene cercano al límite inferior del rango.

5.5. Diagnóstico de Red

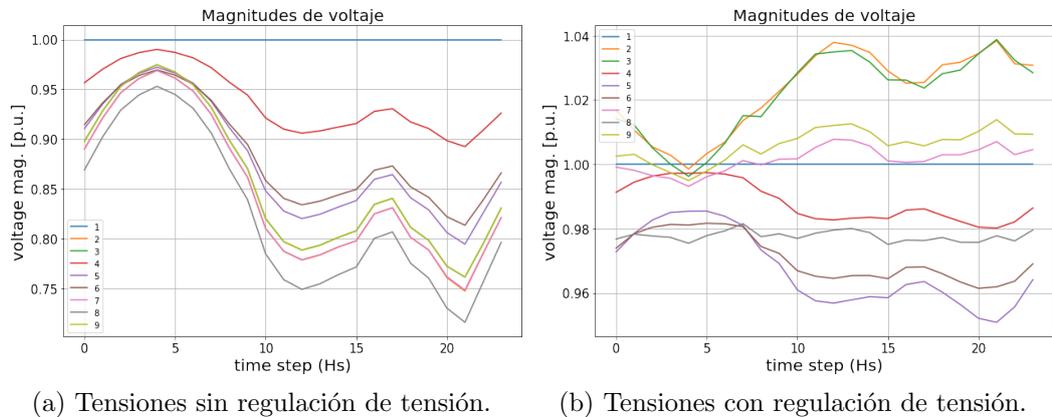


Figura 5.16: Perfiles de tensión en día pico de invierno - Una máquina de la Térmica 2 fuera de servicio.

Observando los datos de la tabla 5.16, la **línea 45** también se presenta como la más cargada con un 61 %.

Ante la pérdida de una máquina en la Térmica 2 se limita la potencia activa inyectada llegando a la nominal de tres máquinas, pero de todas formas para regular tensión es necesario utilizar otra de las siguientes disponibles. Se tiene entonces que por más que se pierda la máquina, el sistema cuenta con generación ociosa que permite sobrellevar la situación N-1 sin inconvenientes.

BUS	V _m (pu)	V _a (°)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,000	0,00	-246,38	-52,41
2	1,038	-16,28	-48,90	-52,82
3	1,039	-17,58	-11,27	-44,17
4	0,980	-8,33	0,00	0,00
5	0,951	-16,05	135,07	62,48
6	0,962	-13,67	60,03	56,74
7	1,007	-17,95	0,00	0,00
8	0,978	-20,33	105,06	77,55
9	1,014	-17,94	0,00	0,00

Tabla 5.15: Resultados de los nodos a las 21 hs - Una máquina de la Térmica 2 fuera de servicio

Capítulo 5. Validación y Diagnóstico de Red

Líneas	P (MW)	Q (MVar)	I/I_n (%)	Pérdidas (MW)
45	150,15	17,46	61,18	2,42
46	96,23	-1,60	38,61	1,65
57	12,65	-49,17	20,94	0,50
69	34,55	-52,32	25,57	1,04
78	61,05	27,54	28,85	0,41
89	-44,42	-38,89	23,68	0,34

Tabla 5.16: Resultados de las líneas a las 21 hs - Una máquina de la Térmica 2 fuera de servicio.

Una Máquina de la Térmica 3 Fuera de Servicio

Este es un caso análogo a la pérdida de una máquina en la Térmica 2, la tensión en el **nodo 5** nuevamente es la más reducida como se observa en la Figura 5.17b y la **línea 45** es la que resulta con mayor porcentaje de carga, reforzando el indicio del nodo 5 como candidato para inyección externa. En las Tablas 5.17 y 5.18 se presentan los resultados de flujo de carga.

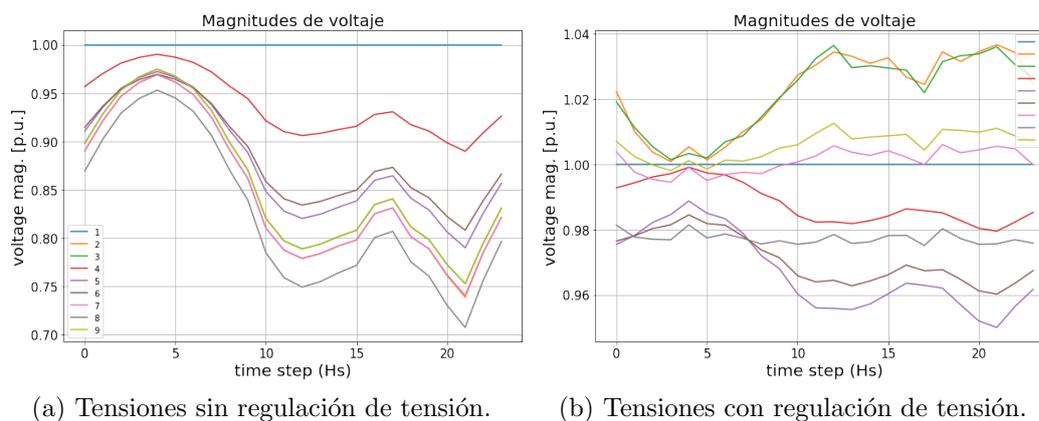


Figura 5.17: Perfiles de tensión de barras en día pico de invierno - Configuración N-1 en central Térmica 3.

En este escenario también se hace uso de las siguientes máquinas disponibles para mantener las tensiones de los nodos mediante el método iterativo implementado.

5.5. Diagnóstico de Red

BUS	V _m (pu)	V _a (°)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,000	0,00	-246,45	-53,55
2	1,037	-15,48	-60,17	-52,67
3	1,036	-18,40	-11,27	-44,16
4	0,980	-8,33	0,00	0,00
5	0,950	-15,93	135,07	62,45
6	0,960	-13,84	60,03	56,61
7	1,006	-17,55	0,00	0,00
8	0,976	-20,30	105,06	77,36
9	1,011	-18,40	0,00	0,00

Tabla 5.17: Resultados de los nodos a las 21 hs - Una máquina de la Térmica 3 fuera de servicio

Líneas	P (MW)	Q (MVar)	I/I_n (%)	Pérdidas (MW)
45	147,38	17,66	60,17	2,34
46	99,08	-0,76	39,80	1,76
57	9,96	-48,26	20,34	0,46
69	37,29	-51,94	26,12	1,12
78	69,67	27,72	31,72	0,51
89	-35,90	-39,40	21,43	0,27

Tabla 5.18: Resultados de las líneas a las 21 hs - Una máquina de la Térmica 3 fuera de servicio.

Línea 46 Fuera de Servicio

Ante la pérdida de una línea, el sistema pasa de contar con una red anillada a una radial. Se tiene entonces la necesidad de distribuir la generación de forma más eficiente para lograr mantener la tensión en todos los nodos, debiendo reducir la generación hidráulica y aumentar la térmica para disminuir las caídas de tensiones por las líneas.

En el caso de pérdida de la línea 46, la generación de la Térmica 3 aumenta considerablemente para mantener las tensiones de los nodos adyacentes siendo uno de ellos punta de línea. La Térmica 2 también debe aumentar su producción para mantener el voltaje del nodo de mayor carga (**nodo 5**). Se observa que la carga de la **línea 45** aumentó hasta un 79,4% así como las pérdidas de la misma.

Finalmente la red se mantiene en funcionamiento sin exceder los ratings de sus componentes como muestran las Tablas 5.19 y 5.20.

Capítulo 5. Validación y Diagnóstico de Red

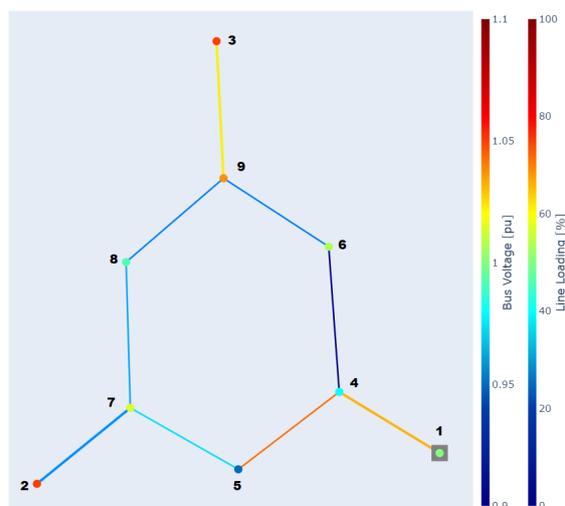


Figura 5.18: Mapa de calor - Línea 46 fuera de servicio.

BUS	V _m (pu)	V _a (°)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,000	0,00	-196,36	-44,63
2	1,050	-22,75	-12,00	-59,50
3	1,050	-20,81	-100,00	-25,37
4	0,981	-6,62	0,00	0,00
5	0,950	-16,78	135,07	62,44
6	1,007	-29,46	60,03	19,73
7	1,015	-23,15	0,00	0,00
8	0,992	-25,78	105,06	78,82
9	1,037	-23,89	0,00	0,00

Tabla 5.19: Resultados de los nodos a las 21 hs - Línea 46 fuera de servicio.

Líneas	P (MW)	Q (MVar)	I/I_n (%)	Pérdidas (MW)
45	196,36	21,27	79,40	4,11
46	0,00	0,00	0,00	0,00
57	57,18	-59,67	34,13	1,91
69	-60,03	-19,73	24,63	1,39
78	67,27	17,74	28,82	0,43
89	-38,22	-49,74	24,80	0,37

Tabla 5.20: Resultados de las líneas a las 21 hs - Línea 46 fuera de servicio.

Línea 45 Fuera de Servicio

Como se vio en los casos anteriores la **línea 45** es la que transporta más potencia usualmente. Al perderla, la generación hidráulica queda muy alejada del

5.5. Diagnóstico de Red

nodo 5 en cuanto a longitud de líneas, por lo que se debe aumentar la generación local para poder abastecerlo.

La Térmica 2 se utiliza cercana a su potencia nominal para lograr mantener la tensión en el nodo 5 el cual, además de ser el más cargado, en esta situación resulta ser punta de línea. Como muestra la Tabla 5.21, esto no es suficiente para lograr una tensión aceptable en el nodo crítico. El aumento de generación de la Térmica 3 fue simulado pero no mejora la situación por lo que se mantiene con generación limitada compensando reactiva. No se observan sobrecargas de ningún elemento en la situación presentada.

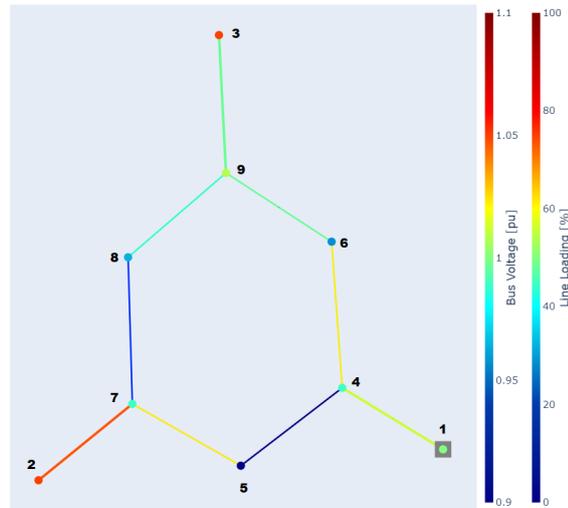


Figura 5.19: Mapa de calor - Línea 45 fuera de servicio.

BUS	V _m (pu)	V _a (°)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,000	0,00	-165,03	-25,74
2	1,050	-25,46	-155,00	-109,22
3	1,050	-25,71	0,00	-74,59
4	0,990	-5,51	0,00	0,00
5	0,843	-45,19	135,07	44,40
6	0,957	-14,59	60,03	56,37
7	0,989	-30,81	0,00	0,00
8	0,964	-31,12	105,06	76,35
9	1,008	-25,71	0,00	0,00

Tabla 5.21: Resultados de los nodos a las 21 hs - Línea 45 fuera de servicio.

Capítulo 5. Validación y Diagnóstico de Red

Líneas	P (MW)	Q (MVA _r)	I/I_n (%)	Pérdidas (MW)
45	0,00	0,00	0,00	0,00
46	165,03	9,67	65,67	4,80
57	-135,07	-44,40	66,17	8,74
69	100,20	-57,63	47,38	4,99
78	11,19	26,35	16,73	0,11
89	-93,98	-36,76	41,06	1,23

Tabla 5.22: Resultados de las líneas a las 21 hs - Línea 45 fuera de servicio.

Línea 78 Fuera de Servicio

Con la línea 78 fuera de servicio, se utilizó la hidráulica a máxima potencia y aumentó la producción en la Térmica 3, de forma que el **nodo 5** alcance una tensión dentro del rango admisible. Las líneas del sistema no presentan sobrecargas.

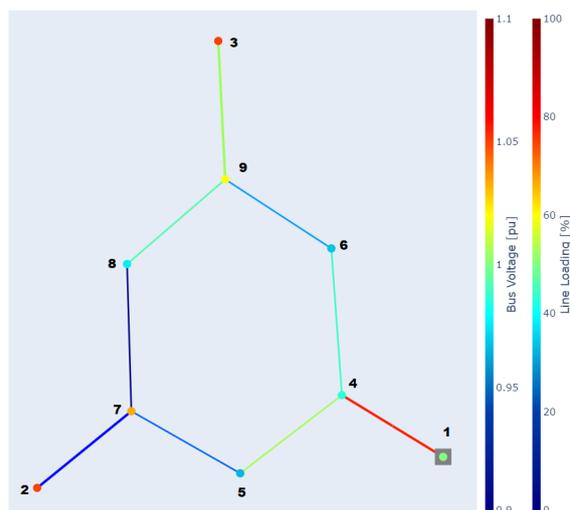


Figura 5.20: Mapa de calor - Línea 78 fuera de servicio.

En las Tablas 5.23 y 5.24 se observa mediante los valores de corriente y tensión que la red se mantiene dentro de los rangos esperados.

5.6. Nodo Crítico para Ubicación del BESS

BUS	V _m (pu)	V _a (°)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,000	0,00	-242,46	-40,97
2	1,050	-15,92	0,00	-27,83
3	1,050	-16,94	-65,00	-54,64
4	0,986	-8,14	0,00	0,00
5	0,965	-15,12	135,07	63,03
6	0,968	-13,90	60,03	57,18
7	1,033	-15,92	0,00	0,00
8	0,977	-24,92	105,06	34,53
9	1,020	-18,98	0,00	0,00

Tabla 5.23: Resultados de los nodos a las 21 hs - Línea 78 fuera de servicio.

Líneas	P (MW)	Q (MVar)	I/I _n (%)	Pérdidas (MW)
45	137,63	7,91	55,21	1,98
46	104,83	-1,77	41,73	1,93
57	0,58	-55,15	22,41	0,58
69	42,86	-54,27	28,04	1,35
78	0,000	0,000	0,000	0,000
89	-105,06	-34,53	44,42	1,45

Tabla 5.24: Resultados de las líneas a las 21 hs - Línea 78 fuera de servicio.

Las situaciones de pérdida de una línea se realizaron sobre las que presentaron mayor carga en configuración N.

Finalmente se tiene que el sistema tiene posibilidad de funcionar en régimen N-1 en la mayoría de los casos, a excepción de la pérdida de la línea 45 donde no se logra establecer la tensión del nodo 5 dentro del margen admitido.

5.6. Nodo Crítico para Ubicación del BESS

Luego del análisis realizado con las configuraciones N y N-1 considerando los criterios explicados en la sección 5.5.1, se determinó el nodo más indicado para la incorporación de un sistema de almacenamiento de energía.

Los distintos flujos de carga devolvieron resultados con una concordancia en que el nodo 5 y la línea 45 que lo alimenta son los más afectados en las distintas configuraciones. Se nota un bajo nivel de tensión en el nodo respecto a los demás en los momentos de mayor demanda. La carga de la línea 45 se mantiene dentro del rango estipulado, pero siempre por encima del resto de las líneas.

Es por ello que se optó por incorporar un sistema BESS en el **nodo 5** con el objetivo de contribuir al despacho de potencia sobre la zona más cargada de la red y participe también en la regulación de tensión de dicho nodo.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 6

Dimensionamiento Energético y Análisis Económico

En este capítulo, se utilizó la herramienta SimSEE (la cual se introduce en la sección 6.1) con el propósito de analizar la viabilidad de la incorporación de un banco de baterías a la red de estudio desde una perspectiva económica, con el objetivo de optimizar el despacho y reducir los costos de abastecimiento. Esto permitió calcular las ganancias al introducir un banco de baterías en el nodo 5 de la red.

Se llevaron a cabo diferentes casos de estudio para realizar las simulaciones, siguiendo un proceso iterativo donde se modificaron parámetros del sistema, como la demanda y los actores involucrados. Esto se realizó con el fin de encontrar una configuración óptima que permita observar un comportamiento adecuado del sistema de almacenamiento de energía, que finalmente sería utilizado para el dimensionamiento.

Este capítulo se organiza de la siguiente manera:

- En primer lugar, en la sección 6.2, se explican las consideraciones tomadas para desarrollar el caso de estudio inicial o **caso de partida**, donde se evalúa cómo afecta cada actor, la demanda, los generadores y los diferentes parámetros de SimSEE. Este proceso iterativo, aunque fue descartado, resultó de suma relevancia ya que permitió definir el escenario finalmente utilizado.
- Posteriormente, se presenta en detalle el **caso final** (sección 6.3), el cual incorporó ciertas modificaciones respecto al inicial. Además, se proporciona una explicación de las razones que sustentan dichas modificaciones. Se describen las mejoras obtenidas y se resumen los resultados de las simulaciones realizadas con el sistema final implementado.
- Con el escenario de estudio definido, en las secciones 6.4, 6.5 y 6.6, se procedió a realizar un análisis del impacto económico y la viabilidad de la inversión de distintos bancos de baterías. Se evaluaron los beneficios y las mejoras obtenidas con la introducción de cada banco de baterías, para

finalmente **definir las características del BESS que mejor retorno de inversión presentara.**

- Finalmente se cierra el capítulo analizando el flujo de carga (una vez incorporado el banco de baterías definido), y la capacidad de regulación de frecuencia en la red de estudio (secciones 6.7 y 6.8).

6.1. Herramienta para Simulación de Operación del Sistema - SimSEE

Para llevar a cabo un análisis energético y económico del sistema de almacenamiento en la red IEEE 9, se utilizó el software SimSEE (Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica). Esta plataforma fue desarrollada en la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República durante los años 2006 y 2007, y utiliza el lenguaje Delphi Pascal, mediante el cual se desarrolló un conjunto de herramientas útiles para la simulación y análisis de sistemas eléctricos de cualquier tamaño y complejidad, incluyendo el modelado de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica [40].

Dentro de los principales usos que permite el programa se incluyen los siguientes:

- La posibilidad de programar el despacho de los recursos en el mediano y corto plazo.
- Obtener el despacho económico que minimiza el costo de operación en cada paso de tiempo.
- Realizar cálculos de resultados económicos para diversos posibles escenarios, obtener en base a ellos resultados físicos y económicos previstos para el comportamiento de las interconexiones, mercados spot y diferentes contratos que puedan haber, tanto nacional como internacionalmente.
- Utilizando los pronósticos de los recursos disponibles, se pueden estimar las distribuciones de probabilidad de los excedentes de energía y sus costos, lo que posibilita realizar ofertas para el futuro.
- Obtener una estimación del presupuesto anual de abastecimiento de la demanda eléctrica.

En virtud de todas estas características que presenta el programa, se justifica la elección del mismo. Además de ser un software gratuito, también incluye numerosas consideraciones para lograr un correcto modelado de la red y poder realizar predicciones a futuro, lo cual es de gran utilidad a la hora de evaluar la rentabilidad del sistema.

6.2. Caso de Partida

En el primer caso de estudio, se utilizó una demanda como la descrita en la sección 5.5.2 pero variando el factor de escala, donde el pico máximo de ésta fue de 513 MW, como se detalla en la Figura 6.1. Para dicha demanda se realizó el mismo estudio diagnóstico y de ubicación del nodo crítico que en la sección 5.5, obteniendo nuevamente al nodo 5 como candidato para incorporar el BESS. La demanda mencionada se configuró en SimSEE a través de tres demandas detalladas (por su nomenclatura en el programa) asociadas a los nodos 5, 6 y 8, con porcentajes de 45 %, 20 % y 35 % respectivamente al igual que en 5.5.2.

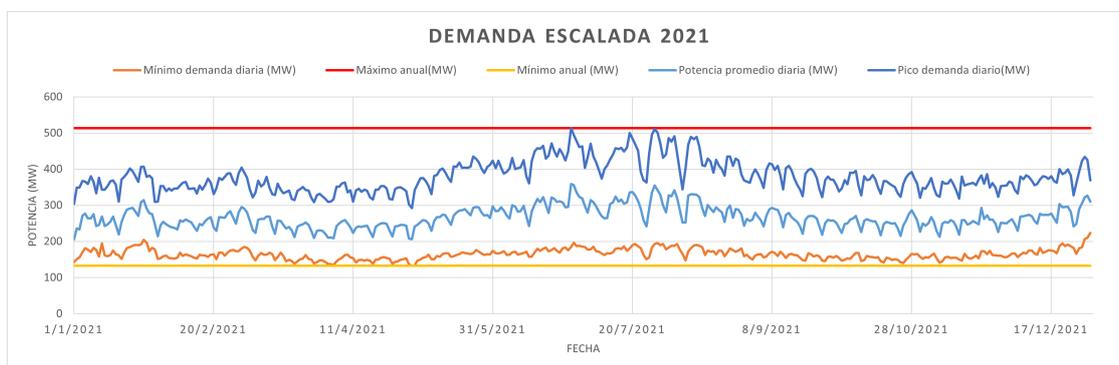


Figura 6.1: Demanda escalada para el caso inicial.

En la Figura 6.2 se recuerda el diagrama de la red de estudio.

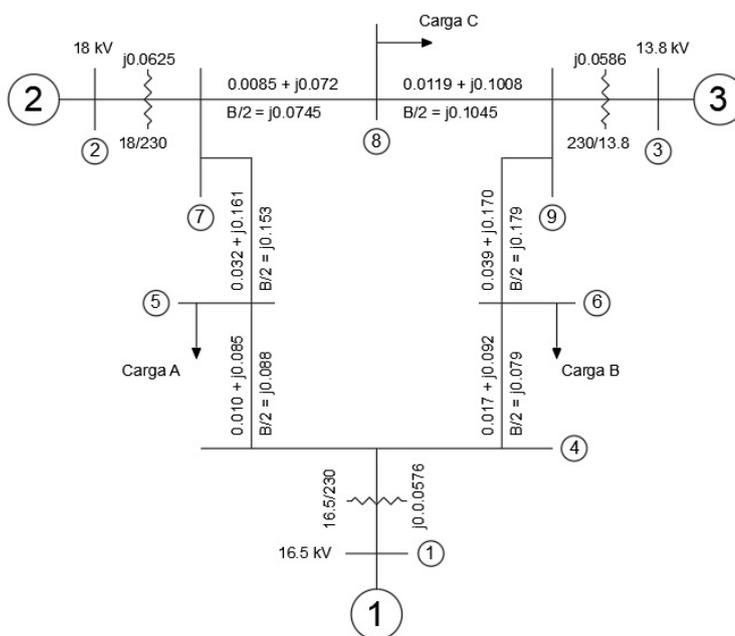


Figura 6.2: Diagrama de la red IEEE 9.

Capítulo 6. Dimensionamiento Energético y Análisis Económico

El modelo de demanda detallada utilizado abarca un horizonte de 2 años (2021-2022), representando la potencia horaria para cada día. Se consideró una tasa de crecimiento anual del 2,5%. Para las tres demandas, se tuvo en cuenta un escalón de falla con un costo de 1500 USD/MWh y una profundidad de 1 pu. Esto significa que en caso de producirse cualquier déficit en el suministro, se computará un costo de 1500 USD/MWh. Este valor fue elegido como un costo elevado respecto al resto de los del sistema para que la falla sea considerada como una opción de último recurso ante la imposibilidad de abastecer la demanda. En un ejemplo propuesto en el manual de SimmSEE se utilizan escalones de falla entre 250 y 2000 USD/MWh [41].

Se estableció un período de simulación mínimo de un año para evaluar la variabilidad estacional, los tiempos de optimización y simulación se detallan a continuación:

- Optimización: 1/1/2021 a 1/12/2022.
- Simulación: 1/1/2021 al 1/1/2022.

6.2.1. Política de Operación

En SimSEE, la **Política de Operación** se refiere al conjunto de reglas que permiten el funcionamiento del sistema. Esto implica asignar valores a los recursos energéticos, considerando si pueden almacenarse o no, y evaluar la conveniencia de utilizarlos o conservarlos en cada instante. La valorización de estos recursos es variante en el tiempo y depende del estado del sistema. Además, se tiene en cuenta la característica estocástica del mismo, considerando factores como roturas de las diferentes máquinas, precipitaciones, temperatura, entre otros, para obtener una política de operación estadísticamente correcta.

A continuación se definen algunos conceptos importantes para entender dicha política de operación.

- **Valorizado manual:** Permite asignar un valor constante al costo de utilizar la energía proveniente de un actor.
- **Costo variable (CV):** Costo resultante de la valorización asignada al recurso.
- **Costo marginal (CMG):** Es el costo en que se incurrirá para abastecer un MWh adicional de demanda en el nodo.
- **Costo Futuro (CF):** Es la sumatoria de los costos menos los ingresos desde el inicio del paso de tiempo hasta el final de los tiempos.

El objetivo de la operación óptima es minimizar el CF en todo momento, lo cual se aborda como un problema de optimización de una función. La solución a este problema conduce a la denominada “política de operación óptima” [42].

6.2.2. Pasos de Tiempo y Postes

Para realizar los cálculos tanto para la optimización como la simulación, el horizonte de tiempo se discretizó en **Pasos de Tiempo**. En cada uno, el SimSEE calculó la evolución del sistema en base al estado inicial, la realización de procesos estocásticos del paso, el despacho de los diferentes recursos para cumplir el balance energético de cada nodo del sistema (6.1) procurando minimizar el CF.

$$Generacion + Falla - Demanda = 0 \quad (6.1)$$

En este caso específico, se utilizaron pasos diarios que se subdividieron en cuatro **postes**, donde cada uno representa una cierta cantidad de horas en un día. Estos postes se organizaron inicialmente en el siguiente orden de duración en horas: 7, 4, 2 y 11.

Se aplicaron postes monótonos, lo que implica que la curva de demanda se ordenó de manera que los valores de mayor potencia se agrupan para luego promediarlos y asignar el valor correspondiente en el poste 1, siguiendo en potencia decreciente en el poste 2, y así sucesivamente hasta agrupar los valores de menor potencia en el último poste. La potencia de demanda promediada en la cantidad de horas que dura cada poste es la que se entregará por el conjunto de generadores para cumplir el balance energético. Se utilizaron cuatro postes donde el más corto representa a la hora pico de demanda diaria y los restantes tres representan aproximadamente las franjas horarias de punta, llano y valle.



Figura 6.3: Ejemplo de postes de pasos diarios.

A modo de ejemplo, se presenta en la Figura 6.3 una asignación de postes monótonos de: 1, 4, 13 y 6 horas. El balance energético se verifica en cada uno de ellos. Esta división permite fijar dentro de un paso, postes suficientemente precisos para no afectar considerablemente a las potencias al promediarlas tal

Capítulo 6. Dimensionamiento Energético y Análisis Económico

que la restricción de balance de potencia quede bien representada por el balance energético.

Nodos y Arcos

La red eléctrica de estudio en SimSEE se modeló utilizando dos tipos de actores, arcos y nodos. Los actores se configuran mediante parámetros que pueden ser estáticos como dinámicos. Los parámetros estáticos no cambian durante el proceso de optimización y simulación, mientras que los parámetros dinámicos pueden cambiar en cada paso del tiempo.

A continuación se detallan ambos actores:

■ Nodos:

- Representan las barras de conexión a las cuales se les agregan las demandas y los generadores y tienen un punto de conexión donde se inyecta o extrae potencia eléctrica.
- Solo tienen parámetros estáticos.

■ Arcos:

- Se encargan de la interconexión de los nodos y permiten modelar límites de capacidad de intercambio de energía, así como el rendimiento de las líneas, entre otros aspectos.
- Son unidireccionales, lo que implica que cada uno tiene un nodo de entrada y uno de salida, y la energía puede fluir en un solo sentido. Por lo tanto, para representar un flujo bidireccional entre dos nodos, se crearon dos arcos que los conectan.
- Tienen parámetros dinámicos.

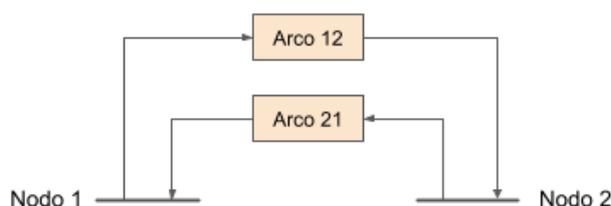


Figura 6.4: Modelado de arcos y nodos en SimSEE.

Uno de los parámetros dinámicos de los arcos permite especificar la potencia máxima que puede transferirse entre nodos de entrada y salida.

También se especificaron las pérdidas del sistema de transporte en 1 p.u., lo que implica que la potencia entrante al arco es igual a la saliente del mismo.

Además, se especificó el factor de disponibilidad (FD) en 0,99, el cual representa el porcentaje de tiempo que el arco está en servicio. Al mismo, se le asoció el tiempo medio de reparación (TMR) en horas, con un valor de 72 horas, que define el tiempo que lleva dejar nuevamente en servicio la línea después de una falla.

Generadores Térmicos

Finalmente, se definieron los actores que representan los generadores del sistema. Se utilizaron dos generadores térmicos, los cuales generan gases o vapor utilizando una fuente de calor y los expanden en una turbina. En particular, se utilizó el actor **generador térmico básico**, ya que requiere la menor cantidad de parámetros y es la forma más simple de modelarlos. En la tabla 6.1 se observan los parámetros establecidos.

Generador	Nodo	Pot. máx.(MW)	#Unidades	Costo (USD/MWh)	FD	TMD (h)
Térmica 2	2	163	1	360	0,97	72
Térmica 3	3	109	1	360	0,97	72

Tabla 6.1: Parámetros de los generadores térmicos.

Para asociar un costo al uso de los generadores térmicos, se utilizó el parámetro de costo variable incremental y se estableció en 360 USD/MWh. El mismo está vinculado a un índice de precio de combustible, el cual se define mediante una fuente constante que incrementa su valor anualmente en función del costo del petróleo.

En la Figura 6.5 se observan los valores cargados en la ficha de la Térmica 2.

Figura 6.5: Parámetros configurados en el actor generador térmico 2.

Generador Hidráulico

Para modelar la central hidroeléctrica en el sistema, se utilizó el actor de **generador hidráulico con embalse**. Se tomó como referencia la represa del Rincón del Bonete para definir los diferentes parámetros hidráulicos. Sin embargo, dado que la potencia instalada en esa represa es de 160 MW y el generador del sistema de estudio es de 240 MW, se decidieron utilizar 4 turbinas de 60 MW, cada una

Capítulo 6. Dimensionamiento Energético y Análisis Económico

en lugar de 40 MW para alcanzar la potencia requerida.

Generador	Nodo	Pot. máx.(MW)	#Unidades	Pot. unidad (MW)	FD	TMD (h)
Hidráulico	1	240	4	60	0,99	48

Tabla 6.2: Parámetros configurados en el actor generador hidráulica.

Se utilizó una fuente con un sintetizador CEGH (Correlación en el Espacio Gaussiano con Histograma) que modela el comportamiento de los caudales medios de aportes de la represa del Rincón de Bonete. El mismo utiliza los datos del indicador iN34, disponible en la web de ADME [43], que incorpora información sobre la variabilidad hidrológica mensual. El iN34 es un índice que relaciona las temperaturas esperadas con los aportes de lluvia y los fenómenos climáticos como “El Niño” o “La Niña”.

Al tratarse de un generador hidráulico con embalse, el costo del agua se valoriza en función de la capacidad de almacenamiento, el nivel actual del embalse, la probabilidad de lluvias, entre otros factores.

En la Figura 6.6 se observa la ficha técnica del generador hidráulico.

Cota mínima operación[m]	70
Cota máxima operación[m]	81
Puntos cota-volumen h[m]	70,00; 75,50; 81,00
Puntos cota-volumen V[Hm3]	0,00; 2787,00; 8210,00
Área de la cuenca[ha]	0
Cota de la descarga para cálculo del salto[m]	54
Coefficientes de afectación del salto por caudal erc	0,001645291
Coefficientes de afectación del salto por caudal erc	6,89E-8
Rendimiento[p.u.]	0,949
Potencia máxima generable[MW]	60
Caudal máximo turbinable[m3/s]	170
Factor de disponibilidad[p.u.]	0,99
Tiempo de reparación[horas]	48
Ca filtración[m3/s]	12,17
Cb filtración[m2/s]	0,51
Qa muy seco[m3/s]	38
Cota mínima para vertimiento[m]	76
Cota máxima para vertimiento[m]	86,5
Caudal vertido con la cota máxima[m3/s]	8220

Figura 6.6: Ficha técnica generador hidráulico.

Banco de Baterías

Una vez establecida la red eléctrica y definidos los demás actores, se procedió a modelar el banco de baterías. Para ello, se realizaron iteraciones y modificaciones en sus parámetros con el objetivo de evaluar su impacto en el sistema eléctrico.

El banco de baterías se ubicó en el nodo 5 de la red tal como se definió en la sección 5.6.

En cuanto a los costos de energía del banco de baterías, se decidió adoptar una política de operación en la cual no se utiliza un valorizado manual, sino que los

6.2. Caso de Partida

costos de compra y venta de energía del banco son determinados por la política de operación de SimSEE. Esta política utiliza los CMG del sistema y asigna un costo CV al banco de baterías.

En síntesis, en cada poste de tiempo, SimSEE compara el CMG del nodo donde esta ubicado el banco, con el CV del mismo.

- Si $CMG > CV$: El banco vende energía al sistema, reduciendo así su carga.
- Si $CV > CMG$: El sistema carga el banco con energía comprada a la red.

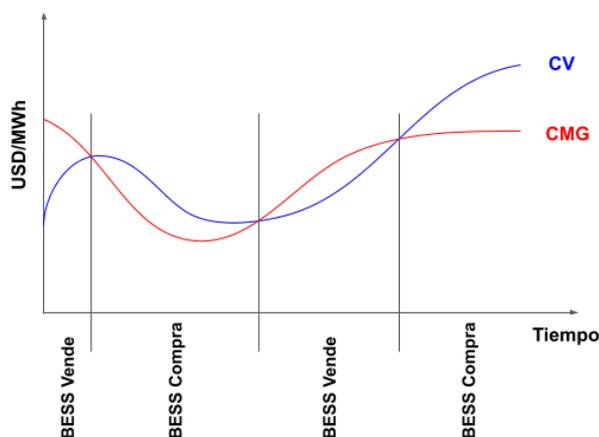


Figura 6.7: Relación entre CV y CMG para compra/venta del BESS.

Esta estrategia permite que el banco de baterías participe de forma dinámica en el sistema eléctrico, respondiendo a las condiciones de mercado y contribuyendo a la optimización de la operación.

6.2.3. Observaciones del Caso Inicial

Como se comentó en el apartado anterior, se simularon distintas configuraciones de banco de baterías para conocer el comportamiento de estos y validar el funcionamiento de dicha incorporación. Además, se variaron distintos parámetros de la sala de SimSEE, corriendo numerosos casos que permitieron la interiorización en el uso del programa y conocer el efecto de las modificaciones.

Algunos de los parámetros que se modificaron repetidamente así como las combinaciones de los mismos en el escenario inicial son:

- Potencia y capacidad del banco de baterías.
- Fuentes de aportes hídricos a la represa.
- Potencias máximas de los arcos.
- Costo de falla.

Capítulo 6. Dimensionamiento Energético y Análisis Económico

- Costos de generación térmica.
- Modelado del embalse: cotas de operación, caudales turbinables, salto, entre otros.
- Períodos de simulación y optimización.
- Cantidad de crónicas.

Luego de todas las simulaciones y pruebas realizadas, se notó que el comportamiento del sistema y el uso del BESS no era el esperado, el banco de baterías prácticamente no tenía participación y no generaba beneficios. Según los resultados obtenidos con este caso de estudio, se observó que el sistema eléctrico se encontraba muy exigido, con los generadores trabajando a plena carga de manera continua y con la participación permanente de las centrales térmicas. Incluso se presentaban momentos de falla en los que no se lograba cubrir la demanda total del sistema. Esto se traduce en costos marginales muy elevados para el sistema, que encarecen el costo de carga del banco de baterías. Se observó que su uso se veía fuertemente afectado por los elevados costos variables del mismo, así como la reducida variabilidad de los costos marginales del sistema, por lo que no se aprovechaba su potencial de almacenamiento.

En resumen, los resultados de las simulaciones mostraron que este primer sistema inicial no era el más indicado para el dimensionado de un BESS ya que presentaba desafíos significativos en términos de capacidad de generación, costos marginales elevados y en el uso del banco de baterías. Esto implicó buscar soluciones para mejorar la operativa del sistema eléctrico, luego de consultar con profesionales en la materia, se decidió realizar un cambio radical comenzando con una nueva sala de SimSEE, cambiando diversos parámetros que serán explicados en la siguiente sección.

6.3. Caso Final

Con el objetivo de mejorar el funcionamiento de la red y la utilidad del banco, se tomaron decisiones para realizar cambios en el sistema. Estos cambios involucraron ajustes en los parámetros de los actores existentes, así como modificaciones en la demanda.

El proceso de toma de decisiones fue iterativo, lo que significa que se realizaron varias rondas de ajustes y evaluaciones para optimizar la operación y eficiencia del sistema en relación al BESS.

A lo largo del mismo, se evaluó el impacto de cada cambio en el sistema, buscando obtener resultados que reflejen un mejor rendimiento y un uso más efectivo del banco de baterías.

Demanda y Postes

La nueva demanda se definió considerando varios aspectos. En primer lugar, se utilizó como referencia para demanda máxima, el escenario presentado en el caso

de estudio [37]. Además, se modeló de manera que el generador hidráulico presentara un factor de planta de 0,5. Este valor fue seleccionado debido a que refleja un patrón de funcionamiento habitual en las centrales hidroeléctricas de Uruguay. Esta demanda es la descrita en primer lugar en 5.5.2 utilizada para presentar el diagnóstico de red y ubicación del nodo, se ilustra en la Figura 6.8.

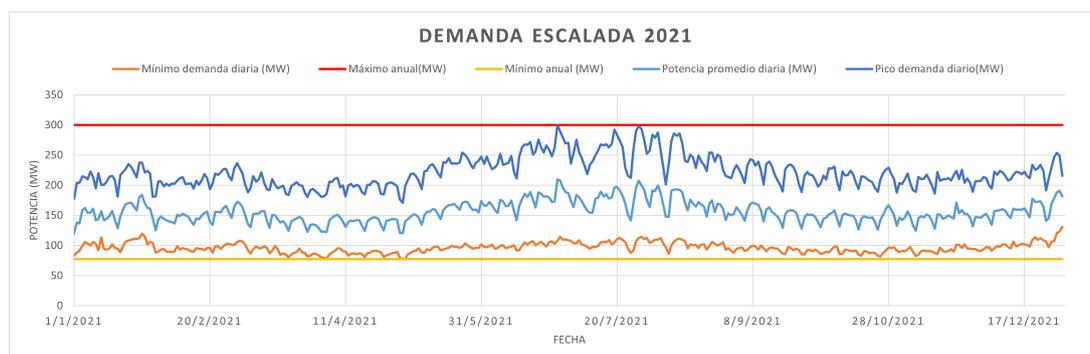


Figura 6.8: Nueva demanda escalada 2021.

Adicionalmente, se decidió cambiar los intervalos de tiempo de los postes y pasar a utilizar **postes de 1, 4, 13 y 6 horas**. Esta elección se realizó con el objetivo de asegurar que los picos de demanda fueran siempre cubiertos, contando con el primer poste de una hora específicamente para cubrir el pico de potencia máxima, se evita que el promedio del mismo afecte el valor de potencia. En los casos en los cuales son de mayor duración, el pico se ve atenuado por el promedio con el resto de potencias en esas horas (Figura 6.3).

Hidráulica

Se realizaron cambios significativos en el modelo del sistema para abordar las limitaciones observadas. En primer lugar, se reemplazó el generador hidráulico con embalse por un **generador hidráulico de pasada**. Este tipo de actor cumple que toda el agua que llega a la central debe ser turbinada o vertida. Esta decisión se tomó porque la hidráulica con embalse generaba un comportamiento similar al de un almacenamiento de energía a gran escala, el cual superaba ampliamente la capacidad de almacenamiento del banco de baterías. Al utilizar un generador hidráulico de pasada, se evitó esta competencia desproporcionada y se permitió al banco de baterías desempeñar un papel más relevante en el sistema.

Se adoptaron los parámetros de la central hidroeléctrica Baygorria para definir la hidráulica de pasada, en donde se utilizó como caudal de aportes a la cuenca de la central de Bonete. Se mantuvo la configuración de 4 turbinas de 60 MW para el generador hidroeléctrico.

Además, en esta ocasión se marcó la opción “igual potencia en todos los postes” lo que implica que la generación del actor se reparte equitativamente a lo largo de la semana, lo que permite que se obtenga la misma potencia en todos los postes

Capítulo 6. Dimensionamiento Energético y Análisis Económico

de tiempo con periodicidad semanal. Esto representa de forma más real a una hidráulica de pasada sin posibilidad de gestionar el recurso que presenta cierta tendencia a mantener su comportamiento por varios días.

Es importante tener en cuenta que tanto la demanda de la red como el ciclado del BESS varían hora a hora, trasladando energía de un poste a otro, mientras que el recurso hidráulico empleado presenta una variación semanal. De todas formas se considera razonable el uso del aporte semanal del actor, ya que el caudal de alimentación en este caso se tomó desde otro embalse, el cual proporciona cierta “inercia” en el comportamiento. Por ejemplo, en el caso de Uruguay, los embalses actuales presentan al menos cinco días de autonomía, por lo que el caudal no presentaría variaciones diarias significativas.

Sumidero

Se introdujo un nuevo actor en el sistema llamado **sumidero**, que tiene como función principal cuantificar el excedente de energía generado por la central hidráulica. La incorporación del mismo se basa en un efecto detectado en SimSEE, considerando que el generador hidráulico presenta un excedente de energía sin un destino definido, se produce un CMG negativo. Por este motivo, se decidió colocar un sumidero para abordar este problema.

Se creó la fuente *Fuente_sumidero* para asignar los precios del mismo. Se dejó el precio constante usualmente utilizado en SimSEE de 0,1 USD/MWh, a los efectos de que sea un costo despreciable y que no se tengan ambigüedades al optimizar el despacho y no se terminen despachando las máquinas autodespachadas de costo variable nulo.

En cuanto a las características del sumidero, se configuró de manera que pueda consumir los excedentes de energía del sistema. Se asignó un valor elevado a la potencia máxima para que no limite su capacidad de absorción de energía y dado que el mismo no inyecta energía en el nodo, se estableció un valor de potencia mínima nulo.

Al agregar este actor se logró mantener los costos marginales en los valores normales de la red.

Actor	Nodo	Pot. máxima (MW)	Pot. mínima (MW)	Costo (USD/MWh)
Sumidero	1	-1000	0	0,1

Tabla 6.3: Parámetros establecidos en el actor sumidero.

Centrales Térmicas

En este nuevo escenario, se realizaron cambios en las centrales térmicas. Estos incluyeron la separación de las mismas en mayor cantidad de unidades disponibles más pequeñas, y la asignación de diferentes costos variables a estas máquinas que componen a cada central.

Se decidió realizar una discretización de las máquinas instaladas de manera tal que si sale de servicio una de ellas no se pierda más de un 10 % de la potencia térmica total. En la Tabla 6.4 se resumen la cantidad de máquinas, la potencia

6.3. Caso Final

individual de cada una de ellas y la potencia total obtenida en cada nodo. Estas modificaciones se realizaron manteniendo la misma potencia total instalada.

Nodo	# Máquinas Térmicas	Potencia de cada Máquina (MW)	Potencia Total (MW)
2	10	16,3	163
3	10	10,9	109

Tabla 6.4: Máquinas instaladas por nodo.

Además, se asignaron diferentes costos variables a las máquinas térmicas de cada central, éstos se establecieron de acuerdo a lo expuesto en la Tabla 6.5.

Cantidad de máquinas	Costo unitario (USD/MWh)
4	200
3	270
2	300
1	360

Tabla 6.5: Escalones de costos para las máquinas térmicas.

El cometido de estas modificaciones es lograr un mejor aprovechamiento del banco de baterías, al asignar diferentes costos variables en las térmicas que incentiven su participación en la operación del sistema. En la siguiente sección se analizarán los efectos de estas modificaciones en el desempeño del sistema. Cabe destacar que los parámetros no mencionados anteriormente se mantienen con los mismos valores utilizados en el caso inicial.

Modelado del Sistema en SimSEE

En la Figura 6.9 se observa una representación gráfica del sistema que se modeló.

Capítulo 6. Dimensionamiento Energético y Análisis Económico

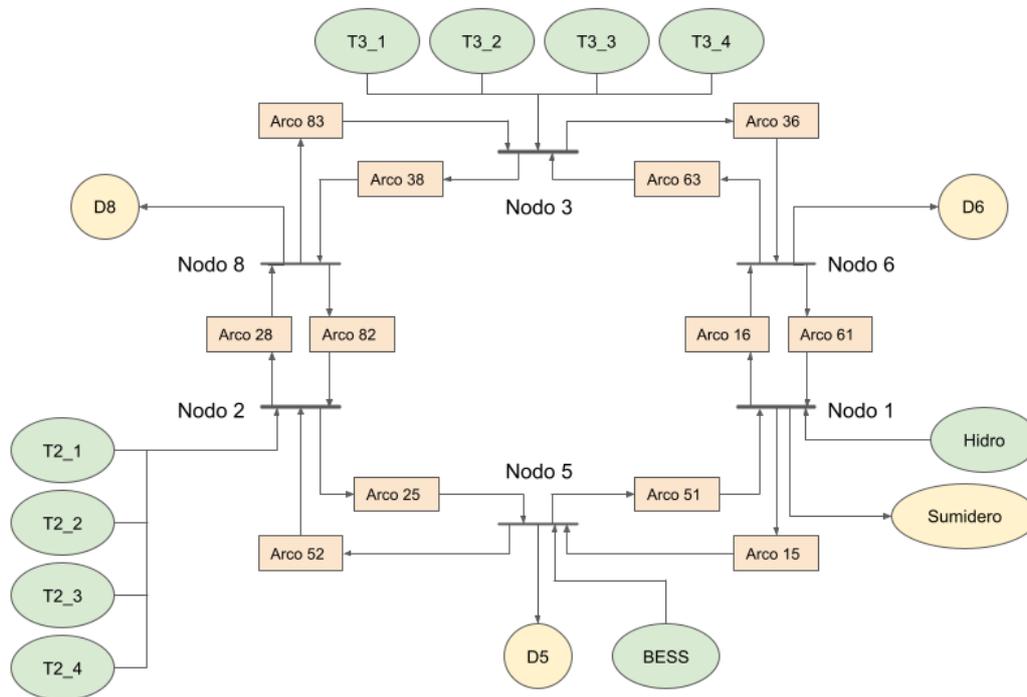


Figura 6.9: Modelado del sistema IEEE 9 con BESS.

6.3.1. Análisis del Comportamiento del Sistema

Comportamiento de la Hidráulica y el BESS

Para analizar el comportamiento semanal del generador hidroeléctrico y su interacción con los demás actores del sistema, se realizaron simulaciones con un único poste de una hora. Esto permitió observar el comportamiento de los actores con paso horario. Además, se realizaron simulaciones de una sola crónica para evitar promedios que podrían ocultar detalles importantes. Al simular una sola crónica no se tiene el promediado de diferentes valores de distintas simulaciones con diversas “suertes”, pudiendo obtener resultados que permiten observar un comportamiento más definido. Vale aclarar que esto se realizó con el único fin de conocer el nuevo sistema, luego para los estudios finales se retoman los postes anteriormente mencionados y las 100 crónicas utilizados que vienen por defecto en SimSEE.

En el caso de la hidráulica de pasada, se pudo observar el comportamiento escalonado semanalmente en su potencia de generación. La Figura 6.10 muestra el despacho de la primera y segunda semana, donde se aprecia claramente el aumento y disminución en el aporte de agua turbinada respectivamente. En la primera semana, el generador hidráulico proporciona un gran aporte de energía, cubriendo e incluso superando a la potencia demandada por la red. En cambio, en la segunda semana, se observa un claro descenso en el aporte de este actor, lo que requiere la participación de los demás elementos de generación para cubrir la demanda.

Un efecto importante de utilizar un generador hidráulico de pasada, es el costo

oportunidad del agua que al no contar con un embalse, esta no puede ser gestionada resultando entonces en un recurso con costo de oportunidad nulo. Es decir, si el agua está disponible, debe ser utilizada o vertida, sin tener un costo asociado. Esto contrasta con el caso anterior, donde el agua almacenada en el embalse representaba un recurso con un costo elevado.

La variación en el comportamiento del generador hidroeléctrico permite al banco de baterías participar de manera más activa en la operación del sistema. En el caso del ejemplo se simuló con un banco de baterías de 50 MW/100 MWh. En la primera semana, el generador hidráulico abastece al sistema y permite cargar al banco de baterías. En la segunda semana, donde el aporte hidráulico es menor, se necesita la contribución de los demás generadores para satisfacer la demanda. En este escenario, el banco de baterías puede inyectar potencia en momentos de alta demanda y escasez de generación hidráulica, y cargar en los valles de demanda donde aún está presente la generación hidráulica. De esta manera, se logra cargar el banco de baterías a costos muy bajos y utilizar su energía almacenada cuando el sistema enfrenta costos más elevados, descargando el banco de baterías y sustituyendo una parte de la generación suministrada por las centrales térmicas.

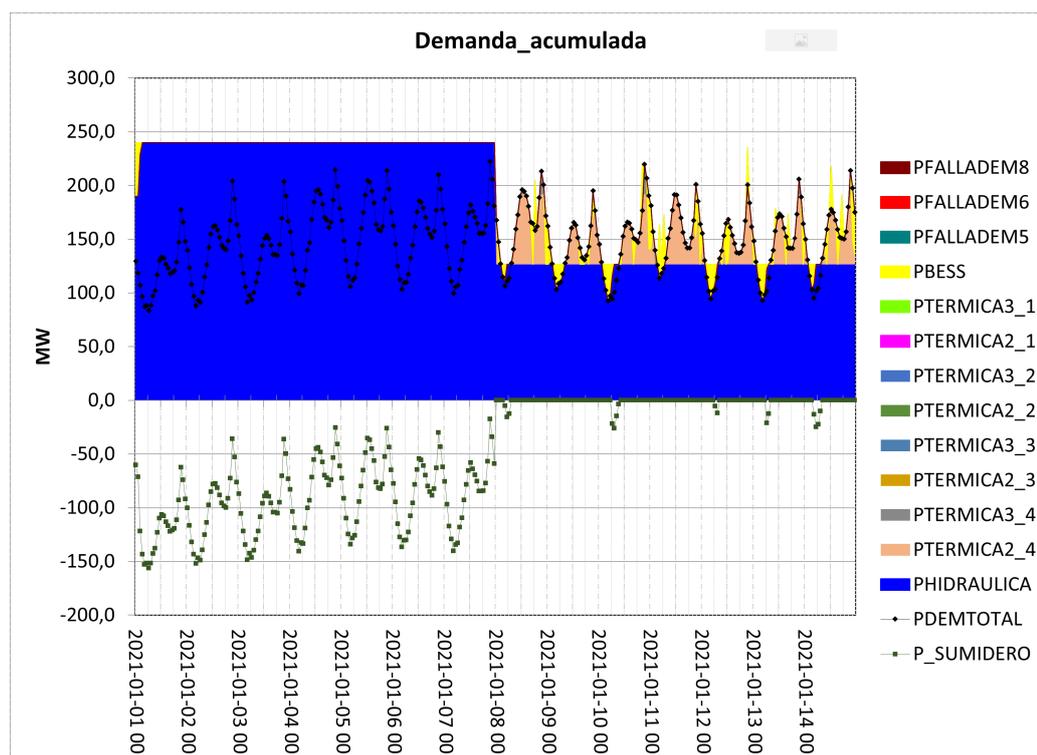


Figura 6.10: Comportamiento de BESS (50 MW/100 MWh) e hidráulica de forma semanal.

En la Figura 6.10, se puede notar también la participación del sumidero. Este consume los excedentes de potencia cuando la generación hidráulica supera la demanda, tanto en las semanas de alta influencia hídrica como en momentos de valle de demanda donde el BESS ya alcanzó su carga nominal.

Capítulo 6. Dimensionamiento Energético y Análisis Económico

Además, en la Figura 6.11 se observa con mayor detalle el comportamiento del sistema en algunas horas del día 12 de enero. Se puede apreciar que en la madrugada cuando la demanda es baja y puede ser cubierta solamente por la hidráulica el BESS se carga. Luego, sobre el medio día, momento en el cual se produce el primer pico de demanda, el banco aprovecha la energía que acumuló para descargarse y así contribuir en dicha situación.

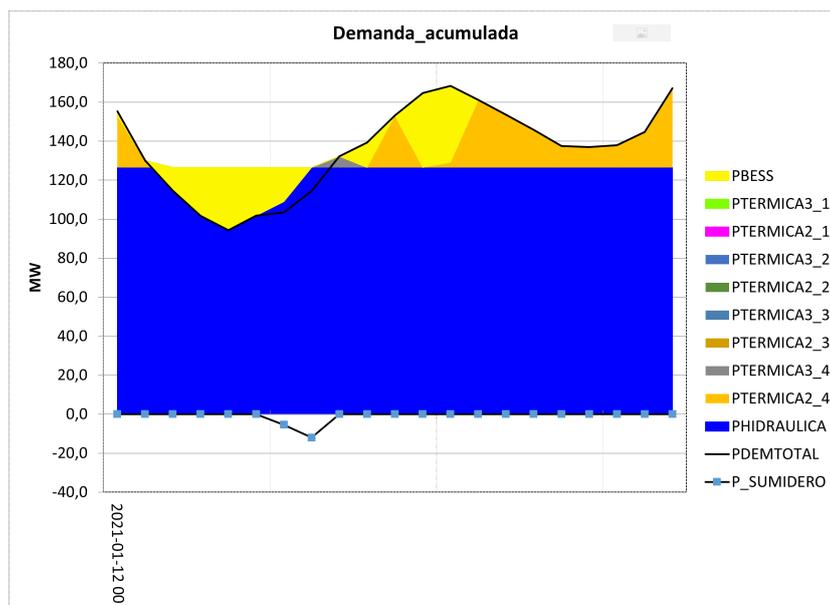


Figura 6.11: Comportamiento de BESS, hidráulica y térmicas en un día.

Rendimiento del BESS

En las simulaciones horarias de una sola crónica, también se pudo observar el rendimiento de carga y descarga del banco de baterías, el cual fue definido en 0,9 por ser un valor usual en estos sistemas según casos reales y de estudio consultados [44]. Este rendimiento implica una pérdida de energía asociada a los procesos de carga y descarga del sistema de baterías y esto se tiene en cuenta en el modelado del mismo en SimSEE. En los pasos horarios, se puede verificar que la carga completa del BESS insuere más energía a la red de la máxima que puede almacenar, y durante la descarga, la energía que pierde el sistema es mayor a la que llega a la red.

Esto se representa numéricamente en las Tablas 6.6 y 6.7. Allí se observa a modo de ejemplo la incorporación a la red de un BESS de 10 MW de 4h de duración, y se presenta la potencia demandada por el mismo con signo negativo y la entregada con signo positivo. Además se detalla el resultado de $X_{cargaBESS}$, variable proveniente de SimSEE, la cual denota la energía total almacenada en el banco de baterías hora a hora, se debe aclarar que dicho valor se actualiza a la hora siguiente de la carga o descarga respectiva (ver correspondencia de colores).

6.3. Caso Final

paso	fecha	Rendimiento 0,9		Rendimiento 1	
		PBESS (MW)	X_cargaBESS (MWh)	PBESS (MW)	X_cargaBESS (MWh)
1	2021-01-01 00	-10	0	-10	0
2	2021-01-01 01	-10	9	-10	10
3	2021-01-01 02	-10	18	-10	20
4	2021-01-01 03	-10	27	-10	30
5	2021-01-01 04	-4,44	36	0	40
6	2021-01-01 05	0	40	0	40
7	2021-01-01 06	0	40	0	40
8	2021-01-01 07	0	40	0	40

Tabla 6.6: Resultados carga BESS 10 MW 4h SimSEE.

paso	fecha	Rendimiento 0,9		Rendimiento 1	
		PBESS (MW)	X_cargaBESS (MWh)	PBESS (MW)	X_cargaBESS (MWh)
168	2021-01-07 23	0	40	0	40
169	2021-01-08 00	10	40	10	40
170	2021-01-08 01	10	29	10	30
171	2021-01-08 02	0,72	18	0,72	20
172	2021-01-08 03	-10	17	-10	19
173	2021-01-08 04	-10	26	-10	29
174	2021-01-08 05	-5,57	35	-0,72	39
175	2021-01-08 06	0	40	0	40

Tabla 6.7: Resultados descarga BESS 10 MW 4h SimSEE.

Como se aprecia en la Tabla 6.6, el banco comienza cargando a potencia máxima (10 MW) durante las primeras 4 horas, mientras que el estado de carga del mismo denota que este recibe un 90 % de la energía demandada a la red en cada hora. Finalmente en el quinto paso existe una carga a 4,44 MW para que el banco alcance el 100 % de capacidad. Este valor de potencia es proporcional a la energía extra que debe proporcionar la red para cargar completamente el banco, como demuestra la ecuación (6.2).

$$\frac{P_{carga}}{\eta} \times Horas = \frac{10}{0,9} \times 4 = 44,44 \text{ MWh} \quad (6.2)$$

En el caso de la descarga sucede en sentido contrario (Tabla 6.7). Para que la red perciba 10 MW de potencia durante una hora, el BESS debe entregar 11,1 MWh. Como muestra la ecuación (6.3), en los pasos 169 y 170 se entregan 10 MW en cada uno a la red, lo que implica una descarga en las baterías de 22,22 MWh. (Los valores de $X_{cargaBESS}$ de las tablas están redondeados).

$$\frac{P_{descarga}}{\eta} \times Horas = \frac{10}{0,9} \times 2 = 22,22 \text{ MWh} \quad (6.3)$$

Costo Marginal

En estas simulaciones, también se evaluaron los costos marginales del sistema, específicamente el del nodo 5 donde está conectado el BESS. Se observó que cuando la hidráulica de pasada tiene exceso de aporte, el costo marginal en el nodo 5 es nulo. Mientras que en semanas donde el caudal turbinado es bajo, el costo marginal en el nodo 5 varía entre 200 y 300 dólares, dependiendo de qué actores térmicos se debieron despachar según su costo.

Comportamiento del Sistema según Variabilidad de Costos

Como se mencionó anteriormente, en un principio no se consideraba variabilidad en los precios de las centrales térmicas, lo cual era desfavorable para la participación del BESS, ya que los costos marginales se mantenían altos y sin variación. Esto dificultaba las oportunidades de compra y venta de energía por parte del banco de baterías.

A modo de conocer las implicancias de ello, se realizó un ejemplo de simulación de una crónica con paso horario y con un único costo para las térmicas de 360 USD/MWh. La duración de las simulaciones fue de un mes, durante el cual se observaron tres escenarios diferentes de aporte hidráulico: exceso, moderado y deficitario.

En la Figura 6.12, se muestra el despacho realizado por SimSEE en el escenario donde todas las máquinas térmicas tienen el mismo costo variable. Se puede observar que nuevamente en las últimas semanas se presenta una situación de reducido aporte hidráulico, predominando la generación térmica. Esto evidencia la importancia de tener en cuenta la variabilidad de los precios en las centrales térmicas para facilitar la participación activa del BESS y optimizar la operación del sistema eléctrico en dichos períodos.

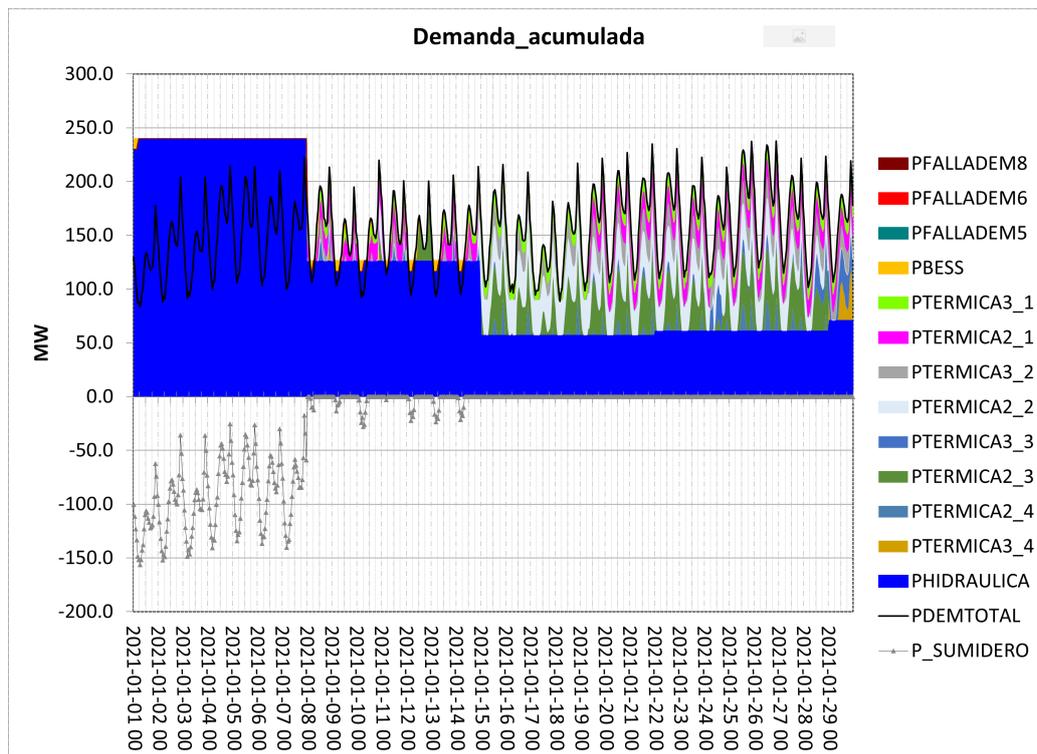


Figura 6.12: Curva de demanda acumulada con térmicas a mismo precio.

Para el uso del banco de baterías, SimSEE utiliza el criterio de comparación del costo variable y marginal mencionado en 6.2.2. En la Figura 6.13, se muestra el

6.3. Caso Final

costo marginal del nodo 5, el costo variable del sistema BESS junto a la variación de carga del banco de baterías. Estos parámetros permiten observar de manera general el comportamiento que tuvo el sistema durante el período analizado, según el criterio mencionado anteriormente.

Durante la primera semana, con un exceso de aporte hidráulico, el costo marginal del nodo es prácticamente nulo y el BESS se carga por completo. Sin embargo, dado que existe un abundante recurso hidroeléctrico disponible, no se utiliza la energía almacenada en el banco de baterías. En la segunda semana, con un descenso en el aporte hidroeléctrico y un escenario de aportes moderados, se presentan oportunidades donde el BESS puede cargar en momentos de menor demanda, representados por los valles, aprovechando el aporte hidráulico disponible. Para luego descargarse durante los períodos de mayor demanda, reemplazando así parte de la generación térmica, que sería considerablemente más costosa. Esto último se observa en la Figura 6.13 mediante las variaciones en las curvas de CMG la cual intersecta a la de CV del BESS, así como en las variaciones del estado de carga del banco de baterías durante su uso.

Finalmente, la tercera y cuarta semana de simulación, en las cuales el aporte de la hidráulica es bajo en comparación con las semanas anteriores, el despacho presenta un uso continuo de las centrales térmicas para abastecer la demanda. Esto se refleja en un costo marginal del nodo elevado y proporcional a la generación térmica. En esta situación, el BESS no encuentra oportunidades de participar en el despacho, ya que no existe variabilidad de precios.

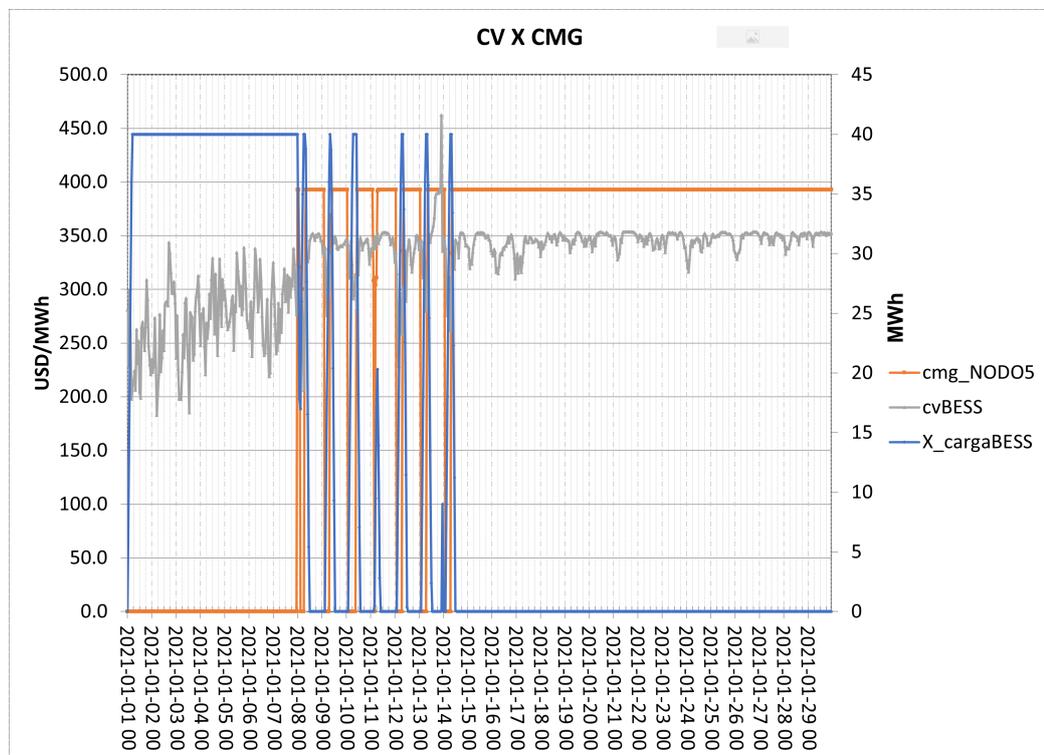


Figura 6.13: Curvas de CMG, CV y estado de carga del BESS con térmicas a mismo precio.

Capítulo 6. Dimensionamiento Energético y Análisis Económico

En el nuevo escenario, como se comentó en 6.3, se realizaron modificaciones en los actores térmicos, asignando distintos precios a las discretizaciones de cada central térmica. Esta variación en los precios de los generadores permite un uso más eficiente en términos de costos, priorizando la generación de las máquinas más económicas antes de recurrir a las siguientes en orden de costo creciente. Esto se refleja en la Figura 6.14, donde se muestra la acumulación de la demanda y la contribución de cada tipo de central térmica a lo largo del tiempo.

Además se puede observar que durante las semanas de mayor aporte hidráulico, la generación térmica es nula. Sin embargo, a medida que disminuye el aporte hidráulico en las semanas siguientes, se utilizan las centrales térmicas de menor costo para satisfacer la demanda. A medida que disminuye la generación hidráulica y se requiere una mayor generación térmica, y entran en funcionamiento las máquinas según costos crecientes. Esta estrategia de despacho optimiza el uso de los recursos térmicos, asegurando que las máquinas más económicas sean las primeras en utilizarse.

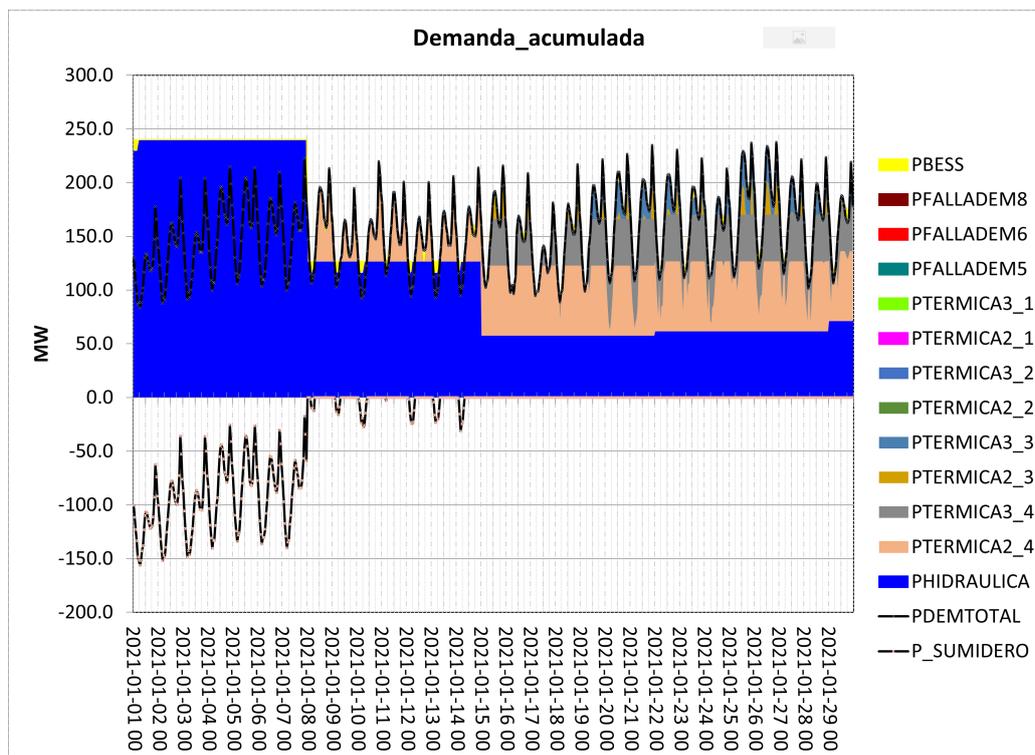


Figura 6.14: Curva de demanda acumulada con térmicas a distinto precio.

En la Figura 6.15, se puede observar cómo la variabilidad en los precios de las térmicas genera una mayor variación en el costo marginal del nodo 5 permite una mayor participación al BESS en el sistema logrando una sustitución de energía térmica. En este escenario, a diferencia del anterior, el banco puede participar activamente en el sistema, aunque gran parte del despacho sea térmico. Cargando energía durante los períodos de menor costo (usando las centrales térmicas más

económicas) y descargando en momentos de alta demanda, cuando los precios son más altos (sustituyendo a las centrales térmicas más costosas).

En resumen, se observa que el BESS logra participar en las semanas donde antes no tenía oportunidad de hacerlo como en la tercera y cuarta semana, debido a la variabilidad de los precios. Cuanto más diferencia diaria exista entre CV y CMG, más oportunidades tendrá el banco de participar generando beneficio.

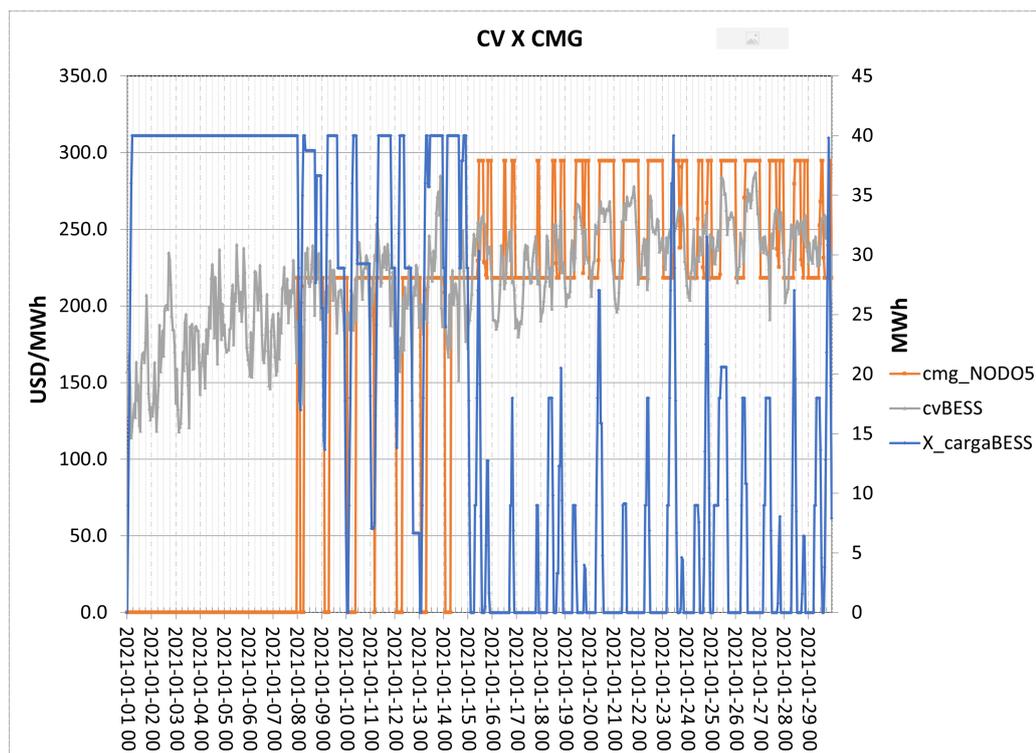


Figura 6.15: Curvas de CMG, CV y estado de carga del bess con térmicas con distintos precios.

Como consideraciones generales se observa que a pesar de que el sistema de tipo hidrotérmico no facilita la participación del BESS, luego de las modificaciones realizadas se obtuvo una mayor participación de las baterías. El hecho de que la hidráulica tenga un comportamiento escalonado semanalmente dificulta que el banco de baterías pueda participar de manera constante en el sistema. Aún así este escenario hídrico resulta más favorable que cuando existe un embalse con posibilidad de gestión.

Sin embargo, a pesar de las limitaciones mencionadas, las modificaciones realizadas al sistema permitieron una mayor participación del BESS. La variabilidad en los costos marginales del sistema, la demanda y el tipo de generación despachada crearon oportunidades para que el sistema de almacenamiento pudiera cargar energía en momentos estratégicos y luego descargarla cuando fuera más rentable.

6.4. Análisis Económico

Para seleccionar la configuración del banco de baterías más beneficioso para la red de estudio, se consideraron tanto las ganancias económicas que aporta el actor como sus costos de inversión (CAPEX) y mantenimiento (OPEX), con el objetivo de maximizar el ratio beneficio/costos.

El análisis económico se realizó desde dos perspectivas:

- **Perspectiva del operador:** Se considera la red en su totalidad y se calcula el beneficio del banco en base al ahorro que este significa en el abastecimiento de la demanda.
- **Perspectiva del inversor:** Se evalúa el beneficio local del banco de baterías. En este caso, se considera únicamente el derivado de la compra y venta de energía por parte del banco de baterías, sin tener en cuenta el impacto económico que el mismo pueda tener en la red en su conjunto.

A continuación, se definen algunos conceptos que serán utilizados para explicar el análisis económico desde los dos puntos de vista.

- **Costo Directo del Paso (CDP):** Es la suma neta de los costos directos de generación en que se incurre en cada paso diario.
- **Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD):** Es el CDP acumulado.
- **Ganancia o Ganancia Bruta:** Ingreso bruto sin descontar costos.
- **Ganancia Global:** Ganancia desde el punto de vista del operador de red.
- **Ganancia Local:** Ganancia desde el punto de vista del Inversor.
- **Beneficio:** Resultante de la Ganancia menos los costos incurridos para obtenerla.

6.4.1. Punto de Vista del Operador

Para evaluar el impacto económico y determinar cuál configuración de banco de baterías genera el mayor ahorro, se utilizó el CDP.

Se llevó a cabo una simulación de un año de duración sin la presencia del banco de baterías en SimSEE, y se calculó el CDP acumulado en este escenario. Luego, se repitió la simulación incorporando el banco de baterías, y se obtuvo un nuevo CDP acumulado. La diferencia entre ambos resultados proporciona una aproximación a la ganancia anual generada por la presencia del banco de baterías en la red, al reducir el CAD.

Lo más apropiado sería calcular el costo futuro, lo cual comprende los costos directos más el costo futuro asociado a cómo quedan los recursos almacenables. En este trabajo, al tener una hidráulica de pasada (sin embalse) y ser la batería de muy poco almacenamiento respecto al volumen de energía anual del sistema, se puede aproximar el costo solamente a el costo directo.

6.4. Análisis Económico

Al analizar la diferencia en los CDP acumulados, se puede determinar cuál configuración del banco de baterías logró una mayor ganancia para el operador del sistema eléctrico.

A continuación se presentan los cálculos y resultados:

$$CAD(MUSD) = CDP_{acum} \quad (6.4)$$

$$G(MUSD/año) = CDP_{SinBat} - CDP_{ConBat} \quad (6.5)$$

Donde:

- CDP_{acum} : Es el CDP acumulado.
- G : Ganancia.

En la Tabla 6.8 se presentan distintas configuraciones de bancos de baterías utilizados y simulados en SimSEE para conocer sus ganancias. Para todas las corridas se utilizó un sistema limitado a 1C de tasa de carga y descarga, esto se define a partir de las prestaciones de las celdas que componen a las baterías, las cuales usualmente presentan dicha restricción para este tipo de aplicaciones.

Energía (MWh)		Potencia instalada (MW)				
		1	10	25	50	100
Capacidad de almacenamiento (h)	1	1	10	25	50	100
	2	2	20	50	100	200
	4	4	40	100	200	400
	6	6	60	150	300	600

Tabla 6.8: Distintos tamaños de bancos de baterías.

En los casos simulados, se estableció una duración fija por vez para el banco y se varió la potencia para reducir los grados de libertad en el análisis. Los mismos tienen combinaciones de potencia (MW) y energía (MWh) relacionados a través de la duración (horas).

En la Tabla 6.9 se presentan los valores de ganancia obtenidos al incorporar un BESS en la red de estudio, los cuales fueron calculados utilizando los datos obtenidos de SimSEE y aplicando la ecuación (6.5).

Ganancia global BESS (MUSD/año)		Potencia instalada (MW)				
		1	10	25	50	100
Capacidad de almacenamiento (h)	1	0,09	0,87	1,69	2,19	2,31
	2	0,10	0,88	1,73	2,26	2,44
	4	0,10	0,92	1,80	2,40	2,69
	6	0,11	0,95	1,87	2,52	2,93

Tabla 6.9: Ganancia global del banco de baterías.

Capítulo 6. Dimensionamiento Energético y Análisis Económico

Cuando se obtienen resultados comparando dos corridas, cada resultado en sí mismo tiene un error o dispersión que puede ser incluso superior a la diferencia entre los escenarios comparados. Por lo tanto, si se comparan dichos valores se podría estar obteniendo resultados incorrectos. Sin embargo, al realizar el SimSEE corridas con suertes idénticas (semillas) en cada escenario confrontado, en general la comparación da resultados consistentes. Esto último es necesario verificarlo corriendo varias comparaciones, con diferentes semillas iguales en cada escenario, y observar la coherencia de los diferentes valores obtenidos.

Una vez obtenidos los resultados de CAD de las simulaciones en SimSEE para los distintos bancos de referencia, y calculadas las ganancias correspondientes, se procedió a analizar la tendencia de estas ganancias. Los valores obtenidos se representaron gráficamente y se utilizó la interpolación exponencial para obtener las curvas de la Figura 6.16. Estas curvas muestran la relación entre la ganancia del banco de baterías y su dimensión, tanto en términos de potencia como de duración.

La interpolación exponencial permite modelar la relación no lineal entre la ganancia y el BESS, y proporciona una estimación para diferentes dimensiones que no se encuentran exactamente en los datos simulados.

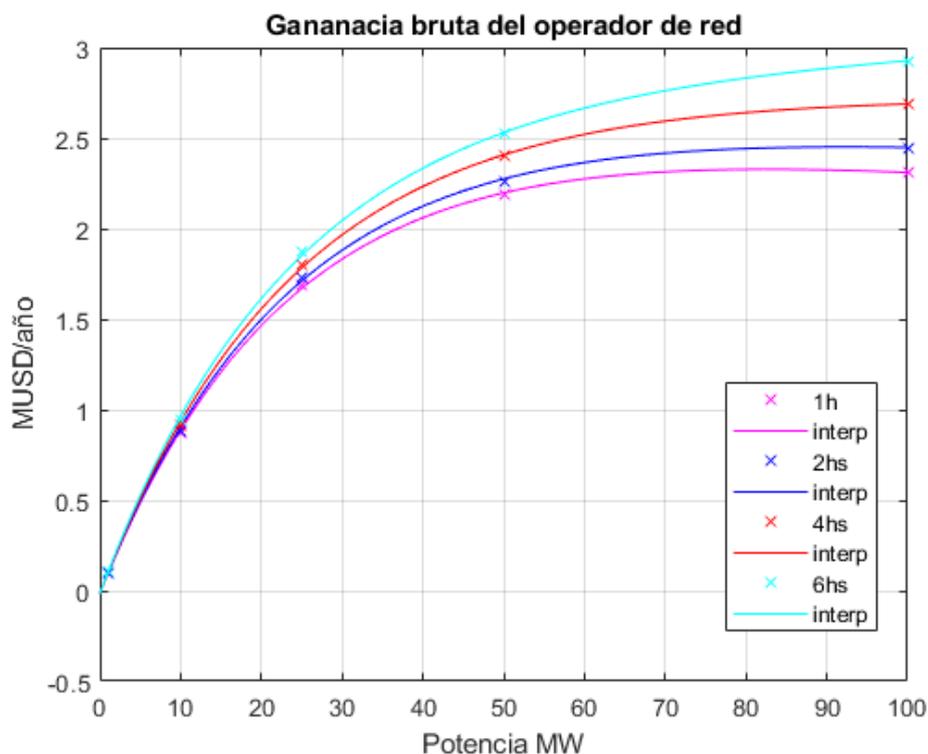


Figura 6.16: Ganancias del BESS para diferentes configuraciones del banco.

En la Figura 6.16, se evidencia que la ganancia global aumenta a medida que se incrementa la capacidad de potencia y duración del BESS. Esta relación se debe a

la sustitución de fuentes de energía más costosas y que no se están considerando los costos asociados a los bancos de baterías. En consecuencia, para la red, un BESS con mayor capacidad de energía y potencia se traduce en una mayor ganancia reflejada en el CAD.

También es destacable que existe un comportamiento asintótico impuesto por la propia red. A partir de ciertos valores de potencia del banco, la ganancia disminuye su pendiente de crecimiento, resultando en un aumento de la misma no correlativo al realizado en potencia. Por lo tanto, por más que se aumente la potencia del BESS, la ganancia sobre el sistema aumenta muy poco.

6.4.2. Punto de Vista del Inversor

Para poder estudiar el BESS desde el punto de vista del inversor se comenzó por calcular la ganancia **local** del BESS utilizando SimSEE. Se realizó el siguiente cálculo mostrado en la ecuación (6.6).

$$G_{local} = P_{BESS} \times C_{horas} \times CMG_{nodo5} \quad (6.6)$$

Donde:

- G_{local} : Ganancia local.
- P_{BESS} : Potencia del BESS.
- C_{horas} : Cantidad de horas.

El cálculo de la ganancia total anual del banco de baterías simulado se realizó considerando la compra y venta de energía en el nodo 5, en los casos de venta el término P_{BESS} es positivo y en los de compra es negativo.

Esto permite obtener una estimación de la ganancia por poste del BESS. Luego, se suman todas las ganancias de todos los postes a lo largo de un año para obtener la ganancia bruta total anual generada por el banco de baterías simulado.

En la Tabla 6.10 se presentan los resultados obtenidos de ganancia local para las diferentes configuraciones de banco de baterías.

Ganancia local BESS (MUSD/año)	Potencia instalada (MW)					
	1	10	25	50	100	
Capacidad de almacenamiento (h)	1	0,04	0,21	0,17	-0,12	-0,22
	2	0,03	0,21	0,17	-0,13	-0,24
	4	0,03	0,21	0,16	-0,14	-0,27
	6	0,03	0,21	0,16	-0,15	-0,30

Tabla 6.10: Ganancia local del banco de baterías.

En primer lugar, se observa que los valores de ganancia bruta local (punto de vista inversor) son inferiores en comparación con los de ganancia bruta global (punto de vista del operador). En la Tabla se presentaron los resultados de las configuraciones inicialmente seleccionadas con el fin de analizar su comportamiento.

Capítulo 6. Dimensionamiento Energético y Análisis Económico

Posteriormente, se llevaron a cabo simulaciones adicionales en puntos intermedios para lograr una mejor interpolación de las curvas. Sin embargo, por razones de simplicidad en la lectura, estos valores intermedios no se incluyen en la tabla.

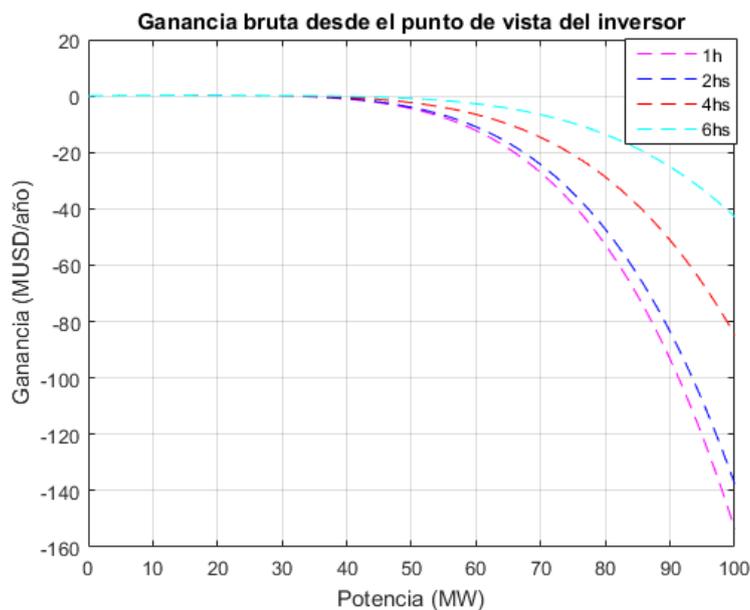


Figura 6.17: Ganancia local anual con cada configuración de banco de baterías.

En la Figura 6.17, se presentan las curvas de ganancia local para las distintas configuraciones. Se observó que en este caso los bancos de menor potencia son los que obtienen una ganancia mayor a cero, mientras que al aumentarla, se obtienen ganancias negativas, denotando un sobredimensionamiento del banco para el sistema.

Adicionalmente, se nota una mayor variabilidad en la ganancia a medida que se modifica la duración del banco. Estos resultados revelan la importancia de realizar un análisis exhaustivo para determinar el tamaño óptimo del banco de baterías que maximice la ganancia y minimice las pérdidas. Un banco de baterías sobredimensionado puede generar costos adicionales sin generar beneficios significativos en términos de ganancia bruta o incluso pérdidas económicas.

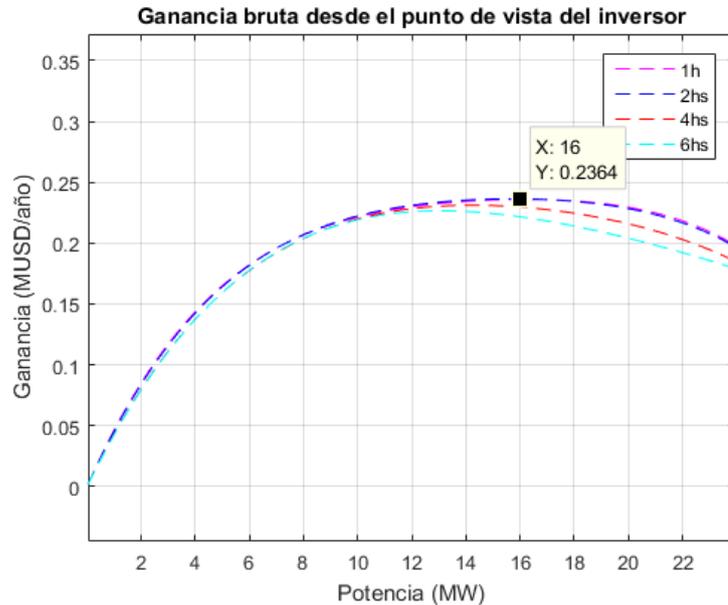


Figura 6.18: Acercamiento ganancias desde el punto de vista del inversor.

Como se observa en la Figura 6.18 al hacer un acercamiento de las curvas de 6.17, se puede apreciar que para los bancos de menor potencia, las curvas alcanzan un máximo de ganancia. A simple vista, se observa que este máximo de ganancia local se alcanza alrededor de los 16 MW en la curva de 1 hora, y es ligeramente superior al máximo de la curva de 2 horas.

6.5. Costos del BESS

El análisis de los costos de inversión del sistema de almacenamiento de energía es crucial para optimizar la elección del dimensionado del mismo.

Se consideraron dos tipos de costos:

- **CAPEX:** Es el costo de inversión inicial necesario para construir el sistema de almacenamiento de energía. El mismo incluye diversos aspectos como el equipamiento, desarrollo de proyecto, ingeniería y construcción, adquisición de componentes, entre otros.
- **OPEX:** El costo de operación y mantenimiento del banco de baterías a lo largo de su vida útil. Se suele expresar como una tasa anual constante y se estima teniendo en cuenta los costos de mantenimiento, la vida útil esperada del sistema y otros factores relevantes.

6.5.1. Costo de Inversión del BESS

El CAPEX se puede desglosar en dos componentes principales:

Capítulo 6. Dimensionamiento Energético y Análisis Económico

- Costo por capacidad de potencia (**USD/kW**): Representa el costo relativo de construir esa capacidad de potencia, independientemente de la duración. Este costo está principalmente asociado al equipamiento de conversión y acondicionamiento para entregar a la red.
- Costo por capacidad de energía (**USD/kWh**): Está mayormente asociado a la tecnología de almacenamiento de energía, como el banco de baterías, y es el componente predominante de estos sistemas de almacenamiento.

Se puede calcular el costo de inversión inicial mediante la ecuación (6.7).

$$CAPEX_{BESS}(USD) = C_E \left(\frac{USD}{kWh} \right) \times E(kWh) + C_P \left(\frac{USD}{kW} \right) \times P(kW) \quad (6.7)$$

Donde:

- C_E : Costo por energía.
- E : Energía almacenable.
- C_P : Costo por potencia.
- P : Potencia nominal.

Al analizar el costo de un banco de baterías, es crucial considerar tanto la potencia como la capacidad de energía elegidas, ya que estos parámetros influyen en la inversión requerida para el sistema. Es importante tener en cuenta que el costo no será el mismo para un banco de 1 MW que para uno de 100 MW, ni para un banco con una duración de 2 horas en comparación con uno de 6 horas.

Dada esta relación entre los costos y los parámetros de potencia y duración, existen numerosas combinaciones posibles de bancos de baterías. Con el fin de simplificar el análisis, se decidió fijar la duración del banco, lo que establece una relación predefinida entre los parámetros de potencia y capacidad de energía. En consecuencia, dado un valor de duración y una potencia específica, la capacidad de energía correspondiente queda implícita.

Para cada duración en horas, se definieron ecuaciones que expresan los costos de inversión del banco de baterías en función de la potencia y las horas de duración. Estas permiten estimar los costos asociados a diferentes configuraciones de bancos, facilitando así la comparación y selección del óptimo en términos de costos de inversión.

Por ejemplo tomando la ecuación (6.7) y fijando una duración de 2 horas se tendrá:

$$CAPEX_{BESS}2h(USD) = C_E \left(\frac{USD}{kWh} \right) \times P(kW) \times 2(h) + C_P \left(\frac{USD}{kW} \right) \times P(kW) \quad (6.8)$$

En este proyecto, se utilizaron valores de costo de energía y potencia de baterías de 1 MW, 10 MW y 100 MW para capacidad de almacenamiento de 2, 4 y 6 horas.

6.5. Costos del BESS

Estos valores se obtuvieron del informe de la siguiente referencia [45]. Además, para tener un margen más amplio de valores que podría tener un BESS se obtuvieron los datos de costos para capacidad de 1 hora realizando una extrapolación basada en los datos existentes.

Una vez obtenidos los costos para las diferentes configuraciones de bancos, se realizó una interpolación sobre los puntos de costo de referencia. Esto permitió obtener las curvas de costos, como se muestra en las Figuras 6.19 y 6.20 utilizando una función de la forma $f(u) = a \times u^b + c$. De esta manera, se lograron ecuaciones asociadas a las diferentes curvas de costos de energía y potencia.

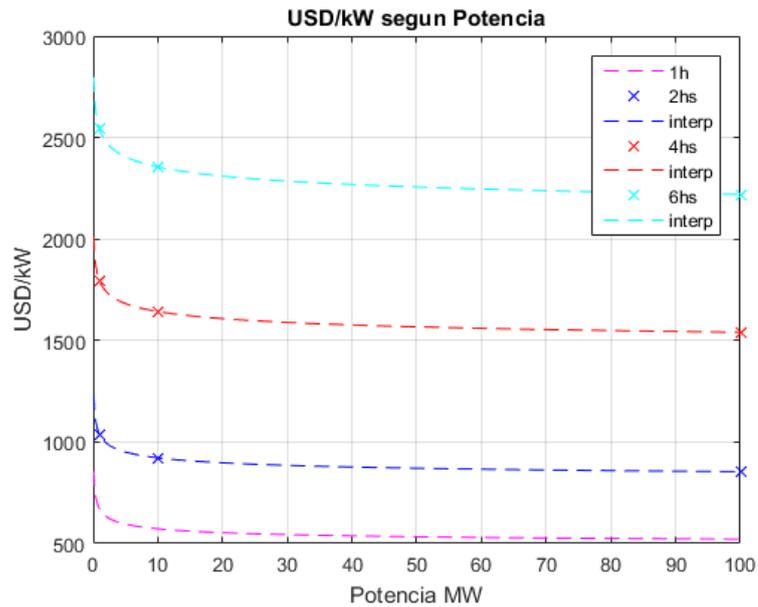


Figura 6.19: Costo del BESS (USD/kW) para diferentes configuraciones del banco fijando la capacidad almacenamiento.

Capítulo 6. Dimensionamiento Energético y Análisis Económico

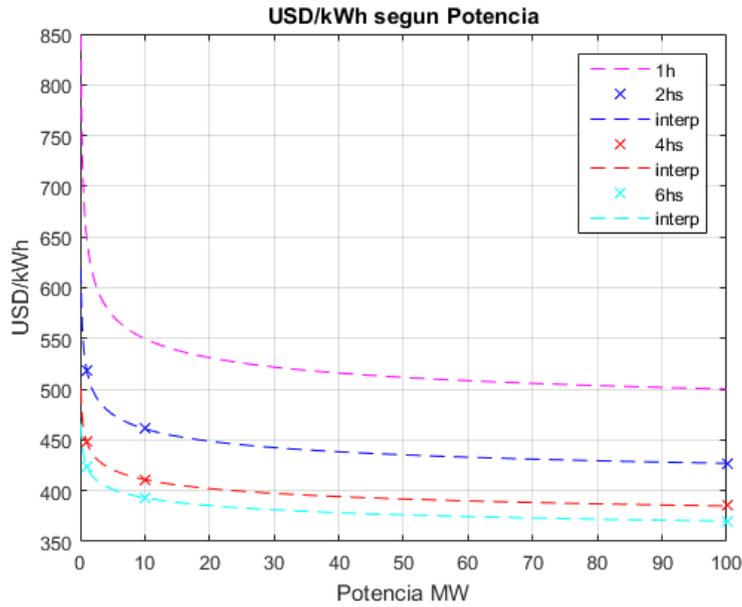


Figura 6.20: Costo del BESS (USD/kWh) para diferentes configuraciones del banco fijando las horas de duración.

Utilizando las curvas obtenidas en las gráficas de las Figuras 6.19 y 6.20, se pueden sustituir los valores en la ecuación (6.7) para obtener una curva de costo de inversión para cada duración de almacenamiento. La Figura 6.21 muestra gráficamente el resultado de las mismas.

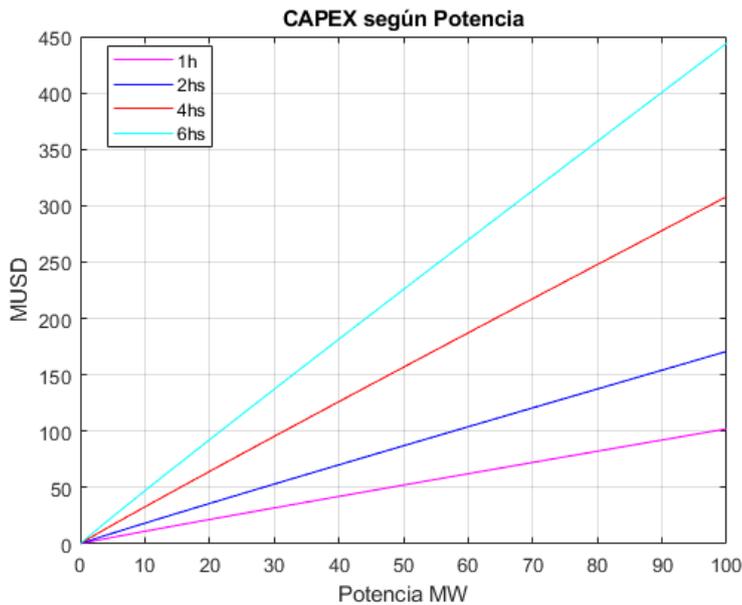


Figura 6.21: CAPEX para diferentes configuraciones del banco fijando las horas de duración.

6.5.2. Costo de Operación del BESS

El OPEX se calcula de forma anual e incluye el mantenimiento de las baterías, así como los costos asociados a la electrónica de potencia del inversor, entre otros aspectos. Se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$OPEX_{BESS} = C_{O\&M} \left(\frac{USD}{kW} \right) \times P(kW) \quad (6.9)$$

Donde $C_{O\&M}$ representa los costos de operación y mantenimiento.

Los valores de $C_{O\&M}$ de referencia fueron tomados de la misma fuente que los costos de inversión [45].

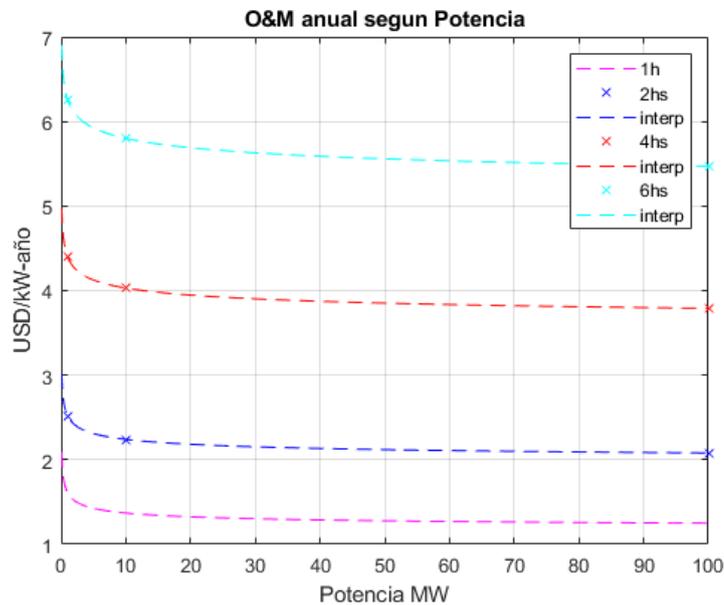


Figura 6.22: Costo de O&M (USD/kW-año) para diferentes configuraciones del banco fijando la capacidad de almacenamiento.

Aquí también se realizó una interpolación para obtener las curvas basadas en los costos de referencia.

Al sustituir las ecuaciones asociadas a las gráficas de la Figura (6.22) en la ecuación (6.9), se obtienen las curvas de OPEX para las diferentes duraciones según la potencia del banco.

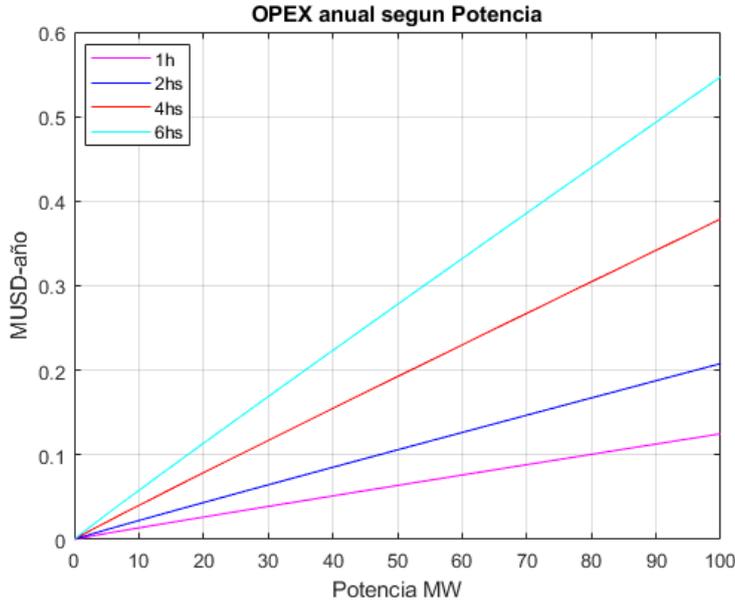


Figura 6.23: OPEX para diferentes configuraciones del banco de baterías.

6.6. Función Objetivo

En esta sección se describe el procedimiento utilizado para dimensionar el banco de baterías que maximice el beneficio económico. Para ello se utilizó la función objetivo que es la suma de todos los ingresos y la resta de todos los egresos, donde están comprendidos los costos de inversión y de operación y mantenimiento, como se muestra en la ecuación (6.10).

$$Max(E, P) = \sum_{i=0}^{n-1} (G - OPEX) - CAPEX \quad (6.10)$$

Siendo n la cantidad de años que se espera que dure el proyecto, este parámetro está relacionado con la vida útil del BESS.

Si bien lo estrictamente correcto es incluir en este cálculo una tasa de descuento y así poder obtener resultados que toman en cuenta en qué momento se hacen los pagos o se reciben los ingresos de un proyecto, en el presente trabajo se tomará una tasa de descuento nula. Con esto se obtendrán resultados optimistas ya que la naturaleza del problema considerado es con costos de CAPEX grandes e ingresos y costos de OPEX relativamente pequeños y extendidos en el tiempo.

Es importante tener en cuenta que en este proyecto se han realizado simplificaciones en el modelo con el objetivo de reducir las variables y agilizar los procesos de simulación y optimización. Una de ellas se refiere al parámetro de ganancia, el cual se consideró anual y fijo para un banco de baterías dado.

Sin embargo, la ganancia anual no necesariamente será sostenida a lo largo de los años, de hecho existe una pérdida de capacidad de las baterías debido al

proceso de degradación natural que sufren las celdas de las baterías lo cual impacta directamente en la ganancia del BESS.

La degradación de las baterías es un factor importante, que depende de la cantidad de ciclos diarios que tenga el banco así como de la profundidad de descarga (DOD) de dichos ciclos, la tasa de descarga, la temperatura de operación, entre otros parámetros. Al reducirse la capacidad de almacenamiento de energía anualmente, también se verá afectada la ganancia del BESS.

Sin embargo, en este proyecto no se ha tenido en cuenta la degradación de las baterías debido a las complicaciones encontradas en las simulaciones. Por ejemplo, el apartado de degradación de SimSEE tiene sentido al optimizar y simular varios años, que como se mencionó tiene un costo de tiempo elevado, así como la dificultad de determinar un parámetro de degradación representativo. Debido a limitaciones de tiempo y recursos, no se ha incluido este factor en el análisis actual, aunque se reconoce la importancia del mismo. Existen otros factores que pueden influir en la ganancia anual, como por ejemplo, las variaciones en la red y en la demanda de energía, la ocurrencia de contingencias, entre otras. Estos factores pueden hacer que la misma varíe de un año a otro.

En resumen, aunque se han realizado simplificaciones en el modelo para agilizar el análisis, es importante tener en cuenta que existen factores adicionales que pueden afectar la ganancia anual del sistema de almacenamiento de energía. Por lo tanto, se consideró dadas las simplificaciones explicadas anteriormente que las ganancias obtenidas fueron optimistas.

Las variables respecto a las cuales se maximiza la ecuación de beneficio son la capacidad en energía y potencia del banco, al establecer una relación adecuada entre estas variables se logra maximizarlo. Como se mencionó anteriormente en 6.5.1, esa relación se logra a través de la duración, por lo que se relacionó las mismas según:

$$E = \alpha \times P$$

Siendo:

- α : Duración de la batería a potencia nominal representado en horas.
- E: Energía total almacenable en el banco.
- P: Potencia nominal.

Establecer una duración de proyecto de 20 años es una elección común y razonable para el análisis económico de sistemas de almacenamiento de energía en baterías.

Dicho valor fue ajustado en base a las distintas duraciones de los proyectos de BESS observadas en la bibliografía de los trabajos consultados, y en particular en Lazard 7.0 [11] donde se toma dicho valor para su estudio económico.

La duración del proyecto se refiere al período durante el cual se espera que el sistema de almacenamiento de energía esté en funcionamiento y genere beneficios económicos. Se asume que el sistema de almacenamiento de energía será operativo y rentable durante ese período.

6.6.1. Maximización de la Función Objetivo - Elección del Banco Operador

La Figura 6.24 muestra la representación gráfica de la función objetivo que busca maximizar el beneficio económico del sistema de almacenamiento de energía durante el período establecido, considerando una ganancia fija anual.

Para encontrar el punto máximo de la curva de beneficio, se busca el valor de potencia y duración que maximice dicha función. Este punto representa el dimensionamiento óptimo del banco de baterías que proporcionará el mayor beneficio económico en el período considerado.

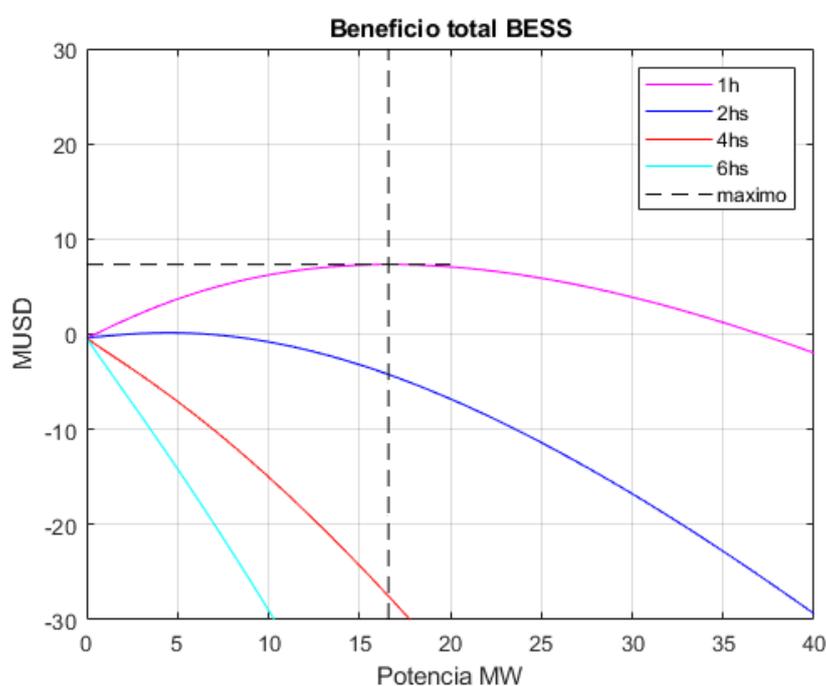


Figura 6.24: Curvas de beneficio para las diferentes configuraciones de bancos.

Del análisis se desprende que los BESS de una hora de duración son los que presentan mayor beneficio en cuanto a la relación ganancia-costos desde el punto de vista del operador. El comportamiento observado resulta inverso al visto en la Figura 6.16 donde los bancos de mayor duración daban más ganancia, pero al considerar el gran peso del costo de almacenamiento (USD/kWh) el beneficio total resulta inverso en cuanto a duraciones de los mismos.

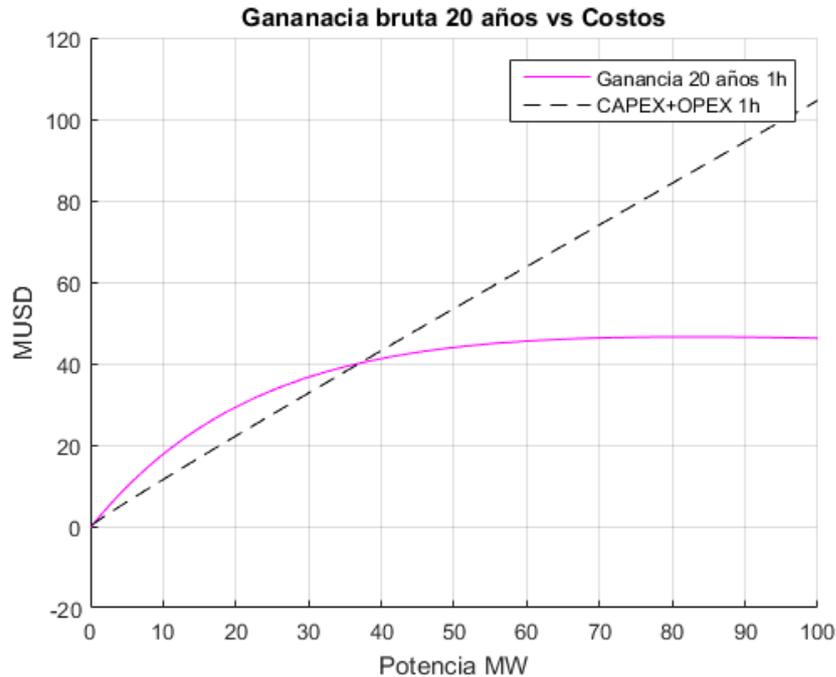


Figura 6.25: Curva de ganancia bruta vs costos 1h.

La Figura 6.25 proporciona un desglose más detallado de la curva de beneficio para la duración de 1 hora, que se presenta en la Figura 6.24.

Es interesante observar que el punto donde se da el beneficio máximo es el mismo donde se igualan las pendientes de las curvas, generándose la mayor diferencia entre ellas. Dicho punto es el que delimita hasta donde es provechoso continuar aumentando la potencia del banco de baterías, dado que si se agregara un MW más al sistema, el beneficio comenzaría a mermar dado que la variación de ganancia bruta no se correlata con el costo de ese MW extra.

En la Figura 6.25 se observa que el punto de máximo beneficio en la curva de duración de 1 hora, se alcanza para un banco de 16 MW. Por ello, en base al criterio empleado y los casos simulados e interpolados, se puede concluir que el banco elegido que mayor relación ganancia-costo demuestra es el siguiente:

	Potencia (MW)	Energía (MWh)
BESS	16	16

Tabla 6.11: Dimensionamiento del BESS elegido.

Una vez definido el banco, se obtuvo que el beneficio del operador de red fue de **MUSD 7,36** en los 20 años. Esto se debe a la participación del sistema de almacenamiento de energía en el suministro de la demanda, lo que genera ingresos superiores a los costos de inversión y operación del BESS. Se debe tener presente que este resultado podría verse afectado si se tuviera en cuenta la degradación de las baterías mencionada, en el presente caso se tiene un resultado optimista.

Inversor

Desde el punto de vista del inversor se procede de la misma manera para obtener el beneficio local máximo en los 20 años.

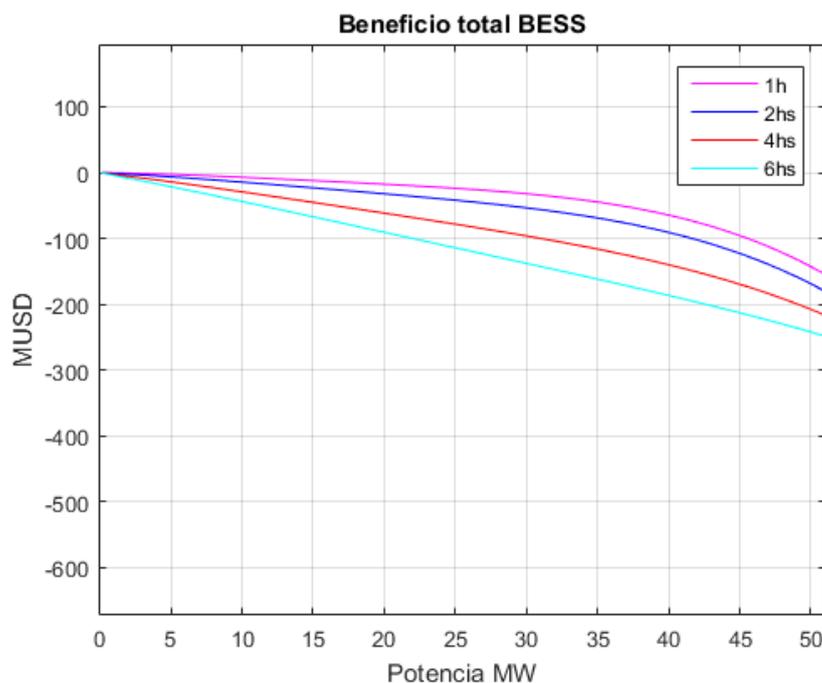


Figura 6.26: Curva de beneficio local para el inversor en 20 años.

En este caso no se obtuvo un beneficio local positivo para ninguna de las curvas de duración, implicando que las ganancias obtenidas por la compra y venta de energía por el banco no son suficientes siquiera para pagar los costos de inversión y mantenimiento del BESS.

Es por todo lo mencionado anteriormente que el banco elegido luego del análisis de costos resulta ser el de 16 MW/16 MWh que da máximo beneficio desde el punto de vista del operador y además recordando la sección 6.4.2 es el que presenta mayor ganancia bruta desde el punto de vista del inversor externo aunque como se vio luego sin ser rentable para este último.

6.7. Flujos de Carga Incorporando el BESS

Una vez definido el banco de baterías a instalar, en esta sección se estudia el comportamiento de la red con la incorporación del mismo mediante flujos de carga de las configuraciones N y N-1.

Para realizar este estudio, primero se efectúan las iteraciones vistas anteriormente en el Capítulo 5 (Figura 5.11), logrando la mejor regulación posible con los

6.7. Flujos de Carga Incorporando el BESS

generadores disponibles. Luego de ello, se itera de forma análoga, pero compensando solamente el nodo 5 con el BESS de manera de mejorar aún más la tensión (Figura 6.27).

Debido a que el sistema puede presentar todas sus tensiones dentro de los márgenes aceptados, se efectúan las correcciones con el banco para un margen aún menor, tomando como criterio un rango de $\pm 3\%$, y asegurando de esta forma la participación del BESS en la regulación de tensión. En caso de que las tensiones no se encuentren dentro del margen del $\pm 5\%$, el banco participa contribuyendo en la regulación en conjunto con los generadores para lograr dicho objetivo.

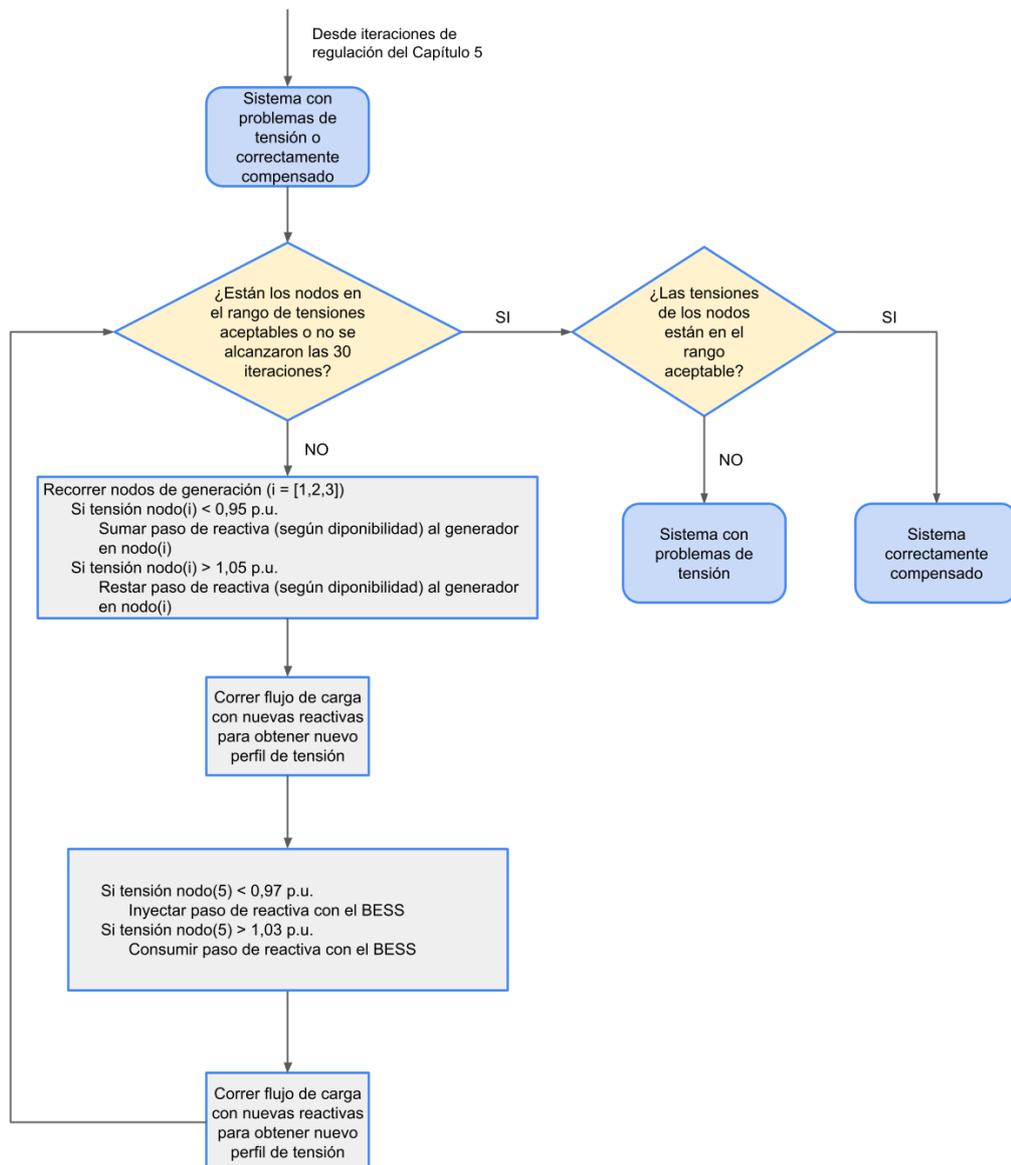


Figura 6.27: Diagrama de flujos de carga incorporando el BESS.

Capítulo 6. Dimensionamiento Energético y Análisis Económico

En la Figura 6.28 se recuerda la topología de la red estudiada a fines de facilitar el análisis de los resultados.

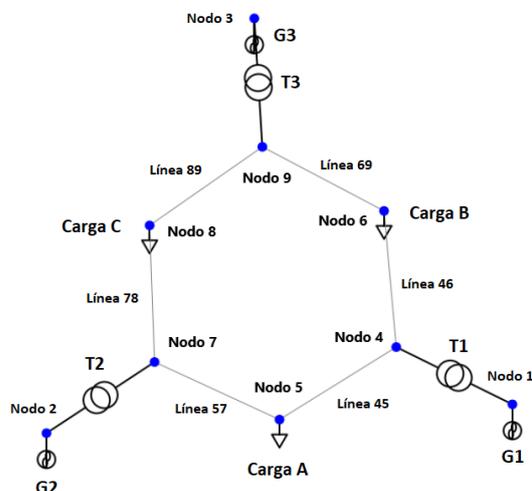


Figura 6.28: Red IEEE 9 representada en PandaPower.

6.7.1. Configuración N

Se analiza en primer lugar la configuración N del día de máxima demanda al igual que se hizo en la sección 5.5.4. En la Figura 6.29 se presenta la curva de demanda del día estudiado.



Figura 6.29: Curva de demanda del día de mayor consumo.

Se corrió un flujo de carga donde el BESS puede regular tensión con el método iterativo descrito en la sección 5.5.3, contribuyendo a la regulación de los generadores. La Figura 6.30 expone la comparación de los perfiles de tensión en los nodos, con y sin el banco de baterías, en la hora pico de demanda (21 h). Como se observa, en ambos casos estos se mantuvieron dentro del rango aceptable de

6.7. Flujos de Carga Incorporando el BESS

$\pm 5\%$. Al incorporar el banco se muestra una mejora en los perfiles de la Figura 6.30b, debido al aporte extra de reactiva.

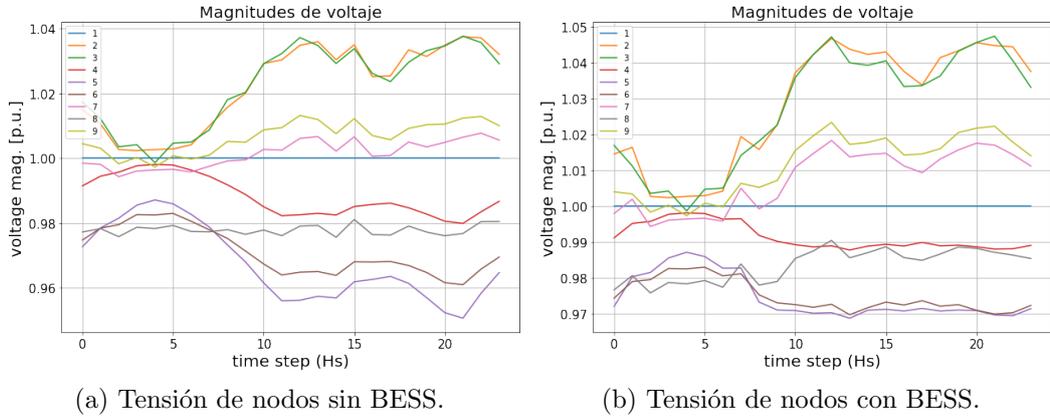


Figura 6.30: Comparación entre perfil de tensiones en día pico de invierno con y sin BESS.

En la Figura 6.31 se presenta el intercambio de potencias del BESS. Se nota en la Figura 6.31a una inyección de potencia activa descargando el banco en los momentos de pico y una carga sobre las 16 h. Se puede constatar que la máxima inyección de activa no coincide exactamente con el pico de carga sino que ocurre a las 22 h. Estos valores corresponden al despacho realizado por SimSEE, donde se observó un CV del banco, mayor al del CMG del nodo 5 sobre las 21 h, evitando la descarga. En cambio, a las 22 h esta situación de costos se invierte por lo que se descarga el banco.

Por otro lado, en la Figura 6.31b, se puede observar un perfil de potencia reactiva en el cual el banco de baterías inyecta reactiva para regular la tensión en momentos en los que la red lo necesita y el mismo tiene disponibilidad.

Es importante destacar que en este caso no se consideró un sobredimensionamiento del inversor, lo que limita la potencia aparente del sistema a 16 MVA. Sin embargo, si se realizara, se podría obtener una contribución aún mayor en términos de regulación de tensión.

Capítulo 6. Dimensionamiento Energético y Análisis Económico

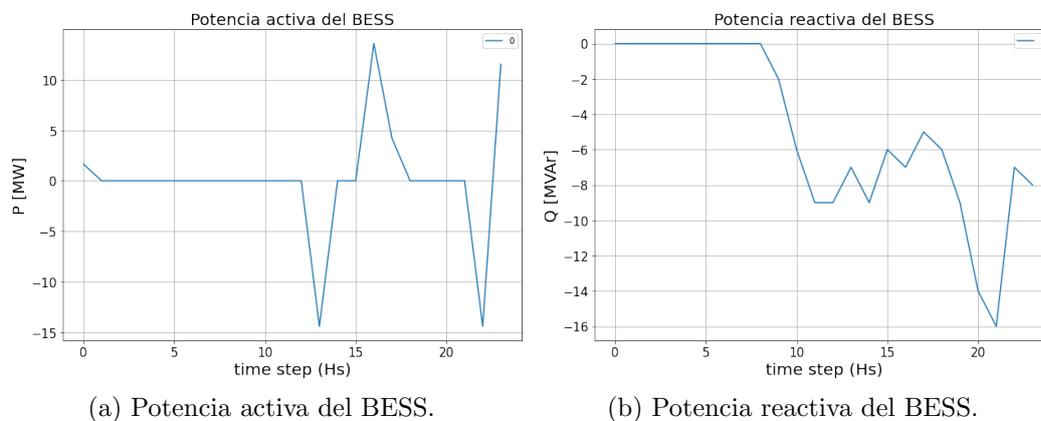


Figura 6.31: Potencias del banco de baterías.

Los resultados de los flujos de carga se presentan en tablas en el Apéndice D. En las Tablas D.1 y D.2 se detallan los valores del flujo de carga de las 21 h.

De estas últimas se destaca que:

- Se observa un incremento en la tensión de todos los nodos, los cuales se mantienen dentro del rango admisible.
- Se registra una reducción en el consumo de potencia reactiva del nodo 5 desde la red debido a la inyección local del BESS.
- Los desfasajes de tensión en los nodos experimentan una leve disminución.
- Se reduce el despacho de reactiva de las centrales adyacentes al nodo 5.
- En general, se registra una leve disminución en el porcentaje de carga de las líneas.
- Se reducen las pérdidas totales por las líneas.

Se analizó también el flujo de carga de las 22 h con el BESS cuyos resultados se presentan en las Tablas D.3 y D.4. Los mismos se compararon con el caso en el que no está el BESS, se pueden observar dichos valores en las Tablas D.5 y D.6.

A continuación se detallan algunas observaciones a destacar:

- Se reduce la potencia reactiva en la barra slack.
- Disminuye el despacho de la Térmica 2.
- Se reduce la carga vista en el nodo 5 por la inyección local.
- Una redistribución de la generación que reduce la carga en dos líneas (45 y 78) pero la incrementa en las restantes.
- Aumento leve de las tensiones en los nodos y las pérdidas totales por la líneas.

6.7.2. Casos N-1

Se repite el estudio de casos en configuración N-1 pero incorporando el BESS.

Pérdida de una Turbina Hidráulica

En la Figura 6.32 se presenta la comparación de los perfiles de tensión ante la pérdida de una turbina hidráulica, con y sin BESS.

Se observa una intervención del banco elevando las tensiones de los nodos en general y particularmente en los momentos de mayor carga del sistema. Los nodos de carga mejoran su situación permaneciendo por encima de 0.97 p.u. Se expone la curva de potencia reactiva del banco de baterías en la Figura 6.33b.

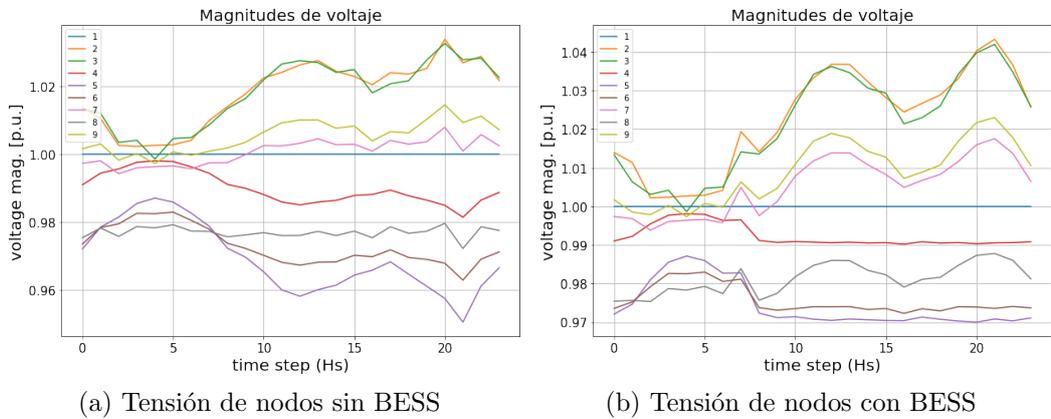


Figura 6.32: Perfiles de tensión ante la pérdida de una turbina hidráulica.

En cuanto a potencia activa, en la Figura 6.33a se observa que en esta situación el banco de baterías carga en la madrugada e inyecta en el momento de pico a las 21 h.

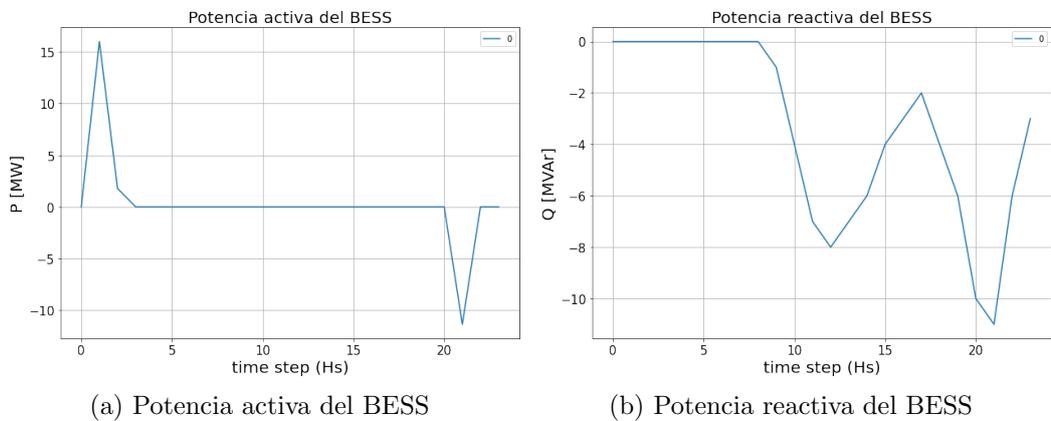


Figura 6.33: Potencias del banco de baterías con la pérdida de un turbina hidráulica

Capítulo 6. Dimensionamiento Energético y Análisis Económico

Los resultados de la corrida de flujo de carga se presentan en las Tablas D.7 y D.8 para el sistema con BESS, y se pueden comparar con las Tablas 5.13 y 5.14) del sistema original (Capítulo 5).

Se puede observar lo siguiente:

- Una reducción de la potencia activa despachada por la Térmica 3.
- Una disminución de la potencia reactiva despachada por la barra slack.
- Tanto la potencia activa como reactiva consumida por el nodo 5 experimentan una reducción debido a la generación local.
- El porcentaje de carga de las líneas 45, 57 y 89 se vio disminuido, mientras que se registra un aumento en el porcentaje de carga de las líneas 46, 69 y 78. Esto se debe a la redistribución de la generación.
- Las pérdidas totales de las líneas experimentan una disminución.

Pérdida de una Máquina de la Térmica 2

Se estudia el caso de pérdida de generación en la central Térmica 2. En la Figura 6.34 se observan los perfiles de tensión del caso con y sin la incorporación del BESS. Se puede notar una mejora general sobre el mismo, retornando el nodo 5 a la banda admisible y situando a los nodos de carga por encima de 0,97 p.u.

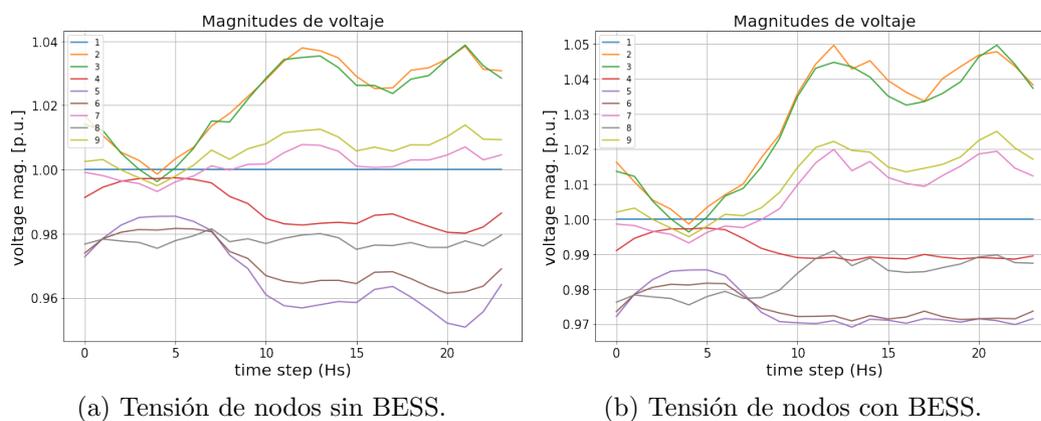


Figura 6.34: Perfiles de tensión ante la pérdida de una máquina de la Térmica 2.

En la Figura 6.35 se presentan las potencias activas y reactivas del banco de baterías. Se puede ver una carga entre los dos picos de demanda. Nuevamente la descarga de la noche ocurre una hora después del máximo de demanda (22 h). Mientras que la mayor inyección de reactiva se da a las 21 h para compensar la tensión en momento pico.

6.7. Flujos de Carga Incorporando el BESS

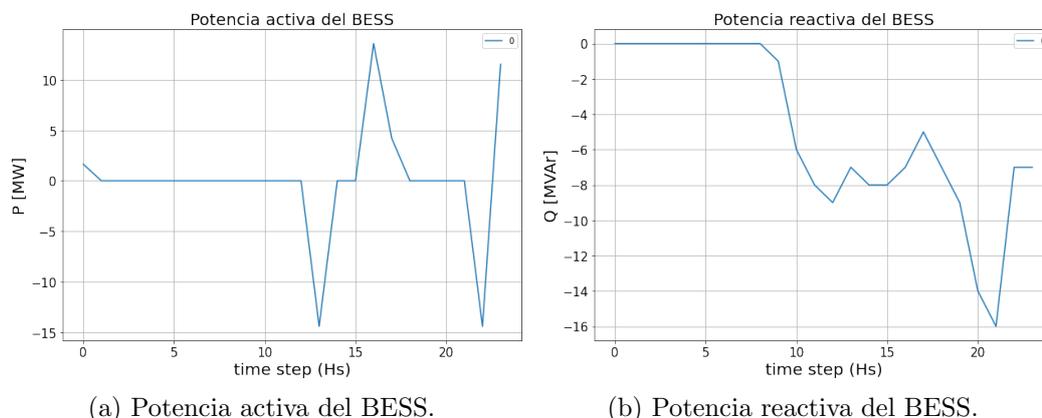


Figura 6.35: Potencias del banco de baterías con la pérdida de una máquina de la Térmica 2.

En las Tablas D.10 y D.12 se muestran los resultados de las 22h con BESS, y en las Tablas D.9 y D.11 sin él. Luego se presentan los resultados de las 21 h en las Tablas D.13 y D.14 con el banco, y en las Tablas 5.15 y 5.16 sin él.

Las diferencias observadas en general debidas al banco de baterías a las 21 h son:

- Aumento de la tensión en los nodos.
- Una reducción del despacho de potencia reactiva de los generadores de los nodos 1 y 2 y en la potencia demandada por el nodo 5 por generación local.
- Una leve disminución de la carga en las líneas a excepción de las 46 y 57, y de las pérdidas totales por ellas.

Luego, analizando las diferencias en los resultados a las 22 h, se observa que:

- Disminuye la carga de las líneas 45 y 78, mientras que el resto se mantiene o aumentan levemente.
- Aumento de las pérdidas totales por las líneas.
- El nodo 5 resulta una carga menor para la red.
- Disminuye el aporte de reactiva de la barra slack y el despacho de la Térmica 2.

Pérdida de una Máquina de la Térmica 3

En la Figura 6.36, se presenta el perfil de tensiones ante la pérdida de una máquina en la Térmica 3. Se observa en la Figura 6.36b una mejora en la tensión del nodo 5 al incorporar el banco. Este aumento de tensión se debe al aporte de reactiva del sistema de baterías visible en la Figura 6.37b.

Capítulo 6. Dimensionamiento Energético y Análisis Económico

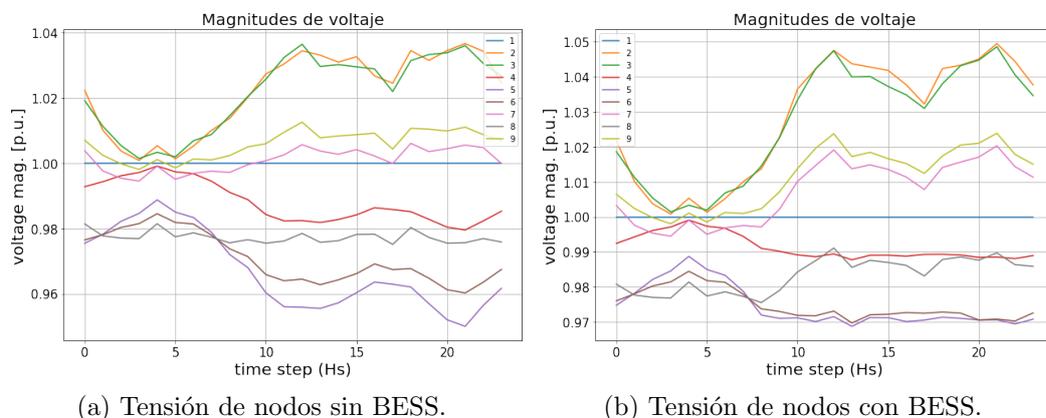


Figura 6.36: Perfiles de tensión ante la pérdida de una máquina de la Térmica 3.

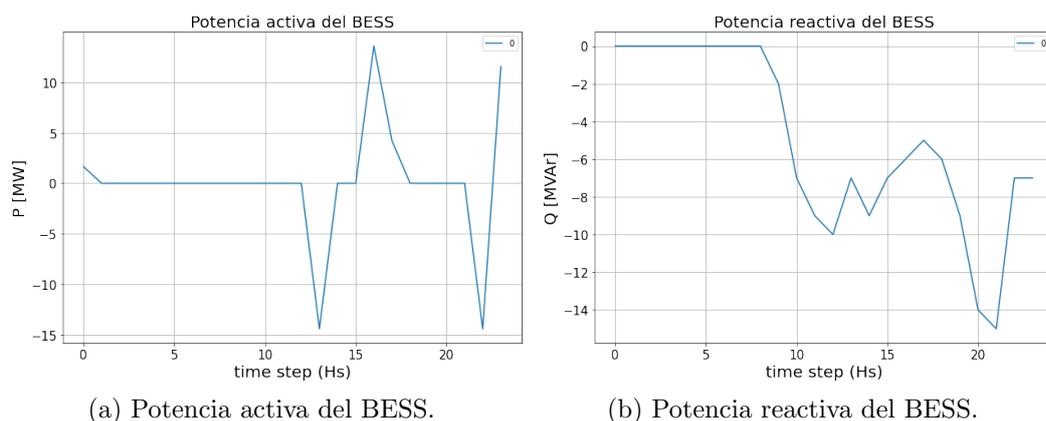


Figura 6.37: Potencias del banco de baterías con la pérdida de una máquina de la Térmica 3.

Nuevamente, los momentos de mayor aporte de potencia activa y reactiva del BESS ocurren en horas diferentes.

En las Tablas D.16 y D.18 se muestran los resultados de las 22 h con el banco, y en las Tablas D.15 y D.17 sin él.

Las observaciones por la incorporación del banco en la hora 22 resultan las mismas que las mencionadas para el caso anterior 6.7.2.

Luego, analizando el caso donde actúa la potencia reactiva (21 h) mediante las Tablas D.19 y D.20, y comparando las mismas con las Tablas 5.18 y 5.17, se desprenden las siguientes observaciones:

- Aumento en las tensiones de los nodos.
- Disminuye la reactiva inyectada por la slack, así como la activa despachada por la Térmica 3.
- Se reduce el consumo de reactiva del nodo 5 para la red.

Línea 45 Fuera de Servicio

En este caso particular, se presenta una situación en la cual se interrumpe el servicio en la línea que normalmente transporta la mayor potencia. Al analizar la tabla D.23, se observa que el nodo 5, que inicialmente presentaba una tensión fuera del rango esperado, experimenta un leve aumento de 0,84 a 0,90 p.u. Sin embargo, a pesar de este incremento, el nodo sigue estando por fuera de los límites establecidos. El resto de los nodos continúan en el rango de tensiones.

Adicionalmente, se puede observar que la introducción del BESS provoca una disminución en la inyección de potencia reactiva en los nodos de generación 1, 2 y 3. El nodo 5 presenta menor consumo de reactiva.

La Tabla D.24 proporciona información detallada sobre la carga de las líneas, revelando que no se presentan casos de sobrecarga en ninguna de ellas.

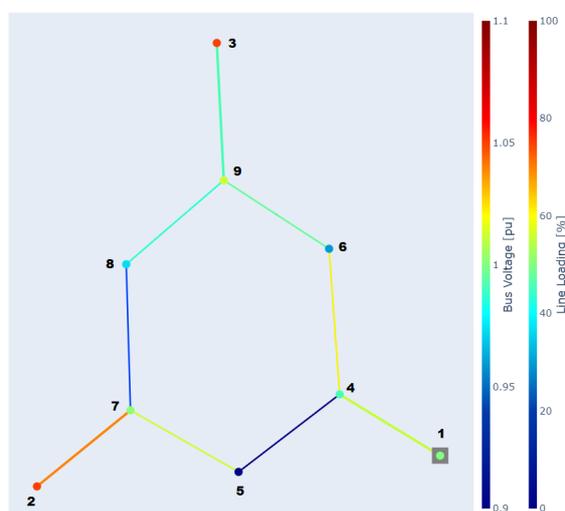


Figura 6.39: Mapa de calor - Línea 45 fuera de servicio.

Línea 78 Fuera de Servicio

En el escenario donde se produce la interrupción en el suministro de la línea 78, los nodos se mantienen dentro de los márgenes de tensión establecidos, como se muestra en la Tabla D.25.

Además, al examinar la Tabla D.26, se puede apreciar que todas las líneas se encuentran con porcentajes de carga que se sitúan dentro de los límites permitidos.

6.7. Flujos de Carga Incorporando el BESS

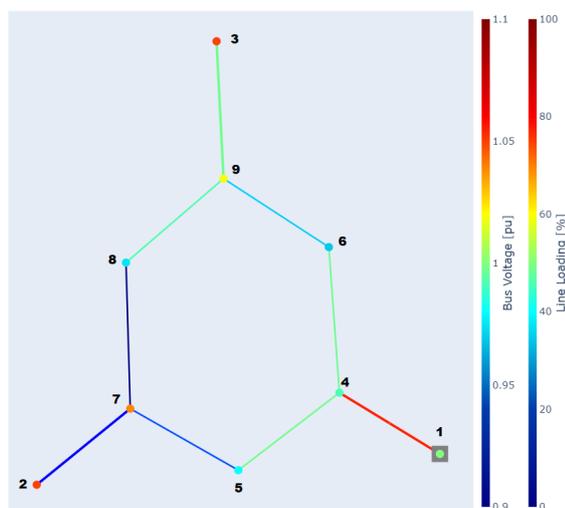


Figura 6.40: Mapa de calor - Línea 78 fuera de servicio.

6.7.3. Conclusiones

Luego de analizadas las distintas configuraciones de N y N-1 de la red con flujo de carga, a modo de resumen se logró:

- Aumentar la tensión de los nodos dejándolos dentro de los márgenes establecidos, especialmente el nodo 5. A excepción del caso de pérdida de la línea 45.
- Reducir el despacho de las centrales térmicas, en los momentos de mayor demanda, reduciendo así el costo de abastecimiento. Además permitiendo que dicha potencia disponible sea empleada por las máquinas para prestar otros servicios en caso de ser requerido.
- En algunos casos se tuvo reducciones de las pérdidas de las líneas, especialmente en la 45.
- Reducir la carga de las líneas con respecto a su corriente nominal en algunos de los escenarios, permitiendo un sistema con mayor capacidad de afrontar situaciones de alta demanda y corta duración.
- También casos donde las pérdidas y la carga de las líneas se vieron aumentadas debido a la reconfiguración establecida.

Finalmente evaluando algunos de los criterios de éxito planteados en el Capítulo 5, el margen de tensión cumple en la mayoría de los escenarios. Respecto a las líneas, estas cumplen el criterio de cargabilidad, aunque en algunos casos la carga y las pérdidas de las mismas no se vieron disminuidas o incluso aumentaron.

Se debe tener en cuenta que la base del procedimiento realizado en el proyecto para evaluar el sistema BESS en la red, nace de las corridas de SimSEE. Éste

Capítulo 6. Dimensionamiento Energético y Análisis Económico

tiene un enfoque de índole económico para planificación de inversiones, operación de los actores en el mercado, rentabilidad de proyectos, creando una política de operación cuyo objetivo es reducir el CAD.

Por otro lado, cuando se realizaron los flujos de cargas, los objetivos fueron el estudio de estabilidad de la red, la distribución eficiente de la potencia para reducir las pérdidas eléctricas y evaluar la capacidad de las líneas, conocer los perfiles de tensión, entre otros. Al trasladar los resultados del primero para correr en el segundo, dichos objetivos pueden no encontrarse. En los casos estudiados evaluando los criterios de éxito mencionados en 5.5.1, se vio que no se realizaba un despacho apuntando al uso óptimo de la red de transporte. Si se evalúa con un enfoque económico, el banco de baterías cumple con el cometido de lograr un despacho que optimice el CAD.

6.8. Regulación de Frecuencia

En esta sección se estudió la capacidad de regulación de frecuencia mediante RPF tal como se detalló en la sección 4.1.3. Se buscó conocer cómo impacta la incorporación del sistema BESS mediante la utilización de regulación de velocidad por estatismo.

En primer lugar, se evaluó la condición inicial de la red en términos de regulación de frecuencia antes de la incorporación del banco de baterías. Se estableció como escenario base una demanda máxima de 300 MW, y se buscó abastecerla con el menor costo posible. Para lograr esto, el despacho de potencia de las centrales térmicas debe ser reducido al mínimo admisible. Se utilizó la generación hidroeléctrica como base y se completó el despacho en orden creciente de costos, considerando que el de las primeras cuatro máquinas de cada central térmica es menor al de las siguientes. Se consideró un reparto equitativo de potencia en las discretizaciones activas.

Caso Base			
Banda de frecuencia	$\pm 0,5Hz$	Demanda	300 MW
Generador	Estatismo %	# Unidades disponibles	Potencia nominal MW
Hidráulica	3	4/4	240/240
Térmica 2	5	4/10	43,6/109
Térmica 3	5	4/10	65,2/163
BESS	5	1/1	16/16

Tabla 6.12: Resumen del caso base.

Se establecieron los estatismos en base a valores usualmente utilizados, cantidad de turbinas y generadores y banda de frecuencia admisible según lo indicado en la Tabla 6.12. Como se observa, la hidráulica cuenta con un estatismo menor por lo que para una misma variación de frecuencia, el generador hidráulico experimentará un cambio mayor en su potencia despachada en comparación con los otros generadores.

La ecuación (6.11) presenta el balance de potencias del sistema en condiciones

6.8. Regulación de Frecuencia

iniciales de generación y a frecuencia nominal, mientras que para las condiciones finales se tiene la ecuación (6.12).

$$P_{0_1} + P_{0_2} + P_{0_3} = P_{0_L} \quad (6.11)$$

$$P_{f_1} + P_{f_2} + P_{f_3} = P_{f_L} \quad (6.12)$$

Donde P_{0_L} y P_{f_L} representan la potencia inicial y final demandada.

Las curvas de estatismo están definidas por la ecuación (6.13). Por otro lado, la ecuación (6.14) representa la variación en la frecuencia generada por una cambio en la demanda. Por último, la potencia final de los generadores resulta en la ecuación (6.15), donde i representa al i -ésimo generador.

$$\Delta_i = \frac{P_{n_i}}{R_i \times f_0} \quad (6.13)$$

$$(f_f - f_0) = -\frac{P_{f_L} - P_{0_L}}{(\Delta_1 + \Delta_2 + \Delta_3)} \quad (6.14)$$

$$P_{f_i} = P_{0_i} - \Delta_i \times (f_f - f_0) \quad (6.15)$$

Al incorporar al sistema BESS como actor participante en la regulación de frecuencia, se adiciona un nuevo término de potencia de generación en las ecuaciones de balance ((6.11), (6.12)), así como un nuevo Δ_4 en la ecuación (6.14).

Se procedió entonces a estudiar la respuesta del sistema ante la pérdida de generación en el caso base planteado.

En las Tablas 6.13 y 6.14 se presenta un resumen de los resultados obtenidos del análisis de regulación de frecuencia realizado.

Escenario (sin BESS)	Variación de Potencia (MW)	Frecuencia Final (Hz)	# Total de Turbinas	# Total de Máquinas Térmica 2	# Total de Máquinas Térmica 3
Pérdida de una Turbina Hidráulica	48,5	49,72	3	6	4
Pérdida de Tres Máquinas Térmica 2	23,3	49,88	4	2	4
Pérdida de Tres Máquinas Térmica 3	35,1	49,81	4	5	1
Aumento máximo demanda	134,4	49,5	4	10	10

Tabla 6.13: Resultados estudio de regulación de frecuencia sin BESS.

Escenario (con BESS)	Variación de Potencia (MW)	Frecuencia Final (Hz)	# Total de Turbinas	# Total de Máquinas Térmica 2	# Total de Máquinas Térmica 3
Pérdida de una Turbina Hidráulica	48,8	49,72	3	5	4
Pérdida de Tres Máquinas Térmica 2	23,7	48,88	4	1	4
Pérdida de Tres Máquinas Térmica 3	27	49,86	4	4	1
Aumento máximo demanda	137,6	49,5	4	10	10

Tabla 6.14: Resultados estudio de regulación de frecuencia con BESS.

Capítulo 6. Dimensionamiento Energético y Análisis Económico

A modo general, en caso que alguna máquina no esté operativa, la potencia nominal de dicha central se verá reducida según la potencia nominal de la máquina fuera de servicio. En tal caso, la curva de estatismo de la mencionada central experimentarían una variación, presentando una mayor pendiente al reducir su capacidad disponible (ecuación (6.13)).

6.8.1. Pérdida de una Turbina Hidráulica

Sin BESS

Ante la pérdida de un generador hidráulico en el caso base, dicho actor sobrepasa su nominal, de forma que para estudiar este escenario, se requiere disminuir la generación hidráulica inicial. Sin embargo, esta acción implica que la Térmica 2 comience con una mayor carga y consecuentemente supere su capacidad nominal para las cuatro máquinas ocurrido el evento, por lo que el sistema no converge.

Con el objetivo de garantizar la tolerancia del sistema ante la pérdida de una turbina, se propone iniciar con seis máquinas operativas en la Térmica 2 en lugar de cuatro, aumentando la reserva rotante y la capacidad de regulación en frecuencia, y como consecuencia el costo de abastecimiento. La Figura 6.41a ilustra esta última situación evaluada, donde se registra una pérdida de generación de **48,5 MW**, finalizando el sistema con una frecuencia de **49,72 Hz**.

Además en la Figura 6.41a se observa un punto de generación hidráulica inicial que no se ajusta a la curva de estatismo. Esta discrepancia se debe a que ante la pérdida de una turbina, se tiene una nueva curva de estatismo correspondiente a la central con tres turbinas en lugar de cuatro, y la reducción de potencia nominal correspondiente.

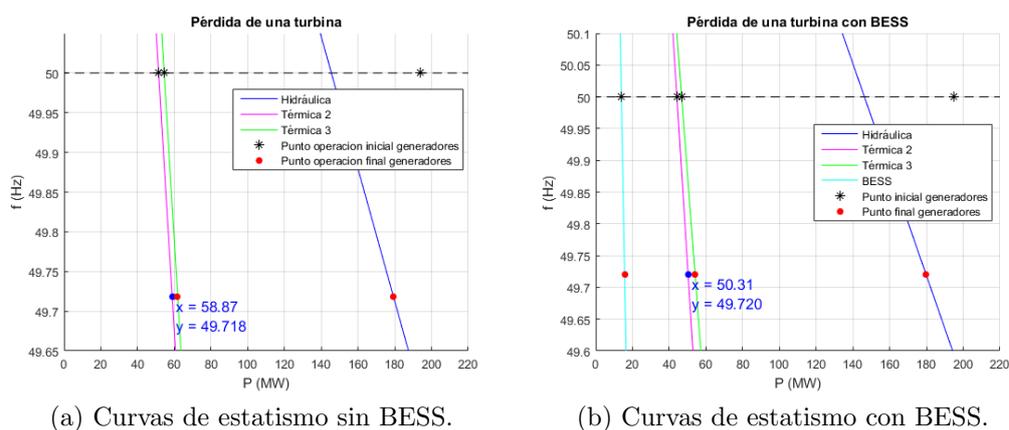


Figura 6.41: Situación de pérdida de una turbina hidráulica.

Con BESS

Se estudia el mismo escenario pero incorporando el BESS, este último se consideró inicialmente cargado y despachando 14 MW a la demanda.

6.8. Regulación de Frecuencia

Nuevamente el caso inicial con cuatro máquinas activas en Térmica 2 no converge, pero debido a la presencia del BESS es necesario encender solo una máquina más en la central Térmica 2. Tolerando entonces la pérdida de **48,8 MW** de la turbina y finalizando en **49,72 Hz**, sin que ninguna máquina sobrepase su nominal como muestra la Figura 6.41b.

A pesar de que el aporte de estatismo que ofrece el sistema BESS sea pequeño, la inyección de potencia activa es suficiente para bajar la carga de las centrales térmicas, reduciendo las unidades necesarias para cubrir la pérdida de la turbina.

6.8.2. Pérdida de Tres Máquinas en la Térmica 2

Sin BESS

Ante la pérdida de dos de las tres unidades de la central 2, la potencia requerida en la máquina restante de la Térmica 2 excede su capacidad nominal, por lo que dicho escenario no converge. Para lograr la convergencia, sería necesario iniciar el sistema con cinco máquinas activas en la central, encareciendo el costo de abastecimiento.

En la Figura 6.42a se muestra la configuración en la cual se inició con cinco máquinas disponibles en la Térmica 2 y se produce la pérdida de tres de ellas (**23,3 MW**), en esta situación, el sistema alcanza **49,88 Hz** de frecuencia.

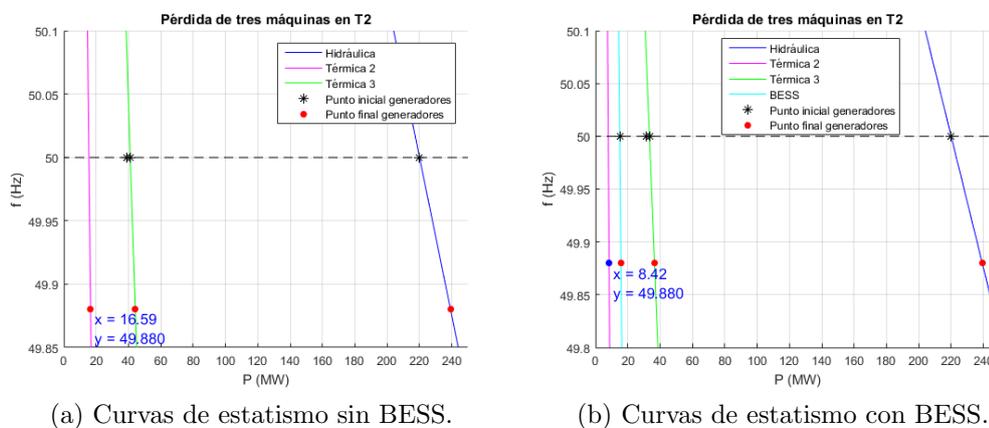


Figura 6.42: Situación de pérdida de tres máquinas de la Térmica 2.

Con BESS

Al incluir el sistema BESS en el despacho y en RPF, el sistema puede tolerar la pérdida de las tres máquinas de la Térmica 2 sin salirse del punto de operación permitido, tanto en términos de frecuencia como de potencias nominales.

Al analizar la Figura 6.42b, donde el BESS comienza despachando 15 MW, se observa que la frecuencia final se mantiene igual tanto con el banco de baterías como sin él, a pesar de que se esté operando con una máquina térmica menos. En esta situación, la pérdida de potencia evaluada es de **23,7 MW**, ligeramente

Capítulo 6. Dimensionamiento Energético y Análisis Económico

mayor que en el caso base, donde el BESS sustituye a la quinta máquina que originalmente se había considerado inicialmente.

6.8.3. Pérdida de Tres Máquinas en Térmica 3

Sin BESS

Partiendo del caso base, se estudia la pérdida de generación en la central Térmica 3, en caso de perder una o dos máquinas el sistema se mantiene dentro de los valores aceptables. Al perder tres, la Térmica 2 se ve sobrecargada y nuevamente requiere de una quinta máquina para no exceder su potencia nominal disponible (Figura 6.43a). La pérdida de generación evaluada fue de **35,0 MW**, finalizando el sistema en **49,81 Hz**.

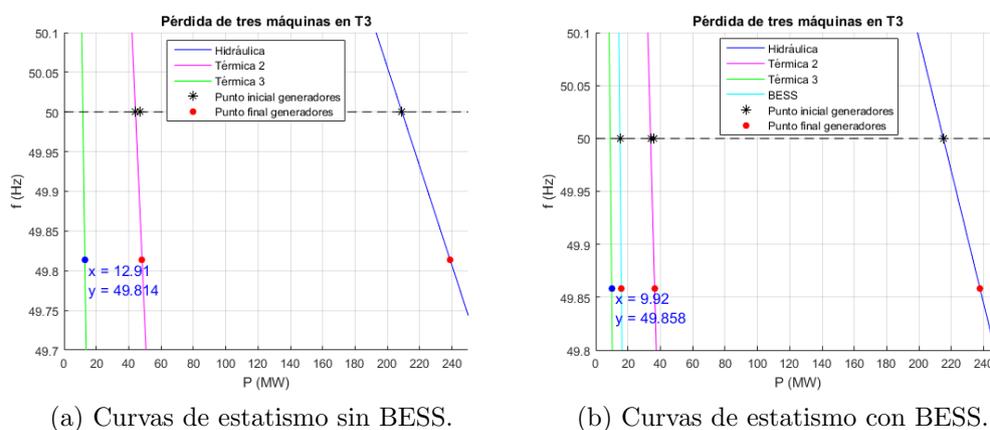


Figura 6.43: Situación de pérdida de tres máquinas de Térmica 3.

Con BESS

Bajo la condición inicial del BESS inyectando 15 MW y encontrándose con cuatro máquinas activas en cada central, el sistema tolera la pérdida de tres máquinas de la Térmica 3 sin exceder sus márgenes de funcionamiento. La pérdida de generación evaluada fue de **27,0 MW** y el sistema finalizó en **49,86 Hz**. Por lo que se destaca la posibilidad de poder reducir la generación térmica y aún así mejorar la frecuencia del sistema debido a la participación del banco de baterías

6.8.4. Aumento de Demanda

Finalmente, se realiza una evaluación de la capacidad del sistema para absorber un aumento de potencia demandada, de modo que el sistema finalice dentro de la banda inferior de frecuencia.

En la red sin el banco, para obtener una variación en frecuencia de 0,5 Hz, debe ocurrir un aumento en la potencia demandada de **134,4 MW** partiendo desde la

6.9. Conclusiones

máxima carga (Figura 6.44a). Sin embargo, con el BESS presente, el aumento correspondiente es de **137,6 MW** (Figura 6.44b).

Se aclara que todos los escenarios analizados podrían también estudiarse en caso de una sobrefrecuencia, es decir que exista una pérdida de demanda repentina, dado que el BESS es bidireccional y puede absorber el exceso de generación. A efectos de este análisis no se simularon dichos casos.

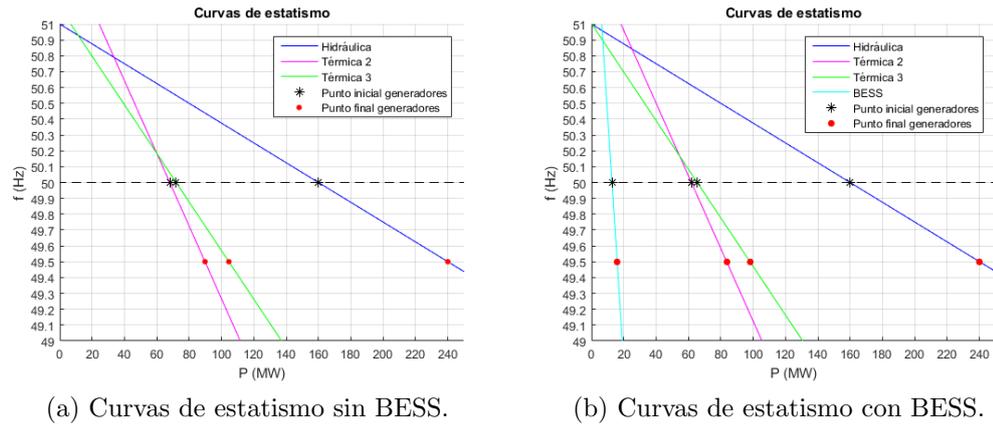


Figura 6.44: Curvas de estadismo con toda la generación disponible.

Luego de analizados los casos, se obtiene que el sistema BESS proporciona una contribución al despacho de potencia del sistema, disminuyendo el uso de máquinas térmicas. Esto reduce el costo de abastecimiento y brinda a las máquinas disponibles un mayor margen para regulación. Además el banco proporciona una contribución a la RPF, si se elige un estadismo menor, el BESS responderá con mayor potencia ante la misma variación de frecuencia. Sin embargo, existe un límite determinado por la potencia activa que las baterías pueden entregar en ese momento dado. Por lo tanto, estos sistemas pueden contribuir pero no ser la componente fundamental de la RPF. Para tomar mayor protagonismo el banco de baterías debería estar dedicado exclusivamente para ese propósito o contar con una reserva considerable dedicada. De todas formas, la respuesta rápida que este presenta para inyectar o absorber potencia en los desbalances de generación y demanda, dan tiempo para que los generadores síncronos respondan tanto en regulación primaria como secundaria y así restablecer la estabilidad del sistema.

6.9. Conclusiones

El presente capítulo abarca gran parte del proyecto, donde en primer lugar se pudo dar una visión general del uso de SimSEE para el estudio de nuevas incorporaciones a la red y de su participación con las ya existentes. Se destaca la importancia de la variabilidad de los costos del sistema en los distintos horarios para obtener una buena participación del banco de baterías. Se observó que el BESS logra trasladar energía desde el valle hacia los picos de demanda, logrando

Capítulo 6. Dimensionamiento Energético y Análisis Económico

abaratarse el costo de abastecimiento.

Se concluyó que un generador hidráulico con embalse puede ser una competencia significativa para un banco de baterías ya que es otro recurso de almacenamiento de energía gestionable y en este caso de una dimensión mucho mayor. Además se pudo conocer que existe un límite de incorporación de almacenamiento impuesto por el mismo sistema, que denota un punto donde ya no es rentable incorporar más almacenamiento ya que no será redituado en proporción a la inversión extra.

Desde el punto de vista del inversor externo, la tecnología aún es muy costosa para obtener beneficio en base al arbitraje de energía realizado por el sistema de baterías en las situaciones simuladas. Mientras que para el operador del sistema, se logra una reducción en el CAD mayor a los costos de incorporar y mantener el sistema durante la vida útil evaluada. Se destaca que para un cálculo económico más preciso se debe considerar también la degradación de dichos componentes.

Se logró implementar un método iterativo que regula la tensión de los nodos de la red según los requerimientos impuestos, tanto con los generadores como incorporando el BESS. Con los flujos de carga se pudo evaluar los resultados eléctricos del sistema en la red, logrando una mejora del perfil de tensiones tanto en situación normal como de contingencia, a excepción de la pérdida de la línea adyacente al mismo siendo ésta la más cargada. El sistema en general se mantiene dentro de sus parámetros nominales.

Respecto a la participación en la regulación de frecuencia, éste logra aportar con su estatismo y además brinda un margen mayor al sistema para tolerar desbalances de potencia. Se concluye que la dependencia del estado de carga de las baterías implica la necesidad de contar una reserva dedicada para dicho servicio.

Si bien el banco de baterías obtenido es pequeño frente a la demanda, este logra una participación activa mejorando los parámetros eléctricos de la red y principalmente logrando una sustitución parcial de parte de la generación más costosa del sistema.

Capítulo 7

Incorporación de Planta Fotovoltaica a la Red

7.1. Introducción

En los últimos años, la matriz energética de Uruguay ha experimentado significativas transformaciones hacia la generación de ERNC, destacándose entre estas la solar y la eólica. Por ejemplo, en el año 2022, el 90 % de la generación eléctrica del país fue en base a energías renovables (Figura 7.1). [46]

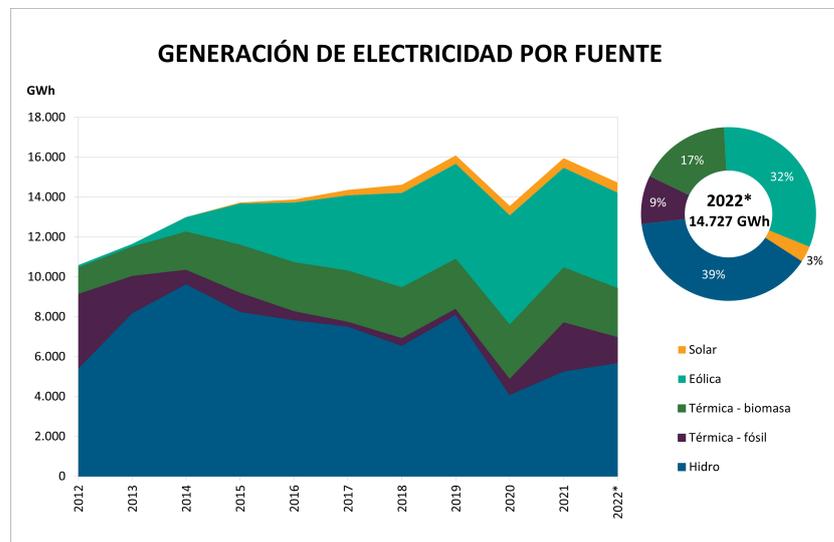


Figura 7.1: Generación de electricidad por fuente en Uruguay 2022. Fuente: [46]

Las ERNC se caracterizan por depender en gran medida de la disponibilidad de su recurso primario, el cual está directamente relacionado con variables atmosféricas. Esta dependencia plantea desafíos, por ejemplo, de estabilidad para la red, ya que la generación renovable no puede ser predicha con exactitud. El caso del sistema eléctrico uruguayo es un escenario ideal para la proliferación de estas energías

Capítulo 7. Incorporación de Planta Fotovoltaica a la Red

dada la fuerte interconexión con Argentina y su participación en la regulación de frecuencia. La matriz energética argentina cuenta con grandes centrales nucleares y térmicas capaces de mantener la estabilidad del sistema. Gracias a esto, se logra una mejor regulación para fijar la frecuencia dentro de los márgenes deseados. De esta manera, por parte de la red eléctrica uruguaya, puede predominar la generación de ERNC. De todas formas ante una desconexión del país vecino, el sistema uruguayo contando con la mitad de generación de Salto Grande, podría mantenerse en funcionamiento. Como se mencionó, la utilización de este tipo de energía depende de condiciones ambientales y, a diferencia de la generación térmica, no puede utilizarse cada vez que se requiera. Sin embargo, hay momentos en los que el potencial de las ERNC es realmente conveniente, incluso superando la demanda. En estos escenarios, los sistemas de almacenamiento de energía se presentan como una tecnología que proporciona mayor flexibilidad y contribuye a garantizar la seguridad de la red eléctrica.



Figura 7.2: Integración de renovables no convencionales. Fuente: [47]

Estos sistemas de almacenamiento tienen la capacidad de almacenar energía eléctrica durante un período de tiempo, y luego suministrarla al sistema cuando sea necesario. De esta manera, es posible cubrir la demanda en horarios punta y disminuir el costo de la energía en estos períodos. Además contribuyen a la estabilidad del sistema, brindando nuevas posibilidades a la generación no convencional.

En Australia, Estados Unidos y países europeos se tienen varios ejemplos de implementaciones de estos sistemas. Estos cuentan con parques fotovoltaicos con almacenamiento de energía para su posterior utilización. Uno de los mayores es *Gateway Energy Storage*, ubicado en California, con capacidad de almacenar 250 MWh.

Partiendo de la red IEEE 9 buses estudiada y caracterizada en los capítulos 5 y 6, con el sistema de almacenamiento dimensionado, en este capítulo se le agrega el estudio específico en conjunto con una planta solar fotovoltaica.

7.2. Planta Fotovoltaica

El objetivo de las plantas fotovoltaicas es lograr producir electricidad a través de la radiación solar. A continuación, se describirán los principales componentes de una planta fotovoltaica, así como sus diferentes tipos de conexión.

7.2.1. Módulo Fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos están compuestos por células solares conectadas entre sí para formar un panel. Estas células solares son las encargadas de convertir la radiación solar en energía eléctrica de corriente continua. El módulo fotovoltaico es el principal componente de una instalación fotovoltaica [48].

La posición de los módulos es importante para lograr optimizar la captación de radiación solar. La posición puede ser fija o puede variar intentando seguir la trayectoria solar.

- Posición fija: En este caso, los módulos se instalan en una posición fija, generalmente orientados hacia el norte en el hemisferio sur para maximizar la exposición al sol durante el día. Siempre se debe tener en cuenta la sombra que pueda generar algún objeto o estructura circundante.
- Seguimiento solar: Algunas instalaciones utilizan sistemas de seguimiento solar, donde los módulos se mueven automáticamente para seguir la trayectoria del sol a lo largo del día. Estos sistemas pueden ser de un solo eje (siguiendo el movimiento del sol de este a oeste) o de dos ejes (agregan además el seguimiento de la inclinación a lo largo del día). Esto permite aumentar la captación de radiación solar, pero también implica un mayor costo y complejidad en comparación con la posición fija.

La inclinación de los módulos también es importante y depende de la ubicación geográfica. Algunos puntos a tener en cuenta son:

- En el hemisferio norte: Para maximizar la captación solar, la inclinación suele ser mayor en lugares más alejados del ecuador y menor en lugares más cercanos del ecuador. Por ejemplo, en latitudes altas, como en Europa del Norte, los módulos se inclinan más hacia el sur.
- En el hemisferio sur: Ocurre lo contrario, en latitudes altas como en la Patagonia, Argentina, los módulos se inclinan más hacia el norte.

Los módulos se encuentran representados mediante una curva característica, donde se observan los distintos puntos de trabajo para diferentes combinaciones de corriente y tensión (Figura 7.3).

Capítulo 7. Incorporación de Planta Fotovoltaica a la Red

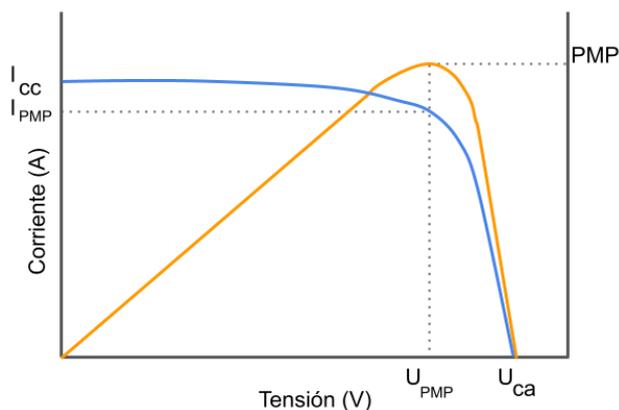


Figura 7.3: Curva característica del módulo fotovoltaico.

La curva esta definida por la posición de 3 puntos:

- **Punto de máxima potencia (PMP):** Es el punto en la curva donde se alcanza la máxima potencia de salida del módulo fotovoltaico. Este punto está determinado por una combinación específica de una cierta corriente y tensión.
- **Intensidad de cortocircuito (I_{cc}):** Representa la corriente máxima que puede generar el módulo solar cuando la tensión es cero. Es decir, cuando los terminales del módulo están en cortocircuito.
- **Tensión de circuito abierto (U_{ca}):** Es la tensión de salida del módulo solar cuando no hay corriente circulando, es decir, cuando los terminales del módulo están en circuito abierto.

7.2.2. Inversor

El inversor desempeña un papel fundamental en una instalación fotovoltaica al transformar la corriente continua (generada por el grupo fotovoltaico), en corriente alterna sincronizada con la red eléctrica existente.

Se pueden clasificar los inversores fotovoltaicos en los siguientes:

- **On-Grid Solar Inverter:** Están conectados a la red, reciben corriente continua (CC) de los paneles solares y la convierten en corriente alterna (CA) que inyectan en al red.
- **Off-Grid Solar Inverter:** Se utilizan en sistemas aislados, completamente independientes de la red ya que están equipados con baterías.
- **Hybrid Solar Inverter:** Combinan los dos inversores anteriores. Durante el día la planta solar será la que entregue energía a la red y el excedente que tenga lo utilizará para cargar la batería. Esta energía almacenada se puede utilizar durante la noche, cuando la solar no este en funcionamiento.

7.2.3. Transformador

Al igual que los sistemas BESS, según la escala de la planta fotovoltaica estas pueden necesitar un transformador para elevar la tensión de salida del inversor para conectarse con la red. En aplicaciones a gran escala los sistemas de almacenamiento con plantas solares suelen conectarse en una red de distribución de media tensión. Para ello necesitan de un equipamiento eléctrico que permita adaptar los niveles de tensión para transferir la energía generada a la red.

7.2.4. Tipos de Conexiones

Existen diferentes tipos de conexiones para los sistemas de las instalaciones fotovoltaicas. A continuación, se describen tres de los más comunes:

Instalación Fotovoltaica Conectada a la Red

Estos sistemas están conectados a la red eléctrica convencional. Pueden ser de dos tipos. En el primer tipo de instalación, la energía generada por los paneles solares se utiliza principalmente para cubrir el consumo eléctrico del lugar. Si hay excedentes de generación, estos se vierten a la red y se pueden vender a la compañía eléctrica. El segundo tipo utiliza la energía generada únicamente para verterla a la red eléctrica.

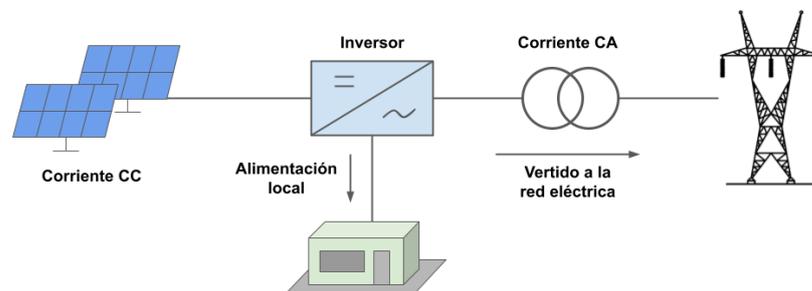


Figura 7.4: Esquema de instalación fotovoltaica conectada a la red.

Instalación Fotovoltaica Aislada

Estos sistemas están diseñados para funcionar de manera independiente, sin estar conectados a la red eléctrica. Se utilizan en lugares remotos donde no hay acceso a la red. Los mismos requieren la inclusión de baterías para almacenar la energía generada y asegurar el suministro cuando no hay generación solar.

Capítulo 7. Incorporación de Planta Fotovoltaica a la Red

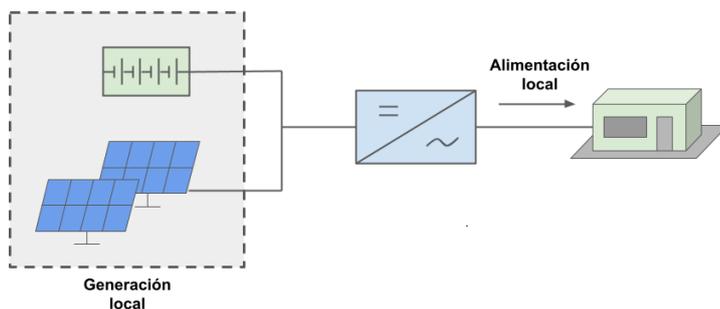


Figura 7.5: Esquema de instalación fotovoltaica aislada.

Instalación Fotovoltaica Conectada a Red con Sistema de Almacenamiento

Este tipo de sistemas es el que se estudiará en el presente proyecto. El mismo combina los dos tipos de conexionado descritos anteriormente. Están diseñados para cubrir el consumo energético del lugar y aprovechar el almacenamiento de energía en momentos en los que la generación solar es baja o nula. Entre otras utilidades, se pueden estudiar estrategias para aprovechar precios bajos de energía y utilizar la almacenada en las baterías en momentos de precios altos [48]. Cabe destacar que el acople entre la planta solar y el BESS puede realizarse tanto en alterna como en continua.

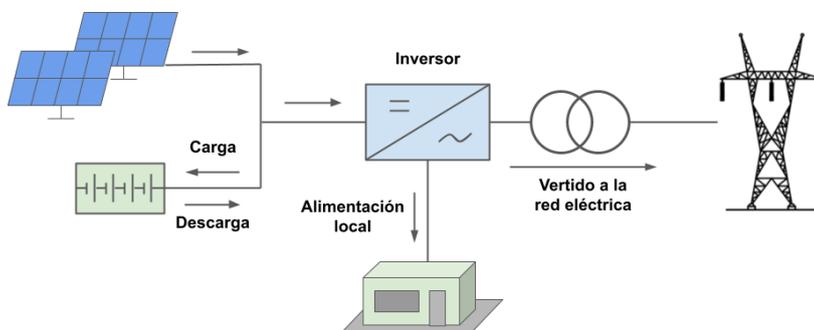


Figura 7.6: Esquema de instalación fotovoltaica y BESS conectada a la red eléctrica.

7.3. Integración de Energías Renovables

Los sistemas de almacenamiento de energía tienen el potencial de mitigar los efectos de la intermitencia de las ERNC. Particularmente, el caso de la energía solar, la generación está disponible en momentos determinados por la naturaleza y puede no coincidir necesariamente con la demanda eléctrica. A continuación, se detallan los principales beneficios de integrar un sistema de almacenamiento de energía con una planta fotovoltaica.

7.3.1. Mejora en el Perfil de Potencia

El almacenamiento de energía se utiliza para suavizar las fluctuaciones de generación provocadas por la intermitencia de corta duración, como el sombreado causado por las nubes o las noches que resultan en una disminución o anulación de la generación fotovoltaica.

Control de Potencia

Almacenar energía permite tener una potencia de salida gestionable. De esta forma, la potencia entregada por la planta fotovoltaica se puede adaptar al perfil de demanda, lo que facilita su integración al sistema eléctrico.

Control de Rampa

El control de rampa refiere a la capacidad de gestionar las variaciones de demanda y generación con el fin de mantener la estabilidad de la red eléctrica. El almacenamiento de energía juega un papel importante al permitir suavizar las variaciones rápidas de generación fotovoltaica y proporcionar una respuesta ágil a los cambios en la demanda.

7.3.2. Disminución de las Pérdidas de Energía de las ERNC

Las fuentes de energías renovables no convencionales, como la solar, a menudo experimentan pérdidas de energía debido a la incapacidad de inyectar todo su excedente de generación en la red eléctrica. El almacenamiento de energía puede absorber este excedente y liberarlo cuando sea necesario, lo que ayuda a reducir las pérdidas y aprovechar al máximo la energía generada.

7.3.3. Arbitraje

Al combinar un sistema de almacenamiento de energía con una planta solar, es posible almacenar la energía cuando la demanda es baja y los precios son más bajos, y luego inyectarla a la red cuando la demanda es alta y los precios son más altos.

7.3.4. Participación de ERNC en Servicios Auxiliares

Mediante el uso de almacenamiento de energía eléctrica se logra que las plantas fotovoltaicas participen de los servicios auxiliares, utilizando la disposición de recursos que ofrece la combinación del parque junto con el banco de baterías. El hecho de integrar ambos sistemas permite que la planta solar pueda incorporar nuevas funciones que no podría desempeñar por sí sola. Algunas funciones a destacar son:

- Arranque en negro: El sistema con inversores de tipo GFMI puede proporcionar energía tras un fallo del sistema sin ayuda externa. Éste es utilizado

Capítulo 7. Incorporación de Planta Fotovoltaica a la Red

para reenergizar una sección de la red y proporcionar la frecuencia de referencia para la sincronización, con el fin de permitir el reinicio de otros generadores.

- Operación en isla: De forma similar al arranque en negro, el sistema permite abastecer a una parte aislada del sistema eléctrico.
- Regulación de frecuencia: Al inyectar o absorber potencia activa en función de las desviaciones de frecuencia o de las señales del operador del sistema, el BESS puede complementar a una planta solar para utilizarse en la participación de la regulación de frecuencia (Figura 4.5). El banco cumple el mismo servicio que tienen las reservas rotantes y dada su rapidez de respuesta, son de especial utilidad para proveer estos servicios.
- Regulación de tensión: Como se vio en el Capítulo 4, el BESS es capaz de trabajar en los cuatro cuadrantes de potencia, y puede potenciar la participación en la regulación de tensión de la planta, como se observa en la Figura 7.7.

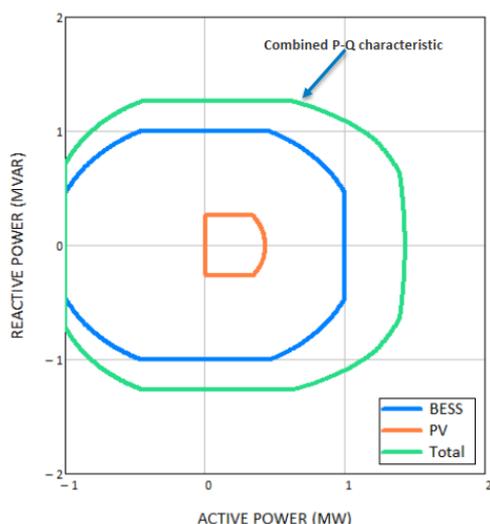


Figura 7.7: Diagrama P-Q de planta FV y FV+BESS probada por NREL. Fuente: [30]

7.4. Simulación SimSEE

En esta sección se pretende explicar cuáles fueron las modificaciones que se realizaron en la sala de SimSEE, para lograr implementar una planta solar en la misma red donde se incorporó el banco dimensionado anteriormente de 16 MW/16 MWh.

Hay dos formas de modelar la planta solar:

- Utilizando el actor “Generador Fotovoltaico PV”: Se asocia a este actor, una fuente CEGH con un comportamiento de una planta solar conocida. Se

7.4. Simulación SimSEE

utiliza una fuente para representar el perfil de generación de la planta solar durante un período de tiempo.

- Utilizando el actor “Parque Eólico”: Se utiliza el actor parque eólico para representar la planta solar. Se le asocia una fuente CEGH que corresponde al comportamiento estándar de un parque solar basado en plantas fotovoltaicas ya existentes. Aunque se utiliza el actor parque eólico, se configura para que simule la generación de la solar en lugar de la eólica.

En este proyecto se utilizó el actor “Parque Eólico”, dado que se decidió modelar una planta solar con características típicas, sin especificar ningún generador fotovoltaico existente para evitar limitar el caso de estudio a una planta en particular. Debido al desarrollo del software del programa, al trabajar con una red genérica, y que se decidió utilizar un modelo de planta solar típica, esto solo es posible utilizando el actor parque eólico.

En la Figura 7.8 se muestra el comportamiento de la generación solar durante 3 días representado en forma horaria para diferentes probabilidades de excedencia, el cual es cargado mediante la utilización de la fuente CEGH.

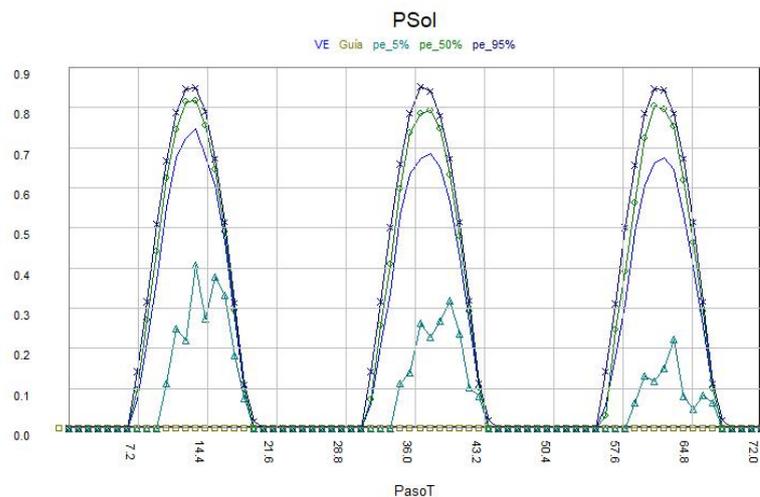


Figura 7.8: Curva CEGH solar con probabilidad de excedencia.

Una vez cargada la fuente en el campo “fuente de viento”, se asocia también una curva de “velocidad-potencia” que tiene dos discretizaciones correspondientes a velocidades y potencias, 0 y 1 respectivamente. Esto corresponde a que la planta solar tiene dos estados: en generación (1) o sin generación (0). Además, se definieron los valores de velocidad en 1 desde enero a diciembre. Estos valores se multiplican directamente con los datos provenientes de la fuente de aporte. Esto significa que la planta estará operativa durante los 12 meses. Para poder definir el valor de potencia de la solar se tuvo en cuenta la cantidad de unidades instaladas.

Se decidió establecer los pagos por energía y por disponibilidad en cero para que la planta solar fije la venta en función del costo marginal del nodo de conexión de la misma.

Capítulo 7. Incorporación de Planta Fotovoltaica a la Red

A continuación, se muestra en la Figura 7.9 los parámetros utilizados. Es importante aclarar que en este proyecto no se tuvo en cuenta el envejecimiento de los paneles solares lo cual implicaría un decremento de la ganancia año tras año. La degradación de los módulos solares se debe a diferentes motivos como los materiales utilizados, el ambiente donde operan, según la humedad, salinidad, radiación UV, viento, polvo, o cambios de temperatura que puedan experimentar los mismos entre otros. Existe también mucha variabilidad en los valores de degradación anual, por razones de simplicidad y limitantes de tiempo no fue tomada en cuenta para este estudio. La vida útil estimada por NREL es de 25 a 40 años para los paneles fotovoltaicos [49], de todas formas a modo de contrarrestar el efecto del envejecimiento, se mantuvo el valor 20 años como duración de servicio para el proyecto completo.

The screenshot shows a software interface for configuring a solar plant. It is divided into several sections:

- Nombre:** SOLAR
- Nodo:** NODOS
- Parámetros del generador:** Includes fields for availability factor (1), repair time (0), loss factor (1), minimum velocity (0), maximum velocity (1), and reserve factor (0). There is a button "Editar Curva Velocidad-Potencia".
- Calculos:** Checkboxes for "Calcular gradiente de inversión" and "Restar para postizar" are checked.
- Pagos (no considerados en el despacho):** Fields for energy payment (0) and availability payment (0).
- Emissiones CO2:** Ton-CO2/MWh: 0. Checkboxes for "Low Cost Must Run" (checked) and "Clean Development Mechanism" (unchecked).
- Índice de pagos:** Dropdown for "Fuente" (set to "<Ninguna>") and "Borne".
- Fuente de temperatura:** Dropdown for "Fuente" (set to "<Ninguna>") and "Borne", with a "Referencia [°C]: 18" field.
- Parámetros del recurso:** A table showing availability factors for each month (Ene. to Dic.), all set to 1. Buttons for "Exportar .ods" and "Importar .ods" are present.
- Fuente de viento:** Dropdown set to "PEoISolTemp" with a note "(Sólo se puede seleccionar una fuente con paso de sorteo HORARIO)".
- Borne:** Dropdown set to "PSol".

Figura 7.9: Parámetros del parque solar.

La planta solar fue colocada en el mismo nodo que se encuentra el banco. Esto se debe a que de esta forma se logra minimizar los costos de equipamiento, simplificar las estrategias para el control y maximizar las ventajas del uso conjunto de los sistemas. Además, las diferentes bibliografías consultadas y casos de aplicación con BESS+FV, presentaban los dos actores en un mismo punto de la red.

7.5. Modelado de la Red IEEE9 con BESS y Planta Solar

En la Figura 7.10 se representa la red estudiada en el Capítulo 6 pero incorporando la planta solar descrita en la sección 7.4.

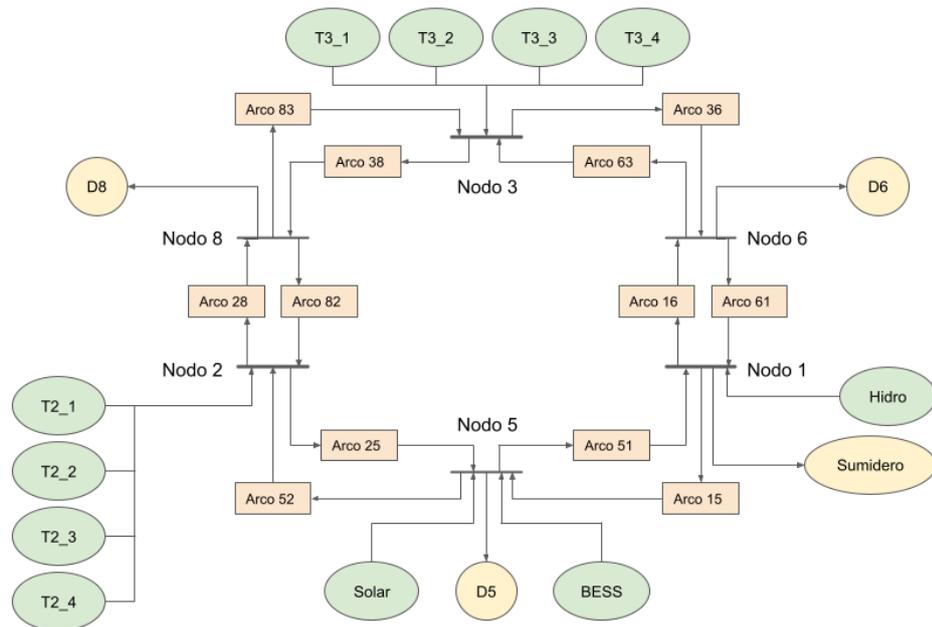


Figura 7.10: Modelado del sistema IEEE 9 con BESS y solar.

7.6. Análisis SimSEE

Se realizaron numerosas simulaciones para poder observar el comportamiento del sistema BESS+FV. En la Figura 7.11 se muestra el resultado de agregar una planta solar en el mismo nodo que el banco de baterías. En este ejemplo, se trata de una planta solar de 50 MW y un BESS de 30 MW, por más de que no es el banco dimensionado para el estudio, se utilizó solo a efectos de poder apreciar gráficamente el comportamiento de cada uno de los actores. Se pueden identificar tres escenarios diferentes de generación hidráulica, los cuales varían semanalmente. También, se observa el comportamiento típico de una planta solar, la cual aporta energía periódicamente en horario de radiación, obteniendo máximos de generación cerca del medio día y contribuyendo al primer pico de demanda. Se aprecia además la variabilidad del recurso modelado por el software, representándose en días de menor generación solar o recortes en la misma. En las semanas de mayor aporte hídrico, se tiene exceso de generación si se suma el aporte solar al hidráulico, actuando en consecuencia el sumidero representado con línea punteada, del cual se presenta más información en el Apéndice E.

Como se mencionó en capítulos anteriores, el software toma decisiones sobre la carga y descarga del banco de baterías en función de los costos establecidos por el sistema y la demanda en cada momento. Lo que le permite gestionar esa energía a diferencia de la proveniente de la planta solar.

Capítulo 7. Incorporación de Planta Fotovoltaica a la Red

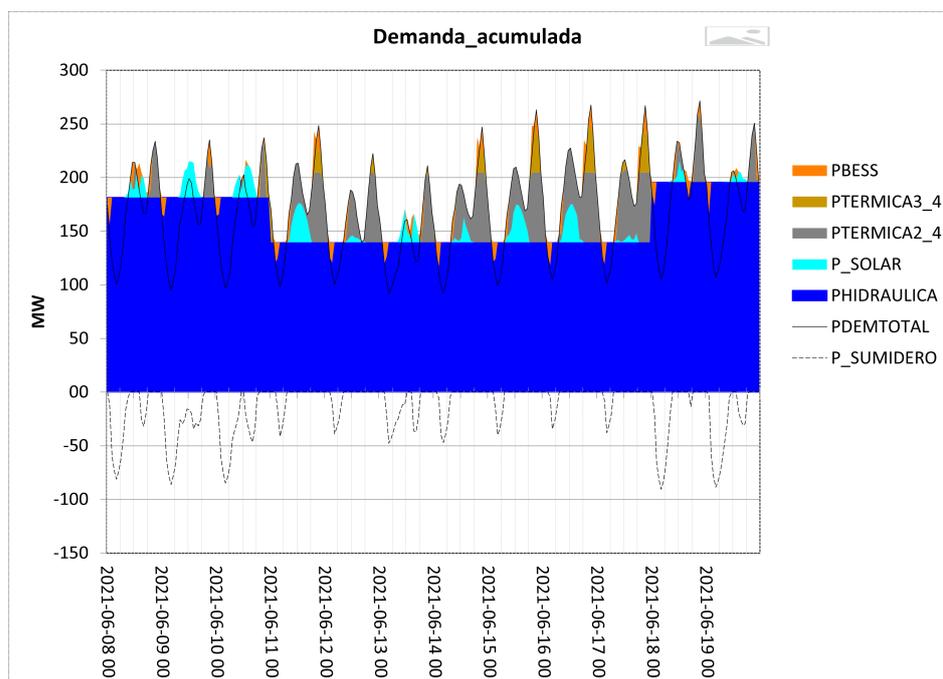


Figura 7.11: Comportamiento del sistema con planta solar y BESS.

En la Figura 7.12 se realizó un acercamiento de la imagen 7.11 para llevar a cabo un análisis más detallado del comportamiento diario de generación de energía, utilizando los días 15 y 16 de junio para representarlo. Tal como se puede observar, la demanda es abastecida por el generador hidráulico, la planta solar, el BESS y las máquinas más económicas de las dos centrales térmicas.

Durante este período, la generación hidráulica muestra un comportamiento constante. Se puede apreciar que el BESS opta por cargarse en el valle de demanda, cuando el generador hidráulico cubre y excede la necesidad eléctrica en la madrugada, lo que permite que el BESS se cargue a costo cero. En los horarios donde la demanda aumenta y la generación hidráulica no es suficiente, comienzan a tomar protagonismo los diferentes generadores.

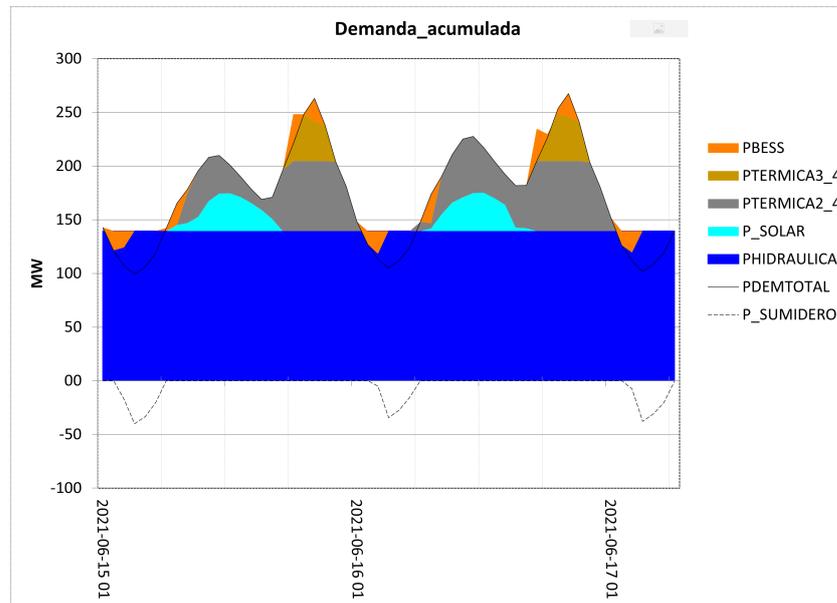


Figura 7.12: Comportamiento del sistema con planta solar y BESS.

Al inicio se puede observar que el BESS descarga la energía que había almacenado en el valle, para lograr sustituir parte de las máquinas térmicas en la rampa matutina de demanda previo al momento de protagonismo de la FV. Durante el mediodía, la planta solar alcanza su pico máximo de entrega de energía, reduciendo el uso de máquinas térmicas y bajando el CMG consecuentemente. A medida que la demanda comienza a crecer, para presentar su segundo pico sobre la noche, se observa que el BESS se carga durante este período previo al pico. Esto se debe a que el costo variable del banco de baterías es mayor que el costo marginal del nodo 5, lo que implica que conviene cargarlo antes del segundo pico de demanda. Cuando se produce este último, toda la generación mencionada disponible entra en juego, incluido el BESS que ante la creciente demanda y CMG alto completa el despacho evitando nuevamente parte de la generación térmica que hubiese ocurrido sin él.

Es importante notar que en la simulación de SimSEE, la carga del BESS mediante energía solar no es algo habitual como se ve en las figuras, sí ocurre cuando hay gran aporte de hidráulica y la solar es quien completa y excede a la demanda, utilizando parte de su excedencia para cargar el banco como en los días 8 y 13 de junio de la Figura 7.11, en otras ocasiones, la generación solar es completamente despachada para sustitución térmica.

7.7. Análisis Económico

De acuerdo al análisis realizado en el Capítulo 6, incorporar únicamente el banco de baterías en el sistema presenta un beneficio limitado. En consecuencia, se exploró la viabilidad de agregar además una planta solar para mejorar su

Capítulo 7. Incorporación de Planta Fotovoltaica a la Red

rendimiento, la cual brindaría variabilidad horaria a los precios de la energía, beneficiando tanto al BESS como a la red eléctrica. La energía solar es el recurso que mejor se correlaciona con la demanda, y al aprovechar que este varía a lo largo del día, el BESS podría desempeñar un papel más relevante en el sistema.

Para conocer si efectivamente se obtiene una mejora del beneficio incorporando la planta, se realizó el mismo tipo de estudio económico que en la sección 6.4.

Se calcularon los costos y ganancias tanto desde el punto de vista global como local, y se maximizó la función objetivo (7.1) para encontrar la planta solar que generaba el mayor beneficio.

$$\text{Maximizar}(P) = \sum_{i=0}^{n-1} (G_{BESS+FV} - OPEX_{BESS+FV}) - CAPEX_{BESS+FV} \quad (7.1)$$

Donde:

- $G_{BESS+FV}$: Ganancia de planta solar y banco de baterías.
- $OPEX_{BESS+FV}$: Costos de operación y mantenimiento de planta solar y banco de baterías.
- $CAPEX_{BESS+FV}$: Costos de inversión de planta solar y banco de baterías.

7.7.1. Costos

Para evaluar el costo de la planta solar, se tuvo en cuenta tanto la inversión inicial (CAPEX) como los costos operativos (OPEX), al igual que se hizo con el BESS. Se utilizaron las siguientes ecuaciones para calcular los costos de la planta solar:

$$CAPEX_{FV} = Costo_{CAPEX} \times P_{SOL} \quad (7.2)$$

$$OPEX_{FV} = Costo_{OPEX} \times P_{SOL} \quad (7.3)$$

Donde:

- $Costo_{CAPEX} = 1200$ USD/kW.
- $Costo_{OPEX} = 20$ USD/kW-año.

Este enfoque permite tener una visión general de los costos involucrados en la implementación y operación de la planta solar, considerando tanto los gastos iniciales como los recurrentes.

Ambos valores fueron definidos utilizando como referencia: *U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks, With Minimum Sustainable Price Analysis: Q1 2022* [50]. Para calcular el costo total del sistema se tuvo en cuenta las ecuaciones 6.7, 6.9, 7.2 y 7.3 donde se evaluó el costo del banco de 16 MW/16 MWh y de los diferentes tamaños de plantas solares.

7.7.2. Punto de Vista del Operador

Para calcular las ganancias globales, se varió el tamaño de la planta solar mientras se mantuvo el tamaño del banco fijo en el valor especificado anteriormente, utilizando nuevamente la ecuación (6.5). En la tabla 7.1 se pueden observar las diferentes ganancias calculadas para diferentes tamaños de plantas solares simuladas.

Tamaño de planta solar (MW)	10	30	50	80	100	120	160	200	250	270	300	350
Ganancia global (MUSD/año)	2,46	6,59	10,55	16,14	19,61	22,89	23,89	33,95	38,83	40,31	42,19	44,70

Tabla 7.1: Ganancia bruta global del sistema con el banco y la planta solar.

La Figura 7.13 compara las ganancias globales del sistema (sin tener en cuenta los costos) al incorporar la planta solar al sistema con el banco de baterías elegido, frente a la obtenida únicamente con el BESS.

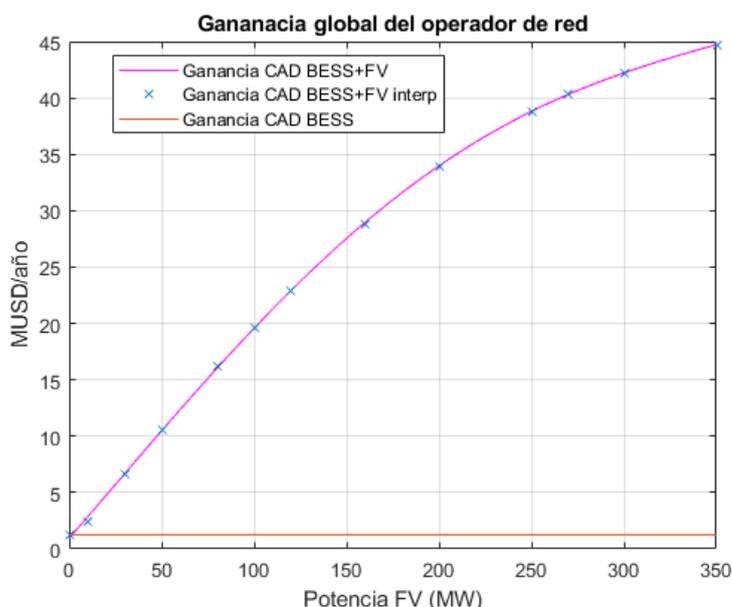


Figura 7.13: Ganancia global del BESS definido sin FV vs con FV.

De la Figura 7.13 se destaca el mismo comportamiento en general desde el punto de vista del operador que con solo el BESS (Figura 6.16), pero con ganancias considerablemente mayores. Se obtiene una curva monótona creciente con tendencia a la estabilización al igual que antes pero para valores de potencia solar considerablemente grandes. Se observa que la pendiente de la curva comienza a disminuir conforme aumenta la potencia FV debido a que esta última está siendo utilizada para sustituir generación térmica, significando una reducción en el CAD, pero existiendo un límite impuesto por la propia red y demanda. Esto se debe a que ya que no existe posibilidad de mayor sustitución de térmicas, el CAD alcanza un valor constante donde la adición de una mayor potencia solar deja de tener

Capítulo 7. Incorporación de Planta Fotovoltaica a la Red

impacto significativo. Con el fin de identificar el umbral en el que la expansión solar deja de ser rentable, se deben conocer los costos asociados a la incorporación de esta tecnología.

En la Figura 7.14 se presenta la ganancia global del sistema acumulada en la vida útil del proyecto, comparándola con el costo CAPEX+OPEX del BESS y de la planta solar en conjunto.

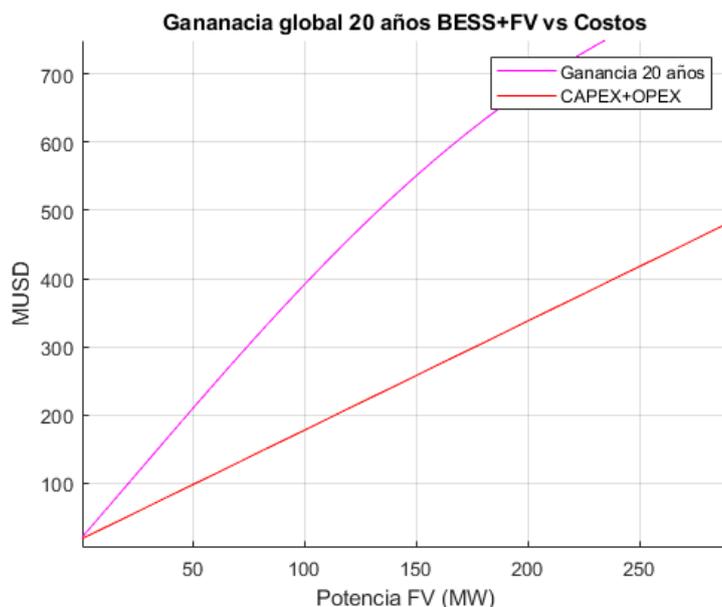


Figura 7.14: Ganancia global y costos BESS + FV.

Para calcular el tamaño de la planta solar que maximiza la función objetivo, se utilizó la ecuación (7.1). El punto buscado es el que indica hasta donde el sistema “crea valor”, dado que el aumento en la ganancia obtenido al reducir los costos de generación, supera los costos asociados de la ampliación del sistema. Este punto se da cuando las pendientes de ganancia y costo se igualan (Figura 7.14). Los cálculos devolvieron como resultado una planta de 262 MW.

Considerando este tamaño de planta, en 20 años el operador obtendría un beneficio global de **MUSD 358,6**, el cual sería aproximadamente 48 veces mayor al caso donde solo se tiene el BESS elegido de la sección 6.6.1.

7.7.3. Punto de Vista del Inversor

Se calculó la ganancia del sistema completo desde el punto de vista del inversor, según la planta solar a instalar. Utilizando la ecuación (6.6) se calculó tanto la ganancia local del banco de baterías como la de la planta solar, utilizando la potencia correspondiente en cada caso.

En la tabla 7.2 se observan las diferentes ganancias locales de la planta más banco al variar el tamaño de la solar.

7.7. Análisis Económico

Tamaño de planta solar (MW)	10	30	50	80	100	120	160	200	250	270	300	350
Ganancia local solar (MUSD/año)	2,12	6,08	9,72	14,43	17,06	19,34	22,87	24,35	22,39	21,39	20,33	19,20
Ganancia local BESS (MUSD/año)	0,20	0,19	0,20	0,24	0,29	0,35	0,52	0,79	1,35	1,55	1,76	1,99
Ganancia local (MUSD/año)	2,32	6,27	9,92	14,67	17,35	19,69	23,39	25,14	23,74	22,94	22,09	21,19

Tabla 7.2: Ganancia local de BESS+FV.

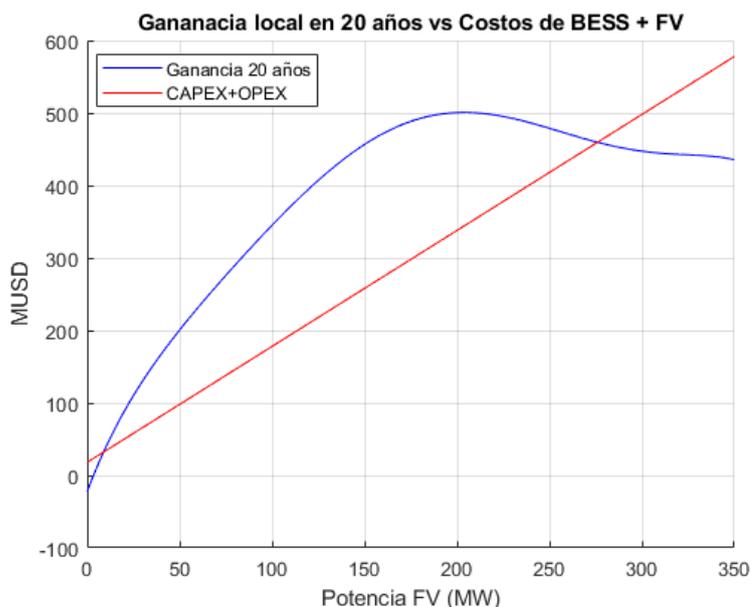


Figura 7.15: Ganancia local y costos BESS + FV.

La Figura 7.15 muestra los resultados de ganancia local (en azul) para el inversor del sistema completo junto a su costo asociado (en rojo). El comportamiento observado en la ganancia denota un crecimiento sostenido de la misma al aumentar el tamaño de la planta solar hasta que alcanza un máximo en torno a los 200 MW. Al incorporar cada vez más generación solar al sistema, se sustituye cada vez más generación térmica, por ello los costos marginales del sistema comienzan a bajar. Si la generación hidráulica junto a la solar se dan de forma que se cubra toda la demanda o incluso se supere, los costos marginales serán nulos, o teniendo en cuenta el pago del sumidero, serán de $0,1 \text{ USD}/MWh$.

Se observó el comportamiento de los CMG para plantas solares de tamaño superior a los 200 MW, y se constató que efectivamente los costos de los postes donde más potencia suministraba la solar eran los postes con mayor descenso en costos marginales. Considerando que el pago local de la solar se realiza al costo marginal, el aumento de potencia solar instalada puede llegar a perjudicar su propia ganancia al bajar el CMG. Por lo que dado el tipo de remuneración considerado también se tiene un límite en la máxima expansión del parque solar. Esto se detalla en la Figura 7.16.

Por otro lado, la situación descrita resulta beneficiosa para el BESS, el cual tiene la posibilidad de aprovechar los momentos de CMG mínimo para luego trasladar esa energía hacia momentos con generación térmica de CMG elevados. Es

Capítulo 7. Incorporación de Planta Fotovoltaica a la Red

por ello que más adelante la Figura 7.16 muestra un comportamiento monótono creciente de su ganancia local.

Evaluando tanto la ganancia local como los costos del sistema completo se utiliza la función objetivo (7.1) y se obtiene que el punto donde se maximiza el beneficio, corresponde a una planta solar de 153 MW lo que implica un **beneficio local** de **MUSD 204,7** considerando los 20 años.

7.7.4. Dimensionado de la Planta Solar

Como se pudo observar en las subsecciones 7.7.2 y 7.7.3, se obtuvieron diferentes tamaños de planta solar que maximizan la función objetivo desde distintos puntos de vista. Por lo tanto, para determinar el tamaño adecuado de la planta solar, se utilizaron dos criterios: el efecto en la ganancia local del banco por la planta solar y la limitación impuesta por la regulación de frecuencia del sistema.

Ganancia Local del BESS en Función de los Tamaños de la Planta Solar

En primer lugar, se realizó un estudio del comportamiento del BESS en función de los diferentes tamaños de planta solar desde el punto de vista local.

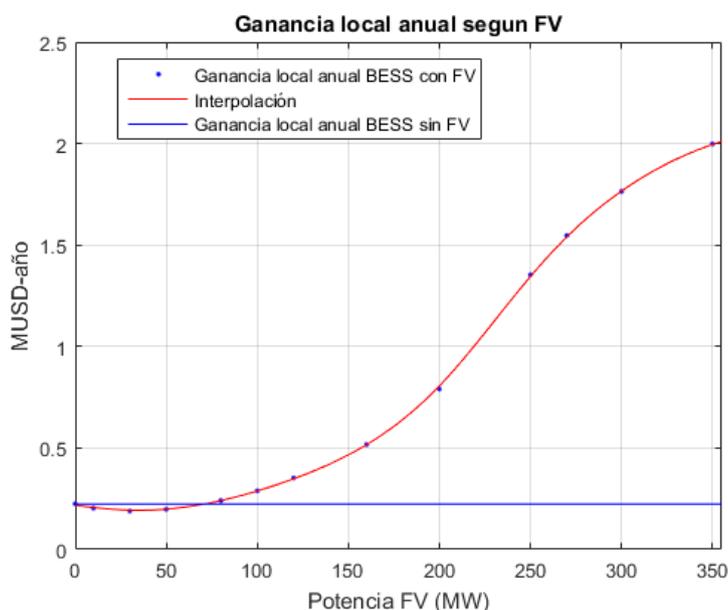


Figura 7.16: Ganancia local del banco con y sin planta solar.

En la Figura 7.16 se representa la ganancia local del BESS de 16 MW/16 MWh por si solo en la red, así como agregándole la planta solar. Dicha figura permite la comparación de las ganancias del caso anterior, del Capítulo 6, contra la del nuevo escenario planteado. Se obtiene que las plantas de tamaño menor a 71 MW provocan un efecto negativo en la ganancia local del BESS. En estos

7.7. Análisis Económico

casos, los costos marginales del nodo 5 se modifican de forma tal que se perjudica dicha ganancia. Se compararon los CMG del nodo 5 para distintos tamaños de plantas FV. A partir de esto se observó una consistencia en el comportamiento de las plantas más pequeñas en disminuir los costos de los 4 postes. Para dichas plantas, este efecto se maximiza en los postes 2 y 3, que corresponden uno a carga y el otro a descarga del banco. En el caso de las plantas más grandes también se observa un descenso en los 4 postes horarios, pero notoriamente más diferencia en los postes 3 y 4, que corresponden a momentos de carga del BESS. En la Tabla 7.17 se ejemplifica lo mencionado comparando dos tamaños de planta solar.

Diferencia promedio cmg nodo 5 (USD/MWh) - FV 30 MW				Diferencia promedio cmg nodo 5 (USD/MWh) - FV 250 MW			
P1	P2	P3	P4	P1	P2	P3	P4
0,01	3,68	5,55	0,32	1,46	7,67	29,95	61,69

Figura 7.17: CMG promedio por postes para FV 30 MW - 250 MW.

Este efecto provoca que el BESS tenga menor variabilidad de costos y menores importes para negociar con las plantas pequeñas, mientras que en caso opuesto se acentúa la baja de precios al momento de la compra de energía favoreciendo así el negocio local del banco de baterías.

Observando nuevamente la Figura 7.16, se verifica que luego del punto de corte de las dos curvas (ganancia con y sin FV), la ganancia local del banco resulta monótona creciente como se mencionaba anteriormente y con una tendencia asintótica. Estos resultados imponen **una cota inferior** para el tamaño de la planta solar con el fin de mejorar los resultados del banco de baterías ya definido.

Limitación por Regulación de Frecuencia

El otro criterio que se utilizó para seleccionar el tamaño de la planta solar fue en base a la estabilidad de la red. Por más que las plantas solares puedan tener la posibilidad de aportar a la regulación de frecuencia, teniendo en cuenta la volatilidad del recurso, se consideró en este proyecto que la misma no participa en dicho servicio.

El objetivo de estudio fue analizar la respuesta de la red en diferentes escenarios en los que la generación solar estuviera siendo despachada para satisfacer la demanda, pero por diversas razones, pudiera experimentar pérdidas de generación o salir de servicio.

Se consideró la demanda máxima de la red y se buscó lograr un despacho económico, priorizando la generación hidráulica, seguida de la solar y el BESS, con el objetivo de minimizar el uso de centrales térmicas.

En la búsqueda de limitar la potencia máxima solar a instalar, considerando la robustez de la red en términos de frecuencia, se consideró que el sistema se debe mantener funcionando dentro de la banda de $\pm 0,5 \text{ Hz}$ ante una perturbación. Para esto, se establecieron los mismos estatismos que en la sección 6.8 del 3 % para el generador hidráulico y del 5 % para los generadores térmicos y para el sistema BESS.

Situación: Hidráulica + BESS + Solar

El primer caso a evaluar en costos sería con un despacho compuesto por la generación hidráulica, solar y del BESS. Dicho caso no se estudió en profundidad ya que la hidráulica en muchas ocasiones no es capaz de satisfacer por si sola la demanda, por lo que no es una situación viable. Ante la pérdida de la solar o luego de una hora tras la descarga del banco, el despacho sería infactible.

Situación: Hidráulica + BESS + Solar + Térmica 2

En el segundo caso, se consideró que se estuvieran despachando la central hidráulica, la planta solar, el sistema BESS con un estado de carga (SOC) cercano al 100 %, junto con la participación de la central Térmica 2 con alguna de sus máquinas activas. En este caso, se observó que el BESS y la generación hidráulica limitaban primero debido a sus potencias nominales y su estado inicial de mayor carga. Se determinó cual era el valor máximo inicial de potencia que podían entregar a la red para que, ante la pérdida de la planta fotovoltaica, cumplieran con sus curvas de estatismo y entregaran su potencia nominal en el nuevo punto de operación. Dicho punto de operación se definió en el borde inferior de la banda admisible de frecuencia $f_f = 49,5 \text{ Hz}$.

Para poder definir el sistema, era necesario conocer cuantas máquinas de la central estarían en funcionamiento en cada situación, ya que esto afecta la potencia nominal del actor, incidiendo en la curva de estatismo del mismo. Además, en principio no era posible determinar cuanta potencia estaría siendo despachada por la generación térmica en el caso inicial, ya que esto dependía de la potencia solar inyectada, la cual también era una incógnita. Por lo tanto, en base a las ecuaciones 6.11, 6.12, 6.14 y 6.15 se despejó la potencia inicial de generación térmica y el valor de potencia solar, en función de los datos disponibles.

$$P_{0Térmica2} = P_D - P_{0H} - P_{0BESS} + (\Delta_H + \Delta_{BESS} + \Delta_{T2}) \times (f_f - f_0) \quad (7.4)$$

$$P_{SOL} = -(\Delta_H + \Delta_{BESS} + \Delta_{T2}) \times (f_f - f_0) \quad (7.5)$$

Donde:

- P_D = Potencia de demanda.
- P_{0H} = Potencia hidráulica inicial.
- P_{0BESS} = Potencia banco de baterías inicial.
- Δ_H = Variación de potencia de la hidráulica por estatismo.
- Δ_{BESS} = Variación de potencia del BESS por estatismo.
- Δ_{T2} = Variación de potencia de la Térmica 2 por estatismo.

- f_f = Frecuencia final.
- f_i = Frecuencia inicial.

Para determinar las potencias nominales y finales se tuvieron en cuenta las discretizaciones disponibles. Mediante software de cálculo vectorial se realizaron operaciones para conocer $P_{0Térmica2}$ y $P_{fTérmica2}$. Se iteró variando la cantidad de unidades activas hasta encontrar una combinación cuya potencia final estuviera por debajo de la potencia nominal de la central.

Para el caso analizado, se determinó una combinación para que el sistema finalice en el borde inferior de la banda de frecuencia ante la pérdida de la planta solar. Para ello, la central Térmica 2 debería estar operando al menos con cinco de sus diez máquinas encendidas, de esta manera se obtiene: $P_{SOL} = 94,1 \text{ MW}$ (Figura 7.18).

Es importante destacar que esta configuración no cumple con el despacho óptimo desde el punto de vista económico, dado que las primeras cuatro máquinas a encender en cada central térmica definida son las más económicas. En este caso, encender cinco máquinas de la Térmica 2 resulta más costoso que encender las primeras cuatro de Térmica 2 y continuar con las necesarias de las cuatro más económicas de la central Térmica 3.

Adicionalmente, se observó que la central hidráulica en base a la potencia inicial presentada, podría funcionar con tres turbinas, pero esto cambiaría la potencia nominal de la central y por ende la curva de estatismo. Esto resulta en un punto de operación final que exige mayor potencia que el máximo posible para tres turbinas, por lo que de todas formas es necesario mantener prendida la cuarta turbina.

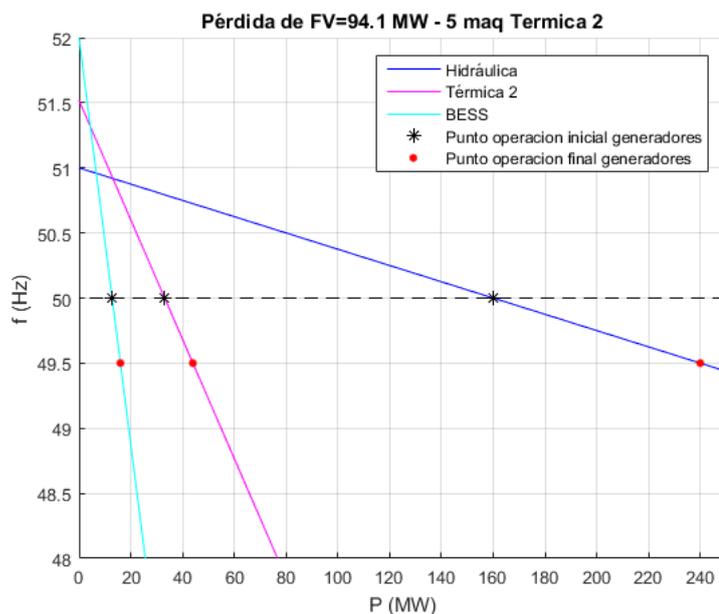


Figura 7.18: Estatismos con pérdida de solar - caso Hidro+BESS+Térmica 2.

Situación: Hidráulica + BESS + Solar + Térmica 2 + Térmica 3

Se hizo el mismo estudio pero considerando la incorporación de la central Térmica 3 al despacho. Al incorporar dicho actor, se tiene un nuevo participante en la regulación de frecuencia por lo que se espera que la red sea más estable frente a la pérdida de generación fotovoltaica. Sin embargo, este caso presenta la dificultad de tener un nuevo actor discretizado del cual se desconoce su potencia inicial. Para simplificar, se buscó disminuir una variable del sistema a resolver, por lo que se expresaron las potencias inicial y nominal de la Térmica 3 en función de las potencias inicial y nominal de la Térmica 2 resultando en una **relación de 1,495** veces mayor, luego se despejó nuevamente $P_{0Térmica2}$ y entonces $P_{0Térmica3}$ queda definido por la relación.

Se añaden las variables $P_{0Térmica3}$, $P_{fTérmica3}$ y $\Delta_{Térmica3}$ a las ecuaciones de balance y estatismo mencionadas previamente. El resultado del estudio de la capacidad de regulación de frecuencia del sistema en estas condiciones mostró que se requieren dos máquinas activas en cada central para que el sistema finalice en el límite inferior de la banda de frecuencia ante la pérdida de una planta solar de $P_{SOL} = 94,08 \text{ MW}$. En la Figura 7.19 se presenta la situación mencionada, el resultado obtenido es prácticamente el mismo valor que el anterior pero cumpliendo con el despacho más económico posible.

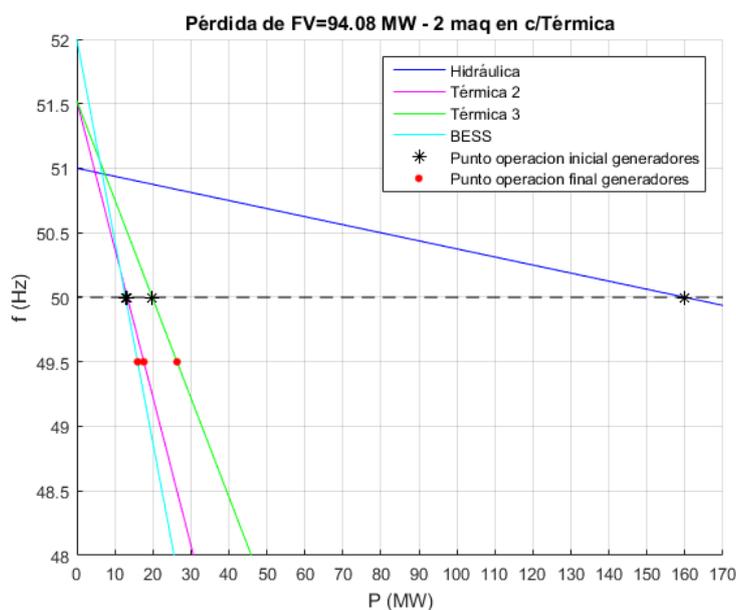


Figura 7.19: Estadísticos con pérdida de solar caso Hidro+BESS+Térmica 2+Térmica 3.

Planta Solar Obtenida

Considerando los dos criterios mencionados, se puede observar que el tamaño para la planta solar debe ser superior a 71 MW, ya que a partir de este tamaño

7.7. Análisis Económico

se logra un incremento en la ganancia del sistema de almacenamiento de energía, respecto a la situación inicial sin la planta.

Por otro lado, al evaluar con el criterio de regulación de frecuencia, se determinó que el tamaño máximo para la planta solar es de 94 MW aproximadamente, de forma que ante la pérdida repentina del generador solar, la red sea capaz de mantenerse dentro de la banda de frecuencia admisible.

Entonces, según los criterios establecidos, el tamaño para la planta solar se acota a:

$$71 \text{ MW} < P_{SOL} < 94 \text{ MW}$$

Finalmente, se tomó la decisión de establecer la potencia de la planta solar en $P_{SOL} = 80 \text{ MW}$ como posición conservadora.

7.7.5. Resultados Económicos

Luego de dimensionado el sistema final, se realizaron las simulaciones en SimSEE del sistema completo y el correspondiente procesamiento de los resultados.

En la Figura 7.20, se presentan los valores de beneficio obtenidos tras los 20 años, desde el punto de vista del operador (Figura 7.20a) y del inversor (Figura 7.20b), para el sistema completo BESS+FV con las distintas potencias solares. En primer lugar se observa que el valor obtenido no es el que maximiza el beneficio, pero como se comentó, la planta fue limitada por temas de estabilidad del sistema. De todas formas se constata un incremento considerable del valor del beneficio obtenido con el sistema actual respecto al inicial que solo contaba con el BESS. Para el conjunto con la planta de 80 MW el resultado fue de **MUSD 176,9** desde el punto de vista del operador y **MUSD 147,6** desde el punto de vista del inversor.

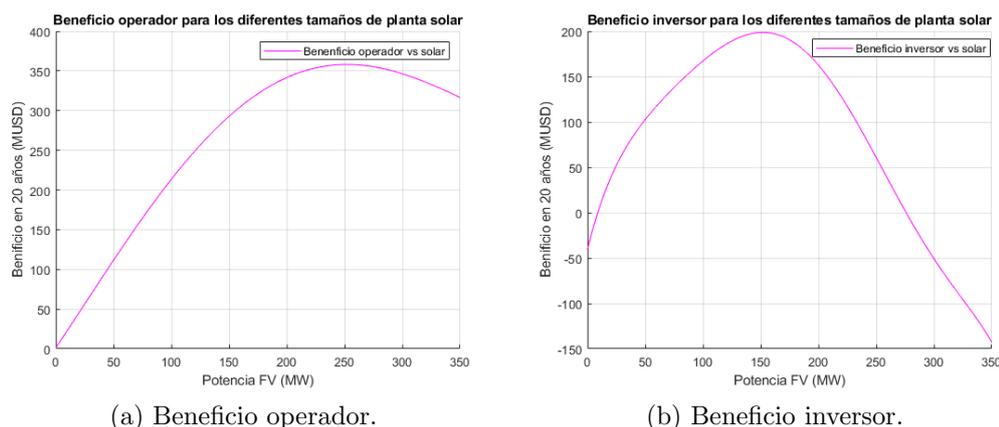


Figura 7.20: Beneficio del operador e inversor con sistema completo según la potencia solar.

Además, se evaluó el impacto que tuvo la incorporación del generador fotovoltaico en la ganancia específica del BESS desde el punto de vista local, el cual fue

Capítulo 7. Incorporación de Planta Fotovoltaica a la Red

uno de los criterios para el dimensionado solar en la sección 7.7.4. Se pudo observar que efectivamente la ganancia bruta del inversor tras el período de duración del proyecto se vio incrementada, mostrando una ganancia extra de **USD 72.000** respecto a la situación inicial. No obstante, dicho aumento no es suficiente para lograr una situación económicamente favorable para el inversor, debido a los costos del sistema de baterías.

A continuación se detalla en las Tablas 7.3 y 7.4 los valores obtenidos de ganancia y beneficio correspondientes a cada actor en los dos escenarios.

	Ganancia 20 años (MUSD)			
	Caso BESS		Caso BESS+FV	
	Global	Local	Global	Local
BESS	25,26	4,73	N/D	4,87
FV	N/A	N/A	N/D	288,60
BESS+FV	N/A	N/A	322,80	293,47

Tabla 7.3: Resultados de Ganancia en los 20 años.

	Beneficio 20 años (MUSD)			
	Caso BESS		Caso BESS+FV	
	Global	Local	Global	Local
BESS	7,36	-13,17	N/D	-13,03
FV	N/A	N/A	N/D	160,60
BESS+FV	N/A	N/A	176,90	147,57

Tabla 7.4: Resultados de Beneficio en los 20 años.

Donde:

- N/A: No Aplica.
- N/D: No Disponible.

Los valores globales correspondientes a cada actor en el escenario BESS+FV se indican como N/D ya que no se pudo discriminar en SimSEE la incidencia de cada uno en la reducción del CAD, sino que se obtuvo el resultado por el sistema completo.

Punto de Vista Local

La Tabla 7.3 muestra la diferencia en la ganancia bruta obtenida por el banco de baterías de forma local con y sin planta solar, la cual marca un aumento de aproximadamente 3%. Mientras que si se compara la ganancia local del sistema completo contra el solo BESS, esta aumentó 62 veces más (sin considerar costos).

7.7. Análisis Económico

Luego en la Tabla 7.4, teniendo en cuenta los costos asociados tanto de inversión como de mantenimiento, se observa que el aumento obtenido en la ganancia local del BESS no es significativo y desde dicho punto de vista aún no repaga siquiera la inversión. Considerando el sistema completo, sí se logra un beneficio por sobre los costos totales, pero analizando los componentes del mismo se nota que el banco de baterías incide negativamente en términos económicos, ya que la planta solar paga con parte de su beneficio el déficit del BESS.

Este punto de vista de inversor externo, solo contempla las ganancias económicas por la venta de energía, sin considerar ningún efecto sobre la red. El banco de baterías no resulta rentable para éste dado su costo considerable y que solo obtiene ganancia por la diferencia del precio de compra y venta de la energía en base a los CMG de la red. En cambio la planta solar, con el sistema de pago utilizado, se encuentra en una situación favorable, ya que adquiere la energía a costo cero y la vende al mismo precio que el BESS.

Como se indicó en la Figura 7.16, la ganancia local del banco de baterías presenta una variación importante según la potencia solar instalada. Se observó que para lograr empatar la ganancia del BESS con sus costos se debería seleccionar una planta de al menos 212 MW, desde ese valor de potencia solar en adelante, el mismo obtiene beneficio por sobre sus costos. Dicho comportamiento se relaciona a la excedencia de generación solar por sobre la demanda, logrando entonces cargar el banco a costo nulo con dicho excedente y así aumentar su ganancia. También se observa un comportamiento asintótico en la ganancia de la Figura 7.16, en este escenario la dimensión de la planta solar es tal que su excedente de energía carga completamente el banco de baterías, alcanzando este último su máximo de ganancia tras cargar totalmente a costo nulo y vender oportunamente a costo marginal elevado.

De todas formas el escenario planteado, observando la Figura 7.20b, implica una potencia solar por encima de la que maximiza el beneficio del sistema completo, implicando un sobredimensionamiento solar el cual supera el punto óptimo, a partir del cual la ampliación del sistema ya no se repaga de la misma manera.

La situación desde el punto de vista del inversor no se considera favorable según el esquema de pagos y los costos asociados para el presente análisis, una reducción en los costos u otro esquema de remuneración podrían arrojar una situación más atractiva para posibles inversores.

Punto de Vista Global

Desde la perspectiva del operador, el banco de baterías por si solo presentaba un beneficio debido al ahorro logrado en la reducción del CAD. Al incorporar la planta solar seleccionada el beneficio logrado por sustitución de energía del sistema completo, se vio incrementado en un factor de 24 respecto al de solo el BESS como muestra la Tabla 7.4. Este beneficio podría ser incrementado aún más como muestra la Figura 7.20a, pero incumpliendo el criterio de estabilidad en frecuencia de 7.7.4.

Capítulo 7. Incorporación de Planta Fotovoltaica a la Red

Dado que no se tiene una discriminación de las contribuciones de cada actor al beneficio global, se realiza un cálculo de rentabilidad básico sobre las inversiones correspondientes. Se muestran los resultados en la Tabla 7.5, donde la columna *Inversión (MUSD)* corresponde a los costos tanto por CAPEX como por OPEX de ambos escenarios.

	Operador		
	Inversión (MUSD)	Beneficio (MUSD)	Rentabilidad (%)
BESS	17,90	7,36	41,12
BESS+FV	128,00	178,10	71,87

Tabla 7.5: Rentabilidades operador.

Se obtiene entonces una situación favorable desde la óptica del operador el cual no solo consigue reducir aún más el CAD con un porcentaje de rentabilidad mayor, sino que incorpora todas las ventajas ya mencionadas de la combinación BESS+FV en la red.

7.7.6. Viabilidad del Proyecto

VAN (Valor Actual Neto)

En esta sección, se llevó a cabo un estudio de la viabilidad para evaluar la instalación de la planta solar y el BESS en el sistema. Por este motivo, se utilizó el parámetro Valor Actual Neto (VAN) de un proyecto de inversión. El VAN se refiere a la suma de los valores actuales de todos los flujos de caja esperados del proyecto.

El valor actual representa el valor presente de una cantidad de dinero que se recibirá en el futuro. Para calcularlo, se requiere una tasa de actualización que ajuste el valor de ese dinero considerando su depreciación en el futuro. A esta tasa se le denomina costo de oportunidad y se define en función del riesgo del proyecto. El VAN es una medida comúnmente utilizada en el análisis de viabilidad y rentabilidad en proyectos de inversión.

- Si $VAN > 0$: El proyecto es rentable.
- Si $VAN < 0$: El proyecto no es rentable.

En la ecuación (7.6) se representa la fórmula utilizada para el cálculo del VAN del proyecto, en esta ecuación se suman los flujos de caja esperados a lo largo de la vida del proyecto y se les descuenta la inversión inicial realizada, expresados en términos de su valor equivalente en el momento inicial o momento “cero”.

$$VAN = \sum_{i=0}^n \frac{F_i}{(1 + \delta)^i} - C_o \quad (7.6)$$

Donde

- δ = Tasa de descuento.

7.8. Regulación de Frecuencia con Sistema Completo

- C_o = Inversión inicial o CAPEX.
- n = Cantidad de años.
- F_i = Flujo de caja en el año i .

El flujo de caja en este caso es la ganancia bruta anual del inversor menos los costos de *OPEX* del sistema completo, el costo de inversión representa el $CAPEX_{BESS+FV}$.

TIR (Tasa Interna de Retorno)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es un parámetro utilizado en la evaluación financiera de proyecto. Representa la tasa que iguala el VAN del proyecto a cero. En otras palabras, es la tasa de descuento que hace que los flujos de caja descontados sean iguales a la inversión inicial.

El cálculo de la TIR se realiza despejando la tasa de descuento de igualar el VAN a cero. A continuación se detalla el criterio que utiliza la TIR:

- Si $TIR > \delta$: Se acepta el proyecto.
- Si $TIR < \delta$: Se rechaza el proyecto.
- Si $TIR = \delta$: La aceptación del proyecto es indiferente.

En el caso en el que la TIR es mayor a la tasa de descuento, está indica la máxima tasa de descuento posible para que el proyecto sea rentable.

En algunas ocasiones, si se obtiene un escenario de no ganancia ni pérdida, es necesario evaluar si el proyecto resuelve algún problema o genera otro tipo de beneficios adicionales.

Cálculos de VAN y TIR

Primeramente, se realizó el cálculo de la TIR igualando la VAN a cero para el sistema propuesto de 16 MW/16 MWh (BESS) + 80 MW (FV), despejando la tasa de interés de la ecuación (7.6), se obtuvo que $\delta = 9,504\%$. De aquí se obtiene la máxima tasa imponible para que el proyecto presente VAN positivo y sea rentable. Posteriormente, se decidió utilizar una tasa de actualización de $\delta = 9\%$ para el cálculo de la VAN, un valor usualmente usado en este tipo de proyectos de inversión es el de 10% .

Utilizando la ecuación 7.6, se obtuvo un VAN de **MUSD 4,1** para el sistema propuesto, de esta forma el proyecto resulta rentable en términos de VAN y TIR.

7.8. Regulación de Frecuencia con Sistema Completo

Al igual que se estudió con el BESS, se procedió a analizar como responde el sistema completo BESS+FV en la frecuencia de la red ante pérdida de generación.

Pérdida de la Planta Solar de 80 MW

En el caso de encontrarse despachando la demanda máxima con base hidráulica, solar, BESS y dos máquinas de cada térmica, se contempló la pérdida del generador FV para conocer la respuesta del sistema.

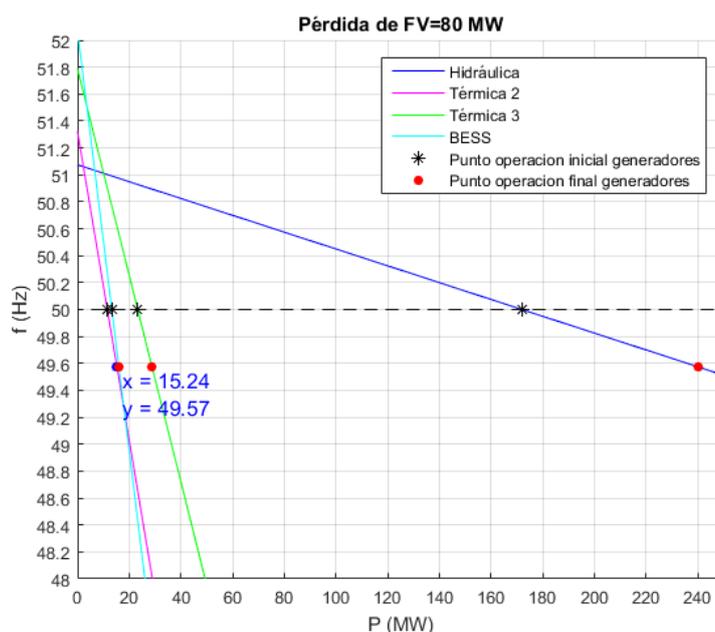


Figura 7.21: Estadísticos con pérdida de solar de 80 MW caso Hidro+BESS+Térmica 2+Térmica 3.

Como muestra la Figura 7.21 la frecuencia del sistema cae hasta $49,57 \text{ Hz}$ ante la pérdida de la FV, acercándose a la banda inferior pero se mantiene en funcionamiento tanto por frecuencia como potencias de los generadores. Como era esperable el sistema tolera la pérdida, dado que la planta se dimensionó por debajo del valor máximo que el sistema permite con el presente despacho.

Pérdida de Centrales Térmicas

Se estudió la pérdida de máquinas de las centrales térmicas estando la generación FV a pleno despacho para conocer si se debilitaba la estabilidad del sistema. Finalmente, resultó que este tolera la pérdida tanto parcial como total de una central térmica sin sobrepasar valores de frecuencia o potencia. En la Figura 7.22 se presenta la situación de pérdida de la central Térmica 3, quedando la frecuencia dentro del margen aceptable.

7.8. Regulación de Frecuencia con Sistema Completo

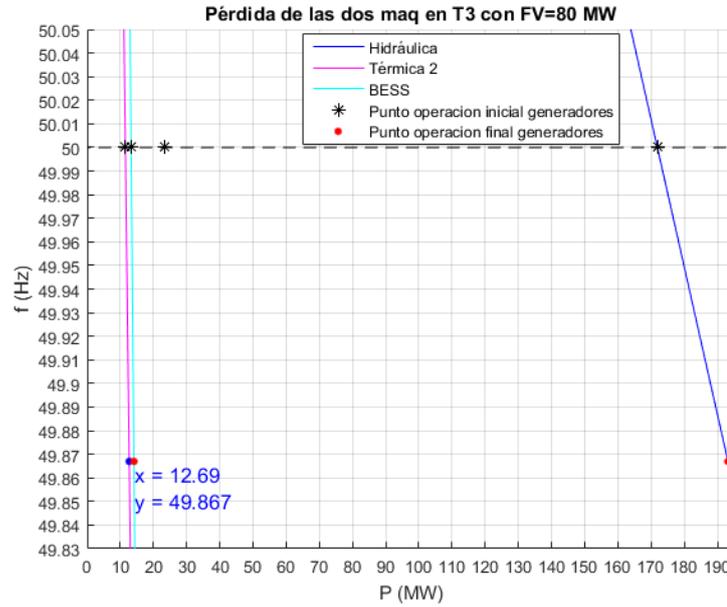


Figura 7.22: Estadísticos con pérdida de las dos máquinas activas de Térmica 3.

Pérdida de Turbinas Hidráulicas

En el caso de pérdida de turbinas, ante la salida de la primera el sistema se mantiene en funcionamiento cayendo su frecuencia a $49,6 \text{ Hz}$. Ante una segunda turbina fuera de servicio el sistema ya no es capaz de tolerarlo.

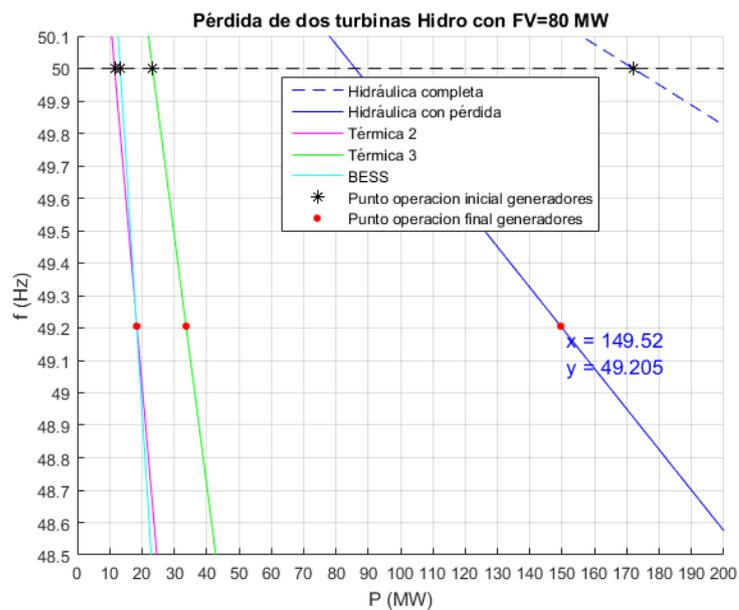


Figura 7.23: Estadísticos con pérdida de dos turbinas.

Capítulo 7. Incorporación de Planta Fotovoltaica a la Red

Como muestra la Figura 7.23, el sistema sale de la banda de frecuencia permitida, y el generador Térmica 3 sobrepasa la potencia nominal disponible de las dos máquinas con las que despachaba inicialmente y la hidráulica también excede sus nominal en la situación final.

7.9. Conclusiones

El presente capítulo permitió un primer acercamiento a una planta fotovoltaica, sus componentes y la posibilidad de su incorporación en conjunto con un sistema de almacenamiento a la red. Destacando las mejoras posibles por el complemento entre ambas tecnologías, tanto en el despacho gestionable de ERNC como en la contribución a la estabilidad de la red.

El análisis económico reveló el gran aumento en las ganancias del sistema por la incorporación del actor solar en SimSEE, debido a la reducción del costo de abastecimiento a nivel global. Localmente se obtuvo que el banco de baterías percibe una mejora insignificante respecto a lo que necesita para obtener rentabilidad en base a las ventas de energía. También se conoció la importancia del correcto dimensionado, debido a la existencia de combinaciones donde la presencia de la planta FV afecta negativamente a la ganancia del banco de baterías.

Se detectó además una limitante en el porcentaje máximo de penetración de ERNC dentro de un sistema sin afectar considerablemente la estabilidad.

Finalmente se observó que el sistema opta por inyectar la energía solar a la red, y solo utilizarla para la carga del BESS en momentos de excedencia. Esto logra aumentar la variabilidad en los CMG del sistema y en consecuencia incrementar levemente la participación del banco de baterías, pero no como era deseado. El costo nulo en la adquisición de la energía solar le brinda una gran ventaja a dicho actor frente al BESS. De todas formas el sistema completo logra un beneficio para el operador considerablemente mayor por la participación de la planta solar, y resulta rentable en el cálculo de VAN con una tasa de 9%, por debajo de la tasa obtenida con la TIR.

Capítulo 8

Implementación del sistema: Planta FV y BESS

8.1. Introducción

En los capítulos 6 y 7 se determinó la potencia, energía y ubicación del BESS y la planta solar. En este, se presenta el esquema de conexión del sistema completo, junto con la definición y dimensionado de sus distintos componentes. Se describe el proceso de selección de los elementos que lo conforman: módulos fotovoltaicos, racks de baterías, convertidores, transformadores, entre otros. Por último, se incluye un diagrama unifilar del sistema.

8.2. Esquema de Conexión

En la Figura 8.1 se presenta el esquema de conexión del sistema que combina la planta fotovoltaica con el BESS. Este consta de un banco de baterías de una potencia de 16 MW y una capacidad de almacenamiento de 16 MWh, junto con una planta fotovoltaica de 80 MW.

El banco de baterías se compone por 8 contenedores de 2 MW/2 MWh. Cada contenedor se conecta a un convertidor DC/AC y luego a un transformador de potencia MT/BT. Las salidas de estos 4 transformadores se conectan a un transformador principal de AT/MT.

El esquema de conexión de la planta fotovoltaica sigue el mismo enfoque, pero en lugar de utilizar contenedores de baterías, se utilizan módulos fotovoltaicos interconectados entre sí.

Capítulo 8. Implementación del sistema: Planta FV y BESS

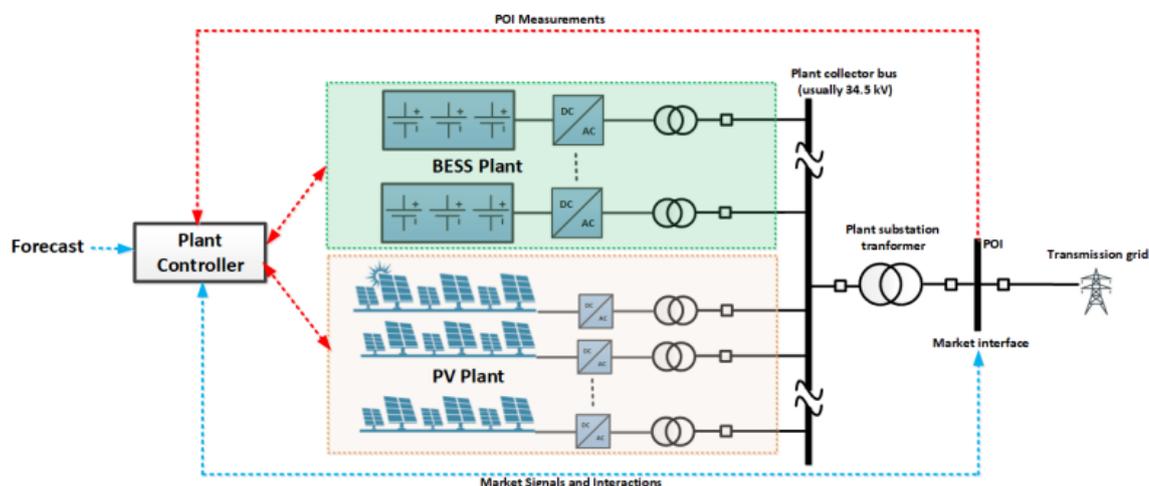


Figura 8.1: Esquema de conexión del sistema. Fuente: [30]

8.3. Sistema BESS

En esta sección se detalla el dimensionado de componentes correspondientes al sistema BESS.

8.3.1. Banco de Baterías

Para dimensionar el banco de baterías se utilizaron 8 contenedores de 40 pies, de 2 MW/2 MWh cada uno, conectados en paralelo de forma de obtener la potencia y energía total deseada [51].

Teniendo en cuenta que cada contenedor debe ser de 2 MWh, se decidió dimensionar utilizando 33 racks, donde cada uno está compuesto de 10 módulos de 24 celdas.

	Componentes	Cantidad
Banco de baterías 16 MW/ 16 MWh (768 V, 21120 Ah)	Celdas (3,2 V, 80 Ah)	63360
	Módulos (76,8 V, 80 Ah)	2640
	Racks (768 V, 80 Ah)	264
	Contenedores (768 V, 2640 Ah)	8

Tabla 8.1: Componentes del banco de baterías.

Celdas

Como se explicó en la sección 3.2, la unidad elemental del banco de baterías, es la celda. Se decidió utilizar celdas de Litio de 3,2 V/80 Ah, dado que estos valores de celda son los más comunes en este tipo de aplicaciones y en el mercado.

En la Tabla 8.2 se observan los parámetros relevantes de este tipo de celda:

Parámetros	
Tensión nominal	3,2 V
Capacidad nominal	80 Ah
Corriente de carga/descarga continua	1C
Tensión de funcionamiento	2,5 V - 3,65 V
Impedancia interna	$\leq 0,5 \text{ m}\Omega$
Profundidad de descarga (DOD)	10 % - 90 %
Ciclos de vida	≥ 3000 ciclos
Dimensiones (L×W×H)	48 mm×174 mm×128 mm
Peso	$\leq 2,20$ kg

Tabla 8.2: Parámetros de la celda.

Módulos

Los módulos de baterías son de 76,8 V/ 80 Ah, donde cada uno está compuesto por 24 celdas de 3,2 V/80 Ah en serie (1P24S) y un BMS, el cual fue explicado en la sección 3.2.3.

Racks

En la Figura 8.2 se muestra el proceso secuencial para la obtención de un contenedor de baterías a partir de la celda. El rack está compuesto por 10 módulos en serie. Por cada contenedor se decidió utilizar 33 racks en paralelo de 768 V y 80 Ah.

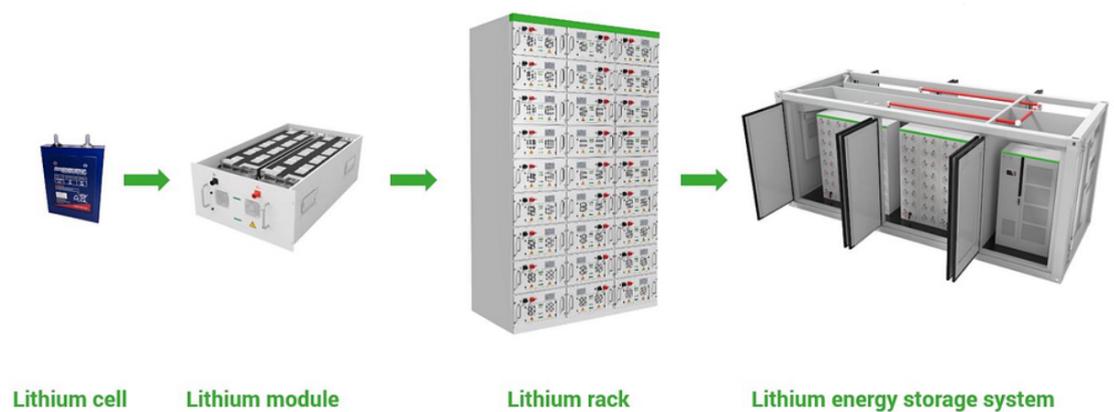


Figura 8.2: Celda - Módulo - Rack - Contenedor. Fuente: [52]

Contenedor

A continuación se detallan las principales características de cada contenedor:

Parámetros	
Tipos de baterías	LiFePO4
Potencia nominal	2 MW
Capacidad nominal	2 MWh
Tensión nominal	768 V
Rango de operación de voltaje	540 V - 788,4 V
Configuración del sistema	33 racks en paralelo
Temperatura operación	0 - 55 °C
Clase protección	IP21

Tabla 8.3: Características del contenedor.

En la Figura 8.3 se puede observar que cada contenedor cuenta con su sistema de HVAC (Heating Ventilation Air Conditioning), protección contra incendios, y un sistema EMS para el control óptimo y seguro de la energía.

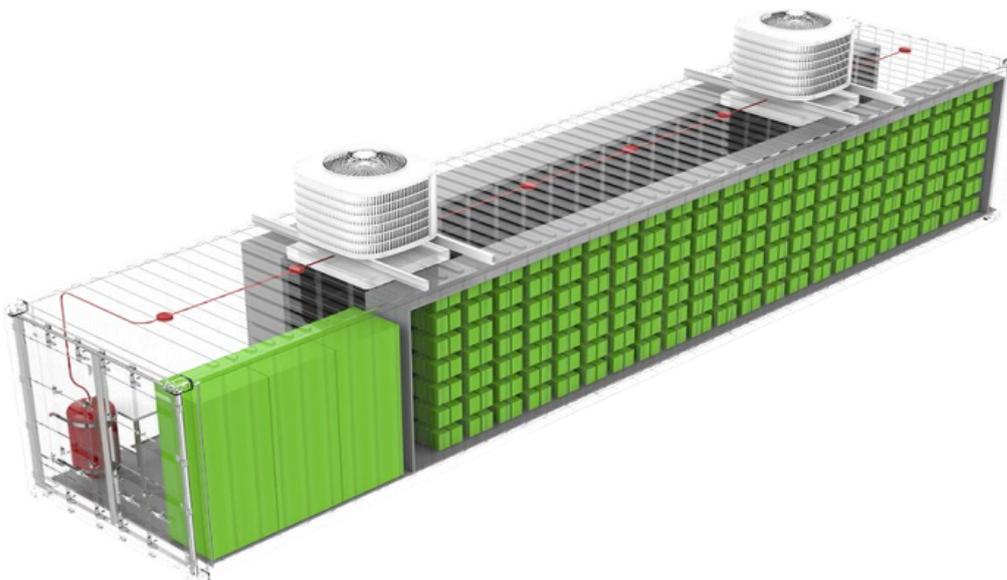


Figura 8.3: Diagrama del contenedor. Fuente: [51]

Los contenedores de baterías fueron dimensionados de forma tal que fueran compatibles con los ratings de las entradas del equipo de conversión, el cual se describe en la siguiente sección.

8.3.2. Sistema de Acondicionamiento de Potencia (PCS)

La solución elegida para la interconexión, conversión y acondicionamiento entre la red de distribución y las baterías en esta implementación es una estación completa tipo “Plug & Play” en un contenedor estándar de 40 pies. Esta configuración, que se puede observar en la Figura 8.4, incluye los siguientes componentes:

- Equipo de inversores y control.
- Sistema de refrigeración.
- Transformador para media tensión (MT).
- Equipamiento de maniobra y protección de MT.
- Gabinete de servicios auxiliares.



Figura 8.4: Solución tipo estación en contenedor. Fuente: [53]

El equipo implementado debe contar con dos canales de inversores permitiendo incorporar dos contenedores de baterías a un solo contenedor PCS, reduciendo la cantidad de equipos necesarios a la mitad. Además, la solución integrada debe contar con un transformador para MT, por lo que se obtiene una salida en condiciones de conectar a la red de distribución.

En la Tabla 8.4 se detallan las principales características de la solución implementada.

Capítulo 8. Implementación del sistema: Planta FV y BESS

Entrada DC	
Tensión DC mínima	> 500 V
Tensión DC máxima	< 1300 V
Corriente DC máxima	2 x 2936 A
Salida AC (inversor)	
Potencia nominal	< 5200 kVA
Corriente máxima @ BT	2 x 2275 Arms
Tensión nominal MT	< 34,5 kV
Tensión nominal BT	660 V
Rango de frecuencia	47,5 - 53 Hz
Aparatación MT	Celdas SF6
Transformador MT	ONAN llenado integral
Grupo de conexión	Dy11y11
THD corriente	< 3% @Sn
Factor de potencia	0 (ind) ~ 1 ~ 0 (cap)
Protecciones AC	
Desconexión y cortocircuito MT	Interruptor en SF6
Desconexión y cortocircuito BT	Interruptor motorizado
Sobretensiones BT	SPD Tipo 1+2
Protecciones DC	
Desconexión	Interruptor motorizado
Cortocircuito	Fusibles rápidos
Sobretensiones	SPD Tipo 1+2

Tabla 8.4: Especificaciones básicas sistema PCS. Fuente: [53]

Los inversores del PCS permiten un funcionamiento bidireccional en los cuatro cuadrantes. Con el fin de considerar un margen de potencia disponible para regulación de tensión, se dimensionó un equipo con potencia aparente nominal del inversor de 5200 kVA para poder conectar dos bancos de 2 MW, permitiendo así la inyección de potencia reactiva aún estando las baterías a plena inyección de activa.

Se consideraron 4 estaciones PCS de contenedor para cubrir los 16 MW/16 MWh del sistema BESS diseñado.

Transformador MT/BT del PCS

Como se mencionó en la presente sección, este tipo de sistemas tiene dos inversores por contenedor, por lo que es necesario que el transformador cuente con dos bobinados secundarios iguales (Dy11y11), para brindar aislación galvánica a los inversores en paralelo.

En ocasiones los devanados secundarios se presentan uno en Y y el otro en D, imponiendo un desfase con el fin de contrarrestar armónicos de corriente provocados por la electrónica de potencia. En este caso, como se observa en la

Tabla 8.4, la distorsión en corriente es pequeña gracias al filtrado que se realiza en el equipo PCS [54].

8.3.3. Diagrama Unifilar del BESS

Una vez establecidos los diferentes componentes del sistema BESS se presenta el diagrama unifilar de cada conjunto de dos contenedores y un PCS. Para formar todo el sistema, se deben utilizar cuatro conjuntos como el que se puede observar en la Figura 8.5.

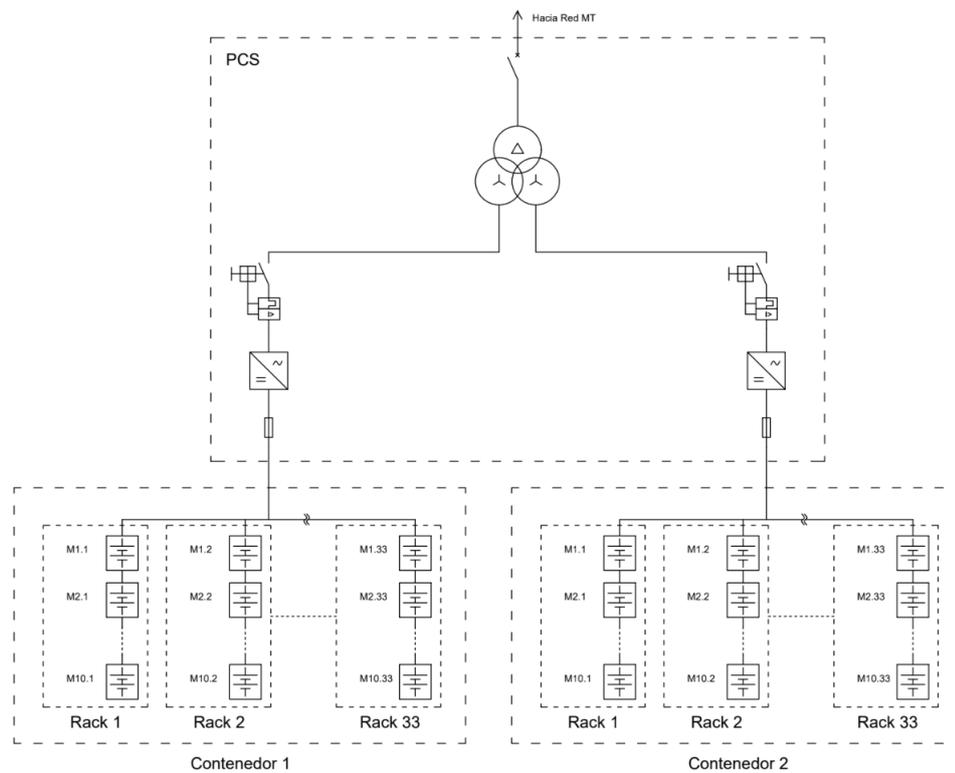


Figura 8.5: Diagrama unifilar de un conjunto del sistema BESS.

8.4. Planta Fotovoltaica

En esta sección se dimensionó la planta fotovoltaica, para ello se definieron los siguientes conceptos.

- String: Conjunto de módulos solares conectados en serie.
- Arreglo: Conjunto de strings conectados en paralelo.
- Sub-parque: Conjunto de arreglos conectados a un PCS (uno por entrada).
- Parque solar: Conjunto de sub-parques conectados en paralelo.

Capítulo 8. Implementación del sistema: Planta FV y BESS

Para el dimensionamiento de la misma, se decidió realizar un diseño modular, donde se dividió el parque completo en varios sub-parques de menor potencia e iguales entre sí.

A continuación se muestra en la Tabla 8.5 como se configuró el sistema.

		Composición	Cantidad
Planta solar 88,4 MW	Módulos	-	141440
	Strings	26 modulos serie	5440
	Arreglos	136 strings paralelo	40
	Sub-parques	4 arreglos paralelo	10
	Parques	10 sub-parques paralelo	1

Tabla 8.5: Configuración de planta fotovoltaica.

Como indica la Tabla 8.5, la potencia final de la planta es de 88,4 MW, esto se debe a un sobredimensionamiento de aproximadamente un 10% sobre el valor de potencia original, contemplando la posibilidad de fallas de los paneles así como su envejecimiento. Además existe también un sobredimensionado de la potencia en paneles instalados sobre la potencia total de los inversores, conocido como ratio DC/AC. Con el fin de obtener una curva de generación de energía que se mantenga en un valor constante durante más tiempo en el día y aprovechar aún más los momentos de baja radiación, se obtuvo finalmente un ratio DC/AC de 107,9%.

Este método lleva a un recorte de la curva característica de generación solar por parte del inversor comúnmente llamado “clipping”, pero usualmente los módulos solares no alcanzan su potencia nominal por condiciones distintas a las de laboratorio, obteniendo entonces mayor energía en los momentos donde la potencia no alcanza el límite descrito como se ilustra en la Figura 8.6 [55]

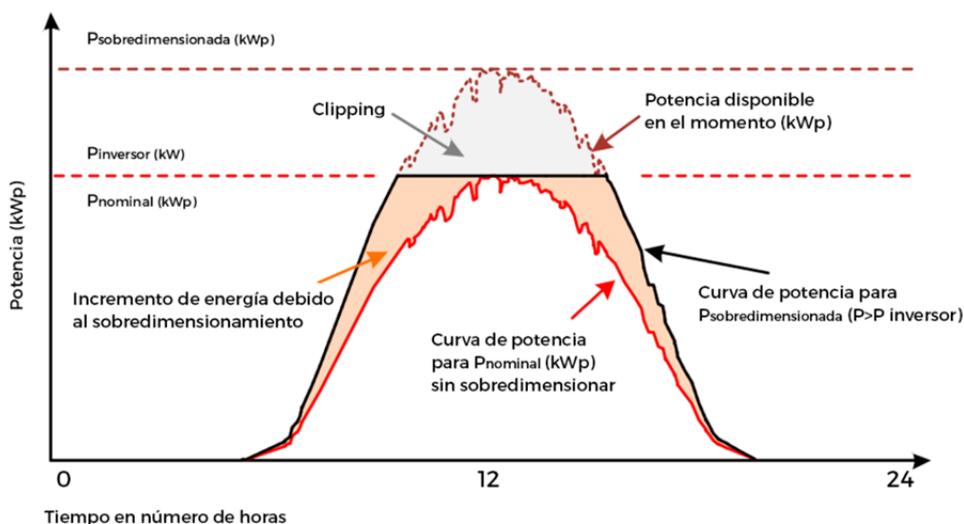


Figura 8.6: Curva potencia solar por horas con y sin sobredimensionamiento. Fuente: [56]

8.4.1. Módulos Fotovoltaicos

La unidad más pequeña del parque solar son las celdas fotovoltaicas, el conjunto de las mismas es el que conforma los módulos fotovoltaicos. Se optó por elegir módulos que tuvieran mayor potencia de salida, para así minimizar la cantidad a utilizar.

En la Tabla 8.6 se observan los parámetros relevantes de los módulos fotovoltaicos seleccionados:

Parámetros	
Tipos de módulos fotovoltaicos	Monocristalino de alta eficiencia
Potencia máxima (Pmax)	625 W
Tensión circuito abierto (V_{OC}^{mod})	55,49 V
Tensión de máxima potencia (V_{MPP}^{mod})	46,39 V
Corriente de cortocircuito (I_{SC}^{mod})	14,36 A
Dimensiones (L×W×H)	2465 mm× 1134 mm×35 mm

Tabla 8.6: Especificaciones módulos fotovoltaicos.

Para formar un **string**, se tuvieron en cuenta los cálculos realizados en el Apéndice F. Luego, se conectan 136 strings en paralelo para formar un **arreglo**.

8.4.2. Sub-parque Fotovoltaico

Para formar cada **sub-parque**, se consideraron 4 arreglos de 3536 módulos cada uno, conectados a un equipo de conversión y acondicionamiento.

- $P_{Arreglo} = 2,21$ MW
- $P_{Sub-parque_{Paneles}} = 8,84$ MW
- $P_{Sub-parque_{Inversor}} = 8,19$ MW (se dimensiona más adelante)

En la Figura 8.7 se representa el unifilar del subparque descrito. Además, en la Figura 8.8 se observa el layout del mismo.

Capítulo 8. Implementación del sistema: Planta FV y BESS

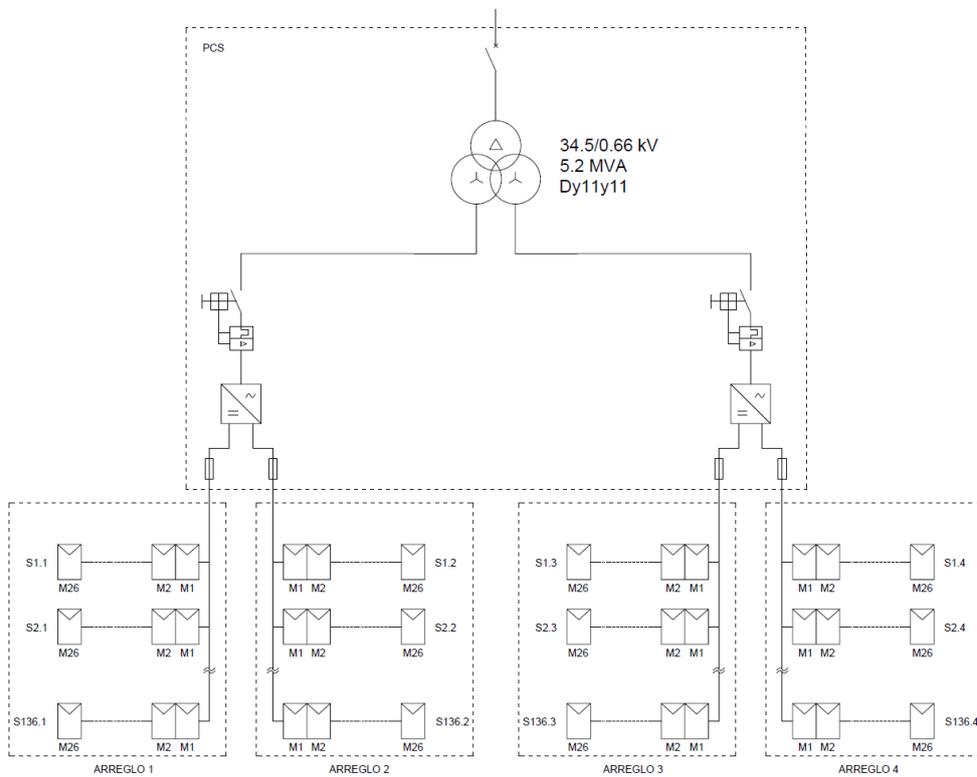


Figura 8.7: Unifilar del Subparque.

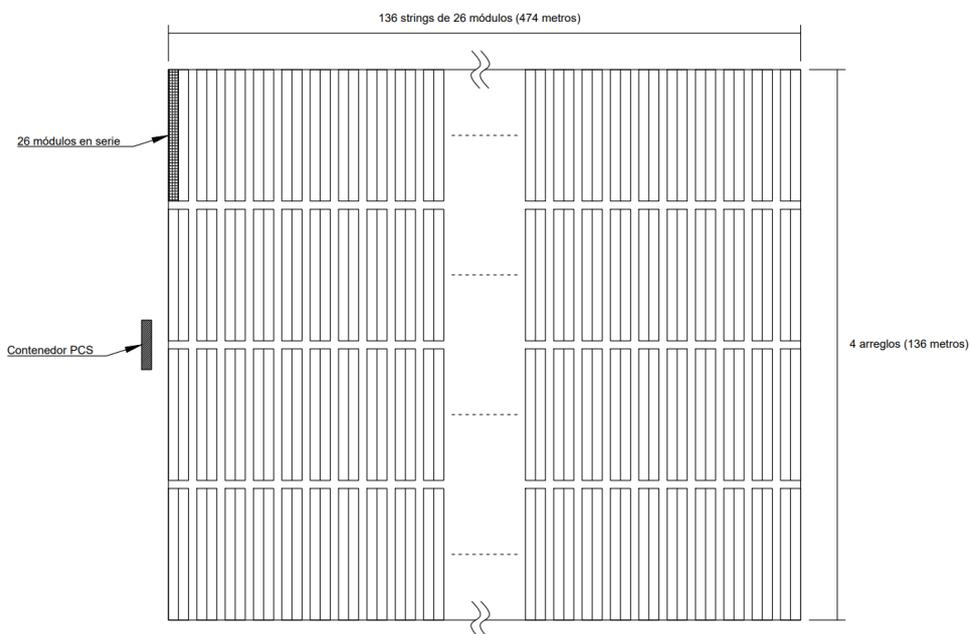


Figura 8.8: Layout del Subparque.

8.4.3. Parque Fotovoltaico

Finalmente, el parque fotovoltaico se forma conectando 10 sub-parques en paralelo obteniendo así:

- $P_{Parque_{Paneles}} = 88,4 \text{ MW}$
- $P_{Parque_{Inversores}} = 81,92 \text{ MW}$
- Superficie total en paneles = $395,369 \text{ m}^2$

8.4.4. Sistema de Acondicionamiento de Potencia (PCS)

Para la planta solar se optó por dimensionar con un PCS de tipo “Skid”, los cuales son plataformas en forma de dos patines y cuentan con conversión de potencia DC/AC, acondicionamiento de señal y equipos de MT al igual que la solución empleada en 8.3.2, pero apto para intemperie y cuyos inversores son específicos para aplicaciones solares.



Figura 8.9: Ejemplo de PCS tipo “Skid”. Fuente: [53]

El modelo de PCS debe contar con dos inversores los cuales posean dos canales para permitir de esta manera aumentar la cantidad de arreglos de paneles solares conectados por skid.

En la Tabla 8.7 se detallan las principales características de la solución implementada.

Capítulo 8. Implementación del sistema: Planta FV y BESS

Entrada DC	
Rango Tensión DC (V^{inv})	835 - 1500 V
Rango Tensión DC máxima potencia (V_{MPP}^{inv})	835 - 1300 V
Corriente DC máxima ($I_{max,DC}^{inv}$)	4 x 2500 A
Ratio DC/AC	hasta 200 %
Salida AC (inversor)	
Potencia nominal	8190 kVA
Corriente máxima @ BT	2 x 3940 A
Tensión nominal MT	13,8 - 34,5 kV
Tensión nominal BT	2 x 600 V
Frecuencia	47,5 - 53 Hz
Aparamenta MT	Celdas SF6
Transformador MT	ONAN llenado integral
Grupo de conexión	Dyn11yn11
THD corriente	< 1 % @Sn
Factor de potencia	0 (ind) ~ 1 ~ 0 (cap)
Protecciones AC	
Desconexión y cortocircuito MT	Interruptor en SF6
Desconexión y cortocircuito BT	Interruptor motorizado
Sobretensiones BT	SPD Tipo 1+2
Protecciones DC	
Desconexión	Interruptor motorizado
Cortocircuito	Fusibles rápidos
Sobretensiones	SPD Tipo 1+2

Tabla 8.7: Especificaciones básicas PCS.

Dicho equipo se conecta con 4 arreglos, uno por cada canal disponible formando un Sub-Parque y dicha combinación se repite hasta alcanzar la potencia de generación deseada.

8.5. Subestación Elevadora

La subestación se compone principalmente por los siguientes elementos:

- Transformador de potencia.
- Celdas de protección y maniobra.
- Relés de protección.
- Interruptores.
- Seccionadores.

- Transformadores de tensión y corriente.
- Aisladores y descargadores.

El alcance del presente documento se limita a detallar las características del transformador de potencia y el cableado de potencia de MT.

8.5.1. Transformador AT/MT

El transformador general de la instalación fotovoltaica con almacenamiento es el que permite la interconexión de la barra de distribución con la red de transmisión. Dado que la tensión del devanado primario es de 230 kV, este se confecciona en Y, logrando así limitar la tensión aplicada sobre el mismo a $U_{línea}/\sqrt{3}$, reduciendo el gradiente de campo eléctrico y por ende la exigencia sobre la aislación dentro del transformador, aumentando la confiabilidad del equipo. El devanado secundario se confecciona en D, aislando así a la red de transmisión de corrientes de secuencia homopolar causadas por posibles fallos en la red de MT.



Figura 8.10: Transformador AT/MT. Fuente: [57]

El transformador debe ser capaz de funcionar en régimen permanente con la potencia resultante de la suma de generación del BESS y el parque solar, incluyendo la eventual inyección de reactiva. Considerando que la generación de la planta solar es periódica funcionando solo en horario con irradiancia y gran parte del tiempo a menor potencia de la nominal, como se observa en la Figura 8.6, el transformador puede dimensionarse para menor potencia de la suma de las nominales. Se considera el mismo funcionando con ventilación forzada ONAF en los momentos de mayor potencia.

Capítulo 8. Implementación del sistema: Planta FV y BESS

$$P_T = P_{BESS} \times 4 + P_{FV} \times 10 \quad (8.1)$$

Donde:

- P_T = Potencia nominal del transformador.
- P_{BESS} = Potencia nominal de cada inversor del BESS.
- P_{FV} = Potencia nominal de cada inversor de la planta fotovoltaica.

Considerando un 30 % de sobrecarga del transformador en ONAF

$$P_{nT} = P_{BESS} \times 4 + P_{FV} \times 10 \times \frac{1}{1,3} \quad (8.2)$$

Donde P_{nT} es la potencia nominal del transformador considerando un 30 % de sobrecarga. Finalmente utilizando un valor normalizado de potencia de transformadores, se utiliza 100 MVA. Se definió además una impedancia de cortocircuito estándar $X_{CC} = 12\%$.

Se detallan en la Tabla 8.8 las características básicas para el transformador AT/MT

Tensión primaria	230 kV
Tensión secundaria	31,5 kV
Potencia nominal	100 MVA
Xcc	12 %
Índice horario	Ynd11
Frecuencia	50 Hz
Tipo	ONAN/ONAF

Tabla 8.8: Parámetros básicos Transformador AT/MT.

8.5.2. Dimensionado de Cables de Potencia

Una vez establecido el layout del sistema (Figura 8.12), se procedió a calcular las distancias recorridas por los cables de MT presentes entre los PCS de los subparques solares y pares de contenedores BESS hacia la subestación. Con estos datos, se utilizó el manual de Neorol ¹ para dimensionar los tendidos en base a los requerimientos del sistema.

Para ello, se debe conocer la corriente que circulará por los conductores. Conociendo la potencia nominal aparente de los subparques, de los pares BESS y la tensión impuesta en el sistema se obtuvo la corriente de cada uno mediante la ecuación (8.3).

$$I = \frac{S_n}{\sqrt{3}U} \quad (8.3)$$

Donde:

¹Catálogo General de Productos Manual Técnico para selección de conductores - Neorol

8.5. Subestación Elevadora

- I es la corriente por los conductores.
- S_n es la potencia nominal aparente del PCS.
- U es la tensión compuesta del sistema.

Luego de obtenidas las corrientes, se procedió a aplicar el factor de temperatura y agrupamiento que se pueden encontrar en el manual del conductor. Para el factor de temperatura, se especifica que para cables subterráneos directamente enterrados, se debe considerar una temperatura de 25°C , con lo cual el factor dado es de 1,14.

En cuanto al factor de agrupamiento, el mismo depende de la disposición de los cables de cada terna y la cantidad de ternas presentes, por lo cual a modo de simplificar y considerar una zanja más angosta para el tendido de los conductores, se utilizó la configuración en tres bolillo.

Una vez definido esto, se observó en el manual que para la cantidad de ternas a utilizar en una zanja y su disposición, los valores posibles para el factor de agrupamiento son los siguientes.

- Si $S \leq 95 \text{ mm}^2$: $f_a = 0,71$.
- Si $S > 95 \text{ mm}^2$: $f_a = 0,67$.

Donde S es la sección del cable y f_a el factor de agrupamiento. Por lo tanto, para comenzar se consideró el de menor sección.

Aplicando ambos factores a las corrientes de los subparques y el BESS, se obtuvieron los siguientes resultados:

- $I_{\text{Subparque}} = 121,50 \text{ A}$
- $I_{\text{BESS}} = 77,14 \text{ A}$

Con las corrientes calculadas, se procedió al uso del manual nuevamente, en donde se buscó un conductor capaz de soportar la tensión de estudio (31,5 kV). Se optó por la utilización de cables subterráneos unipolares de clase 33 kV de aluminio, debido a que los mismos presentan costos menores a los de cobre.

Habiendo elegido el tipo de conductor a utilizar, se observaron los parámetros de corriente admisible del mismo para sus diferentes secciones. En base a las corrientes calculadas, se definió el siguiente conductor (Tabla 8.9):

Sección nominal (mm^2)	Corriente admisible max. (A)	Caída de tensión (V/A.km)
50	177	1,34

Tabla 8.9: Tabla de parámetros nominales de los conductores seleccionados.

Una vez obtenidos los datos de los conductores, se calculó la caída de tensión (ecuación (8.4)), teniendo en cuenta la distancia de cada una de las ternas, y haciendo uso del factor de caída de tensión presente en la Tabla 8.9.

Capítulo 8. Implementación del sistema: Planta FV y BESS

$$\Delta U = \frac{ILf_{\Delta u}}{\sqrt{3}U} \quad (8.4)$$

Donde:

- I es la corriente calculada para el subparque o el BESS.
- L es el largo del conductor.
- es $f_{\Delta u}$ el factor de caída de tensión.

En la Tabla 8.11 se detallan los conductores dimensionados.

Descripción	Potencia (kVA)	U (kV)	I (A)	fa	fT	I_corregida (A)	Tipo de Cable	I_admisible (A)	Largo (km)	$\Delta U_{\text{calculado}}$ (%)
Subparque 1	8190	31,5	150,11	0,71	1,14	121,50	Al/XLPE 50mm2	177	0,15	0,5
Subparque 2	8190	31,5	150,11	0,71	1,14	121,50	Al/XLPE 50mm2	177	0,15	0,5
Subparque 3	8190	31,5	150,11	0,71	1,14	121,50	Al/XLPE 50mm2	177	0,30	1,1
Subparque 4	8190	31,5	150,11	0,71	1,14	121,50	Al/XLPE 50mm2	177	0,30	1,1
Subparque 5	8190	31,5	150,11	0,71	1,14	121,50	Al/XLPE 50mm2	177	0,45	1,6
Subparque 6	8190	31,5	150,11	0,71	1,14	121,50	Al/XLPE 50mm2	177	0,45	1,6
Subparque 7	8190	31,5	150,11	0,71	1,14	121,50	Al/XLPE 50mm2	177	0,60	2,2
Subparque 8	8190	31,5	150,11	0,71	1,14	121,50	Al/XLPE 50mm2	177	0,60	2,2
Subparque 9	8190	31,5	150,11	0,71	1,14	121,50	Al/XLPE 50mm2	177	0,75	2,7
Subparque 10	8190	31,5	150,11	0,71	1,14	121,50	Al/XLPE 50mm2	177	0,75	2,7
BESS 1	5200	31,5	95,31	0,71	1,14	77,14	Al/XLPE 50mm2	177	0,05	0,2
BESS 2	5200	31,5	95,31	0,71	1,14	77,14	Al/XLPE 50mm2	177	0,07	0,3
BESS 3	5200	31,5	95,31	0,71	1,14	77,14	Al/XLPE 50mm2	177	0,09	0,4
BESS 4	5200	31,5	95,31	0,71	1,14	77,14	Al/XLPE 50mm2	177	0,11	0,5

Figura 8.11: Tabla con cálculo de conductores.

8.6. Planos del Sistema BESS y Planta Fotovoltaica

Una vez se completó la etapa de dimensionamiento de la planta fotovoltaica y el BESS, se procedió a la creación del layout y el diagrama unifilar del sistema en su totalidad.

- **Layout del sistema:** En la Figura 8.12 se observan de manera gráfica los diferentes componentes utilizados en el sistema. Se muestra la disposición y ubicación de los paneles solares, las baterías, los PCS y otros componentes relevantes.
- **Unifilar del sistema:** En la Figura 8.13 se representa una visión esquemática y simplificada del sistema eléctrico completo.

8.6. Planos del Sistema BESS y Planta Fotovoltaica

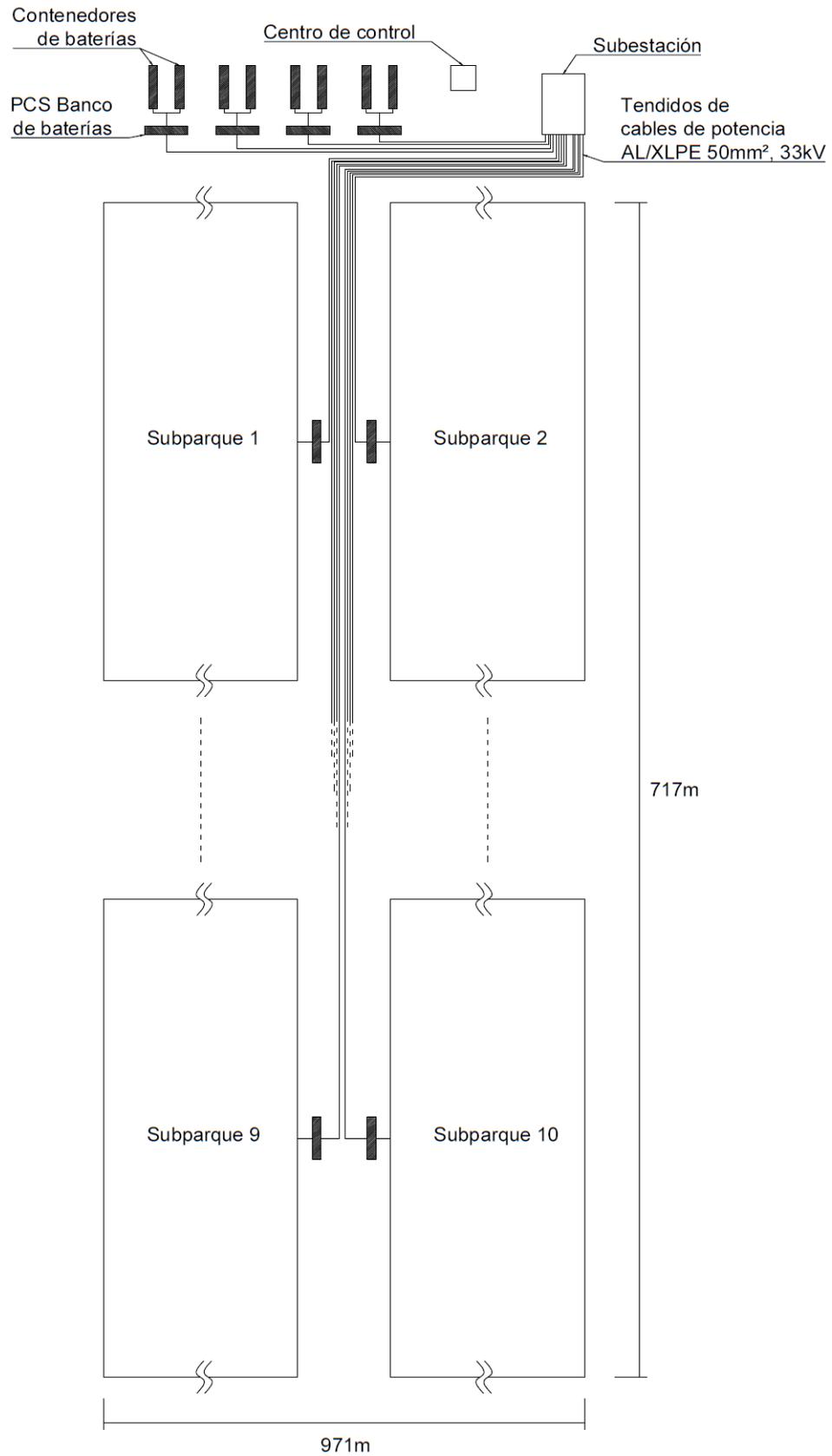


Figura 8.12: Layout del sistema BESS y planta fotovoltaica.

Capítulo 8. Implementación del sistema: Planta FV y BESS

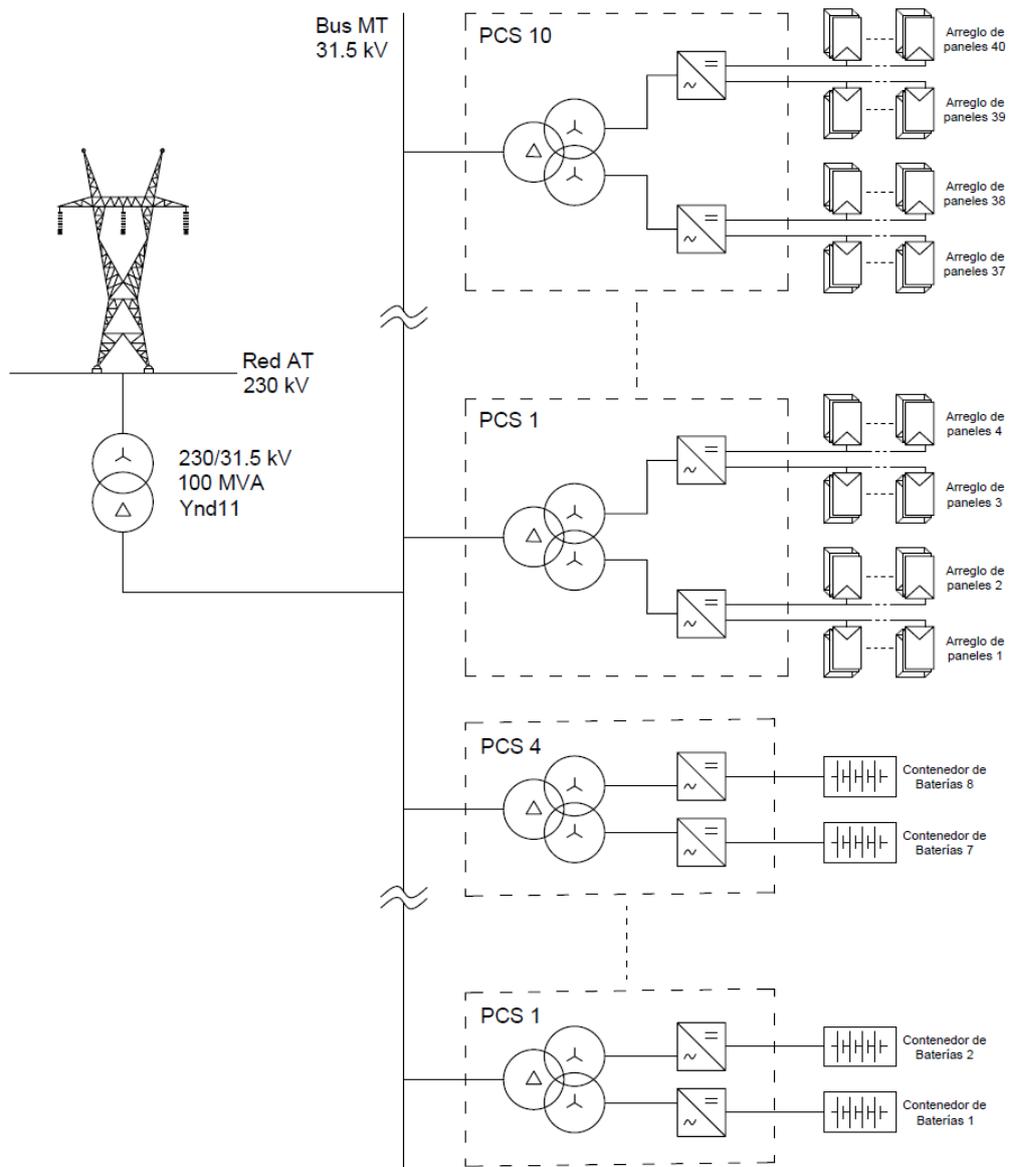


Figura 8.13: Unifilar del sistema BESS y planta fotovoltaica.

Capítulo 9

Conclusiones y Trabajo Futuro

9.1. Conclusiones

El presente proyecto de fin de carrera implicó un proceso de aprendizaje inicial desafiante debido a la falta de conocimiento sobre el estado del arte y la familiarización con los programas necesarios. Sin embargo, a medida que se profundizó en la investigación, se logró adquirir los conocimientos esenciales y superar las dificultades para cumplir con los objetivos.

El estudio y análisis de las distintas tecnologías de almacenamiento de energía, permitió adquirir conocimientos de los elementos necesarios para entender la base de estos sistemas de bancos de baterías, y se optó por utilizar baterías de litio, las cuales resultaron ser las más adecuadas para cumplir el resto de los objetivos.

Tras un análisis exhaustivo de los componentes de los sistemas BESS, se logró una sólida base para estudiar las diversas configuraciones posibles y sus respectivas ventajas, así como los diferentes sistemas de control asociados, esto condujo a una comprensión integral de todas las aplicaciones auxiliares que contribuyen a la estabilidad de un SEP. Se exploraron distintas implementaciones de métodos para el control de estos servicios. Como resultado, se logró implementar uno de desarrollo propio para regulación de tensión mediante código en Python. Además se logró la verificación de los métodos clásicos de regulación de tensión y frecuencia estudiados durante la carrera, los cuales estos sistemas implementan de forma virtual.

La falta de comprensión del enfoque económico en la administración de sistemas eléctricos generó desafíos significativos, desde los cálculos de costos involucrados en un despacho óptimo de generación, como la evaluación de inversiones para ampliar estos sistemas. La adaptación con la herramienta SimSEE requirió un tiempo adicional pero permitió una introducción hacia este sector previamente desconocido. Mediante clases del curso de posgrado dedicado a esta herramienta y consultas con los docentes del mismo, se pudo obtener los conocimientos básicos

Capítulo 9. Conclusiones y Trabajo Futuro

en la materia y sobre el programa, para poder implementar las simulaciones que permitieron evaluar la incorporación de esta tecnología de almacenamiento en la red de estudio desde un punto de vista económico.

Se destaca que el análisis realizado con dicha herramienta tiene un enfoque esencialmente económico sin considerar otros parámetros eléctricos como caídas de tensión, pérdidas de energía, potencias reactivas y estabilidad de la red. Desde este punto de vista se prioriza la reducción del costo de abastecimiento de demanda, por lo que el objetivo se resume en la sustitución de generación de mayor costo para obtener beneficio.

Inicialmente, las simulaciones realizadas con el escenario de generación implementado no exhibieron los comportamientos deseados y no permitieron que el BESS mostrara su potencial de ahorro en el despacho. Luego de analizar con mayor detenimiento, estudios adicionales y consultas, se llegó a un escenario final. Se observó la competencia representada por un generador hidráulico con embalaje como sistema de almacenamiento de energía gestionable, así como la falta de variabilidad en los costos marginales del sistema, debido a la presencia de generadores térmicos de precio constante y una generación principalmente térmica, lo cual impide períodos de bajos costos para la carga del banco.

El escenario final se implementó con un generador hidráulico de pasada, evitando la competencia directa con el banco, y una reducción en la demanda para permitir la alternancia en el uso de los generadores. Se observó que la presencia de máquinas térmicas con diferentes precios también contribuyó a la variabilidad que beneficia el negocio del BESS. Se verificó que el sistema logra trasladar energía desde el valle hacia los picos de demanda, logrando abaratar el costo de abastecimiento.

En el transcurso de este proyecto no fueron tenidos en cuenta ciertos aspectos de los BESS simplificando el problema de las no idealidades. Un aspecto complejo y desafiante fue el modelado de la degradación de las baterías a lo largo del tiempo. Si bien inicialmente se planteó la inclusión de esta característica en el modelo, y se investigó sobre posibles modelados de la no idealidad, su dependencia con la cantidad de ciclos, la temperatura, profundidad de descarga, entre otros parámetros, se encontraron dificultades para poder implementarlo tanto en SimSEE como en las ecuaciones de costo y ganancia. Por este motivo, y para acotar los tiempos, se simplificó el problema y se decidió no considerar esta característica, dejando la misma como una posible mejora a futuro.

Otro de los objetivos, fue el estudio y determinación de las ecuaciones de costos que modelan el CAPEX y OPEX de las tecnologías, en base a la amplia variabilidad de valores en las distintas fuentes disponibles. Finalmente esto fue posible logrando una dependencia tanto en kW como kWh que permitió reducir los grados de libertad del problema.

Luego del estudio económico se logró discernir cuál era el banco de baterías que mayor beneficio obtenía en general. Se plantearon dos puntos de vista, resultó que para un inversor externo la inversión en un banco de baterías no resultó

9.1. Conclusiones

rentable con el modelo de remuneración considerado, debido a sus altos costos, principalmente en baterías. Dicha situación podría verse mejorada si los costos de las baterías de litio continúan su tendencia a la baja. Desde el punto de vista de un operador de red, el banco de baterías logra un ahorro en el CAD tal que genera un beneficio económico por sobre los costos implicados.

Mediante flujo de carga se pudo verificar también la posibilidad de implementar el banco en la red de estudio, evaluando los criterios eléctricos definidos y las mejoras que se logran respecto a la estabilidad. Se conoció también la dependencia del sistema de baterías al estado de carga y la necesidad de una reserva de energía para ofrecer una regulación de frecuencia confiable.

Se obtuvo un método de dimensionamiento para un banco de baterías desde un punto de vista económico que a su vez contempla un análisis de flujo de carga, a partir de una red con una demanda dada.

Se logró un acercamiento a la operación en conjunto del sistema BESS con una planta solar. Tras un análisis de reconocimiento de la tecnología, y un proceso similar que con el de almacenamiento, se obtuvo finalmente un dimensionado y su estudio económico. Los resultados revelaron una gran superioridad en las ganancias obtenidas por el sistema conjunto, y se observó luego que la mayor parte del mérito correspondió a la planta solar, la cual se encuentra en posición ventajosa por su costo de obtención de energía nulo en el método empleado. Cuando se evaluó la ganancia del banco tras la incorporación solar, este resultó aún sin rentabilidad para el inversor.

A nivel de operador, el método utilizado no permite conocer la componente del banco en el beneficio global, pero de todas formas se observó un aumento considerable del beneficio total, así como de la rentabilidad de la inversión respecto al caso sin la planta.

Es fundamental tener en cuenta que, más allá de los beneficios económicos directos, el sistema BESS ofrece otras funciones y ventajas que resultan muy valiosas para el sistema eléctrico en general y para la inserción de ERNC, como la solar.

Además pueden permitir posponer inversiones mayores en la red ante situaciones particulares de zonas debilitadas con crecimiento acelerado de la demanda.

Finalmente se realizó un dimensionado más específico de los componentes del sistema completo para finalizar en un layout del mismo. Esto permitió un acercamiento más práctico, realizando una búsqueda de componentes reales para determinar los requerimientos necesarios de cada uno de ellos, y así cumplir con las necesidades del sistema, basándose en valores existentes y normalizados.

Se debe considerar que en vistas del trabajo realizado, el proyecto aporta diversas posibilidades para la realización de trabajos futuros. Es un proyecto aplicable y escalable, basado en una temática en pleno desarrollo.

9.2. Trabajos Futuros

Durante el trabajo se han obtenido resultados que tienen la capacidad de ser escalados a diferentes situaciones. Se identificaron algunos posibles puntos para mejorar y profundizar a futuro, que debido al alcance del proyecto y limitaciones de tiempo no se implementaron.

Entre ellos se destacan:

- La consideración de una ganancia fluctuante a lo largo de los años.
- Profundizar en el modelado de la degradación de las baterías en los años y su dependencia con las diferentes condiciones de uso.
- Tener en cuenta el envejecimiento de los paneles solares para el modelado de ganancia.
- Investigar y desarrollar métodos más eficientes para el dimensionado de estos sistemas.
- Estudio de diferentes esquemas de remuneración contemplando los servicios auxiliares.
- Estudios de impacto ambiental de los sistemas con baterías, desde la extracción de los materiales hasta la disposición final.

Apéndice A

Factores que Afectan el Rendimiento de las Baterías

Los fabricantes proporcionan los parámetros nominales de las baterías para un uso específico, pero es importante tener en cuenta que si las condiciones difieren, el rendimiento de las baterías puede verse afectado. En particular, las tensiones de descarga, capacidad de almacenamiento y temperaturas de trabajo pueden tener un impacto significativo. La resistencia interna es un factor crítico para evaluar el rendimiento de las baterías.

Resistencia Interna

Toda batería al inicio de su vida útil tiene una cierta resistencia interna, resultado de pérdidas en los procesos químicos y la conductividad de sus materiales. Con el paso del tiempo y la realización de ciclos de carga y descarga, esta resistencia interna aumenta debido a la degradación de las sustancias activas, la pérdida de superficie de las placas y la disolución de las sustancias en el electrolito. Aunque la recarga puede reconstruir en parte la composición original de la batería, este proceso no es totalmente reversible. La resistencia interna también está influenciada por la temperatura, las corrientes de carga y descarga, y el estado de carga, entre otros factores.

A continuación se describirán las principales factores que pueden influir en la eficiencia de las baterías.

Nivel de Tensión

Al descargarse una batería, su tensión registrada en los terminales será menor a la teóricamente esperada debido a la resistencia interna y a la polarización de los componentes activos durante la descarga. Esto se puede apreciar en la figura A.1, donde en un escenario ideal, la tensión de la batería se mantiene constante mientras se descarga hasta que se agote completamente, y su tensión cae instantáneamente a cero. Sin embargo, en condiciones normales, las baterías tienen impedancias

Apéndice A. Factores que Afectan el Rendimiento de las Baterías

internas, por lo que su curva de descarga se asemejará más a las curvas 1 y 2, donde habrá mayores pérdidas y la tensión disminuirá más rápidamente a medida que se descarga la batería.

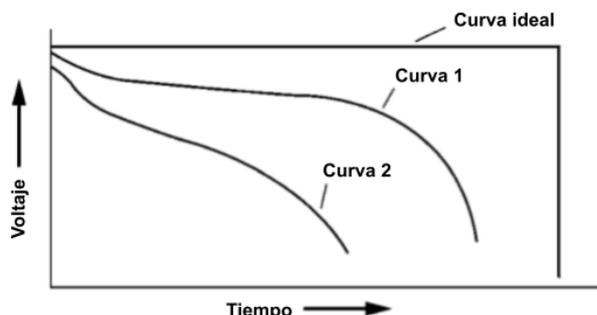


Figura A.1: Curvas características de la descarga de celdas con diferentes impedancias.

Corriente de Descarga

Cuanto mayor sea la corriente de descarga de la batería, más pérdidas habrá debido a su resistencia interna y a los efectos de la polarización. Esto hará que la curva de descarga sea más pronunciada, disminuya la capacidad (Ah) y reduzca la vida útil de la celda.

Modo de Descarga

El modo de descarga puede afectar el rendimiento de las baterías. Por lo tanto, se recomienda utilizar el modo de descarga en el que la batería haya sido evaluada. Aunque descargar una batería hasta un cierto punto le entregará la misma cantidad de Ampere-horas (Ah) a la carga conectada, la corriente de descarga variará dependiendo del modo utilizado. Los tres modos básicos de descarga incluyen:

- Resistencia constante: La resistencia de la carga se mantiene constante durante la descarga, pero la corriente disminuye proporcionalmente a la tensión de la batería.
- Corriente constante: La corriente permanece constante durante la descarga independientemente de la caída de tensión.
- Potencia constante: La corriente aumenta mientras disminuye la tensión, logrando descargar la batería a una potencia constante.

Tipo de Descarga (continuo o intermitente)

La inactividad de una batería después de una descarga puede causar cambios físicos y químicos que pueden aumentar su tensión. Esto puede producir picos de ondas en forma de sierra en la descarga, como se puede ver en la Figura A.2. Debido a esto puede aumentar la durabilidad de la batería.

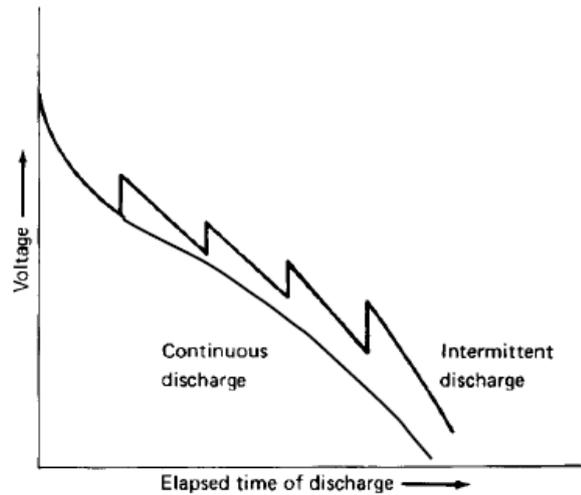


Figura A.2: Efecto de la descarga intermitente en las baterías. Fuente: [12]

Efecto del Diseño de la Celda y de la Batería

Las características constructivas que tienen las baterías afectan de manera importante en su rendimiento.

- **Diseño del electrodo:** Se pueden considerar diferentes diseños en los electrodos de la celda para obtener una mayor duración y capacidad. Además, se pueden utilizar electrodos con una superficie más amplia para lograr un rendimiento superior, reducir la resistencia interna y mejorar la densidad de corriente.
- **Forma y configuración:** El diseño de la celda tiene un impacto directo en la capacidad de la batería, ya que influye en aspectos como la resistencia interna y la disipación de calor.
- **Volumen específico contra densidad de energía:** El diseño del tamaño y forma de la celda o batería y cómo se utiliza su volumen interno influyen en la cantidad de energía que puede producir.
- **Efecto del tamaño en la capacidad:** El tamaño de la batería afecta las propiedades del voltaje debido a su impacto en la densidad de corriente. Al aumentar el tamaño de la batería, también se puede aumentar su vida útil, ya que la densidad de corriente disminuirá.

Efecto del Diseño de una Batería Multicelda

El rendimiento de una batería multicelda no es igual al rendimiento de sus celdas individuales. El diseño y el hardware utilizado pueden influir en el rendimiento al afectar el ambiente y la temperatura en las que trabajan las celdas, lo cual puede alterar los valores de energía específica y velocidad de descarga.

Apéndice A. Factores que Afectan el Rendimiento de las Baterías

El retener el calor disipado por las celdas puede mejorar su rendimiento a bajas temperaturas, pero también puede ser perjudicial para su vida útil y seguridad si el calor es excesivo.

En el caso de las baterías recargables, los ciclos de carga y descarga pueden generar desequilibrios en sus voltajes, capacidades y otras características. Por lo tanto, puede ser necesario utilizar un sistema de control externo para equilibrar sus cargas.

Envejecimiento de la Batería y Condiciones de Almacenamiento

La vida útil de las baterías está influenciada por diversos factores, incluyendo su diseño, sistema electroquímico, temperatura y tiempo de almacenamiento. La auto-descarga es más lenta a bajas temperaturas, por lo que a menudo se almacenan en lugares refrigerados. Sin embargo, antes de su uso, es recomendable llevarlas a su temperatura nominal para obtener una mayor capacidad.

El envejecimiento de las baterías es un proceso natural que se produce debido a las reacciones químicas que ocurren en cualquier sistema electroquímico. Con el tiempo, la resistencia de la batería aumenta y su capacidad disminuye, por lo que es importante sobrestimar su capacidad inicial y adaptar la entrega de potencia en consecuencia. Esto afecta tanto los costos operacionales como de inversión del sistema.

Para monitorear el estado de las baterías, se utiliza el parámetro SOH. Actualmente, no existe un valor establecido para su uso en redes, como sí existe en aplicaciones automotrices, donde se considera un SOH de menos de 0,8.

Apéndice B

Detalle Regulación Primaria de Frecuencia

Para explicar el control primario de frecuencia en un sistema eléctrico, es esencial introducir las ecuaciones que describen el balance de potencia en este tipo de sistemas.

El desbalance entre la potencia de carga y generación causará una variación en la frecuencia del sistema, analizándolo desde el punto de vista de los torques en el rotor de un generador, el torque neto sobre este causará una aceleración (positiva o negativa) traducido en un cambio de velocidad.

$$T_a = T_m - T_e \quad (\text{B.1})$$

Donde:

- T_a = Torque de aceleración en N.m.
- T_m = Torque mecánico en N.m.
- T_e = Torque electromagnético en N.m.

Reescribiendo como segunda cardinal y teniendo en cuenta el momento de inercia del generador y el torque motriz se obtiene:

$$J \frac{dw_m}{dt} = T_a = T_m - T_e \quad (\text{B.2})$$

Dicha ecuación representa el balance electromecánico, donde:

- J = Momento de inercia del generador y turbina combinados en $kg.m^2$.
- w_m = Velocidad angular del rotor en rad/s.
- t = Tiempo en s.

Apéndice B. Detalle Regulación Primaria de Frecuencia

Para el estudio de potencia-frecuencia es preferible expresar esta relación en términos de potencia eléctrica en lugar de torques.

Tomando la relación entre potencia activa y torque la cual está dada por:

$$P = w_r T \quad (\text{B.3})$$

Se puede llegar, considerando una pequeña desviación en la potencia, a que en régimen estacionario:

$$\Delta P_m - \Delta P_e = \Delta T_m - \Delta T_e \quad (\text{B.4})$$

Pudiendo entonces expresar el cambio de velocidad en función del cambio de potencia como en la imagen B.1.

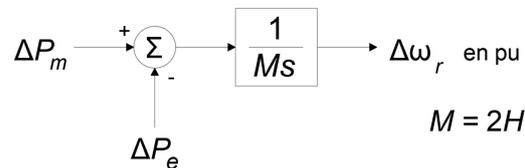


Figura B.1: Función de transferencia velocidad potencia.

Donde **H** es la constante de inercia que relaciona la energía almacenada a velocidad nominal con la potencia nominal del equipo.

Si consideramos la respuesta de la carga ante una desviación en frecuencia, se debe considerar también el término de la constante de amortiguamiento de carga (**D**). Este toma en cuenta el porcentaje de variación de la carga en función del porcentaje de variación de la frecuencia, como una expresión de sensibilidad a la frecuencia. Obteniendo entonces la siguiente variante del diagrama de la Figura B.1:

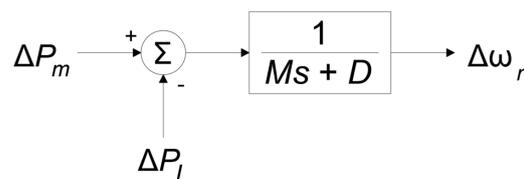


Figura B.2: Función de transferencia velocidad potencia considerando amortiguamiento de carga.

A partir de los diagramas anteriores, se deduce que la potencia mecánica entregada al generador por la turbina o maquina motriz es esencialmente una función de la posición de la válvula, compuerta o mecanismo de regulación presente según sea el caso.

Para poder regular la velocidad del generador se necesita enviar una señal de accionamiento al servomecanismo que actúe modificando el ángulo del distribuidor

de la turbina, regule la válvula o el mecanismo de control de caudal correspondiente, modificando así la velocidad y por tanto la frecuencia. El ejemplo utilizado para la explicación es el caso de una máquina hidráulica, pero aplica para cualquier máquina rotativa.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice C

Flujos de Carga (Tablas del Capítulo 5)

C.1. Regulación de Tensión

A continuación se presentan las tablas con los resultados de los flujos de carga ejecutados para la regulación de tensión del sistema sin el BESS incorporado. Las mismas presentan las tensiones y potencias obtenidas en los nodos del sistema, así como también las potencias que fluyen por las líneas, el porcentaje de carga de las mismas en base a sus corrientes nominales y las pérdidas en ellas.

BUS	V _m (p.u.)	V _a (°)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,000	0,00	-2,66	160,74
2	1,223	-1,30	0,00	0,00
3	1,228	-1,40	0,00	0,00
4	1,093	-0,08	0,00	0,00
5	1,153	-0,52	0,00	0,00
6	1,158	-0,69	0,00	0,00
7	1,223	-1,30	0,00	0,00
8	1,235	-1,39	0,00	0,00
9	1,228	-1,40	0,00	0,00

Tabla C.1: Estado de los nodos con el sistema en vacío.

Líneas	P (MW)	Q (MVar)	I/I_n (%)	Pérdidas (MW)
45	2,32	-88,62	31,82	0,51
46	0,34	-87,00	31,23	0,86
57	1,81	-70,71	24,05	0,61
69	-0,51	-71,55	24,23	0,66
78	1,19	-30,46	9,77	0,02
89	1,17	-8,21	7,50	0,01

Tabla C.2: Estado de las líneas con el sistema en vacío.

Apéndice C. Flujos de Carga (Tablas del Capítulo 5)

BUS	V_m (p.u.)	V_a (grados)	P (MW)	Q (MVA _r)
1	1,000	0,00	-0,18	32,28
2	1,045	-0,29	0,00	0,00
3	1,048	-0,34	0,00	0,00
4	1,019	-0,00	0,00	0,00
5	1,030	-0,09	0,00	21,22
6	1,020	-0,01	0,00	41,63
7	1,045	-0,29	0,00	0,00
8	1,034	-0,23	0,00	48,14
9	1,048	-0,34	0,00	0,00

Tabla C.3: Estado de los buses con el sistema en vacío y los reactores incorporados.

Líneas	P (MW)	Q (MVA _r)	I/I_n (%)	Pérdidas (MW)
45	0,38	-22,88	8,81	0,02
46	-0,19	-10,00	3,85	0,00
57	0,36	-25,73	9,80	0,03
69	-0,19	-35,15	13,51	0,10
78	0,33	7,11	8,72	0,02
89	0,31	-25,12	9,53	0,02

Tabla C.4: Estado de las líneas con el sistema en vacío y los reactores incorporados.

Apéndice D

Flujos de Carga con BESS (Tablas del Capítulo 6)

D.1. Configuración N

En el presente anexo se muestran las tablas con los resultados de los flujos de carga ejecutados para la regulación de tensión del sistema con el BESS incorporado, así como también los flujos sin el banco en los casos que se debe comparar en diferentes horas a las obtenidas en la sección 5.5.3 del Capítulo 5. Las mismas presentan las tensiones y potencias obtenidas en los nodos del sistema, así como también las potencias que fluyen por las líneas, el porcentaje de carga de las mismas en base a sus corrientes nominales y las pérdidas en ellas.

Líneas	P (MW)	Q (MVar)	$I/I_n(\%)$	Pérdidas (MW)
45	147,55	4,81	58,78	2,26
46	98,65	-2,01	39,24	1,71
57	10,22	-44,65	18,53	0,35
69	36,91	-53,41	26,25	1,12
78	70,03	27,90	31,59	0,51
89	-35,53	-39,85	21,21	0,26

Tabla D.1: Resultados de las líneas del sistema a las 21hs con el BESS.

Apéndice D. Flujos de Carga con BESS (Tablas del Capítulo 6)

BUS	V _m (pu)	V _a (°)	P (MW)	Q (MVA _r)
1	1,000	0,00	-246,20	-38,57
2	1,045	-15,20	-60,17	-47,40
3	1,047	-18,10	0,00	-44,80
4	0,988	-8,25	0,00	0,00
5	0,970	-15,71	135,07	47,20
6	0,970	-13,65	60,03	57,36
7	1,017	-17,23	0,00	0,00
8	0,987	-19,93	105,06	78,38
9	1,022	-18,10	0,00	0,00

Tabla D.2: Resultados de los nodos del sistema a las 21hs con el BESS.

Líneas	P (MW)	Q (MVA _r)	I/I _n (%)	Pérdidas (MW)
45	145,45	5,13	57,97	2,19
46	101,47	-2,58	40,31	1,81
57	38,91	-47,42	24,82	0,89
69	46,89	-52,14	28,35	1,43
78	47,50	26,97	24,46	0,28
89	-45,15	-34,71	22,65	0,32

Tabla D.3: Resultados de las líneas del sistema a las 22hs con el BESS.

BUS	V _m (pu)	V _a (°)	P (MW)	Q (MVA _r)
1	1,000	0,00	-246,92	-38,53
2	1,044	-19,58	-9,47	-50,18
3	1,041	-19,25	0,00	-40,32
4	0,988	-8,27	0,00	0,00
5	0,970	-15,63	104,34	50,83
6	0,970	-13,83	52,78	55,01
7	1,014	-19,90	0,00	0,00
8	0,986	-21,69	92,36	74,14
9	1,018	-19,25	0,00	0,00

Tabla D.4: Resultados de los nodos del sistema a las 22hs con el BESS.

D.2. Configuración N-1

Líneas	P (MW)	Q (MVAr)	I/I_n (%)	Pérdidas (MW)
45	148,54	12,68	59,97	2,34
46	98,05	-2,37	39,16	1,70
57	27,47	-47,92	22,61	0,66
69	43,58	-51,17	27,30	1,29
78	50,68	25,63	25,17	0,31
89	-41,99	-35,90	22,10	0,30

Tabla D.5: Resultados de las líneas del sistema a las 22hs sin el BESS.

BUS	Vm (pu)	Va (°)	P (MW)	Q (MVAr)
1	1,000	0,00	-246,60	-46,59
2	1,037	-18,35	-23,87	-48,97
3	1,036	-18,84	0,00	-40,32
4	0,984	-8,30	0,00	0,00
5	0,958	-15,89	118,74	57,40
6	0,966	-13,72	52,77	54,66
7	1,008	-19,16	0,00	0,00
8	0,981	-21,11	92,36	73,61
9	1,013	-18,84	0,00	0,00

Tabla D.6: Resultados de los nodos del sistema a las 22hs sin el BESS.

D.2. Configuración N-1

D.2.1. Pérdida de una Máquina del Generador Hidráulico

Líneas	P (MW)	Q (MVAr)	I/I_n (%)	Pérdidas (MW)
45	116,14	6,41	46,59	1,40
46	67,47	0,04	27,22	0,80
57	-8,97	-40,78	16,87	0,26
69	6,63	-46,66	18,99	0,38
78	55,96	28,83	27,35	0,37
89	-49,46	-37,77	24,71	0,39

Tabla D.7: Resultados de las líneas del sistema a las 21 hs con el BESS y una turbina hidráulica fuera de servicio.

Apéndice D. Flujos de Carga con BESS (Tablas del Capítulo 6)

BUS	V _m (pu)	V _a (°)	P (MW)	Q (MVA _r)
1	1,000	0,00	-183,61	-26,26
2	1,043	-9,39	-65,20	-44,18
3	1,042	-9,69	-43,60	-34,25
4	0,991	-6,12	0,00	0,00
5	0,971	-11,94	123,71	52,25
6	0,974	-9,75	60,03	57,65
7	1,018	-11,59	0,00	0,00
8	0,988	-13,71	105,06	78,44
9	1,023	-11,06	0,00	0,00

Tabla D.8: Resultados de los nodos del sistema a las 21 hs con el BESS y una turbina hidráulica fuera de servicio.

D.2.2. Pérdida de una Máquina de la Térmica 2

BUS	V _m (pu)	V _a (°)	P (MW)	Q (MVA _r)
1	1,000	0,00	-246,58	-49,00
2	1,031	-18,37	-23,87	-46,76
3	1,032	-18,88	0,00	-40,32
4	0,982	-8,31	0,00	0,00
5	0,956	-15,92	118,74	57,30
6	0,964	-13,74	52,78	54,49
7	1,003	-19,19	0,00	0,00
8	0,976	-21,16	92,36	73,24
9	1,010	-18,88	0,00	0,00

Tabla D.9: Resultados de los nodos del sistema a las 22 hs sin el BESS y una máquina de la Térmica 2 fuera de servicio.

BUS	V _m (pu)	V _a (°)	P (MW)	Q (MVA _r)
1	1,000	0,00	-246,93	-37,80
2	1,044	-19,56	-9,47	-48,63
3	1,044	-19,26	0,00	-42,56
4	0,989	-8,27	0,00	0,00
5	0,970	-15,62	104,34	50,84
6	0,971	-13,83	52,78	55,10
7	1,015	-19,89	0,00	0,00
8	0,988	-21,67	92,36	74,24
9	1,020	-19,26	0,00	0,00

Tabla D.10: Resultados de los nodos del sistema a las 22 hs con el BESS y una máquina de la Térmica 2 fuera de servicio.

D.2. Configuración N-1

Líneas	P (MW)	Q (MVar)	$I/I_n(\%)$	Pérdidas (MW)
45	148,51	14,15	60,15	2,35
46	98,07	-1,56	39,26	1,71
57	27,42	-46,52	22,16	0,64
69	43,58	-50,29	27,09	1,27
78	50,66	24,84	25,06	0,30
89	-42,00	-36,43	22,34	0,31

Tabla D.11: Resultados de las líneas del sistema a las 22 hs sin el BESS y una máquina de la Térmica 2 fuera de servicio.

Líneas	P (MW)	Q (MVar)	$I/I_n(\%)$	Pérdidas (MW)
45	145,41	5,20	57,94	2,19
46	101,52	-3,35	40,30	1,80
57	38,88	-47,33	24,77	0,89
69	46,94	-52,97	28,58	1,45
78	47,47	25,62	24,11	0,28
89	-45,16	-36,08	22,96	0,33

Tabla D.12: Resultados de las líneas del sistema a las 22 hs con el BESS y una máquina de la Térmica 2 fuera de servicio.

Líneas	P (MW)	Q (MVar)	$I/I_n(\%)$	Pérdidas (MW)
45	150,33	4,29	59,79	2,34
46	95,79	-2,77	38,05	1,61
57	12,92	-45,87	19,25	0,39
69	34,15	-53,72	25,70	1,04
78	61,43	28,26	28,86	0,41
89	-44,04	-38,87	23,28	0,34

Tabla D.13: Resultados de las líneas del sistema a las 21 hs con el BESS y una máquina de la Térmica 2 fuera de servicio.

Apéndice D. Flujos de Carga con BESS (Tablas del Capítulo 6)

BUS	V _m (pu)	V _a (°)	P (MW)	Q (MVA _r)
1	1,000	0,00	-246,12	-37,21
2	1,048	-15,98	-48,90	-48,42
3	1,050	-17,29	-11,27	-44,17
4	0,989	-8,24	0,00	0,00
5	0,971	-15,83	135,07	47,25
6	0,972	-13,47	60,03	57,50
7	1,019	-17,62	0,00	0,00
8	0,990	-19,95	105,06	78,61
9	1,025	-17,64	0,00	0,00

Tabla D.14: Resultados de los nodos del sistema a las 21 hs con el BESS y una máquina de la Térmica 2 fuera de servicio.

D.2.3. Pérdida de una Máquina de la Térmica 3

BUS	V _m (pu)	V _a (°)	P (MW)	Q (MVA _r)
1	1,000	0,00	-246,57	-48,68
2	1,034	-18,37	-23,87	-48,97
3	1,031	-18,86	0,00	-38,40
4	0,982	-8,31	0,00	0,00
5	0,957	-15,92	118,74	57,33
6	0,964	-13,73	52,78	54,48
7	1,005	-19,20	0,00	0,00
8	0,977	-21,15	92,36	73,30
9	1,009	-18,86	0,00	0,00

Tabla D.15: Resultados de los nodos del sistema a las 22 hs sin BESS y una máquina de la Térmica 3 fuera de servicio.

BUS	V _m (pu)	V _a (°)	P (MW)	Q (MVA _r)
1	1,000	0,00	-246,92	-38,53
2	1,044	-19,58	-9,47	-50,18
3	1,041	-19,25	0,00	-40,32
4	0,988	-8,27	0,00	0,00
5	0,969	-15,63	104,34	50,83
6	0,970	-13,83	52,78	55,01
7	1,014	-19,90	0,00	0,00
8	0,986	-21,69	92,36	74,14
9	1,018	-19,25	0,00	0,00

Tabla D.16: Resultados de los nodos del sistema a las 22 hs con el BESS y una máquina de la Térmica 3 fuera de servicio.

D.2. Configuración N-1

Líneas	P (MW)	Q (MVar)	I/I_n (%)	Pérdidas (MW)
45	148,55	13,51	60,10	2,34
46	98,02	-1,22	39,25	1,71
57	27,46	-47,15	22,38	0,65
69	43,54	-49,93	26,97	1,26
78	50,69	26,31	25,40	0,31
89	-41,98	-35,05	21,96	0,30

Tabla D.17: Resultados de las líneas del sistema a las 22 hs sin BESS y una máquina de la Térmica 3 fuera de servicio.

Líneas	P (MW)	Q (MVar)	I/I_n (%)	Pérdidas (MW)
45	145,45	5,13	57,97	2,19
46	101,47	-2,58	40,31	1,81
57	38,91	-47,42	24,82	0,89
69	46,89	-52,14	28,35	1,43
78	47,50	26,97	24,46	0,28
89	-45,15	-34,71	22,65	0,32

Tabla D.18: Resultados de las líneas del sistema a las 22 hs con el BESS y una máquina de la Térmica 3 fuera de servicio.

Líneas	P (MW)	Q (MVar)	I/I_n (%)	Pérdidas (MW)
45	147,57	4,32	58,73	2,25
46	98,66	-2,42	39,20	1,71
57	10,24	-46,12	19,09	0,38
69	36,92	-53,86	26,38	1,13
78	70,03	28,93	31,71	0,51
89	-35,54	-38,99	20,91	0,25

Tabla D.19: Resultados de las líneas del sistema a las 21 hs con el BESS y una máquina de la Térmica 3 fuera de servicio.

Apéndice D. Flujos de Carga con BESS (Tablas del Capítulo 6)

BUS	V _m (pu)	V _a (°)	P (MW)	Q (MVA _r)
1	1,000	0,00	-246,23	-37,64
2	1,049	-15,23	-60,17	-50,03
3	1,049	-18,09	0,00	-44,16
4	0,989	-8,24	0,00	0,00
5	0,971	-15,70	135,07	48,24
6	0,971	-13,64	60,03	57,43
7	1,020	-17,24	0,00	0,00
8	0,990	-19,92	105,06	78,61
9	1,024	-18,09	0,00	0,00

Tabla D.20: Resultados de los nodos del sistema a las 21 hs con el BESS y una máquina de la Térmica 3 fuera de servicio.

BUS	V _m (pu)	V _a (°)	P (MW)	Q (MVA _r)
1	1,000	0,00	-234,18	-53,98
2	1,050	-30,03	0,00	-66,46
3	1,050	-30,56	-78,00	-27,39
4	0,978	-7,92	0,00	0,00
5	0,950	-20,14	135,07	46,46
6	1,005	-38,56	60,03	19,73
7	1,010	-30,03	0,00	0,00
8	0,989	-33,60	105,06	78,51
9	1,036	-32,97	0,00	0,00

Tabla D.21: Resultados de los nodos del sistema a las 21 hs con el BESS y línea 46 fuera de servicio.

Líneas	P (MW)	Q (MVA _r)	I/I_n (%)	Pérdidas (MW)
45	234,18	20,71	94,38	5,84
46	0,00	0,00	0,00	0,00
57	93,27	-58,95	45,53	3,81
69	-60,03	-19,73	24,67	1,39
78	89,46	15,34	36,50	0,71
89	-16,31	-54,33	22,51	0,27

Tabla D.22: Resultados de las líneas del sistema a las 21 hs con el BESS y línea 46 fuera de servicio.

D.2. Configuración N-1

BUS	V _m (pu)	V _a (°)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,000	0,00	-163,39	-24,10
2	1,050	-25,03	-155,00	-87,54
3	1,050	-25,35	0,00	-68,60
4	0,991	-5,45	0,00	0,00
5	0,896	-44,00	135,07	28,40
6	0,959	-14,42	60,03	56,53
7	1,002	-30,30	0,00	0,00
8	0,973	-30,64	105,06	77,14
9	1,012	-25,34	0,00	0,00

Tabla D.23: Resultados de los nodos del sistema a las 21 hs con el BESS y línea 45 fuera de servicio.

Líneas	P (MW)	Q (MVar)	I/I _n (%)	Pérdidas (MW)
45	0,00	0,00	0,00	0,00
46	163,39	8,38	64,90	4,69
57	-135,07	-28,40	60,39	7,38
69	98,67	-58,44	46,90	4,87
78	12,55	31,75	18,83	0,14
89	-92,66	-32,11	39,53	1,14

Tabla D.24: Resultados de las líneas del sistema a las 21 hs con el BESS y línea 45 fuera de servicio.

BUS	V _m (pu)	V _a (°)	P (MW)	Q (MVar)
1	1,000	0,00	-243,15	-31,98
2	1,050	-13,00	-15,00	-18,47
3	1,050	-19,79	-50,00	-57,33
4	0,992	-8,12	0,00	0,00
5	0,981	-14,23	135,07	47,63
6	0,969	-14,71	60,03	57,27
7	1,039	-13,49	0,00	0,00
8	0,975	-27,32	105,06	34,53
9	1,018	-21,36	0,00	0,00

Tabla D.25: Resultados de los nodos del sistema a las 21 hs con el BESS y línea 78 fuera de servicio.

Apéndice D. Flujos de Carga con BESS (Tablas del Capítulo 6)

Líneas	P (MW)	Q (MVA_r)	I/I_n(%)	Pérdidas (MW)
45	122,02	-3,90	48,29	1,52
46	121,13	1,23	48,02	2,56
57	-14,58	-47,30	19,80	0,42
69	58,54	-54,66	32,43	2,02
78	0,00	0,00	0,00	0,00
89	-105,06	-54,65	44,50	1,46

Tabla D.26: Resultados de las líneas del sistema a las 21 hs con el BESS y línea 78 fuera de servicio.

Apéndice E

Efecto del Precio del Sumidero

Luego de las simulaciones y análisis de los casos, se encontró un efecto debido a la presencia del sumidero que varía según el precio asignado de pago por energía del mismo, el cual en cierto caso puede ser responsable de un incremento en las ganancias obtenidas para el inversor.

En base a los trabajos consultados en donde se implementaba un sumidero en la red para controlar los excedentes de generación, se observó que el precio utilizado para éste en la mayoría de los casos era de 0,1 USD/MWh. Esto en primera instancia no parecía ser un problema, y se justificaba como un precio bajo que no afectaba en principio a las simulaciones, representando un pago simbólico distinto de cero, de modo que fuera atractivo para la red despachar los excesos de energía a dicho actor. Además, como se mencionó previamente, el sumidero solucionó el problema de los costos marginales negativos en el sistema, cuando había un excedente de energía y clarificando que sucedía con dichos excedentes.

Por lo tanto, se decidió continuar con las simulaciones en base a estas circunstancias favorables. Una vez evaluados los resultados obtenidos, se notó que de la forma en que se calcularon las ganancias locales de la planta fotovoltaica, en base a los costos marginales y la potencia entregada por poste, se estaban teniendo en cuenta también los ingresos por la energía despachada al sumidero, y en realidad dicha energía no estaba siendo usada por la red, por lo que no debería computarse en la ganancia del inversor.

Se consideró la opción de restar los pagos obtenidos por dicho efecto, pero no se encontró un método fiable, por lo cual se probó correr nuevamente un caso conocido pero con un precio del sumidero nulo. Esto resultó en un comportamiento distinto en donde la generación se vio limitada, tanto para la central hidráulica donde no se observaron los escalones de generación semanal, como la de la planta solar que también limitó su potencia. A su vez se observó que las ganancias locales del banco de baterías y la planta solar, resultaban menores a las del caso anteriormente simulado con precio de sumidero no nulo, por lo que para poder evaluar mejor la situación, se procedió a simular el mismo caso, pero con el sumidero en un precio 100 veces menor al originalmente utilizado.

De la última simulación se obtuvieron prácticamente los mismos resultados que originalmente con el sumidero a precio 0,1 USD/MWh, por lo que se pudo observar

Apéndice E. Efecto del Precio del Sumidero

que los resultados de ganancia para el inversor en los rangos de precios elegidos para el sumidero, resultan con baja sensibilidad a dicho valor, la variación fue del 0,03 %. En el caso de elegir precio nulo para dicho actor, los resultados sí se ven afectados considerablemente, con error relativo de 25 %, atribuyendo la limitación de generación observada al hecho de que tanto el actor hidráulico de pasada como el solar presentan costo variable nulo.

No existe entonces un destino claro y conveniente para los excedentes como cuando hay un pago simbólico. A efectos del presente trabajo y sabiendo que los resultados son poco sensibles en los casos simulados, no se profundizó mucho más en los efectos del sumidero a precio cero.

Apéndice F

Cálculos para Determinar el Conexión entre Módulos

Para calcular la cantidad de módulos a utilizar se tuvieron en cuenta los datos obtenidos de las tablas 8.6 y 8.7 Mediante la utilización de la ecuación F.1 se puede realizar una primera aproximación de la cantidad de módulos que necesita la planta.

$$N = \frac{Potencia_{Parque}}{Potencia_{modulosFV}} \quad (F.1)$$

Sustituyendo entonces:

$$N = \frac{88,4 \text{ MW}}{625 \text{ W}} = 141440$$

Por lo tanto, la cantidad de módulos fotovoltaicos a utilizar en principio es 141440, este valor es estimado, para poder definir el valor exacto se tiene que tener en cuenta la cantidad de módulos en serie y en paralelo de cada sub-parque.

Para poder calcular la cantidad de módulos en serie y strings en paralelo, se tuvieron en cuenta las siguientes ecuaciones:

$$N_S^{max} \times V_{OC}^{mod} < V_{max}^{inv} \quad (F.2)$$

$$N_S^{max} \times V_{MPP}^{mod} < V_{max,MPP}^{inv} \quad (F.3)$$

$$N_S^{min} \times V_{MPP}^{mod} > V_{min,MPP}^{inv} \quad (F.4)$$

$$N_P = \frac{N}{N_S} \quad (F.5)$$

$$N_P^{max} \times I_{SC}^{mod} < I_{max,DC}^{inv} \quad (F.6)$$

Apéndice F. Cálculos para Determinar el Conexionado entre Módulos

Donde:

- N_S : Cantidad de módulos a conectar en serie.
- N_P : Cantidad de strings a conectar en paralelo.
- V_{OC}^{mod} : Voltaje de circuito abierto de los módulos.
- $V_{min,MPP}^{inv}$: Voltaje mínimo del inversor en punto de máxima potencia.
- $V_{max,MPP}^{inv}$: Voltaje máximo del inversor en punto de máxima potencia.
- $I_{max,DC}^{inv}$: Máxima corriente de entrada en DC del inversor.

Teniendo en cuenta las ecuaciones F.2, F.3 y F.4 y utilizando los valores de las tablas 8.6 y 8.7 se obtuvo que la cantidad de módulos en serie debería de ser:

$$18 < N_S < 27$$

Por lo tanto, se decidió que para cada arreglo $N_S = 26$. Definido este valor, utilizando la ecuación F.5 se llegó a que $N_P = 136$.

Por último, se corroboró que el valor de número de paneles en paralelo cumpliera con la ecuación F.6.

Teniendo la combinación $N_S = 26$ y $N_P=136$, se puede calcular la potencia de cada sub-parque la cual equivale a un arreglo de los cuatro que hay en cada sub-parque.

Referencias

- [1] World electricity generation by source. <https://ember-climate.org/data/data-tools/data-explorer/>. Visitado 2023.
- [2] Renewable power's growth is being turbocharged as countries seek to strengthen energy security. 2022.
- [3] <https://ember-climate.org/topics/solar/>. Visitado 2023.
- [4] <https://ember-climate.org/topics/wind/>. Visitado 2023.
- [5] bp statistical review of world energy. 2022 — 71st edition.
- [6] Rafael Sánchez Hernández. Aplicación y dimensionamiento de equipos de un sistema bess en una central térmica. 2018.
- [7] Virginia Halty. Análisis de la acumulación de energía y su aplicación en uruguay. Julio 2022.
- [8] Michael Taylor. Battery storage, accelerating the energy transition. 2017.
- [9] IRENA. Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. 2017.
- [10] Vehiculos híbridos y eléctricos Facultad de Ingenieria de la Republica. Características de las baterías para vehículos eléctricos. 2019.
- [11] Lazard's levelized cost of storage analysis - version 7.0.
- [12] Thomas B. Reddy David Lindel. Handbook of batteries 3rd. edition. 2001.
- [13] Asian Development Bank. Handbook on battery energy storage system. 2018.
- [14] Juan José Pérez Mariana Bustillo, Federico Calvello. Estudio de reutilización de baterías de vehículos eléctricos. 2022.
- [15] <https://hornsdalespowerreserve.com.au/>.
- [16] <https://www.aurecongroup.com/projects/energy/hornsdales-power-reserve>.
- [17] <https://energystorage.org/project-profile/aes-storage/>.
- [18] Licitación Pública P100328. Arrendamiento de un sistema de almacenamiento de energía (bess) con operación y mantenimiento. Agosto 2022.

Referencias

- [19] Gonzalo Ermida Federico Arismendi, Pablo Balliva. Baterías de litio en redes de distribución. 2015.
- [20] Jorge Iván Pérez Valderrama. Sistema de gestión de carga para baterías de ion-litio.
- [21] Allan F. Cupertino Victor F. Mendes Wallace C. do Boaventura Lucas S. Xavier, William C. S. Amorim and Heverton A. Pereira. Power converters for battery energy storage systems connected to medium voltage systems: a comprehensive review. 2019.
- [22] Dario Cicio; Global Product Manager Energy Storage Solutions. Esspro™ - battery energy storage the power to control energy.
- [23] Gabriel Fernando Páez Méndez. Regulación terciaria de frecuencia en un sistema eléctrico de potencia usando como criterio adicional las condiciones angulares. 2014.
- [24] Prabha Kundur. Power system stability and control. 1994.
- [25] Decreto N° 276/002 de 28/06/2002. Reglamento general del marco regulatorio del sistema eléctrico nacional.
- [26] Mag. Ing. Fernando Berrutti. Transporte de energía eléctrica tópico 02 – control de frecuencia regulación primaria de frecuencia.
- [27] Mag. Ing. Fernando Berrutti. Transporte de energía eléctrica tópico 02 – control de frecuencia regulación secundaria de frecuencia regulación terciaria de frecuencia.
- [28] Mag. Ing. Fernando Berrutti. Transporte de energía eléctrica tópico 01 – líneas de transporte estabilidad de tensión (3) - curvas pv/qv.
- [29] General Electric. Statcom - <https://www.gegridsolutions.com/powerd/catalog/statcom.htm>.
- [30] Shahil Shah Emanuel Mendiola Robb Wallen Vahan Gevorgian, Przemyslaw Koralewicz and Hugo Villegas Pico. Photovoltaic plant and battery energy storage system integration at nrel's flatirons campus. 2022.
- [31] Vahan Gevorgian and Barbara O'Neill. Advanced grid-friendly controls demonstration project for utility-scale pv power plants. 2016.
- [32] Lasantha Meegahapola Manoj Datta Inam Nutkani James Conroy. Role of fault ride-through strategies for power grids with 100electronic-interfaced distributed renewable energy resources. 2017.
- [33] June-Seok Lee Yeongsu Bak and Kyo-Beum Lee. Low-voltage ride-through control strategy for a grid-connected energy storage system. 2018.
- [34] S. Zabihi R. Korte H. Klingenberg B. Buchholz A. Oudalov S. Cherevatskiy, S. Sproul. Grid forming energy storage system addresses challenges of grids with high penetration of renewables (a case study). ND.

- [35] Wencong Su * Guanliang Liu Shahid Aziz Khan, Mengqi Wang * and Shivam Chaturvedi. Grid-forming converters for stability issues in future power grids. ND.
- [36] Shaotao Dai Chenyu Tian Suhang Yu Wenju Sang, Wenyong Guo and Yuping Teng. Virtual synchronous generator, a comprehensive overview. 2022.
- [37] P. Anderson. Power system control and stability.
- [38] <https://www.sectorelectricidad.com/20704/torre-tipo-cara-de-gato/>. Sector electricidad.
- [39] <https://www.impo.com.uy/bases/decretos-reglamento/278-2002>. Reglamento de transmisión de energía eléctrica.
- [40] Chaer R. Casaravilla, G. and P. Alfaro. Simsee: Simulador de sistemas de energía eléctrica. proyecto pdt 47/12, technical report 7. universidad de la república (uruguay), facultad de ingeniería, instituto de ingeniería eléctrica.
- [41] Pablo Soubes y Ruben Chaer. Ings. Felipe Palacio. Manual de usuario del simsee, volumen 3: Actores. 2019.
- [42] Ruben Chaer Claudia Cabrera, Lorena Di Chiara. Manuales de usuario de simsee, tomo i. 2013.
- [43] <https://adme.com.uy/>.
- [44] R Todd S Liu N K Noyanbayev T Feehally, A J Forsyth. Efficiency analysis of a high power grid-connected battery energy storage system.
- [45] Jan Alam Charlie Vartanian Vincent Sprenkle Pacific Northwes National Laboratory.n Kendall Mongird, Vilayanur Viswanathan. 2020 grid energy storage technology cost and performance assessment.
- [46] Balance Energético Nacional Uruguay. Balance preliminar 2022.
- [47] <https://group.vattenfall.com/what-we-do/roadmap-to-fossil-freedom/decentralised-solutions/energy-storage>. Vattenfall decentralised solutions.
- [48] Antonio López Gómez-Millán. Análisis de viabilidad técnico - económica de un sistema de almacenamiento de energía. 2021.
- [49] NREL <https://www.nrel.gov/analysis/tech-footprint.html>. Energy analysis - useful life.
- [50] U.s. solar photovoltaic system and energy storage cost benchmarks, with minimum sustainable price analysis: Q1 2022.
- [51] <https://energetechsolar.com/assets/images/30MWhContainerlithiummess>.

Referencias

- [52] <https://www.power-sonic.com/blog/battery-energy-storage-system-components/>.
Battery energy storage system components.
- [53] Daelim Belefic. Gamesa electric - <https://www.gamesaelectric.com/producto/proteus-pcs-stations/>.
- [54] Daelim Belefic. La guía definitiva de transformadores para plantas de energía solar - <https://daelim-electric.com/es/transformador-solar/>.
- [55] Javier Alfredo Amaya Yaeggy. optimización del ratio dc/ac de sistemas fotovoltaicos en función de su ubicación geográfica. 2019.
- [56] <https://www.salvis-e.com/efecto-clipping-lo-conoces-ventajas-y-uso/>. I-vert energy.
- [57] Transformador weg at.

Índice de tablas

5.1. Parámetros de conductor Hawk	42
5.2. Parámetros de las líneas para el modelado en PandaPower	43
5.3. Datos de los transformadores	44
5.4. Parámetros eléctricos nominales de los generadores	44
5.5. Potencias de las cargas PQ (caso base).	46
5.6. Valores de flujo de carga del caso base.	47
5.7. Valores del flujo de carga de la validación en PandaPower.	48
5.8. Valores de las líneas del flujo de carga en PandaPower.	48
5.9. Porcentajes de demanda por nodo	50
5.10. Valores de los reactores agregados.	52
5.11. Resultados de los nodos a las 21 hs (Configuración N).	56
5.12. Resultados de las líneas a las 21 hs (Configuración N).	57
5.13. Resultados de los nodos a las 21 hs - Una turbina hidráulica fuera de servicio.	58
5.14. Resultados de las líneas a las 21 hs - Una turbina hidráulica fuera de servicio.	58
5.15. Resultados de los nodos a las 21 hs - Una máquina de la Térmica 2 fuera de servicio	59
5.16. Resultados de las líneas a las 21 hs - Una máquina de la Térmica 2 fuera de servicio.	60
5.17. Resultados de los nodos a las 21 hs - Una máquina de la Térmica 3 fuera de servicio	61
5.18. Resultados de las líneas a las 21 hs - Una máquina de la Térmica 3 fuera de servicio.	61
5.19. Resultados de los nodos a las 21 hs - Línea 46 fuera de servicio.	62
5.20. Resultados de las líneas a las 21 hs - Línea 46 fuera de servicio.	62
5.21. Resultados de los nodos a las 21 hs - Línea 45 fuera de servicio.	63
5.22. Resultados de las líneas a las 21 hs - Línea 45 fuera de servicio.	64
5.23. Resultados de los nodos a las 21 hs - Línea 78 fuera de servicio.	65
5.24. Resultados de las líneas a las 21 hs - Línea 78 fuera de servicio.	65
6.1. Parámetros de los generadores térmicos.	73
6.2. Parámetros configurados en el actor generador hidráulica.	74
6.3. Parámetros establecidos en el actor sumidero.	78
6.4. Máquinas instaladas por nodo.	79

Índice de tablas

6.5. Escalones de costos para las máquinas térmicas.	79
6.6. Resultados carga BESS 10 MW 4h SimSEE.	83
6.7. Resultados descarga BESS 10 MW 4h SimSEE.	83
6.8. Distintos tamaños de bancos de baterías.	89
6.9. Ganancia global del banco de baterías.	89
6.10. Ganancia local del banco de baterías.	91
6.11. Dimensionamiento del BESS elegido.	101
6.12. Resumen del caso base.	114
6.13. Resultados estudio de regulación de frecuencia sin BESS.	115
6.14. Resultados estudio de regulación de frecuencia con BESS.	115
7.1. Ganancia bruta global del sistema con el banco y la planta solar. . .	135
7.2. Ganancia local de BESS+FV.	137
7.3. Resultados de Ganancia en los 20 años.	144
7.4. Resultados de Beneficio en los 20 años.	144
7.5. Rentabilidades operador.	146
8.1. Componentes del banco de baterías.	152
8.2. Parámetros de la celda.	153
8.3. Características del contenedor.	154
8.4. Especificaciones básicas sistema PCS. Fuente: [53]	156
8.5. Configuración de planta fotovoltaica.	158
8.6. Especificaciones módulos fotovoltaicos.	159
8.7. Especificaciones básicas PCS.	162
8.8. Parámetros básicos Transformador AT/MT.	164
8.9. Tabla de parámetros nominales de los conductores seleccionados. .	165
C.1. Estado de los nodos con el sistema en vacío.	181
C.2. Estado de las líneas con el sistema en vacío.	181
C.3. Estado de los buses con el sistema en vacío y los reactores incorpo- rados.	182
C.4. Estado de las líneas con el sistema en vacío y los reactores incorpo- rados.	182
D.1. Resultados de las líneas del sistema a las 21hs con el BESS.	183
D.2. Resultados de los nodos del sistema a las 21hs con el BESS.	184
D.3. Resultados de las líneas del sistema a las 22hs con el BESS.	184
D.4. Resultados de los nodos del sistema a las 22hs con el BESS.	184
D.5. Resultados de las líneas del sistema a las 22hs sin el BESS.	185
D.6. Resultados de los nodos del sistema a las 22hs sin el BESS.	185
D.7. Resultados de las líneas del sistema a las 21 hs con el BESS y una turbina hidráulica fuera de servicio.	185
D.8. Resultados de los nodos del sistema a las 21 hs con el BESS y una turbina hidráulica fuera de servicio.	186
D.9. Resultados de los nodos del sistema a las 22 hs sin el BESS y una máquina de la Térmica 2 fuera de servicio.	186

D.10.Resultados de los nodos del sistema a las 22 hs con el BESS y una máquina de la Térmica 2 fuera de servicio.	186
D.11.Resultados de las líneas del sistema a las 22 hs sin el BESS y una máquina de la Térmica 2 fuera de servicio.	187
D.12.Resultados de las líneas del sistema a las 22 hs con el BESS y una máquina de la Térmica 2 fuera de servicio.	187
D.13.Resultados de las líneas del sistema a las 21 hs con el BESS y una máquina de la Térmica 2 fuera de servicio.	187
D.14.Resultados de los nodos del sistema a las 21 hs con el BESS y una máquina de la Térmica 2 fuera de servicio.	188
D.15.Resultados de los nodos del sistema a las 22 hs sin BESS y una máquina de la Térmica 3 fuera de servicio.	188
D.16.Resultados de los nodos del sistema a las 22 hs con el BESS y una máquina de la Térmica 3 fuera de servicio.	188
D.17.Resultados de las líneas del sistema a las 22 hs sin BESS y una máquina de la Térmica 3 fuera de servicio.	189
D.18.Resultados de las líneas del sistema a las 22 hs con el BESS y una máquina de la Térmica 3 fuera de servicio.	189
D.19.Resultados de las líneas del sistema a las 21 hs con el BESS y una máquina de la Térmica 3 fuera de servicio.	189
D.20.Resultados de los nodos del sistema a las 21 hs con el BESS y una máquina de la Térmica 3 fuera de servicio.	190
D.21.Resultados de los nodos del sistema a las 21 hs con el BESS y línea 46 fuera de servicio.	190
D.22.Resultados de las líneas del sistema a las 21 hs con el BESS y línea 46 fuera de servicio.	190
D.23.Resultados de los nodos del sistema a las 21 hs con el BESS y línea 45 fuera de servicio.	191
D.24.Resultados de las líneas del sistema a las 21 hs con el BESS y línea 45 fuera de servicio.	191
D.25.Resultados de los nodos del sistema a las 21 hs con el BESS y línea 78 fuera de servicio.	191
D.26.Resultados de las líneas del sistema a las 21 hs con el BESS y línea 78 fuera de servicio.	192

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Índice de figuras

1.1. Generación eléctrica mundial por fuente. Fuente: [1]	4
1.2. Generación mundial energía solar. Fuente: [3]	4
1.3. Generación mundial de energía eólica. Fuente: [4]	5
1.4. Participación de energía solar y eólica a nivel mundial. Fuente: [3] [4]	5
1.5. Estructura de la tesis.	8
2.1. Sistemas de almacenamiento de energía.	9
2.2. Distribución de almacenamiento de energía. Fuente: [8]	11
2.3. Capacidad de almacenamiento de energía térmica, electroquímica y electromecánica, medido en 2017. Fuente: [9]	12
2.4. Gráfico de telaraña comparativo de tecnologías de baterías. Fuente: [14]	13
2.5. Hornsdale Power Reserve battery. Fuente: [16]	14
2.6. Sistemas BESS en Antofagasta, Chile. Fuente: [17]	15
3.1. Diagrama de la conexión de un sistema BESS a la red eléctrica en MT.	18
3.2. Ejemplo de un inversor bidireccional en sistema BESS. Fuente: [21]	21
3.3. Ejemplos de soluciones PCS. Fuente: [22]	22
4.1. Diagrama de respuesta de frecuencia en el tiempo ante un evento de subfrecuencia. Fuente: [23]	24
4.2. Característica estatismo. Fuente: [24]	26
4.3. STATCOM clásico. Fuente: [29]	28
4.4. Tiempos de respuesta FFR - RPF. Fuente: [31]	30
4.5. Curvas de estatismo BESS+FV. Fuente: [30]	31
4.6. Operación P-Q BESS 1 MW/1 MWh (NREL). Fuente: [30]	32
4.7. Requerimiento de LVRT. Fuente: [32]	33
4.8. Esquema de control de potencia activa y reactiva para BESS - NREL. Fuente: [30]	34
4.9. Diagrama de fasores de tensión red - VSG. Fuente: [34]	36
4.10. Esquema conversor VSG. Fuente: [35]	37
4.11. Diagramas de bloque para control VSG Fuente: [36]	38
5.1. Diagrama de la red IEEE 9.	40
5.2. Circuito π equivalente de las líneas.	41

Índice de figuras

5.3. Torre de transmisión tipo cabeza de gato. Fuente: [38]	42
5.4. Modelo del generador en PandaPower	45
5.5. Modelo de bus y carga en PandaPower	45
5.6. Modelado de la red IEEE 9 en PandaPower.	46
5.7. Validación de la red IEEE 9.	47
5.8. Representación gráfica de resultados de flujo de carga en PandaPower.	49
5.9. Curva de picos de demanda del año 2021	50
5.10. Estado del sistema en vacío.	51
5.11. Diagrama de flujo de las iteraciones para regulación de tensión.	53
5.12. Curva de demanda del día de mayor consumo.	55
5.13. Perfiles de tensión de barras en día pico de invierno (Configuración N).	55
5.14. Estado del sistema en día pico de invierno con regulación de tensión incluida.	56
5.15. Perfiles de tensión en día pico de invierno - Una turbina hidráulica fuera de servicio.	57
5.16. Perfiles de tensión en día pico de invierno - Una máquina de la Térmica 2 fuera de servicio.	59
5.17. Perfiles de tensión de barras en día pico de invierno - Configuración N-1 en central Térmica 3.	60
5.18. Mapa de calor - Línea 46 fuera de servicio.	62
5.19. Mapa de calor - Línea 45 fuera de servicio.	63
5.20. Mapa de calor - Línea 78 fuera de servicio.	64
6.1. Demanda escalada para el caso inicial.	69
6.2. Diagrama de la red IEEE 9.	69
6.3. Ejemplo de postes de pasos diarios.	71
6.4. Modelado de arcos y nodos en SimSEE.	72
6.5. Parámetros configurados en el actor generador térmico 2.	73
6.6. Ficha técnica generador hidráulico.	74
6.7. Relación entre CV y CMG para compra/venta del BESS.	75
6.8. Nueva demanda escalada 2021.	77
6.9. Modelado del sistema IEEE 9 con BESS.	80
6.10. Comportamiento de BESS (50 MW/100 MWh) e hidráulica de forma semanal.	81
6.11. Comportamiento de BESS, hidráulica y térmicas en un día.	82
6.12. Curva de demanda acumulada con térmicas a mismo precio.	84
6.13. Curvas de CMG, CV y estado de carga del BESS con térmicas a mismo precio.	85
6.14. Curva de demanda acumulada con térmicas a distinto precio.	86
6.15. Curvas de CMG, CV y estado de carga del bess con térmicas con distintos precios.	87
6.16. Ganancias del BESS para diferentes configuraciones del banco.	90
6.17. Ganancia local anual con cada configuración de banco de baterías.	92
6.18. Acercamiento ganancias desde el punto de vista del inversor.	93

6.19. Costo del BESS (USD/kW) para diferentes configuraciones del banco fijando la capacidad almacenamiento.	95
6.20. Costo del BESS (USD/kWh) para diferentes configuraciones del banco fijando las horas de duración.	96
6.21. CAPEX para diferentes configuraciones del banco fijando las horas de duración.	96
6.22. Costo de O&M (USD/kW-año) para diferentes configuraciones del banco fijando la capacidad de almacenamiento.	97
6.23. OPEX para diferentes configuraciones del banco de baterías.	98
6.24. Curvas de beneficio para las diferentes configuraciones de bancos.	100
6.25. Curva de ganancia bruta vs costos 1h.	101
6.26. Curva de beneficio local para el inversor en 20 años.	102
6.27. Diagrama de flujos de carga incorporando el BESS.	103
6.28. Red IEEE 9 representada en PandaPower.	104
6.29. Curva de demanda del día de mayor consumo.	104
6.30. Comparación entre perfil de tensiones en día pico de invierno con y sin BESS.	105
6.31. Potencias del banco de baterías.	106
6.32. Perfiles de tensión ante la pérdida de una turbina hidráulica.	107
6.33. Potencias del banco de baterías con la pérdida de un turbina hidráulica	107
6.34. Perfiles de tensión ante la pérdida de una máquina de la Térmica 2.	108
6.35. Potencias del banco de baterías con la pérdida de una máquina de la Térmica 2.	109
6.36. Perfiles de tensión ante la pérdida de una máquina de la Térmica 3.	110
6.37. Potencias del banco de baterías con la pérdida de una máquina de la Térmica 3.	110
6.38. Mapa de calor - Línea 46 fuera de servicio.	111
6.39. Mapa de calor - Línea 45 fuera de servicio.	112
6.40. Mapa de calor - Línea 78 fuera de servicio.	113
6.41. Situación de pérdida de una turbina hidráulica.	116
6.42. Situación de pérdida de tres máquinas de la Térmica 2.	117
6.43. Situación de pérdida de tres máquinas de Térmica 3.	118
6.44. Curvas de estatismo con toda la generación disponible.	119
7.1. Generación de electricidad por fuente en Uruguay 2022. Fuente: [46]	121
7.2. Integración de renovables no convencionales. Fuente: [47]	122
7.3. Curva característica del módulo fotovoltaico.	124
7.4. Esquema de instalación fotovoltaica conectada a la red.	125
7.5. Esquema de instalación fotovoltaica aislada.	126
7.6. Esquema de instalación fotovoltaica y BESS conectada a la red eléctrica.	126
7.7. Diagrama P-Q de planta FV y FV+BESS probada por NREL. Fuente: [30]	128
7.8. Curva CEGH solar con probabilidad de excedencia.	129
7.9. Parámetros del parque solar.	130
7.10. Modelado del sistema IEEE 9 con BESS y solar.	131

Índice de figuras

7.11. Comportamiento del sistema con planta solar y BESS.	132
7.12. Comportamiento del sistema con planta solar y BESS.	133
7.13. Ganancia global del BESS definido sin FV vs con FV.	135
7.14. Ganancia global y costos BESS + FV.	136
7.15. Ganancia local y costos BESS + FV.	137
7.16. Ganancia local del banco con y sin planta solar.	138
7.17. CMG promedio por postes para FV 30 MW - 250 MW.	139
7.18. Estadísticos con pérdida de solar - caso Hidro+BESS+Térmica 2. .	141
7.19. Estadísticos con pérdida de solar caso Hidro+BESS+Térmica 2+Térmica 3.	142
7.20. Beneficio del operador e inversor con sistema completo según la potencia solar.	143
7.21. Estadísticos con pérdida de solar de 80 MW caso Hidro+BESS+Térmica 2+Térmica 3.	148
7.22. Estadísticos con pérdida de las dos máquinas activas de Térmica 3. .	149
7.23. Estadísticos con pérdida de dos turbinas.	149
8.1. Esquema de conexión del sistema. Fuente: [30]	152
8.2. Celda - Módulo - Rack - Contenedor. Fuente: [52]	153
8.3. Diagrama del contenedor. Fuente: [51]	154
8.4. Solución tipo estación en contenedor. Fuente: [53]	155
8.5. Diagrama unifilar de un conjunto del sistema BESS.	157
8.6. Curva potencia solar por horas con y sin sobredimensionamiento. Fuente: [56]	158
8.7. Unifilar del Subparque.	160
8.8. Layout del Subparque.	160
8.9. Ejemplo de PCS tipo "Skid". Fuente: [53]	161
8.10. Transformador AT/MT. Fuente: [57]	163
8.11. Tabla con cálculo de conductores.	166
8.12. Layout del sistema BESS y planta fotovoltaica.	167
8.13. Unifilar del sistema BESS y planta fotovoltaica.	168
A.1. Curvas características de la descarga de celdas con diferentes impedancias.	174
A.2. Efecto de la descarga intermitente en las baterías. Fuente: [12] . . .	175
B.1. Función de transferencia velocidad potencia.	178
B.2. Función de transferencia velocidad potencia considerando amortiguamiento de carga.	178

Esta es la última página.
Compilado el jueves 21 septiembre, 2023.
<http://ie.fing.edu.uy/>