



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA DE OPTIMIZACIÓN DE
SISTEMAS BESS PARA DIFERENTES ESCENARIOS DE GENERACIÓN
RENOVABLE, MERCADO ELÉCTRICO Y DEMANDA INDUSTRIAL.**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

CRISTIAN SEBASTIAN MONJE CID

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO NOVAS

PROFESOR CO-GUÍA:
RODRIGO MORENO VIEYRA

COMISIÓN:
PATRICIO QUIJADA VERGARA

SANTIAGO DE CHILE
2024

DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA DE OPTIMIZACIÓN DE SISTEMAS BESS PARA DIFERENTES ESCENARIOS DE GENERACIÓN RENOVABLE, MERCADO ELÉCTRICO Y DEMANDA INDUSTRIAL.

La transición energética que está viviendo Chile y el camino hacia la carbono neutralidad genera un crecimiento acelerado de proyectos de energías renovables. Este auge, centrado principalmente en desarrollos solares y eólicos, enfrenta desafíos sistémicos significativos, como los desacoples en los costos marginales y el *curtailment* debido a la saturación en la transmisión eléctrica.

Ante este escenario, los Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS) emergen como una solución prometedora para mitigar estos problemas. Sin embargo, la planificación y ejecución de estos sistemas presentan retos, especialmente en el equilibrio entre la inversión requerida y los beneficios potenciales.

El principal objetivo de este trabajo es desarrollar una herramienta que facilite y agilice la evaluación y el dimensionamiento de proyectos BESS. Esta herramienta busca optimizar la operación de los sistemas BESS y adaptarse a las particularidades específicas de cada proyecto. Se diseñaron dos algoritmos orientados a modelar con precisión el comportamiento de los BESS y a realizar evaluaciones económicas eficientes para identificar las mejores opciones de almacenamiento para cada caso específico. Se realizaron tres casos de estudio para probar el rendimiento de la herramienta en distintos contextos de la industria.

Las conclusiones clave de este trabajo incluyen:

- La herramienta desarrollada es de gran valor para apoyar el desarrollo de proyectos BESS, especialmente en el contexto de las metas energéticas propuestas por Chile. Su mayor fortaleza radica en la flexibilidad, permitiendo adaptarse a las necesidades y características únicas de cada proyecto.
- Los algoritmos implementados modelan de manera fidedigna la realidad operativa de los sistemas BESS, manteniendo un equilibrio entre la simplificación de los modelos y la eficiencia en los tiempos de procesamiento.
- En el ámbito actual de proyectos BESS, la rapidez en el desarrollo es crucial. La viabilidad y potencial de monetización son mayores actualmente debido a la variación de precios entre periodos diurnos y nocturnos. Este escenario se modificará en el futuro a medida que más proyectos se integren al sistema, nivelando la curva de precios y cambiando las dinámicas de rentabilidad.

Este trabajo resalta la importancia de contar con herramientas eficientes y adaptativas para el desarrollo de proyectos BESS en un mercado energético en constante evolución.

*Nuestro planeta es muy frágil,
hay que tratarlo con cariño*
Carl Sagan

Agradecimientos

En primer lugar, quiero expresar mi profundo agradecimiento a mi familia, que siempre me ha brindado su apoyo incondicional y ha guiado mi camino para convertirme en la persona que soy hoy. Sus innumerables enseñanzas y sus palabras de aliento en los momentos más difíciles han sido fundamentales. Especialmente, agradezco a mis padres, que han sido los pilares más importantes en mi vida: a mi mamá, Maribel Cid, por su cariño y paciencia, y a mi papá, Pedro Monje, por enseñarme el valor de aspirar a la excelencia en todo lo que emprendo. Las palabras se quedan cortas para expresar mi admiración y cariño hacia ellos.

También quiero dar las gracias a los profesores que han sido parte esencial de este trabajo. A Rodrigo Novas, por su constante disposición y especialmente por su voluntad de responder preguntas, discutir distintos temas y brindar consejos en las diversas etapas del proceso. A Rodrigo Moreno, por su voluntad al integrarse en este proyecto de tesis y por todo lo aprendido en sus clases. Y a Patricio Quijada, por aceptar ser parte de mi comisión evaluadora. Un agradecimiento especial al equipo de Anabática, por la flexibilidad que me han ofrecido durante el desarrollo de este trabajo y su gran disposición para resolver cualquier duda, destacando especialmente a Ricardo González, Marco Zazzini y Alba Martínez.

Asimismo, quiero agradecer a mis amigos de toda la vida, Gerald Zurita, Matías Rodríguez y Matías Carrasco, por estar siempre presentes, ya sea para entablar una conversación, compartir buenos momentos o simplemente disfrutar del gran placer de hacer nada.

En suma, mi gratitud se extiende a todas las personas que me han apoyado y han hecho que esto fuera posible.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación y Antecedentes	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos	2
1.3. Contribución	2
1.4. Alcances	3
1.5. Estructura de la Memoria	3
2. Fundamentos Teóricos	5
2.1. Marco Teórico	5
2.1.1. Mercado eléctrico chileno	5
2.1.1.1. Actores del mercado eléctrico chileno	5
2.1.1.2. Tipos de mercado	6
2.1.1.3. Matriz energética	7
2.1.2. Recursos energéticos renovables	8
2.1.2.1. Solar	9
2.1.2.2. Eólica	10
2.1.3. Curtailment y desacople de costos marginales	11
2.1.4. Almacenamiento	13
2.1.4.1. Conceptos asociados a sistemas BESS.	14
2.1.4.2. Modelación de un sistema de almacenamiento	16
2.1.4.3. Tipos de baterías y proveedores.	18
2.1.4.4. Dimensionamiento de una solución BESS	19
2.1.5. Normativa asociada: Ley 21505	20
2.2. Estado del arte	21
2.2.1. Aplicaciones y servicios BESS	21
2.2.2. Modelación y operación de BESS	21
2.2.3. Degradación de BESS	22
3. Modelación	23
3.1. Metodología	23
3.2. Desafíos de la Modelación y Simplificaciones	25
3.2.1. Ciclaje	25
3.2.1.1. Estrategia de simplificación	26
3.2.1.2. Impacto de las simplificaciones	27
3.2.2. Degradación	27

3.2.2.1.	Estrategia de simplificación	27
3.2.2.2.	Impacto de las simplificaciones	28
3.3.	Algoritmo 1: Arbitraje	30
3.3.1.	Descripción del algoritmo	30
3.3.2.	<i>Inputs</i> y <i>Outputs</i>	30
3.3.2.1.	<i>Inputs</i>	30
3.3.2.2.	<i>Outputs</i>	31
3.3.3.	Funcionamiento del algoritmo	32
3.3.3.1.	Operación anual BESS	34
3.3.3.2.	Flujo de Caja y VAN	37
3.4.	Algoritmo 2: Demanda	43
3.4.1.	Descripción del algoritmo	43
3.4.2.	<i>Inputs</i> y <i>Outputs</i>	43
3.4.2.1.	<i>Inputs</i>	43
3.4.2.2.	<i>Outputs</i>	44
3.4.3.	Funcionamiento del algoritmo	45
3.4.3.1.	Operación anual BESS	48
3.4.3.2.	Flujo de Caja y VAN	52
4.	Desarrollo de la herramienta	57
4.1.	Arquitectura	57
4.1.1.	Software Utilizado	58
4.1.2.	Tiempo de Procesamiento de la Herramienta	59
4.2.	Funcionalidades	59
4.2.1.	Escenarios	60
4.2.2.	Alternativas de Procesamiento y Flexibilidad en la Modelación BESS	60
4.2.3.	Aplicaciones adicionales	61
4.2.3.1.	Análisis de Sistemas BESS Establecidos	61
4.2.3.2.	Análisis específicos BESS	62
4.3.	Futuras Mejoras y Desarrollos	62
5.	Casos de estudio y análisis de resultados	63
5.1.	Caso 1: BESS Stand Alone	64
5.1.1.	<i>Inputs</i>	64
5.1.2.	Configuración y Parámetros de Implementación	66
5.1.3.	Resultados	67
5.1.3.1.	BESS <i>Stand Alone</i> Sin Degradación	67
5.1.3.2.	BESS <i>Stand Alone</i> con Degradación	68
5.1.3.3.	Stand Alone Con Degradación +20% CAPEX	70
5.1.4.	Análisis de Resultados	71
5.2.	Caso 2: BESS + ERNC Solar para Arbitraje	73
5.2.1.	<i>Inputs</i>	73
5.2.2.	Configuración y Parámetros de Implementación	75
5.2.3.	Resultados	76
5.2.3.1.	BESS + PFV Autofinanciamiento	76
5.2.3.2.	BESS + PFV con préstamo para financiamiento	78
5.2.4.	Análisis de Resultados	79

5.3.	Caso 3: BESS + Generación Eólica para Demanda	81
5.3.1.	Inputs	81
5.3.2.	Configuración y Parámetros de Implementación	83
5.3.3.	Resultados	84
5.3.4.	Comportamiento del caso base	85
5.3.4.1.	Carga BESS: Solo desde ERNC	85
5.3.4.2.	Carga BESS: Solo desde ERNC, considerando -40 % CAPEX	86
5.3.4.3.	Carga BESS: ERNC y Red	88
5.3.4.4.	Carga BESS: ERNC y RED, permite venta de energía SPOT	88
5.3.4.5.	Carga BESS: ERNC y RED, permite venta de energía SPOT, considerando - 40 % CAPEX	90
5.3.5.	Análisis de resultados	91
5.4.	Análisis General	93
6.	Conclusiones	94
	Bibliografía	96

Índice de Tablas

2.1.	Reconocimiento de potencia DS 62 ingresado a contraloría 24/11/2023.	21
3.1.	Resumen de <i>inputs</i> y <i>outputs</i> para el algoritmo 1: Arbitraje.	32
3.2.	Resumen de <i>inputs</i> y <i>outputs</i> para el algoritmo 2: Demanda.	45
5.1.	Casos de estudios a considerar. Fuente: Elaboración Propia.	63
5.2.	Precios de componentes para un proyecto BESS. Fuente: Anabática Consultores SPA	66
5.3.	Precios de componentes para un proyecto BESS. Fuente: Anabática Consultores SPA.	75
5.4.	Comparación resultados BESS Stand Alone vs BESS híbrido	80
5.5.	Precios de componentes para un proyecto BESS. Fuente: Anabática Consultores SPA	83
5.6.	Resumen de beneficios para las diferentes iteraciones del caso de estudio 3. Fuente: Elaboración propia.	92

Índice de Ilustraciones

2.1.	Actores del mercado eléctrico.	6
2.2.	Matriz energética octubre 2023.[2]	8
2.3.	Capacidad instalada de ERNC y almacenamiento regional. [2]	8
2.4.	Evolución de capacidad instalada por tecnología [2]	9
2.5.	Potencial fotovoltaico mundial [8].	10
2.6.	Generación parque eólico Calama desde 13-07-2023 hasta 18-07-2023, Fuente: Elaboración propia datos CEN	11
2.7.	<i>Curtailment</i> mensual año 2022. Fuente: Elaboración propia datos CEN	12
2.8.	Costos marginales para las principales barras de Chile [11]	13
2.9.	Conteo de ciclos de carga utilizando EFC	14
2.10.	La degradación se divide en tres etapas: aceleración, estabilización y saturación [14]	16
2.11.	Figura esquemática de un Sistema de Almacenamiento. [16]	17
3.1.	Diagrama de flujo de la metodología. Fuente: Elaboración propia	24
3.2.	Comparación entre el comportamiento del estado de carga de un sistema BESS, sin limitación de ciclaje (a) y limitado por EFC (b). Fuente: Elaboración propia.	26
3.3.	Curva de degradación por defecto consideradas. Fuente: Elaboración propia.	28
3.4.	Diagrama de bloques funcionamiento del algoritmo 1: Arbitraje. Fuente: Elaboración propia.	33
3.5.	Diagrama de bloques funcionamiento del algoritmo 2: Demanda. Fuente: Elaboración propia.	47
4.1.	Diagrama de bloques arquitectura de la herramienta. Fuente: Elaboración Propia.	58
5.1.	Proyección de promedios mensuales para los costos marginales para la S/E MARIA ELENA. Fuente: Elaboración Propia con datos del CEN.	64
5.2.	Matriz de costos marginales históricos para la S/E MARIA ELENA, en USD/MWh. Fuente: Elaboración propia con datos del CEN.	65
5.3.	Flujo de efectivo para la vida útil del proyecto, considerando la mejor combinación obtenida: 100 MW 400 MWh. Fuente: Elaboración propia.	68
5.4.	Operación del sistema BESS, considerando la mejor combinación obtenida: 100MW 400MWh. Fuente: Elaboración propia.	68
5.5.	Flujo de efectivo para la vida útil del proyecto, considerando la mejor combinación obtenida: 100 MW 300 MWh. Fuente: Elaboración propia.	69
5.6.	Operación del sistema BESS, considerando la mejor combinación obtenida: 100MW 300MWh. Fuente: Elaboración propia.	70
5.7.	Flujo de efectivo para la vida útil del proyecto, considerando la mejor combinación obtenida: 100 MW 300 MWh. Fuente: Elaboración propia.	71
5.8.	Operación del sistema BESS, considerando la mejor combinación obtenida: 100MW 300MWh. Fuente: Elaboración propia.	71

5.9.	Generación y <i>Curtailment</i> para el 20 de Enero del 2023 en el parque PFV Sol del Desierto. Fuente: Elaboración propia.	74
5.10.	Flujo de efectivo para la vida útil del proyecto, considerando la mejor combinación obtenida: 100 MW 300 MWh. Fuente: Elaboración propia.	77
5.11.	Operación del sistema BESS, considerando la mejor combinación obtenida: 100MW 300MWh. Fuente: Elaboración propia.	77
5.12.	Flujo de efectivo para la vida útil del proyecto, considerando la mejor combinación obtenida: 100 MW 300 MWh. Fuente: Elaboración propia.	78
5.13.	Operación del sistema BESS, considerando la mejor combinación obtenida: 100MW 500MWh. Fuente: Elaboración propia.	79
5.14.	Proyección de promedios mensuales para los costos marginales para la S/E NEGRETE. Fuente: Elaboración Propia con datos del CEN.	82
5.15.	Matriz de costos marginales históricos para la S/E MARIA ELENA, en USD/MWh. Fuente: Elaboración propia con datos del CEN.	82
5.16.	Operación del sistema sin considerar almacenamiento; la demanda es satisfecha mediante la combinación de generación eólica y consumo de la red. Fuente: Elaboración propia.	85
5.17.	Flujo de efectivo para la vida útil del proyecto, considerando la mejor combinación obtenida: 10MW 10MWh. Fuente: Elaboración propia.	86
5.18.	Operación del sistema, considerando la mejor combinación obtenida; 10 MW 10MWh. Fuente: Elaboración propia.	86
5.19.	Flujo de efectivo para la vida útil del proyecto, considerando la mejor combinación obtenida: 10MW 10MWh. Fuente: Elaboración propia.	87
5.20.	Operación del sistema, considerando la mejor combinación obtenida; 10 MW 10MWh. Fuente: Elaboración propia.	88
5.21.	Flujo de efectivo para la vida útil del proyecto, considerando la mejor combinación obtenida: 10MW 10MWh. Fuente: Elaboración propia.	89
5.22.	Operación del sistema, considerando la mejor combinación obtenida: 10MW 10MWh. Fuente: Elaboración propia.	89
5.23.	Flujo de efectivo para la vida útil del proyecto, considerando la mejor combinación obtenida: 20 MW 60MWh. Fuente: Elaboración propia	90
5.24.	Operación del sistema, considerando la mejor combinación obtenida: 20MW 60MWh. Fuente: Elaboración propia.	91

Capítulo 1

Introducción

El sector energético global está atravesando una transformación significativa, impulsada por un enfoque creciente hacia la descarbonización y la integración de energías renovables. Este cambio responde a la urgente necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, siendo el sector eléctrico uno de los principales contribuyentes.

En este escenario global, Chile desempeña un papel activo con su plan de descarbonización establecido para 2050 [1]. Este plan incluye medidas clave como el retiro progresivo de centrales termoeléctricas a carbón y el fomento de la incorporación de energía solar y eólica. Hasta abril de 2023, Chile ha logrado integrar un 42.7% de energías renovables en su matriz energética [2], evidenciando el éxito de estas iniciativas.

No obstante, la integración de fuentes renovables conlleva desafíos significativos, como el *curtailment* o vertimiento de energía debido a la congestión en las líneas de transmisión, particularmente en horas de alta producción solar. Además, se presentan desacoples en los costos marginales, creando subsistemas con costos divergentes. En este contexto, el almacenamiento de energía, especialmente a través de sistemas de baterías (BESS), emerge como una solución estratégica. Los BESS no solo ayudan a mitigar el vertimiento de energía, sino que también permiten desplazar la energía renovable generada a períodos donde esta no está disponible, maximizando así su uso y contribuyendo a una red más eficiente y sostenible.

1.1. Motivación y Antecedentes

El auge de las energías renovables ha sido una respuesta clave en la lucha contra el cambio climático y el avance hacia la carbono neutralidad. Estas fuentes de energía, como la solar y la eólica, ofrecen beneficios significativos al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo, también presentan desafíos inherentes, principalmente su naturaleza intermitente y la consecuente inestabilidad que pueden introducir en la red eléctrica. Por ejemplo, durante el año 2022, el *curtailment* alcanzó un total de 1471 GWh. Esta tendencia preocupante continuó en 2023, donde solo hasta septiembre, la cifra ya había ascendido a 1461 GWh, indicando que probablemente superaría con creces la cifra del año anterior. Estas cantidades significativas de energía renovable no aprovechada no solo reflejan una gran ineficiencia energética, sino que también representan una considerable pérdida económica.

En este contexto, las soluciones de almacenamiento de energía en baterías (BESS) emergen como una opción prometedora para abordar estos desafíos. Sin embargo, la implementación efectiva de proyectos BESS plantea su propia problemática. En particular, el dimensionamiento adecuado de estas soluciones y la búsqueda de un equilibrio entre inversión, ingresos

y uso eficiente no son tareas sencillas.

Hasta la fecha, herramientas como *Homer Front* o planillas de Excel se han utilizado comúnmente para iterar sobre el tamaño de los proyectos de almacenamiento de baterías. Estos métodos se basan en datos como costos marginales, *curtailment*, CAPEX y OPEX, con el objetivo de encontrar la solución más óptima. Sin embargo, estos programas a menudo carecen de la flexibilidad necesaria para adaptarse a diferentes objetivos de proyecto. Por ejemplo, pueden estar limitados a ciertos tipos de generación, no ser capaces de incorporar datos de *curtailment* o no considerar demandas específicas. Además, realizar estas iteraciones mediante programas como Excel puede resultar un proceso tedioso y complejo.

Considerando estos desafíos, este trabajo desarrolló una herramienta que se adaptase a los requerimientos específicos de los proyectos de almacenamiento de energía y que facilitase una optimización eficiente sin la necesidad de realizar iteraciones manuales. La herramienta desarrollada buscó abordar las limitaciones de los métodos actuales, ofreciendo una solución más integral y flexible para el dimensionamiento y análisis de proyectos BESS

1.2. Objetivos

A continuación, se detallan los objetivos planteados, los cuales orientan y definen el alcance y enfoque del desarrollo del trabajo de memoria.

1.2.1. Objetivo general

El objetivo general del trabajo de memoria ha sido **generar una herramienta capaz de optimizar el tamaño de soluciones BESS para plantas renovables, considerando una operación óptima**

1.2.2. Objetivos específicos

Para alcanzar el objetivo general se consideraron los siguientes objetivos específicos.

- Definición de *Inputs* y *Outputs* del algoritmo de optimización.
- Definición de los diferentes escenarios de la industria eléctrica para el algoritmo.
- Desarrollo de los algoritmos de optimización.
- Generación de casos de estudio para evaluar resultados.
- Conclusión sobre el desempeño de la herramienta desarrollada.

1.3. Contribución

La contribución principal de este trabajo de memoria radica en la **facilitación y agilización del proceso de análisis y planificación de proyectos de almacenamiento BESS**. Este logro se materializa a través del desarrollo de una herramienta que permite optimizar de manera eficiente tanto el tamaño de los sistemas BESS como su operación. Lo más significativo de esta herramienta es su capacidad para realizar optimizaciones complejas sin la necesidad de recurrir a tediosas iteraciones manuales. Además, se ha diseñado para

ser altamente adaptable, pudiendo ajustarse a una variedad de necesidades y especificaciones únicas de distintos proyectos de energía renovable.

Esta contribución representa un avance significativo para el desarrollo de proyectos de almacenamiento de energía, ofreciendo una solución que no solo mejora la eficiencia en la toma de decisiones, sino que también aumenta la viabilidad y el rendimiento de los proyectos BESS, adaptándose a los retos y oportunidades específicos del sector energético

1.4. Alcances

Los alcances del trabajo de memoria y desarrollo de la herramienta consideran las siguientes suposiciones y limitaciones, las cuales establecen un marco para la evaluación y el desarrollo de la herramienta propuesta, asegurando un enfoque específico y efectivo en su implementación y uso futuro.

- **Suposición de Inputs Conocidos:** Este trabajo asume que los datos de entrada como proyecciones de generación, costos marginales y otros parámetros relevantes son proporcionados por los usuarios al utilizar la herramienta. El enfoque no se centra en la generación de estas proyecciones, sino en la aplicación eficaz de datos existentes mediante los algoritmos. Para las pruebas de funcionamiento de la herramienta, se utilizarán proyecciones simplificadas.
- **Exclusión de Respuestas a Fenómenos Dinámicos:** La modelación no aborda la respuesta del sistema BESS a eventos dinámicos como contingencias o fallas. El enfoque se mantiene en la operación estándar bajo condiciones normales de funcionamiento.
- **Enfoque en el Mercado Nacional:** El trabajo se centra en el modelado específico para el mercado energético nacional, aunque esta orientación no limita la posibilidad de adaptar y expandir la herramienta a otros mercados en el futuro.
- **Foco en el Desarrollo de Algoritmos:** El desarrollo del proyecto se concentra en la creación y optimización de algoritmos, por lo que no se incluirá la elaboración de una interfaz de usuario para la herramienta en esta etapa.
- **BESS como Tomador de Precios:** El sistema BESS se modelará como un tomador de precios, operando sin influir o modificar el mercado de precios existente.
- **Exclusión de Servicios Complementarios (SSCC):** Debido a la falta de claridad en la normativa actual, los servicios complementarios no se consideran como una vía de monetización para el almacenamiento en este trabajo. Sin embargo, se reconoce la relevancia de este aspecto y se sugiere como un área potencial para futuro desarrollo.

1.5. Estructura de la Memoria

La memoria se estructura en seis capítulos, los cuales se presentan a continuación:

1. **Introducción:** Proporciona un panorama general del trabajo realizado, estableciendo la motivación, los objetivos, la contribución y los alcances asociados.

2. **Fundamentos Teóricos:** Este capítulo se centra en la problemática relacionada con la generación de energía renovable y los sistemas BESS, destacando su importancia en el sistema eléctrico. Incluye una revisión exhaustiva de estudios previos centrados en el dimensionamiento de sistemas BESS y sus conceptos fundamentales.
3. **Modelación:** Presenta la metodología utilizada para alcanzar los objetivos del trabajo, los desafíos de la modelación y los algoritmos específicos desarrollados. Este capítulo es clave para entender el enfoque técnico del proyecto.
4. **Desarrollo de la Herramienta:** Describe la integración de los algoritmos en la herramienta desarrollada y su arquitectura global. Además, explora las funcionalidades de la herramienta y discute posibles mejoras futuras.
5. **Casos de Estudio:** Detalla los casos de estudio llevados a cabo para validar la funcionalidad de la herramienta. Analiza los resultados obtenidos, proporcionando evidencia de la eficacia y aplicabilidad de la herramienta en escenarios reales.
6. **Conclusiones:** Resume los hallazgos principales, discutiendo el desarrollo y la utilidad de la herramienta, su aplicación en proyectos reales y los aprendizajes obtenidos de los casos de estudio.

Cada capítulo aporta al desarrollo integral de la memoria, brindando una comprensión profunda de los retos y soluciones en el ámbito del almacenamiento de energía en baterías y su dimensionamiento para sistemas de energía con alta penetración renovable.

Capítulo 2

Fundamentos Teóricos

2.1. Marco Teórico

2.1.1. Mercado eléctrico chileno

Chile cuenta con uno de los mercados eléctricos más desarrollados de América Latina. El país ha puesto un énfasis particular en el desarrollo de fuentes de energía renovable, haciendo uso de sus recursos naturales únicos para generar electricidad a partir de la energía solar, eólica e hidroeléctrica. Este énfasis en la energía limpia se combina con una sólida infraestructura de generación termoeléctrica, garantizando la estabilidad y la seguridad del suministro eléctrico a nivel nacional.

El mercado eléctrico chileno se basa en un modelo de precios por nodo, lo que permite a los generadores de electricidad vender su energía al precio más alto posible, y a los consumidores comprarla al precio más bajo posible, sin embargo, esto en la práctica no está exento de problemas, como se verá más adelante.

Chile también cuenta con una serie de leyes y reglamentos que promueven la eficiencia energética y el uso de fuentes de energía renovable, y que proporcionan un marco para la operación y supervisión del sector eléctrico.

A continuación, se detallan los principales aspectos del mercado eléctrico chileno.

2.1.1.1. Actores del mercado eléctrico chileno

El mercado eléctrico chileno tiene diversos actores. Los principales corresponden a los que se detallan a continuación, además, se puede ver de forma gráfica en la Figura 2.1 [3] [4].

- **Generadoras:** las compañías generadoras de energía son las responsables de la producción de electricidad. Estas operan plantas generadoras de distintas clases (combustibles fósiles, energía hidroeléctrica, energía eólica, energía solar, etc).
- **Transmisoras:** las compañías de transmisión de energía operan la infraestructura para transportar la electricidad desde las generadoras hasta las redes de distribución.
- **Distribuidoras:** las compañías de distribución de energía son responsables de llevar la electricidad desde la red de transmisión hasta los consumidores finales ya sean clientes regulados o libres. Operan redes de distribución de baja a media tensión que llevan la electricidad a hogares, empresas e industrias

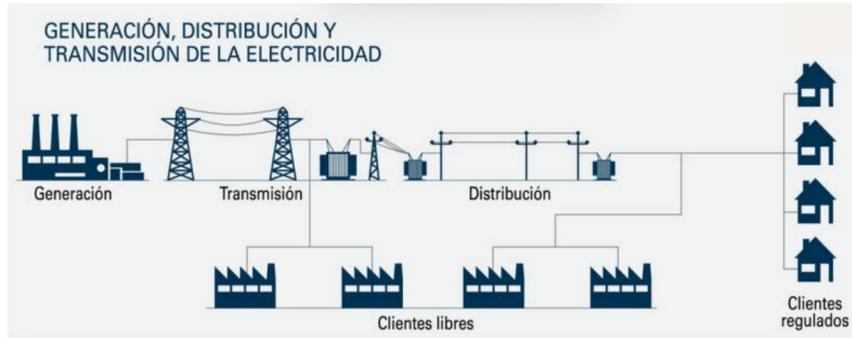


Figura 2.1: Actores del mercado eléctrico.

2.1.1.2. Tipos de mercado

El mercado eléctrico chileno tiene 3 mercados principales, siendo estos el mercado de energía, capacidad/suficiencia y servicios complementarios (SSCC). Estos son la base de los ingresos para las empresas generadoras. Cada uno de estos mercados tienen normativas que dictan su funcionamiento. A continuación, se detalla cada uno de ellos.

1. **Mercado de energía:** este mercado corresponde a la venta de energía en el mercado *spot*, donde se transa energía en el corto plazo en base a los costos marginales. Los precios de la energía se calculan por hora como el costo variable de la unidad marginal del sistema, siendo la unidad marginal aquella que está aumentando o disminuyendo la carga para satisfacer la demanda. El costo variable de las unidades corresponde a:
 - **Para unidades térmicas:** el costo variable incurrido (costo real) que cada generador debe declarar y que puede ser auditado por el coordinador eléctrico nacional (CEN).
 - **Para hidroeléctricas de embalse:** el costo corresponde al costo de oportunidad del agua (según lo calculado por el CEN).
 - **El resto de las unidades:** poseen un costo variable igual a cero, estas corresponden a las plantas renovables, las cuales no presentan costo por combustible.

En todos los casos, el procedimiento tiene como objetivo representar el costo variable real de cada generador y transferir este costo a la señal de precio [4].

2. **Mercado de capacidad o suficiencia:** en primer lugar es importante mencionar que la capacidad de suficiencia se refiere a la habilidad de un generador para satisfacer la demanda en un escenario crítico que afecta al sistema eléctrico como, por ejemplo, la demanda máxima del sistema en invierno bajo condiciones hidrológicas de sequía. En términos prácticos, los generadores pueden vender su capacidad de suficiencia ya sea a través de Contratos de Suministro de Largo Plazo (PPA; Power Purchase Agreement) o al mercado *spot*. Si un generador vende más que su propia capacidad de suficiencia, se considera comprador de la diferencia y debe pagar por la diferencia a través del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). De manera similar, si un generador vende menos que su capacidad de suficiencia, automáticamente vende el exceso al mercado *spot* y recibe el pago asociado a través del CEN [4].
3. **Servicios complementarios:** los SSCC se refieren a un conjunto de servicios que los generadores, consumidores o dispositivos de almacenamiento de energía pueden proporcionar para apoyar el funcionamiento seguro y eficiente del sistema eléctrico. Los

servicios complementarios consideran 3 categorías de acuerdo con la naturaleza de las distintas prestaciones [5].

- a) **Servicios de Balance** estos servicios mantienen el equilibrio entre la generación y la demanda en el sistema eléctrico. Incluyen:
 - Control Primario de Frecuencia (CPF)
 - Control Secundario de Frecuencia (CSF)
 - Control Terciario de Frecuencia (CTF)
 - Control Rápido de Frecuencia (CRP)
 - Cargas Interrumpibles (CI)
 - Desconexiones de Carga Automática y Manual (EDAC y DMC)
- b) **Servicios de Control de Tensión:** estos servicios mantienen la tensión de operación de las barras del sistema dentro de una banda predeterminada. Incluye el Servicio de Control de Tensión (CT)
- c) **Servicios de Recuperación de Servicio:** estos servicios permiten restablecer el suministro eléctrico lo más rápido posible después de un apagón parcial o total. Incluyen:
 - Partida Autónoma (PA)
 - Aislamiento Rápido (AR)
 - Equipos de Vinculación (EV)

2.1.1.3. Matriz energética

La matriz energética chilena es diversa y ha experimentado cambios significativos en los últimos años, con un aumento en la participación de las energías renovables.

Para octubre de 2023, la matriz energética chilena tiene una penetración renovable del 43.2% [2] (Figura 2.2). Esto significa que casi la mitad de la energía instalada en el país es de fuentes renovables, como es la energía solar y eólica. Este porcentaje refleja el compromiso de Chile con la sostenibilidad, y la reducción de las emisiones de carbono, y es un indicador de los esfuerzos del país para transitar hacia la descarbonización.

En cuanto al almacenamiento de energía, el almacenamiento de energía en baterías (BESS, por sus siglas en inglés), representa un porcentaje mínimo de la matriz energética, correspondiendo a 260 MW, lo que equivale al 0.736% de la matriz, mientras que ERNC + Almacenamiento, corresponde a 113 MW, es decir 0.326% de la matriz. [2] (En la Figura 2.3 se aprecia la capacidad instalada en el sistema por región). Aunque este porcentaje es pequeño, el almacenamiento de energía en baterías juega un papel crucial en la gestión de la energía renovable. Se espera un aumento significativo de los proyectos de almacenamiento de energía debido a los problemas de transmisión y *curtailment* existentes, por esto mismo Chile y su Política Energética establece la necesidad de contar con al menos 2 GW antes del 2030 [6].

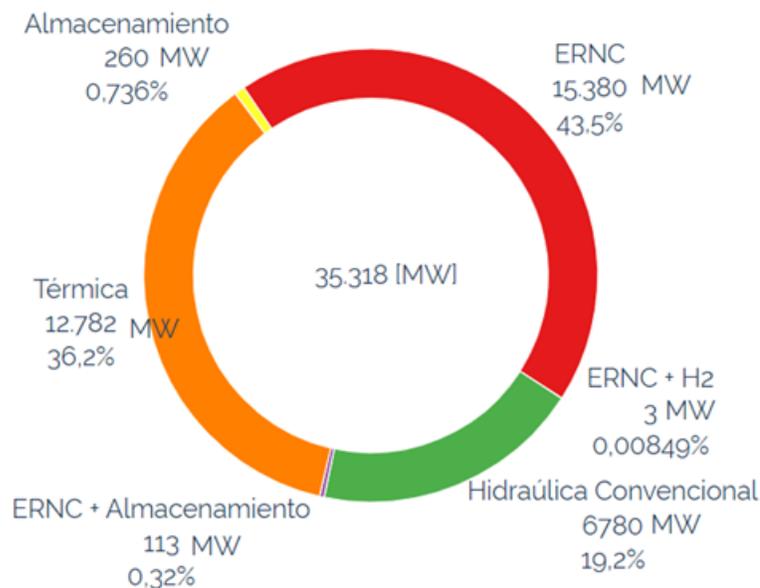


Figura 2.2: Matriz energética octubre 2023.[2]

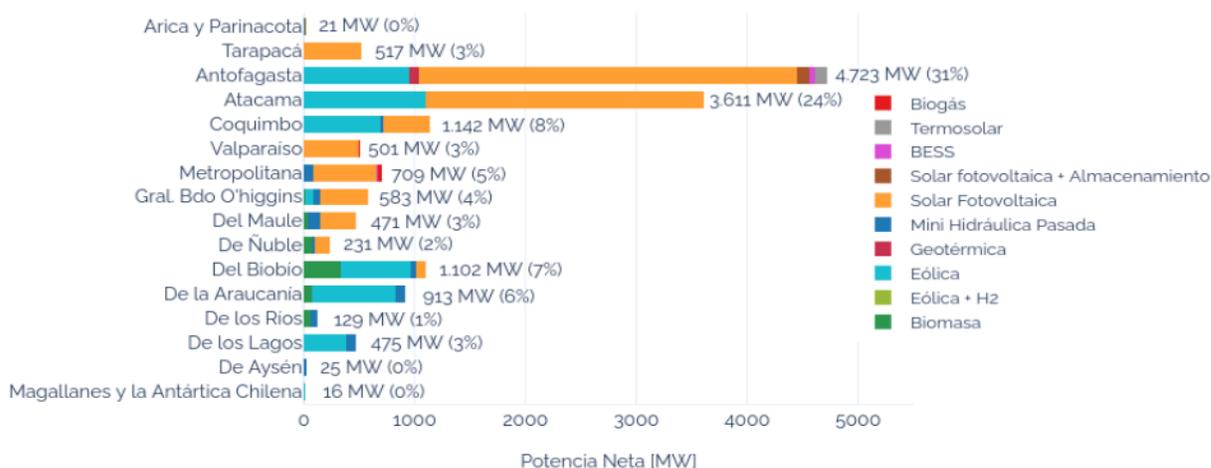


Figura 2.3: Capacidad instalada de ERNC y almacenamiento regional. [2]

2.1.2. Recursos energéticos renovables

La diversidad geográfica y climática de Chile, que abarca desde las altas irradiaciones solares en el norte hasta las intensas corrientes de viento en el extremo sur, ofrece un vasto potencial para la generación de energía renovable. Este abanico de condiciones naturales favorece el desarrollo de diversas fuentes como la energía hidroeléctrica, solar y eólica. Esta riqueza en recursos renovables ha impulsado su explotación significativa, resultando en una creciente predominancia de la energía renovable en la matriz energética del país. La Figura [2.4] ilustra de manera clara esta tendencia, mostrando la evolución de la capacidad instalada por tecnología, donde se destaca notoriamente la inversión en generación solar y eólica.

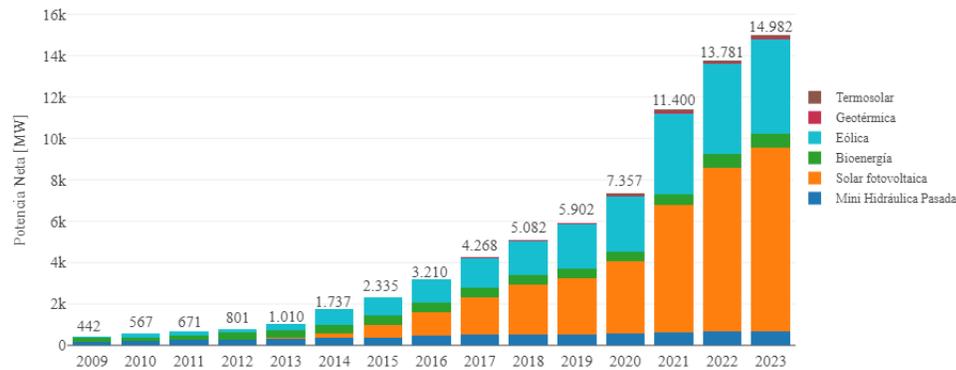


Figura 2.4: Evolución de capacidad instalada por tecnología [2]

2.1.2.1. Solar

La generación solar se destaca como la principal fuente de energía renovable en Chile, representando el 59.35 % de la capacidad instalada de ERNC [2]. Esta preeminencia se debe al excepcional potencial solar en el norte del país, una característica resaltada en el mapa de potencial solar de Solargis [7], ilustrado en la Figura [2.5]. Este mapa no solo revela el potencial a nivel nacional, sino también global, situando al norte de Chile como una región ideal para la generación solar. Específicamente, el Desierto de Atacama, uno de los lugares más secos y soleados del mundo, ofrece condiciones óptimas para esta forma de generación.

La tecnología solar ha alcanzado un nivel de madurez y fiabilidad significativos, siendo capaz de proporcionar electricidad de manera eficiente y continua. Las dos principales tecnologías empleadas son los sistemas fotovoltaicos (PV), que convierten la luz solar directamente en electricidad, y los sistemas de concentración solar térmica (CSP), que utilizan el calor solar concentrado para generar energía eléctrica. La generación solar se caracteriza por su predictibilidad, con patrones diarios y estacionales de irradiación solar bien definidos. No obstante, existen variaciones en la producción energética debido a factores como la nubosidad, la difusión atmosférica y la acumulación de suciedad o polvo en los paneles solares.

Uno de los principales desafíos de la generación solar es su indisponibilidad durante la noche. Esta limitación plantea dificultades para la integración de la energía solar en la red eléctrica, ya que se requiere almacenamiento de energía o fuentes de energía de respaldo para suministrar electricidad en los períodos en que la generación solar no está disponible. Este aspecto es crucial para el diseño y planificación de sistemas energéticos que buscan maximizar el uso de energías renovables.

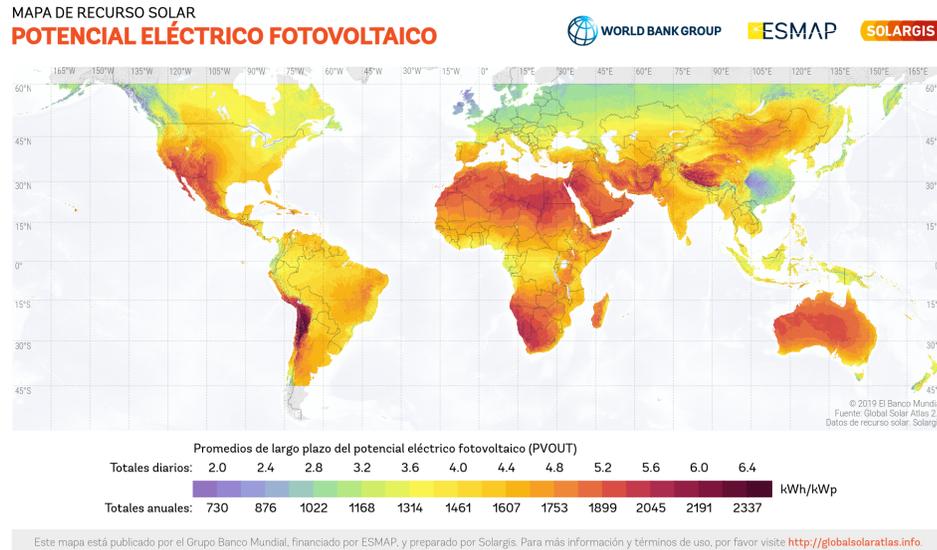


Figura 2.5: Potencial fotovoltaico mundial [8].

2.1.2.2. Eólica

La generación eólica se posiciona como la segunda fuente predominante de energía renovable en Chile, representando el 30.06 % de la capacidad instalada ERNC [2]. Chile posee un significativo potencial eólico, particularmente en la región de Magallanes, donde las condiciones son óptimas para esta forma de generación.

Si bien la tecnología eólica es bastante madura, su predictibilidad es considerablemente menor en comparación con la tecnología solar. Aunque las tendencias de generación eólica a nivel estacional son generalmente claras, se requiere un análisis detallado de una gran cantidad de datos para obtener patrones de generación representativos. Los ciclos intra-diarios del recurso eólico y la consiguiente generación varían continuamente, lo que presenta un desafío para la integración eficiente de esta energía en la red eléctrica. Un sistema de almacenamiento bien dimensionado juega un papel crucial en este contexto, permitiendo almacenar energía durante periodos de alta producción eólica y precios bajos, y posteriormente liberarla cuando los precios aumentan, maximizando así la rentabilidad.

La Figura 2.6 muestra la generación del parque eólico Calama, ilustrando la variabilidad diaria y la incertidumbre inherente a la generación eólica. Esta variabilidad subraya la importancia de un enfoque flexible y adaptable en la planificación y operación de sistemas energéticos que integren fuentes eólicas.

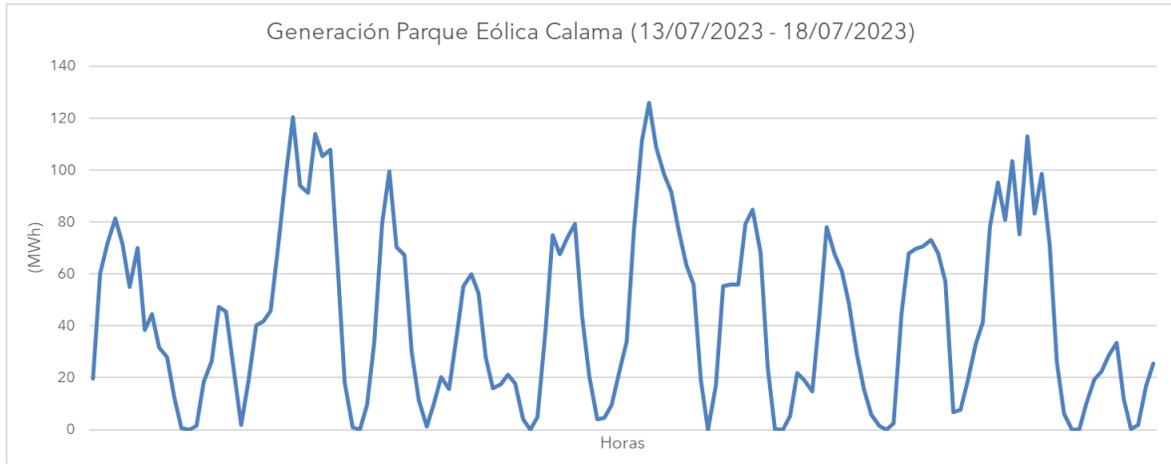


Figura 2.6: Generación parque eólico Calama desde 13-07-2023 hasta 18-07-2023, Fuente: Elaboración propia datos CEN

2.1.3. Curtailment y desacople de costos marginales

El *curtailment*, o vertimiento, se refiere a la práctica de reducir o limitar la producción de energía en una planta de generación. En el contexto de las energías renovables, como la solar y la eólica, este fenómeno ocurre cuando la producción de energía supera la demanda o excede la capacidad de la red eléctrica para absorberla, una situación que se presenta con frecuencia en Chile.

El *curtailment* representa un desafío significativo, impulsado principalmente por las limitaciones en la red de transmisión. A pesar de contar con una abundante generación de energía renovable, especialmente en zonas de alta radiación solar como el Desierto de Atacama, la infraestructura de transmisión existente no siempre logra distribuir eficientemente toda la energía generada hacia los centros de consumo, especialmente durante las horas de máxima irradiación solar.

Durante el año 2022, el volumen total de *curtailment* en Chile ascendió a 1471 GWh, según datos del Coordinador Eléctrico Nacional [9]. Para contextualizar, esta cantidad de energía sería suficiente para abastecer aproximadamente a 100 hogares durante un año. La Figura 2.7 muestra la distribución del *curtailment* por tecnología a lo largo de ese año, evidenciando el impacto significativo de esta problemática en el sector energético chileno

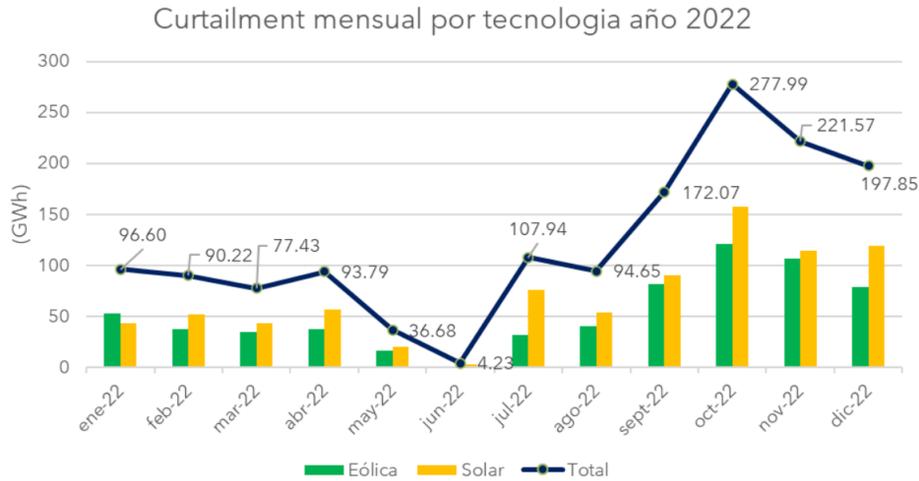


Figura 2.7: *Curtailment* mensual año 2022. Fuente: Elaboración propia datos CEN

Los desacoples en el sistema eléctrico son fenómenos que se originan por fallas o congestiones en las líneas de transmisión, llevando a operaciones y despachos económicos independientes en distintas partes del sistema (subsistemas). Esto provoca que los costos marginales en las barras de un subsistema difieran de los de otro, como se describe en [10]. Actualmente, en Chile, este problema se manifiesta principalmente entre la región norte, que concentra la mayor parte de la capacidad de generación renovable (predominantemente solar), y la región centro-sur, donde se ubican los principales centros de consumo.

El desacople ocurre debido a la congestión en las líneas de transmisión que conectan estas dos zonas. En el norte, los bajos costos marginales en los puntos de inyección de energía renovable contrastan con los altos costos marginales en las barras de las zonas centro y sur. En estas últimas, el despacho de centrales térmicas de mayor costo variable se utiliza para satisfacer la demanda, especialmente durante ciertas horas del día. Esta diferencia es particularmente notable durante las horas de mayor irradiación solar.

La Figura [2.8] ilustra esta situación, mostrando los costos marginales para las principales barras del sistema eléctrico el día 11 de julio de 2023. Se observa que en las barras del norte, como Tarapacá, Crucero, Atacama, Cardones y Pan de Azúcar, los costos marginales son de 0 [USD/MWh] entre las 11:00 y 16:00 horas. Mientras tanto, en las barras del centro-sur, como Charrúa, Quillota y Puerto Montt, los costos fluctúan entre 40 y 70 [USD/MWh] en el mismo intervalo horario, evidenciando desacoples incluso entre estas mismas barras

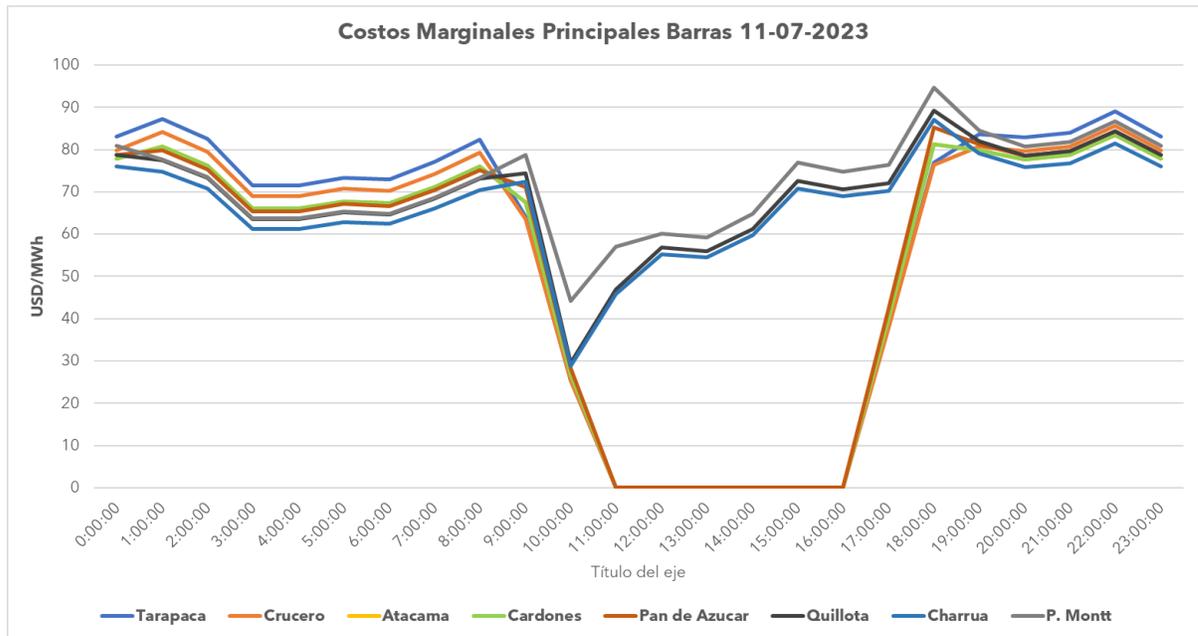


Figura 2.8: Costos marginales para las principales barras de Chile [11]

Ante los desafíos presentados por el *curtailment* y los desacoples de costos marginales, el uso de sistemas de almacenamiento en parques eólicos y solares se vuelve particularmente beneficioso por varias razones. En primer lugar, el almacenamiento aporta a la estabilización del sistema eléctrico, proporcionando energía en momentos en que la generación renovable no está disponible, lo que contribuye significativamente a la suficiencia y confiabilidad del sistema.

En segundo lugar, el almacenamiento ofrece la posibilidad de participar en el arbitraje energético. Esto implica almacenar energía cuando los costos marginales son bajos y luego liberarla en períodos de costos marginales altos. Esta estrategia no solo beneficia los ingresos del sistema de almacenamiento sino que también puede contribuir a la reducción general de los costos de energía en el sistema.

Además, en situaciones donde ocurre el *curtailment* en generadores renovables, los sistemas de almacenamiento emergen como una solución clave. Permiten capturar y almacenar la energía que de otra manera no podría ser inyectada a la red debido a limitaciones de transmisión o exceso de oferta. De esta manera, el almacenamiento evita el desperdicio de valiosos recursos renovables y ayuda a mitigar los desacoples en los costos marginales entre diferentes barras del sistema.

2.1.4. Almacenamiento

El almacenamiento de energía emerge como una solución vital para abordar los desafíos inherentes a la intermitencia y variabilidad de las energías renovables. En Chile, esta tecnología no solo promete estabilizar la generación fluctuante de energía renovable, sino que también se perfila como una alternativa eficaz para minimizar el *curtailment*. El almacenamiento puede actuar desplazando la generación renovable hacia períodos donde esta no está disponible o almacenando el excedente de energía que no puede ser inyectado a la red debido a limitaciones en la transmisión.

Más allá de su rol en la gestión de la generación y el *curtailment*, el almacenamiento

de energía juega un papel crucial en la estabilidad del sistema eléctrico. Ofrece alternativas para proporcionar servicios complementarios, como la regulación de frecuencia y el apoyo en situaciones de emergencia. Esta capacidad de respuesta rápida y eficiente a las fluctuaciones del sistema es esencial para mantener un suministro de energía confiable y continuo, lo que es particularmente importante en un contexto donde la integración de energías renovables está en constante crecimiento.

2.1.4.1. Conceptos asociados a sistemas BESS.

Los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) presentan varios conceptos clave para su comprensión y modelado efectivo:

- **Ciclos de carga/Ciclaje:** Este término describe el proceso de cargar y descargar una batería. Un ciclo completo implica cargar la batería al 100 % y luego descargarla al 0 %. No obstante, en la práctica, los ciclos de carga rara vez alcanzan estos extremos para preservar la vida útil de la batería. Para las baterías de ion de litio, es común mantener un nivel de descarga mínimo de entre 20 % a 30 %. Esta práctica reduce el estrés en la batería y puede prolongar su vida útil [12]. Los ciclos completos equivalentes (EFC, Equivalent Full Cycles) son una medida clave para cuantificar la degradación de un sistema BESS a través del tiempo. La ecuación 2.1 modela este concepto, donde E_C es la energía cargada, E_D es la energía descargada y $BESS_{Capacity}$ es la capacidad total de la batería [13]. La Figura 2.9 muestra un ejemplo de conteo de ciclos utilizando EFC, es decir, aplicando la ecuación anterior, así mismo la batería ha cargado 70 [MWh] y descargado 60 [MWh], por lo que hay un EFC igual a 2.16.

$$EFC = \frac{E_C + E_D}{2 \cdot BESS_{Capacity}} \quad (2.1)$$

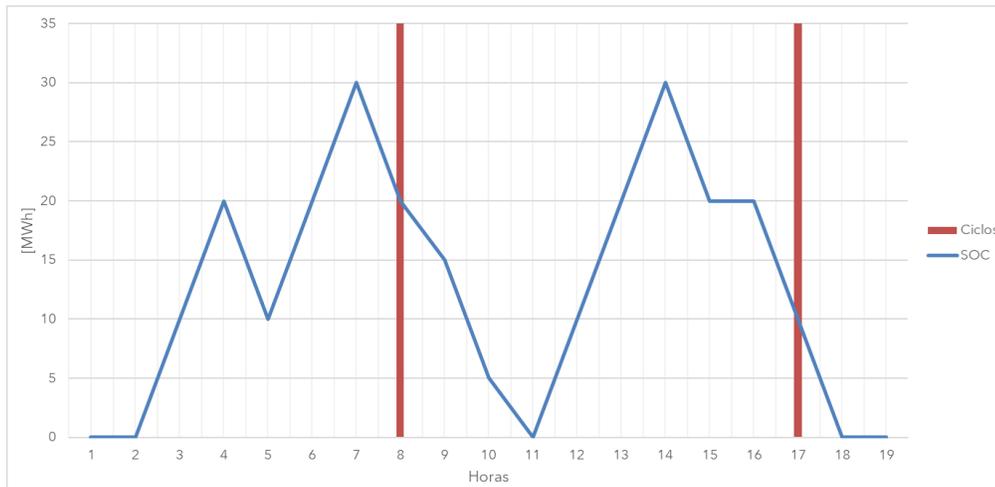


Figura 2.9: Conteo de ciclos de carga utilizando EFC

- **Estado de carga (SOC: State of Charge):** Es la medida del nivel de carga actual de una batería en comparación con su capacidad total, relacionada directamente con el concepto de ciclos de carga.

- **(Profundidad de carga (DoD: Depth of Discharge)):** Es un término utilizado para describir qué porcentaje de la capacidad total de una batería ha sido utilizada o descargada en un ciclo. Por ejemplo, un DoD del 100 % significa que se ha utilizado toda la capacidad de la batería, mientras que un DoD del 50 % indica que solo se ha usado la mitad de su capacidad total.
- **Degradación:** Se refiere al deterioro progresivo en la capacidad de una batería para almacenar y liberar energía con el tiempo. Factores como las altas temperaturas, la sobrecarga y los ciclos de carga frecuentes pueden acelerar este proceso.

Las causas de la degradación de las baterías de ion de litio (Principal tecnología empleada en sistemas BESS) son los siguientes [14].

1. **Ciclaje:** La degradación se intensifica con el número de ciclos de carga y descarga. El uso repetido afecta la estructura y química de los materiales de la batería, conduciendo a una pérdida de capacidad y eficiencia.
2. **Temperatura:** Las temperaturas extremas, tanto altas como bajas, aceleran la degradación. El calor puede provocar reacciones químicas no deseadas y cambios estructurales, mientras que las bajas temperaturas pueden afectar la movilidad del litio y la estabilidad del electrodo.
3. **Profundidad de Descarga:** Ciclar la batería a una mayor DoD (es decir, utilizar una mayor proporción de su capacidad total en cada ciclo) puede acelerar la degradación debido a un mayor estrés en los materiales y mayores fluctuaciones en la composición química y estructural.

Por otro lado, los principales mecanismos de degradación de baterías de ion litio corresponden a [14].

- **Crecimiento de la Capa de Interfaz Electrolito-Sólido (SEI):** Formación de una capa pasivadora en la superficie del electrodo negativo, que puede aumentar con el tiempo y afectar la capacidad y resistencia de la batería.
- **Formación de Dendritas de Litio:** Ocurre principalmente durante la carga rápida o a bajas temperaturas, donde el litio metálico se deposita en el electrodo negativo, pudiendo causar cortocircuitos.
- **Cambio Estructural y Descomposición del Electrodo Positivo:** Incluye la transformación de fases de los materiales de óxido de metal de transición y su reacción con el electrolito, lo que afecta la capacidad y la resistencia de la batería.
- **Fractura de Partículas:** Causada por cambios de volumen en los materiales activos durante la carga y descarga, lo que afecta la integridad estructural y el rendimiento de la batería.
- **Pérdida de Material Activo y de Inventario de Litio:** Resulta de la descomposición y desprendimiento de material activo, reduciendo la cantidad de litio disponible para el intercambio de carga.

Un aspecto crucial en el estudio de las baterías de ion de litio es la comprensión de sus tres etapas de degradación: la etapa inicial de aceleración, la estabilización (o envejecimiento lineal) y la saturación (envejecimiento no lineal). La primera etapa se caracteriza por una reducción rápida de la capacidad, generalmente atribuida a la formación inicial de

la Capa de Interfaz Electrolito-Sólido (SEI). Esta capa, aunque disminuye la capacidad de la batería, juega un papel fundamental al limitar el crecimiento adicional del SEI y, por ende, la degradación futura. Las causas subyacentes de las etapas de estabilización y saturación son aún motivo de debate en la comunidad científica [14].

La Figura 2.10 ilustra el comportamiento típico de una batería de ion de litio a lo largo de estas tres etapas de degradación. Comprender estas etapas es vital para anticipar y modelar la eficiencia y vida útil de las baterías en los sistemas BESS, así como para desarrollar estrategias que mitiguen su impacto en el rendimiento del sistema.

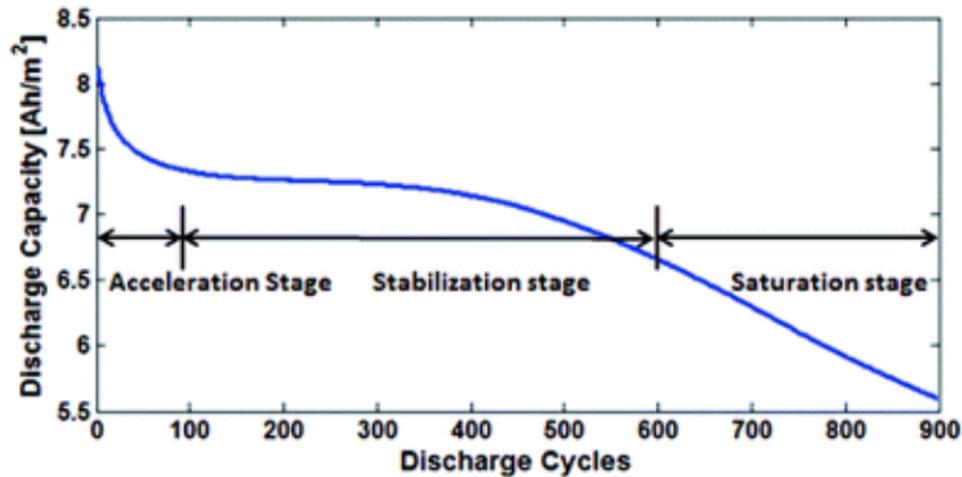


Figura 2.10: La degradación se divide en tres etapas: aceleración, estabilización y saturación [14]

- **Augmentation:** Esta práctica implica añadir capacidad de almacenamiento adicional a un sistema existente para compensar la degradación de las baterías o para mejorar el rendimiento general.
- **AC y DC coupled:** Los términos 'AC coupled' y 'DC coupled' describen la forma en que un sistema BESS se conecta a la red eléctrica. En un sistema 'DC coupled', la batería se conecta directamente al bus DC del inversor, permitiendo almacenar energía generada por fuentes como sistemas fotovoltaicos sin necesidad de conversión a corriente alterna (AC), mejorando la eficiencia. En contraste, un sistema 'AC coupled' conecta la batería al bus AC del inversor, requiriendo la conversión de la energía a AC antes de almacenarla y luego a DC para su uso, lo que puede introducir pérdidas de eficiencia pero ofrece mayor flexibilidad e integración en sistemas existentes [15].

2.1.4.2. Modelación de un sistema de almacenamiento

Para modelar de manera precisa el comportamiento de un sistema de almacenamiento y aplicarlo efectivamente en la optimización, se ha adoptado el esquema presentado en la Figura [2.11]. Este esquema, junto con un conjunto de variables clave, describe el funcionamiento del sistema conforme a la modelación realizada por el Coordinador Eléctrico Nacional. [16].

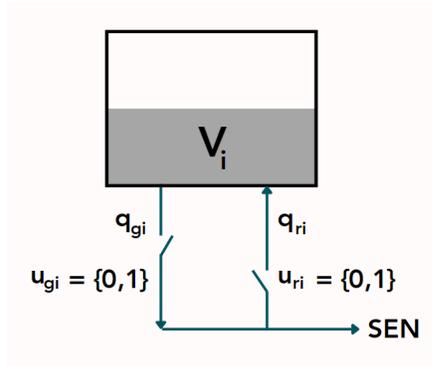


Figura 2.11: Figura esquemática de un Sistema de Almacenamiento. [16]

- $V_{m\acute{a}x}$: capacidad del Sistema de Almacenamiento [MWh]
- V_i : energía acumulada en el Sistema de Almacenamiento en la hora i [MWh]
- P_{neta} : máximo valor de potencia activa media horaria que puede inyectar el Sistema de Almacenamiento al SEN [MW]
- $P_{m\acute{a}x}$: potencia Máxima de un Sistema de Almacenamiento [MW]
- q_{gi} : potencia inyectada por el Sistema de Almacenamiento al SEN en la hora i [MW]
- \bar{q}_g : inyección máxima del sistema de almacenamiento al SEN [MW]
- Δq_g : tasa máxima de inyección del sistema de almacenamiento al SEN en una hora [MW]
- q_{ri} : potencia retirada por el sistema de almacenamiento desde el SEN en la hora i [MW]
- \bar{q}_r : retiro máximo del sistema de almacenamiento desde el SEN [MW]
- Δq_r : tasa máxima de retiro del sistema de almacenamiento desde el SEN en una hora [MW]
- μ_{gi} : variable entera que habilita "1" o inhabilita "0" la inyección del sistema de almacenamiento al SEN en la hora "i".
- μ_{ri} : variable entera que habilita "1" o inhabilita "0" el retiro del sistema de almacenamiento al SEN en la hora "i".
- ϵ : eficiencia del sistema de almacenamiento [0/1]
- D_{ij} : demanda de la hora "i" y día "j" de la curva de carga del sistema eléctrico [MW]

A continuación, se presentan las ecuaciones asociadas.

- **Potencia máxima del sistema de almacenamiento**

$$P_{m\acute{a}x} = \text{Mín}\left(\frac{V_{m\acute{a}x}}{5}; P_{neta}\right) \quad (2.2)$$

- **Límites de la inyección en una hora**

$$0 \leq q_{gi} \leq \mu_{gi} \cdot \hat{q}_g \quad (2.3)$$

- **Límites del retiro en una hora**

$$0 \leq q_{ri} \leq \mu_{ri} \cdot \hat{q}_r \quad (2.4)$$

- **No es posible inyectar y retirar simultáneamente**

$$\mu_{gi} + \mu_{ri} \leq 1 \quad (2.5)$$

- **Límite a la tasa de inyección**

$$q_{gi} - q_{gi-1} \leq \Delta q_g \quad (2.6)$$

- **Límite a la tasa de retiro**

$$q_{ri} - q_{ri-1} \leq \Delta q_r \quad (2.7)$$

- **Ecuación de balance del sistema de almacenamiento**

$$V_i = V_{i-1} + q_{ri} - q_{gi} \quad (2.8)$$

- **Límites del sistema de almacenamiento**

$$0 \leq V_i \leq V_{m\acute{a}x} \quad (2.9)$$

Se propone maximizar/minimizar las inyecciones/retiros del sistema de almacenamiento a lo largo de la curva de carga, respetando las restricciones dispuestas anteriormente. En términos simples, equivale a cargar el sistema de almacenamiento durante las horas de menor demanda y, a continuación, descargarlo durante las horas de mayor demanda. La ecuación 2.10 muestra la función objetivo que resuelve este problema y que consiste en maximizar, a lo largo de un determinado día “j” de la curva de carga, el diferencial entre las inyecciones y los retiros del sistema de almacenamiento en las horas del día y ponderado por la respectiva demanda horaria.

$$FO_j = M\acute{a}x \sum_{i=1}^{24} (\epsilon q_{gi} - q_{ri}) D_{ij} \quad (2.10)$$

Esta función objetivo corresponde a una base para realizar el algoritmo de optimización, ya que no considera variables de precios o inversión, lo cual se detalla en la siguiente sección.

2.1.4.3. Tipos de baterías y proveedores.

Dentro del contexto de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), existen varios tipos de baterías que se destacan por sus características únicas y aplicaciones específicas. Los tipos más comunes de soluciones BESS incluyen:

- **Baterías de Ion de Litio:** Estas baterías son las más utilizadas en los sistemas BESS actualmente. Se caracterizan por su alta densidad de energía, larga vida útil y capa-

cidad para soportar numerosos ciclos de carga y descarga. Las baterías de ion de litio también tienen una alta eficiencia energética, lo que las hace ideales para aplicaciones que demandan una gran cantidad de energía en un corto período de tiempo [17].

- **Baterías de Flujo:** Este tipo de baterías almacena energía en soluciones líquidas contenidas en tanques externos, permitiendo una capacidad de almacenamiento escalable. Aunque tienen una densidad de energía más baja en comparación con las baterías de ion de litio, las baterías de flujo pueden suministrar energía durante periodos más prolongados, lo que las hace adecuadas para ciertas aplicaciones [18].
- **Baterías Sodio-Sulfuro (NAS):** Estas baterías utilizan sodio y azufre para almacenar energía y se conocen por su alta densidad energética y capacidad para operar a altas temperaturas. Aunque son menos comunes que las baterías de ion de litio y las de flujo, las baterías NAS son una opción viable para aplicaciones específicas debido a su largo tiempo de almacenamiento [19].

En el mercado de los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), varias empresas líderes se destacan por sus innovadoras soluciones y productos. Entre ellas se encuentran:

- **Huawei:** Reconocida principalmente por su liderazgo en el sector de telecomunicaciones, Huawei, una empresa china, también incursiona en el ámbito de los sistemas BESS. Ofrecen soluciones de almacenamiento de energía que incluyen sistemas basados en baterías de ion de litio, alojados en contenedores modulares. Huawei se enfoca en el desarrollo inteligente de la tecnología de almacenamiento, lo que le permite abordar desafíos críticos como la prevención de incendios y la reducción de las necesidades de operación y mantenimiento.
- **Wärtsilä:** Esta empresa finlandesa se especializa en proporcionar soluciones integrales de almacenamiento y gestión de energía, incluyendo sistemas BESS que utilizan baterías de ion de litio. Wärtsilä es conocida por su enfoque en la innovación y la sostenibilidad, ofreciendo soluciones que ayudan a optimizar la eficiencia energética y a integrar fuentes de energía renovables.
- **BASF:** Como una de las empresas químicas más grandes del mundo, BASF, con sede en Alemania, es un importante proveedor de materiales para baterías de ion de litio. Además, BASF está activamente involucrada en el desarrollo de tecnologías de almacenamiento de energía avanzadas, incluyendo las baterías NAS, contribuyendo así a la expansión y mejora de las opciones de almacenamiento energético disponibles en el mercado.

2.1.4.4. Dimensionamiento de una solución BESS

El dimensionamiento adecuado de un proyecto BESS, ya sea asociado a un parque renovable o actuando de forma independiente, requiere encontrar un equilibrio entre **inversión**, **ingresos** y **aprovechamiento del BESS**. Este último aspecto es crucial, pues un tamaño no optimizado de las baterías puede llevar al desaprovechamiento de su potencial, afectando la rentabilidad del proyecto debido al costo elevado de las baterías.

Por lo tanto, el proceso de dimensionamiento de un sistema BESS implica realizar iteraciones para evaluar los ingresos potenciales que el sistema puede generar. Estos ingresos pueden provenir tanto del arbitraje de energía como del aporte a la suficiencia del sistema. Luego, estos ingresos se comparan con el costo total de inversión y los gastos de operación y mantenimiento (OM). Es fundamental que estas iteraciones busquen un punto de equilibrio donde el tamaño del BESS maximice tanto los ingresos como la eficiencia en la inversión.

Finalmente, el análisis concluye siguiendo el enfoque estándar de evaluación de proyectos. Se consideran los flujos de caja y se aplican indicadores financieros clave, como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), para determinar la viabilidad y rentabilidad del proyecto BESS. Este proceso asegura que la solución seleccionada no solo sea técnicamente factible sino también económicamente sostenible.

2.1.5. Normativa asociada: Ley 21505

La Ley 21505 representa un avance significativo en Chile para fomentar el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad. Esta legislación introduce cambios cruciales en la Ley General de Servicios Eléctricos con el fin de promover estas tecnologías. Las modificaciones legales más relevantes se detallan a continuación [20]:

1. Se añade la frase “y sistemas de almacenamiento” en el inciso segundo del artículo 72°-2, inmediatamente después de “Son también coordinados los medios de generación”.
2. El artículo 149° incorpora varias referencias a “sistemas de almacenamiento”, facilitando su integración y remuneración dentro del marco de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Los efectos de estas modificaciones son amplios y significativos, incluyendo:

- Definición legal de sistemas de almacenamiento: La ley especifica el almacenamiento de energía eléctrica como “el proceso de almacenar energía eléctrica en un dispositivo o sistema para su uso posterior”, proporcionando un marco legal claro para su desarrollo e implementación.
- Inclusión de almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional: Esto permite que los sistemas de almacenamiento sean considerados en la construcción, puesta en servicio y operación dentro del sistema eléctrico nacional.
- Derecho de participación en transferencias de potencia: Conforme a las modificaciones del **reglamento de transferencia de potencia**, que actualmente se encuentra en contraloría (Ingresado 24 de noviembre de 2023), los sistemas de almacenamiento obtienen el derecho a participar en las transferencias de potencia. El documento define los porcentajes de reconocimiento de potencia para proyectos de almacenamiento BESS, como se aprecia en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1: Reconocimiento de potencia DS 62 ingresado a contraloría 24/11/2023.

Capacidad de almacenamiento (horas)	Porcentaje de reconocimiento
< 1	0 %
1	36 %
2	65 %
3	85 %
4	98 %
≥ 5	100 %

2.2. Estado del arte

El estado del arte asociado al dimensionamiento de sistemas BESS puede ser expresado en los siguientes 3 aspectos.

2.2.1. Aplicaciones y servicios BESS

Los sistemas BESS son una tecnología clave para la transición hacia una red eléctrica más flexible y sostenible. Los BESS tienen una amplia gama de aplicaciones y servicios que pueden ofrecer, tanto para los operadores de la red como para los clientes finales.

- **Servicios de red:** Los BESS aportan significativamente a la red eléctrica mediante la regulación de la frecuencia, la reserva de capacidad, la gestión de la demanda y la mejora de la calidad de la energía. Estos servicios son cruciales para mantener la estabilidad y eficiencia de la red. Por ejemplo, en el mercado de energía PJM, los sistemas BESS se utilizan primordialmente para servicios de regulación de frecuencia [21].
- **Almacenamiento ERNC:** Los BESS permiten el almacenamiento de energía generada por fuentes renovables, como la solar y la eólica, para su utilización en momentos posteriores. Esto ayuda a superar la intermitencia de estas fuentes y maximizar su aprovechamiento, como se destacó en el marco teórico.
- **Gestión de demanda:** Los sistemas BESS desempeñan un papel crucial en la gestión de la demanda energética. Almacenan energía durante períodos de baja demanda y la liberan en momentos de alta demanda, contribuyendo a la reducción de las variaciones de carga en la red.
- **Instalaciones Críticas:** En situaciones de fallos o problemas en la red eléctrica, los sistemas BESS proporcionan un respaldo energético vital. Esto es especialmente importante en infraestructuras críticas como hospitales, donde la continuidad del suministro eléctrico es fundamental.

2.2.2. Modelación y operación de BESS

La modelación y operación de los BESS es un área de investigación activa, existen diversos modelos y enfoques de esta área de estudio.

- **Modelos electroquímicos:** estos modelos describen el comportamiento de los BESS a nivel de las reacciones electroquímicas que tienen lugar dentro de las baterías. Estos modelos pueden ser muy precisos, pero también son complejos y requieren una gran cantidad de datos para su calibración. [22]
- **Modelos empíricos:** estos modelos describen el comportamiento de los BESS basándose en datos experimentales. Estos modelos son menos precisos que los anteriores, pero son mucho más sencillos de implementar.
- **Modelos de sistemas de energía:** estos son los modelos en los cuales se centra el trabajo de título, describen el comportamiento de los BESS en el contexto de un sistema de energía más amplio. Estos modelos pueden incluir consideraciones sobre la generación de energía, la demanda de energía, la red eléctrica y otros factores. Consideran también la operación de los BESS, lo cual implica una serie de decisiones sobre cuándo y cómo cargar y descargar las baterías. Estas decisiones pueden ser influenciadas por una serie de factores, incluyendo los precios de la energía, la demanda de energía, las condiciones de la red eléctrica y las características de las baterías. Por lo anterior, el desarrollo de un algoritmo que ayude a aplicar esta optimización y dimensionar el tamaño de la solución es de vital importancia, un estudio realizado en Corea del Sur presentó un algoritmo de optimización para dimensionar sistemas BESS. Este algoritmo considera la degradación de las baterías de iones de litio. también la operación del BESS y la posibilidad de aumentar la capacidad de la batería durante el horizonte del proyecto [23].

2.2.3. Degradación de BESS

La degradación de los BESS es un problema importante que puede afectar a su rendimiento y vida útil. La degradación de los BESS puede ser causada por una serie de factores, incluyendo el uso excesivo, las altas temperaturas, la carga y descarga inadecuada, y el envejecimiento natural de las baterías.

Existen varias estrategias para gestionar la degradación de los BESS, incluyendo el uso de técnicas de gestión de la carga, la mejora de las condiciones de operación, y el uso de técnicas de mantenimiento y reparación. Sin embargo, la degradación de los BESS sigue siendo un área de investigación activa, y se están desarrollando nuevas técnicas y tecnologías para mejorar la vida útil y el rendimiento de estos sistemas.

La degradación de los BESS puede ser modelada y mitigada a través de varios enfoques. Los modelos de degradación pueden ser clasificados en modelos físicos, empíricos y de *machine learning*. Los modelos físicos se basan en la comprensión de los mecanismos de degradación a nivel microscópico, mientras que los modelos empíricos y de *machine learning* se basan en datos experimentales. Las estrategias de mitigación de la degradación incluyen la optimización del diseño del sistema, la gestión térmica, la gestión de la carga y la gestión del ciclo de vida. Bolun Xu presentó un modelo de degradación de baterías de iones de litio basado en la teoría química. Este modelo, desarrollado a partir de datos experimentales, puede predecir con precisión la retención de capacidad de las baterías de iones de litio durante su vida útil. [24]

Capítulo 3

Modelación

3.1. Metodología

Los aspectos metodológicos a considerar para dar solución al problema de optimización de BESS, para diferentes escenarios de generación renovable, mercado eléctrico y demanda industrial, el cual es la base del trabajo de memoria, se formula la siguiente metodología de ingeniería/investigación:

- **Enfoque metodológico:** el enfoque metodológico se basa en un análisis de optimización, un referente común en la ingeniería de sistemas, soportado por el estándar de optimización de sistemas y el marco de referencia de las metodologías de investigación en ingeniería. El enfoque tiene una base iterativa sobre la función objetivo a optimizar, lo cual permite incorporar los resultados de cada iteración en la siguiente, y de esta forma refinar la función objetivo.
- **Técnicas de análisis:** para el desarrollo de la herramienta de optimización, se utilizó programación lineal entera mixta. Para el análisis de los resultados, se aplicaron técnicas de análisis de sensibilidad y escenarios, permitiendo evaluar la robustez y versatilidad de la herramienta desarrollada. En términos económicos, se realizó una evaluación económica de los sistemas BESS optimizados bajo los diferentes escenarios definidos, basándose en costos y beneficios operativos resultantes de la aplicación de la herramienta.

El siguiente diagrama de flujo ilustra la metodología llevada a cabo para el desarrollo del trabajo de memoria, el cual se muestra en la Figura [3.1], este mismo se centra en la **iteración sobre la función objetivo**, afinando esta última hasta alcanzar los resultados esperados.

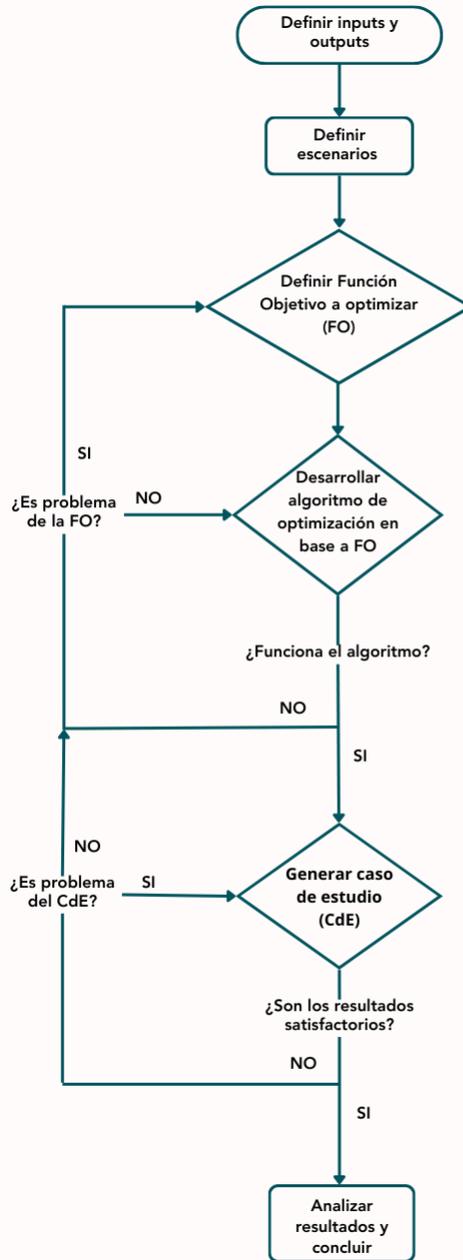


Figura 3.1: Diagrama de flujo de la metodología. Fuente: Elaboración propia

A continuación, se detalla el diagrama de flujo.

1. **Definir *inputs* y *outputs***: el primer punto se centró en identificar tanto los datos de entrada; estos incluyen capacidad de generación renovable, demanda de energía, precios del mercado eléctrico, entre otros, serán detallados más adelante en la sección de *Inputs* y *Outputs*. al igual que los datos de salida, los cuales corresponden a la capacidad de almacenamiento BESS, programa de carga/descarga, etc.
2. **Definición de escenarios**: se definieron los escenarios a considerar, estos serán detallados en secciones posteriores, sin embargo, a grandes rasgos se dividen en BESS para

arbitraje de energía y BESS para satisfacer demanda industrial.

3. **Definición en función objetivo:** se definió la función objetivo la cual se maximizará o minimizará según el caso.
4. **Desarrollo del algoritmo de optimización:** una vez definida la función objetivo, se desarrolló el algoritmo de optimización. Se utilizó programación lineal entera mixta. Se iteró en varias ocasiones hasta alcanzar el comportamiento deseado.
5. **Generación de casos de estudio:** para validar el algoritmo de optimización y la herramienta en sí, se generaron casos de estudio, los cuales identificaron falencias en la función objetivo o en el algoritmo, lo cual ayudo en la mejora de la herramienta.
6. **Análisis de resultados y conclusiones:** el caso de estudio, algoritmo de optimización y función objetivo, luego de ser iterados y mostrando el comportamiento esperado, se procedió a análisis los resultados de los casos de estudio. Este análisis proporcionó información útil para evaluar el rendimiento del algoritmo, así como para identificar cualquier problema o limitación. A partir de este análisis, se pueden sugerir mejoras para el algoritmo o para el modelo en general. Finalmente se concluye sobre los resultados obtenidos, así como la eficacia de la metodología propuesta, y las posibilidades de la real aplicación de esta herramienta en análisis de proyectos.

3.2. Desafíos de la Modelación y Simplificaciones

Durante el desarrollo del trabajo de memoria, se identificaron varios desafíos críticos en el proceso de modelación. Estos desafíos variaron desde limitaciones computacionales hasta la complejidad inherente de los conceptos asociados a la modelación. A continuación, se detallan los principales desafíos así como las estrategias o simplificaciones adoptadas para superarlos, y el impacto de estas ultimas.

3.2.1. Ciclaje

Tener en cuenta el ciclaje de la batería es fundamental para modelar de forma correcta el funcionamiento de un sistema BESS. Existe una correlación significativa entre el número de ciclos diarios de carga y descarga y la tasa de degradación de las baterías. No obstante, minimizar excesivamente el número de ciclos diarios puede resultar contraproducente, ya que limita la capacidad del sistema para ajustarse de manera óptima a las fluctuaciones diarias en los precios de la energía. Esto, a su vez, puede comprometer la eficacia operativa del sistema, especialmente en lo que respecta a la venta de energía para operaciones de arbitraje.

La optimización en tiempo real de los ciclos diarios de un sistema BESS con el objetivo de reflejar la degradación, mientras se intenta limitar dichos ciclos, conlleva una considerable demanda computacional y, por ende, un incremento en el tiempo de procesamiento requerido para la optimización. Además, implementar esta optimización como un problema de programación entera mixta (MILP, Mixed Integer Linear Problems) presenta desafíos no triviales desde el punto de vista de restricciones. Dada esta complejidad, es preferible explorar alternativas de limitación que presenten un tiempo de procesamiento menor dada la naturaleza exploratoria de la herramienta, que se basa en un enfoque de fuerza bruta. En este contexto, optimizar los tiempos de procesamiento no es solo beneficioso, sino un aspecto crucial para

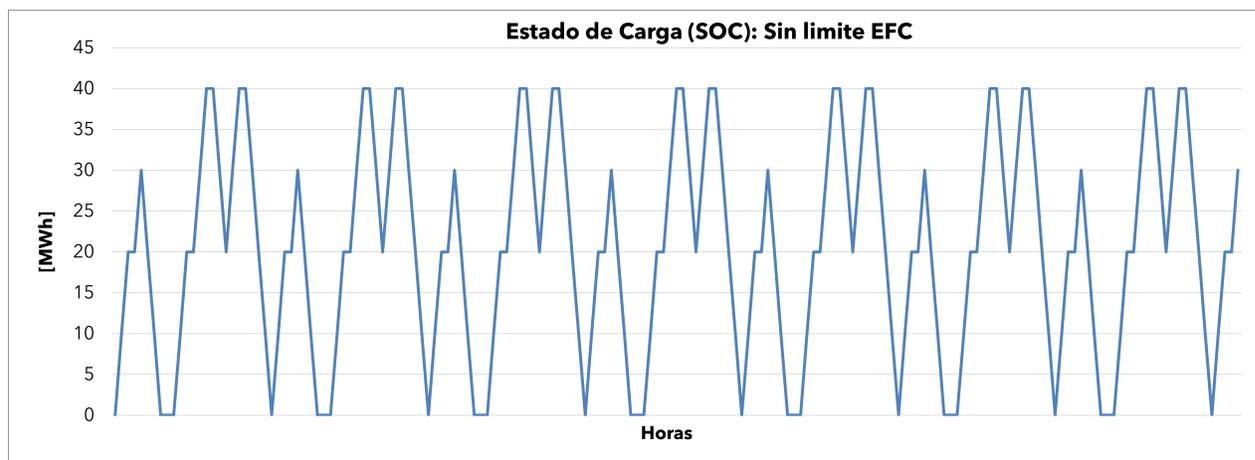
mejorar la eficiencia y efectividad del sistema.

3.2.1.1. Estrategia de simplificación

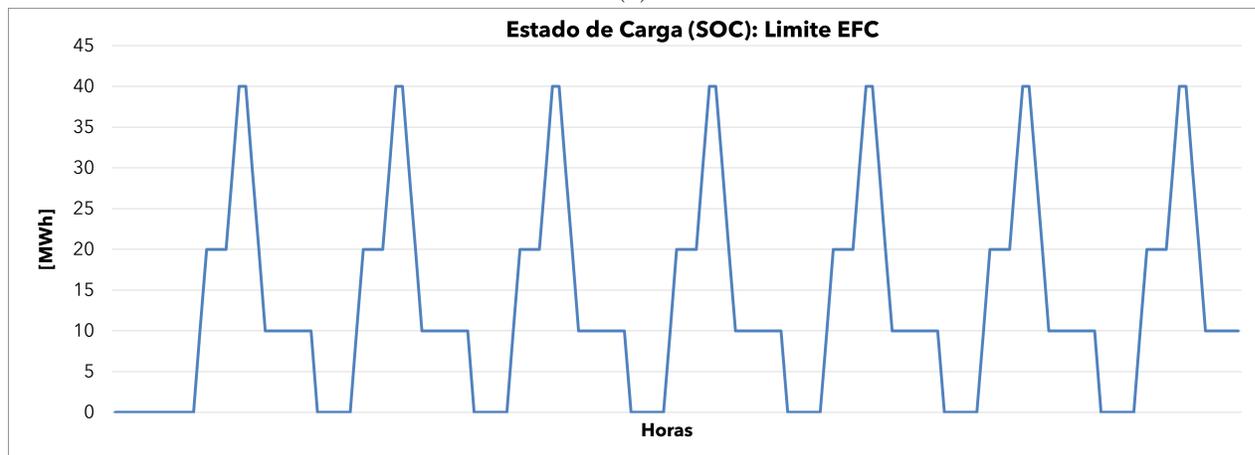
Dado el desafío identificado y sin dejar de lado su importancia y por lo tanto la necesidad de reflejarlo en la herramienta a desarrollar, se utilizó el concepto de ciclos completos equivalentes (EFC, Equivalent Full Cycles), con el objetivo de realizar una simplificación, la cual, no modela de forma exacta lo esperado, sin embargo puede reflejar el comportamiento utilizando muchos menos recursos computacionales y así mismo reduciendo los tiempos de procesamiento.

La implementación directa de este concepto en la operación del sistema BESS será profundizada en las siguientes secciones.

En la Figura 3.2 se puede apreciar la diferencia de la operación de un sistema BESS *Stand Alone*, en especial el estado de carga, limitando o no el número de ciclos mediante EFC; Para la operación limitada se consideró un límite de EFC igual a 365, es decir, tiene el objetivo de limitar a un ciclo diario, lo cual se aprecia en la misma figura.



(a)



(b)

Figura 3.2: Comparación entre el comportamiento del estado de carga de un sistema BESS, sin limitación de ciclaje (a) y limitado por EFC (b). Fuente: Elaboración propia.

3.2.1.2. Impacto de las simplificaciones

Es crucial destacar que el uso del concepto de EFC no refleja con exactitud las limitaciones de los ciclos de las baterías, ya que esta métrica no toma en cuenta la profundidad del ciclo de carga (DoD), un factor significativo en la degradación de las baterías. A pesar de esta limitación, debido a su menor demanda computacional y su eficiencia, el EFC sigue siendo una alternativa viable. Para mitigar esta limitación, la fórmula del EFC ha sido adaptada para incluir, al menos, la profundidad de descarga base. Esta adaptación se refleja en la ecuación 3.1, donde E_{max} representa el SOC máximo de la batería y E_{min} indica el valor mínimo permitido de SOC para la batería.

$$EFC = \frac{E_C + E_D}{2 \cdot (E_{max} - E_{min})} \quad (3.1)$$

3.2.2. Degradación

Un elemento crítico en el modelado de sistemas BESS es la degradación de las baterías, la cual tiene repercusiones significativas en múltiples aspectos del proyecto. Desde la perspectiva del rendimiento del sistema, la degradación implica que, con el tiempo, la capacidad de la batería para entregar energía disminuye en comparación con su capacidad original. Esta reducción de rendimiento no solo afecta la eficiencia operativa del sistema, sino que también tiene un impacto económico directo. La disminución en la capacidad de la batería resulta en menores ganancias por venta de energía. Para contrarrestar este efecto y mantener la capacidad deseada, se requiere realizar reinversiones (conocidas como 'Augmentation'), lo que añade un nivel adicional de complejidad financiera y operativa al proyecto. Similar a los desafíos presentados por la optimización de ciclaje, la integración de la optimización de la degradación directamente en la operación de un sistema BESS conlleva incrementos significativos en la demanda computacional y en los tiempos de procesamiento. Estos aumentos resultan en una eficiencia reducida de la herramienta, la cual, como se ha mencionado anteriormente, se basa en un enfoque de fuerza bruta. La necesidad de equilibrar la precisión de la modelización con la eficiencia operativa se convierte en un factor crucial en el diseño y la implementación de estrategias de optimización para estos sistemas.

3.2.2.1. Estrategia de simplificación

La modelación de la degradación fue simplificada considerando los siguientes puntos:

- **Temperatura:** Dentro del modelo propuesto, se identifica la temperatura como un factor crucial en el cálculo de la degradación de las baterías. Esta variable es esencial, junto a la profundidad de descarga y los ciclos diarios, para modelar con precisión la degradación. No obstante, para los propósitos de este estudio y en el contexto de la herramienta en cuestión, se ha hecho una suposición clave: se asume que las baterías operan dentro de un rango de temperatura óptimo. Esta suposición se basa en la capacidad de los sistemas modernos de contenedores BESS para regular y mantener adecuadamente la temperatura de las baterías.
- **SoH al final del año de operación:** Para evitar el gasto computacional de optimizar la degradación del sistema BESS durante la operación anual, se consideró calcular el

estado de salud (SOH) del sistema al final de cada año de operación, esto con dos objetivos principales, en primer lugar, define cuanto se ha degradado la batería durante el último año y en base a esto reduce la capacidad máxima para el próximo año. En segundo lugar, permite evaluar si es necesario el augmentation para el proximo año de operación y así mismo define la reinversión.

- **Curva de degradación:** Para determinar el SoH de la batería al final de cada año operativo, como se mencionó anteriormente, se emplea una curva de degradación. Esta herramienta está diseñada para permitir al usuario seleccionar la curva de degradación más adecuada según la tecnología o el proveedor específico que se esté considerando, ofreciendo así una adaptabilidad a los requisitos específicos del sistema.

Por defecto, se utiliza una curva de degradación ajustada a las 3 etapas de degradación de las baterías de ion-litio según lo presentado en el Marco Teórico, siendo estas; aceleración, estabilización y saturación, además se ajusta en función del número de ciclos diarios. Esta curva considera como base, para un ciclo diario, una degradación lineal que llega al 60% tras 20 años de vida útil de la batería. En la Figura 3.3 se aprecian las curvas por defecto consideradas.

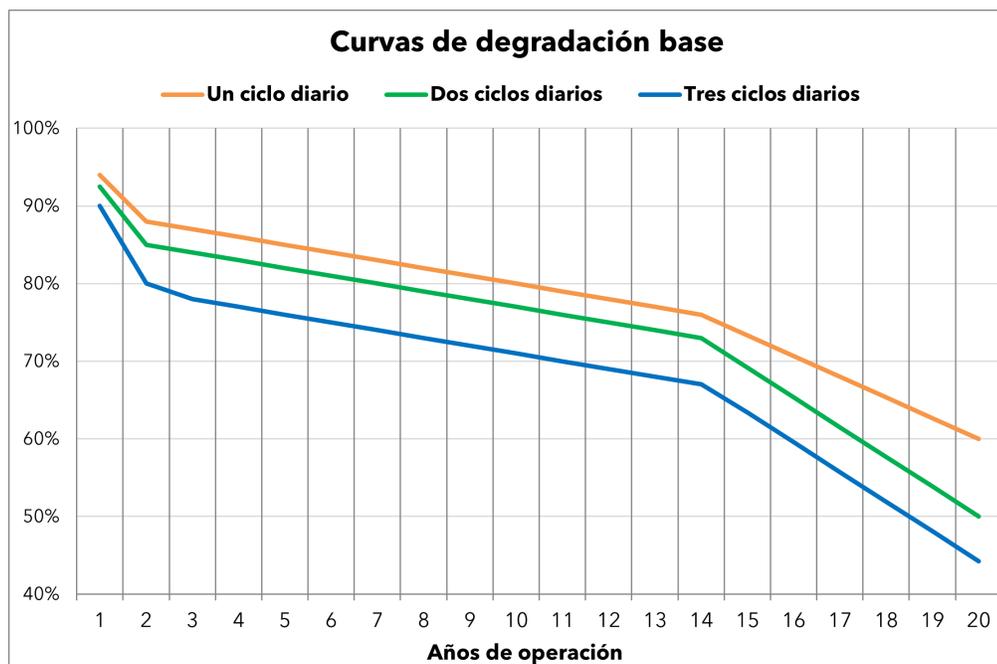


Figura 3.3: Curva de degradación por defecto consideradas. Fuente: Elaboración propia.

3.2.2.2. Impacto de las simplificaciones

El impacto de las simplificaciones implementadas en la modelación de la degradación de los sistemas BESS está intrínsecamente ligado a la precisión de la curva de degradación utilizada. Una curva que no refleje fielmente la realidad puede llevar a una subestimación o sobreestimación del efecto de la degradación en el sistema. Dada la naturaleza del estado del arte en la modelación de degradación para sistemas BESS, donde los modelos varían significativamente entre diferentes tecnologías y proveedores debido a su fundamentación en modelos químicos y datos empíricos, permitir a los usuarios emplear sus propias curvas de

degradación representa un beneficio considerable. Esta flexibilidad es clave, ya que asegura que el modelo pueda ser adaptado de manera óptima a las características específicas de cada tecnología y proveedor, mejorando así la precisión y relevancia de la modelación.

3.3. Algoritmo 1: Arbitraje

La herramienta de optimización y dimensionamiento de sistemas BESS integra dos algoritmos fundamentales para su funcionamiento. En esta sección se describe el primero de ellos.

3.3.1. Descripción del algoritmo

Este algoritmo está diseñado para maximizar la monetización de un sistema BESS, enfocándose en dos aspectos clave: el arbitraje de energía mediante la venta en el mercado spot y los ingresos por reconocimiento de capacidad/potencia. Se ha excluido la consideración de ingresos por servicios complementarios debido a la falta de claridad en la normativa actual, dejando esto como un área para desarrollo futuro.

El algoritmo aborda dos tipos de sistemas BESS: *Stand Alone*, que incluyen exclusivamente tecnología de baterías, y sistemas híbridos, donde el BESS está asociado a una planta de energía renovable, principalmente eólica o solar.

El principal objetivo de este algoritmo es identificar la combinación óptima de capacidad (en MW) y horas de almacenamiento (en MWh) para alcanzar un balance entre la inversión inicial y los beneficios obtenidos. Su enfoque se centra en la operación del sistema BESS a lo largo de un año y durante toda su vida útil, implementando estrategias de arbitraje de energía. Esto implica comprar y almacenar energía cuando no es rentable su venta, para luego generar su despacho cuando los precios son más favorables y sean factibles mayores ganancias.

Además, es crucial que el algoritmo considere el ciclaje de las baterías, manteniendo un equilibrio entre la degradación y el seguimiento de la curva de precios. Esto implica tomar decisiones respecto a la necesidad de realizar un ciclaje más intenso, lo que puede llevar a reinversiones más tempranas, o adoptar un enfoque más conservador para extender la vida útil de las baterías y posponer la necesidad de reinversión (*augmentation*). Conforme a lo discutido en la sección de simplificación, este ciclaje puede ajustarse según las preferencias del usuario.

3.3.2. *Inputs y Outputs*

Es esencial definir claramente los *inputs y outputs* del algoritmo, considerando los siguientes aspectos.

3.3.2.1. *Inputs*

Los *inputs* requeridos se clasifican en dos grupos principales:

1. **Proyecciones:** Para modelar un sistema BESS de manera efectiva, se necesitan proyecciones de datos que reflejen el comportamiento real a lo largo de la vida útil del proyecto:
 - **Generación renovable:** Se requiere una proyección horaria de la generación renovable a lo largo de la vida útil del proyecto, especialmente para sistemas híbridos BESS + ERNC, con el fin de caracterizar la energía renovable disponible para carga.
 - **Precios de energía:** Es necesario proyectar los costos marginales de compra y venta de energía, incluyendo expansiones de la red y fluctuaciones de precios, para evaluar la capacidad de arbitraje del sistema BESS.

- **Curtailement:** Esta proyección es crucial para entender las congestiones en la red de transmisión y la cantidad de energía renovable que no se puede inyectar a la red, pero que podría ser almacenada en el sistema BESS.
- **Macroeconómicos:** Factores como el valor del dólar y el índice de precios al consumidor (CPI) son importantes para ajustar los costos e ingresos futuros del proyecto considerando la inflación.
- **Precios BESS:** La proyección del costo de los insumos BESS, especialmente para las baterías de ion litio cuyo precio varía considerablemente, es fundamental para planificar la reinversión (*augmentation*).

2. **Datos:** Los siguientes datos son esenciales al inicio del proceso de modelación:

- **Costos de inversión (CAPEX):** Incluye los costos asociados al proyecto BESS, como construcción e insumos, entregados por el proveedor, así como los costos de reinversión (*augmentation*).
- **Costos de O&M (OPEX):** Los costos de operación y mantenimiento del proyecto BESS, ya sea asumidos o proporcionados por el proveedor. Pueden ser modelados como un porcentaje del CAPEX si es necesario.
- **Especificaciones técnicas:** Datos como la eficiencia BESS y PCS, C-rate, número máximo de ciclos anuales y diarios, y otros aspectos técnicos que aporten a la definición del modelo.
- **Reconocimiento de potencia:** Es importante considerar el reconocimiento de potencia según la normativa para el proyecto BESS, así como para la energía renovable asociada en proyectos híbridos.
- **Curva de degradación:** Aunque la herramienta proporciona curvas de degradación por defecto, se recomienda que el usuario seleccione una que se ajuste mejor al proveedor o tecnología específica.

3.3.2.2. *Outputs*

Los *outputs* resultantes de este escenario son fundamentales para la evaluación y el dimensionamiento óptimo del sistema BESS. Estos incluyen:

- **Tamaño BESS Óptimo:** Este es el *output* más importante, ya que cumple con el objetivo principal del algoritmo: dimensionar de forma óptima el proyecto BESS, determinando la capacidad adecuada en términos de MW y MWh.
- **Programa de Carga y Descarga:** Proporciona un desglose detallado, en base horaria, de la operación del sistema BESS. Este *output* muestra cómo el sistema gestiona la carga y descarga de energía a lo largo del tiempo, reflejando la estrategia de operación considerada.
- **Indicadores Financieros:** Incluye el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), herramientas esenciales para la evaluación económica del proyecto. Adicionalmente, se considera el Costo Nivelado de Almacenamiento (LCOS, por sus siglas en inglés) para determinar y comparar el costo por unidad de energía almacenada (USD/MWh), proporcionando una métrica crucial para la evaluación de la eficiencia económica del sistema.

La Tabla 3.1 proporciona un resumen conciso de los *inputs* y *outputs* mencionados anteriormente, consolidando de manera clara y estructurada la información clave para el algoritmo de arbitraje. Esta tabla sirve como una referencia rápida y completa, facilitando la comprensión y el seguimiento de los componentes esenciales involucrados en el proceso de optimización y dimensionamiento del sistema BESS.

Tabla 3.1: Resumen de *inputs* y *outputs* para el algoritmo 1: Arbitraje.

Inputs		Outputs
Proyecciones	Datos	
Generación renovable	CAPEX	
Costos Marginales	OPEX	Tamaño BESS óptimo
Curtailment	Especificaciones técnicas	Schedule Carga y Descarga
Macroeconómicos (Dólar, CPI)	Reconocimiento de Potencia	VAN, TIR, LCOS
Precios BESS	Curva de degradación	

3.3.3. Funcionamiento del algoritmo

El Algoritmo 1: Arbitraje emplea un enfoque de fuerza bruta para evaluar las combinaciones óptimas de Potencia y Horas de Almacenamiento en un sistema BESS. Este método consiste en probar sistemáticamente diversas configuraciones para determinar la que ofrece la mayor rentabilidad, utilizando el Valor Actual Neto (VAN) del proyecto como criterio de comparación. De esta manera, el algoritmo identifica la combinación que maximiza la rentabilidad del proyecto.

Es crucial destacar la eficacia VAN como criterio de comparación entre diferentes combinaciones de potencia (MW) y capacidad de almacenamiento (MWh) en proyectos BESS. Un VAN más alto indica un proyecto con ingresos superiores y flujos de efectivo más favorables, lo que lo convierte en un indicador fiable para evaluar la rentabilidad y la viabilidad económica. Aunque el VAN es la métrica predeterminada en la configuración de la herramienta, también se ofrece la opción de comparar proyectos utilizando la Tasa Interna de Retorno (TIR) o el Costo Nivelado de Almacenamiento (LCOS). Estas alternativas proporcionan perspectivas adicionales y complementarias sobre el desempeño financiero de los sistemas BESS, permitiendo un análisis más completo y adaptado a las necesidades del usuario.

Para ilustrar el proceso operativo del algoritmo, se presenta un diagrama de bloques en la Figura 3.4. Este diagrama detalla la estructura del algoritmo, incluyendo la configuración inicial, los tres bucles principales que lo componen y los resultados esperados. El diagrama de bloques, se detalla a continuación para proporcionar una comprensión profunda de su estructura y funcionamiento. Esta explicación desglosará cada componente del diagrama, clarificando cómo cada parte contribuye al proceso general del algoritmo. Se enfocará en la lógica operativa, los flujos de datos y las interacciones entre los distintos bloques, asegurando una comprensión integral de cómo el algoritmo realiza su tarea de optimización y dimensionamiento en sistemas BESS.

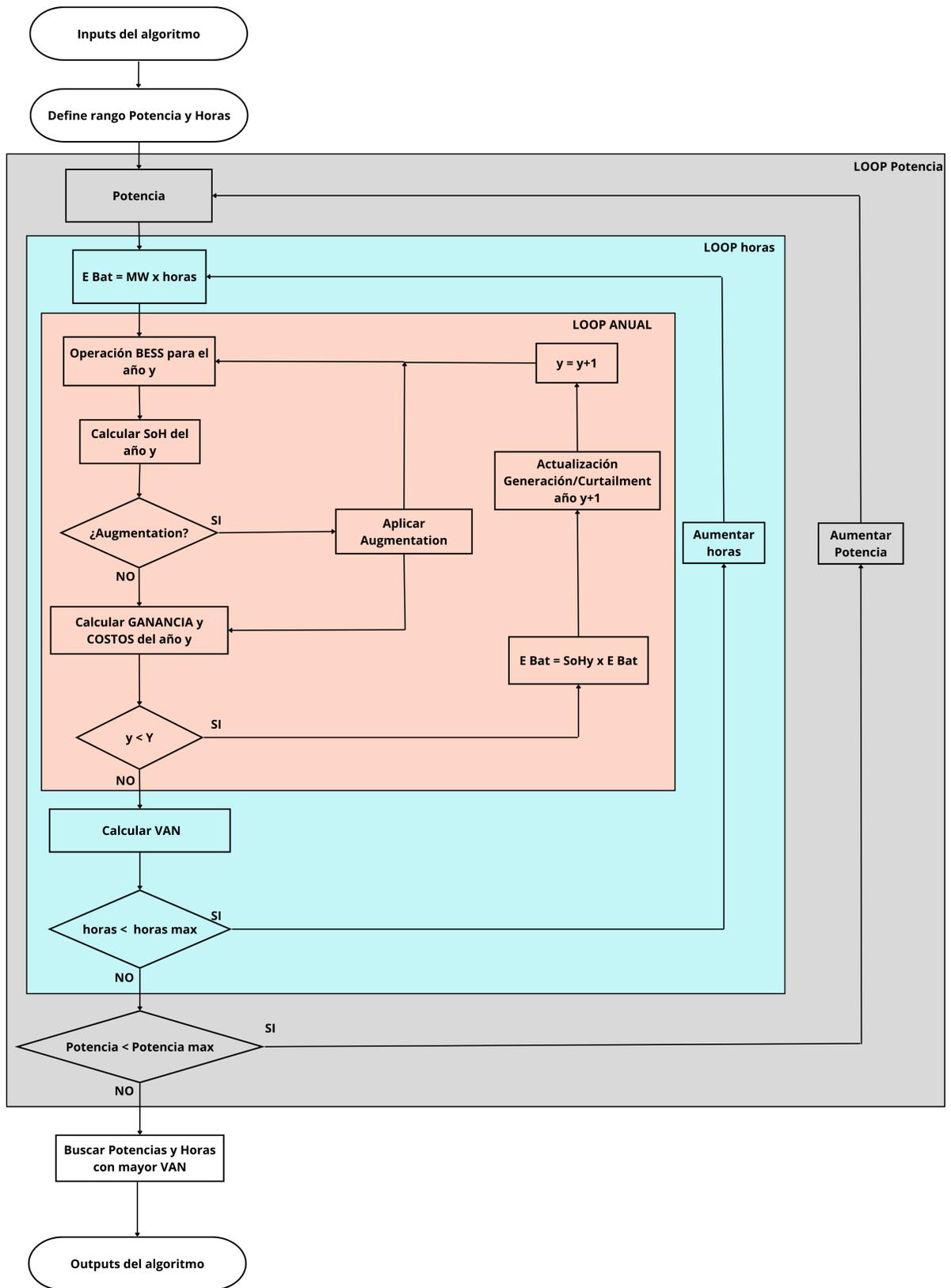


Figura 3.4: Diagrama de bloques funcionamiento del algoritmo 1: Arbitraje.
Fuente: Elaboración propia.

- **Inicialización:** El proceso comienza con la introducción de los *inputs* necesarios, adaptándose al caso específico a evaluar (ya sea *Stand Alone* o *Híbrido*). Posteriormente, se establece un rango de Potencias (en MW) y Horas de almacenamiento (en h) para iterar, limitando los valores a los que son lógicamente viables (por ejemplo, evitando sistemas BESS de 100MW en un parque renovable de 20MW). o al criterio del usuario, donde se puedan seleccionar libremente las combinaciones de Potencia y Horas de almacenamiento a probar.
- **Loop Anual:** En este bucle principal, se parte de la potencia inicial y el E_{BAT} inicial, calculado como el producto de la potencia por las horas iniciales definidas. Se procede a calcular la operación óptima para el año y , evaluando al final la degradación del BESS (SoH) utilizando la curva de degradación proporcionada. Esto incluye también la evaluación de la necesidad de reinversión o *augmentation*. Se actualizan las ganancias y costos para el año y , ajustando la capacidad de almacenamiento según la degradación, antes de proceder al año $y + 1$. Al concluir este bucle, se calcula el VAN para valorar la rentabilidad económica del proyecto.
- **Loop Horas:** Este bucle revisa si se han evaluado todas las posibilidades dentro del rango de horas de almacenamiento inicialmente definido. Si quedan escenarios por considerar, se ajusta al siguiente valor de horas, estableciendo un nuevo E_{BAT} .
- **Loop Potencia:** Este bucle se encarga de determinar si todas las opciones de Potencia han sido evaluadas.
- **Finalización:** En la fase final, el algoritmo compara las diferentes combinaciones de MW y MWh según el VAN calculado para cada proyecto. De esta forma, identifica las combinaciones que ofrecen los mejores resultados económicos, determinando así el tamaño óptimo del sistema BESS.

Para comprender a fondo el funcionamiento del algoritmo, es esencial profundizar en dos de sus componentes clave: la operación del sistema BESS para cada año y y la metodología para calcular el Valor Actual Neto (VAN) utilizando un flujo de caja detallado. En las siguientes secciones, se detallarán ambos aspectos antes mencionados.

3.3.3.1. Operación anual BESS

La operación del sistema BESS, para un año dado y , se determina a través de un problema de optimización cuidadosamente estructurado. Este problema se aborda considerando un conjunto específico de parámetros y variables, los cuales son fundamentales para modelar la operación del sistema de manera precisa. Dada la naturaleza temporal de la operación del sistema BESS, el horizonte temporal para este cálculo se establece en 8760 horas para años no bisiestos y se ajusta a 8784 horas para años bisiestos.

Los parámetros y variables utilizados en este problema de optimización abarcan diversos aspectos de la operación del sistema BESS, incluyendo, pero no limitándose a, la capacidad de almacenamiento, la eficiencia de carga y descarga, las restricciones operativas, y las fluctuaciones de los precios de la energía. Estos componentes son esenciales para lograr una representación realista y efectiva de la operación del sistema BESS a lo largo del año, permitiendo una optimización precisa que maximice la eficiencia y rentabilidad del sistema.

En las siguientes líneas, se detallarán estos parámetros y variables, proporcionando una visión clara de cómo se integran y funcionan dentro del marco del problema de optimización para la operación anual del sistema BESS.

- **Parámetros:**

- h : Horas de almacenamiento
- DoD : Profundidad de descarga
- G_t : Generación ERNC (MWh) en la hora t
- P_t : Costo en dólares en la hora t
- R_t : Curtailment (MWh) en la hora t
- E_{\max} : Capacidad máxima del almacenamiento, $E_{\max} = h \cdot PCS$
- E_{\min} : Capacidad mínima del almacenamiento, $E_{\min} = DoD \cdot E_{\max}$
- SOC_0 : Estado de carga inicial BESS
- C_{rate} : Capacidad de carga/descarga
- PCS : Potencia máxima de carga y descarga
- η_C : Eficiencia de carga BESS
- η_D : Eficiencia de descarga BESS
- SA : Parámetro que determina si el proyecto es Stand Alone, 1 si, 0 no
- EFC_{\max} : Máximos ciclos de carga completos equivalentes permitidos

- **Variables:**

- E_t : Energía almacenada en la batería en la hora t
- C_t : Energía cargada en la batería en la hora t
- D_t : Energía descargada de la batería en la hora t
- S_t : Energía vendida en la hora t
- B_t : Variable binaria que indica si la batería se está cargando (1) o descargando (0) en la hora t
- X_t : Energía cargada de R_t en la hora t
- Y_t : Energía cargada de G_t en la hora t
- $Grid_t$: Energía cargada desde la red en la hora t

El núcleo del cálculo de la operación del sistema BESS se encuentra en el problema de optimización, representado en la ecuación 3.2. Este problema está diseñado para maximizar la ganancia total del sistema a lo largo del año considerado. Para lograr este objetivo, se han definido una serie de restricciones que guían la operación óptima del sistema, asegurando que se cumplan tanto los requisitos técnicos como los económicos, estas siguen la siguiente lógica.

1. **Ecuación 3.3:** Esta ecuación establece que la batería debe comenzar cada período de operación con el Estado de Carga (SOC) inicial predefinido.
2. **Ecuación 3.4:** Define el balance energético del sistema, asegurando que el SOC de la batería en el instante $t + 1$ refleje adecuadamente la carga, descarga y el SOC en el instante t . Además, incorpora las eficiencias de carga (η_C) y descarga (η_D) en el cálculo, afectando la cantidad neta de energía almacenada o extraída.

3. **Ecuación 3.5 y 3.6:** Estas ecuaciones aseguran que la energía cargada en la batería desde la generación o el curtailment no exceda la cantidad disponible de estas fuentes.
4. **Ecuación 3.7:** Determina que la carga de la batería consiste en la energía proveniente de la generación y/o curtailment, y en el caso de sistemas *Stand Alone*, también incluye la energía adquirida de la red.
5. **Ecuación 3.8:** Establece que la energía vendida al mercado será la generada por el parque renovable, ajustada por la energía cargada y descargada de la batería.
6. **Ecuación 3.9 y 3.10:** Definen que, si el valor binario B_t es 1, la batería está en proceso de carga, pero esta carga no debe superar la capacidad máxima de carga/descarga. Además, previenen que la batería cargue y descargue simultáneamente.
7. **Ecuación 3.11 y 3.12:** Establecen que, si B_t es 0, la batería está descargando, respetando el límite de capacidad máxima de carga/descarga y evitando la carga y descarga simultáneas.
8. **Ecuación 3.13:** Limita la cantidad de ciclos completos de carga equivalentes al límite anual establecido, controlando así la degradación de la batería.

Problema de Optimización:

Maximizar:

$$\sum_{t=0}^T P_t \cdot (S_t - Grid_t \cdot SA) \quad (3.2)$$

Sujeto a:

$$E_0 = SOC_0 \quad (3.3)$$

$$E_{t+1} = E_t + \eta_C \cdot C_t - \eta_D \cdot D_t \quad \forall t \quad (3.4)$$

$$X_t \leq R_t \quad \forall t \quad (3.5)$$

$$Y_t \leq G_t \quad \forall t \quad (3.6)$$

$$C_t = X_t + Y_t + Grid_t \cdot SA \quad \forall t \quad (3.7)$$

$$S_t = G_t - Y_t + D_t \quad \forall t \quad (3.8)$$

Si $B_t = 1$:

$$C_t \leq C_{rate} \quad (3.9)$$

$$D_t = 0 \quad (3.10)$$

Si $B_t = 0$:

$$D_t \leq C_{rate} \quad (3.11)$$

$$C_t = 0 \quad (3.12)$$

$$\sum_{t=0}^T \frac{C_t + D_t}{2 \cdot (E_{max} - E_{min})} \leq EFC_{max} \quad (3.13)$$

3.3.3.2. Flujo de Caja y VAN

Como fue mencionado anteriormente el cálculo del Valot Actual Neto (VAN) es fundamental para la comparación de combinaciones de Potencia y Horas de almacenamiento, esto debido a que indica cual proyecto presenta un mayor flujo de efectivo y por lo tanto es rentable en el tiempo. Para realizar el cálculo del VAN se debe realizar un flujo de caja detallado que considere los diferentes aspectos financieros de los proyectos.

La base de un flujo de caja son los ingresos y costos, los cuales se detallan a continuación

Ingresos

En el contexto de un proyecto BESS, es esencial considerar dos fuentes principales de ingresos: los ingresos por energía y los ingresos por reconocimiento de potencia. Dada la incertidumbre actual en la normativa relacionada con el mercado de servicios complementarios, esta fuente de ingresos no se incluye en el alcance de la memoria.

- **Ingresos por energía:** Estos ingresos se generan a partir de la venta de energía al mercado SPOT. Los MWh inyectados a la red se pagan según los costos marginales del sistema en la barra de inyección. La fórmula para calcular estos ingresos es la siguiente:

$$\text{Ingresos por energía} = MWh_{\text{inyectado}} \times Cmg \text{ (USD/MWh)}$$

- **Ingresos por Potencia:** Corresponden a los pagos recibidos por mantener disponible una capacidad de generación para responder a contingencias en el sistema. El cálculo de estos ingresos se basa en la capacidad instalada de potencia P_{MW} , el porcentaje de reconocimiento de potencia $\%Rec_{Pot}$ y el precio de potencia en la barra P_P , el cual se determina según el Precio de Nudo Corto Plazo establecido semestralmente por la CNE. La fórmula es la siguiente:

$$\text{Ingresos por potencia} = P_{MW} \times \%Rec_{Pot} \times P_P \text{ (CLP/kw-mes)}$$

La herramienta analizada calcula los ingresos de manera variable, dependiendo de la configuración específica del sistema BESS. Es crucial distinguir entre los diferentes escenarios, ya que no sería apropiado considerar la totalidad de los ingresos por energía o por potencia como beneficio en un modelo híbrido, donde ya existen ingresos previos. Por lo tanto, los ingresos se dividen en dos casos principales:

1. **Beneficios en Sistemas *Stand Alone*:** Para sistemas BESS que operan de forma independiente (*Stand Alone*), se consideran como beneficios la totalidad de los ingresos generados por la energía y por la potencia. En este caso, los ingresos reflejan directamente la rentabilidad del sistema BESS, ya que no hay otras fuentes de ingresos preexistentes.
2. **Beneficios en Sistemas BESS Híbridos:** Para los sistemas BESS que funcionan en conjunto con instalaciones de energías renovables (híbridos), los beneficios se calculan de la siguiente manera:
 - a) **Beneficios por Energía:** Los beneficios por energía se determinan restando los ingresos generados por la energía renovable (ERN) de los ingresos totales por energía. Esto asegura que solo se consideren los ingresos adicionales atribuibles al

sistema BESS.

$$\text{Beneficios Energía} = \text{Ingresos por energía total} - \text{Ingresos por energía ERNC}$$

- b) **Beneficios por Potencia:** En este caso, los beneficios se calculan considerando únicamente los ingresos generados por la capacidad de potencia del sistema BESS, sin incluir la potencia asociada a la generación ERNC.

$$\text{Beneficios Potencia} = \text{Ingresos por potencia solo BESS}$$

Costos

En el análisis del flujo de caja para proyectos de sistemas BESS, los costos más relevantes son el Costo de Inversión (CAPEX) y el Costo de Operación y Mantenimiento (OPEX), sin embargo, para casos *Stand Alone* se debe considerar como perdida la compra de energía a la red. Estos componentes son cruciales para determinar la viabilidad financiera y la rentabilidad del proyecto.

- **CAPEX:** El cálculo del CAPEX para sistemas BESS se basa en una serie de factores relacionados con el desarrollo del proyecto. Para una estimación precisa, el CAPEX se divide en dos componentes principales: el componente asociado a la energía del BESS (medido en MWh) y el componente relacionado con la potencia del BESS (medido en MW). Los elementos clave para el cálculo del CAPEX incluyen:
 - **Battery Rack(USD/kWh):** Este es el coste de las estanterías o racks donde se alojan las baterías. Incluye tanto el coste del hardware físico como la instalación y el montaje de las baterías.
 - **Balance of system (BoS)(USD/kWh):** Se refiere a todos los componentes del sistema BESS que no son las baterías. Esto incluye cableado, protecciones, sistemas de control, HVAC para la climatización, y estructuras de soporte. Es un componente crítico para la integración efectiva del sistema de almacenamiento de energía.
 - **Power Conditioning System (PCS)(USD/kW):** Esencialmente, es el inversor y otros equipos relacionados que convierten la energía almacenada en la batería en una forma utilizable (por ejemplo, de corriente continua a corriente alterna). También incluye sistemas de protección y control.
 - **Energy Management System (EMS)(USD/kWh):** Este es el sistema que gestiona el flujo de energía dentro del sistema BESS. Controla la carga y descarga de las baterías, optimiza la eficiencia del sistema y se integra con la red eléctrica o con otros sistemas de energía.
 - **Transformador (USD/kW):** Se refiere al coste de los transformadores necesarios para conectar el sistema BESS a la red eléctrica, ajustando los niveles de tensión según sea necesario.
 - **System integrator margin(USD/kWh):** Este es el margen de beneficio que el integrador de sistemas añade al costo total del proyecto. El integrador de sistemas es responsable de ensamblar todos los componentes del BESS y asegurar su correcta integración y funcionamiento.

- ***EPC (Engineering, Procurement, and Construction)***(USD/kWh): Este coste abarca la ingeniería, la adquisición de materiales y la construcción del sistema BESS. Incluye la planificación, el diseño, la adquisición de equipos y materiales, y la construcción física del sistema.
 - **Gastos Generales del Desarrollador (USD/kWh)**: Estos son los costes indirectos asociados con el desarrollo del proyecto, como la gestión de proyectos, la administración, los seguros y los costes legales.
 - ***Developer margin***(USD/kWh): Al igual que el margen del integrador de sistemas, este es el margen de beneficio que el desarrollador del proyecto añade al costo total. Refleja el riesgo y el esfuerzo del desarrollador en llevar el proyecto desde su concepción hasta su finalización.
- **OPEX:** Para determinar el Costo de Operación y Mantenimiento (OPEX) de un sistema BESS, el enfoque más sencillo consiste en considerarlo como un porcentaje del Costo de Inversión (CAPEX). Esta aproximación permite una estimación inicial rápida y es útil para análisis preliminares. No obstante, también es posible definir un valor fijo para el OPEX, ajustado según las necesidades y especificaciones del proyecto. Es crucial tener en cuenta que el OPEX debe ajustarse para reflejar la inflación (CPI) a lo largo de la vida útil del proyecto, asegurando así que la estimación del costo sea realista y acorde con las condiciones económicas cambiantes.
 - **Compra a la Red:** En el caso de sistemas BESS *Stand Alone* la única fuente de energía disponible para la carga del sistema proviene directamente de la red eléctrica. Esto implica que la energía consumida representa un costo operativo para el sistema. El cálculo de este costo sigue una metodología similar a la utilizada para determinar los beneficios por la venta de energía a la red. Se toma en cuenta el costo marginal expresado en USD/MWh en la barra donde se realiza la compra de energía.

Con los ingresos y costos debidamente identificados, se procede a detallar el mecanismo para calcular el VAN.

Financiamiento

Es importante tener en cuenta si el proyecto considera financiamiento externo a los ingresos propios, por lo tanto, la herramienta tiene la posibilidad de considerar o no subvenciones (Project Grant) y Prestamos (Project Loan).

El primero (Project Grant) no contempla mucho más allá que un descuento del valor del CAPEX, ya que es una subvención que no debe ser reembolsada.

Ahora bien, el préstamo del proyecto considera algunos puntos importantes a tener en cuenta.

- **Periodo de gracia:** Tiempo en que no se cobra el préstamo, fundamental para la estabilización económica del proyecto.
- **Tenor:** Período durante el cual el prestatario debe reembolsar el préstamo.
- **Tasa de interés:** La tasa de interés es el porcentaje que se cobra sobre un préstamo o que se paga por el uso de dinero depositado, durante un período de tiempo específico, generalmente expresado como un porcentaje anual del capital

Depreciación

La depreciación es un método contable utilizado para distribuir el costo de un activo tangible a lo largo de su vida útil. Se considera un gasto no monetario que reduce el valor contable del activo debido a su uso, desgaste u obsolescencia. La depreciación es importante en el análisis de flujo de caja, ya que, aunque no representa un desembolso de efectivo, sí afecta la base imponible y, por lo tanto, los impuestos a pagar.

La depreciación se puede formular de diferentes maneras, dependiendo del usuario este puede seleccionar el cálculo que este quiera aplicar en base a sus intereses y modelos propios.

- **Depreciación Lineal:**

$$\text{Depreciación Anual} = \frac{\text{Costo del Activo} - \text{Valor Residual}}{\text{Vida Útil del Activo}}$$

- **Depreciación Reducida (Doble Declinante):**

$$\text{Depreciación Anual} = \frac{2}{\text{Vida Útil del Activo}} \times \text{Valor Contable al Inicio del Año}$$

- **Método de Unidades de Producción:**

$$\text{Depreciación Anual} = \frac{\text{Costo del Activo} - \text{Valor Residual}}{\text{Vida útil total en Unidades de Producción}}$$

× Unidades Producidas en el Año

Impuesto de Primera Categoría y Pérdidas

El impuesto de primera categoría se aplica a las ganancias obtenidas por empresas y sociedades. Este impuesto se calcula sobre la base de la renta líquida imponible, la cual se obtiene después de deducir todos los gastos permitidos, incluyendo la depreciación, de los ingresos brutos.

La fórmula para el cálculo del impuesto es:

$$\text{Impuesto de Primera Categoría} = \text{Renta Líquida Imponible} \times \text{Tasa de Impuesto}$$

En el caso de pérdidas, estas pueden ser llevadas a años fiscales siguientes para reducir la base imponible futura. Esto significa que, si una empresa incurre en pérdidas, puede compensar estas pérdidas contra futuras ganancias imponibles, reduciendo así el impuesto de primera categoría a pagar en esos años futuros.

Fórmula para ajustar la base imponible con pérdidas:

$$\text{Renta Líquida Imponible Ajustada} = \text{Renta Líquida Imponible} - \text{Pérdidas Acumuladas (si aplica)}$$

Flujo de Caja

Para calcular el flujo de caja del proyecto a lo largo de su vida útil, se toman en cuenta los ingresos y costos, ajustando según el esquema de financiamiento inicial. El flujo de caja se desglosa en las siguientes categorías:

- **Utilidad antes de impuestos:** Ingresos totales menos costos operativos y de mantenimiento.
- **Cálculo de impuestos:** Aplicación de la tasa impositiva sobre la utilidad antes de impuestos.
- **Utilidad después de impuestos:** Utilidad antes de impuestos menos los impuestos pagados.
- **Depreciación:** Reducción del valor de los activos del proyecto a lo largo del tiempo.
- **Amortización:** Proceso de distribuir el costo de un activo intangible a lo largo de su vida útil.
- **Préstamos:** Pagos de intereses y capital de cualquier financiamiento obtenido.
- **Inversión:** Capital inicial y adicional invertido en el proyecto.

Una vez calculado el flujo de efectivo final, se procede a determinar el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). El VAN representa el valor presente de los flujos de efectivo futuros, descontados a la tasa actual, proporcionando una medida de la rentabilidad total del proyecto. Una cifra positiva de VAN indica que los ingresos esperados superarán los costos, incluyendo el costo de oportunidad del capital invertido. Por otro lado, la TIR es la tasa de descuento que hace que el VAN sea cero. Esta tasa es un indicador de la eficiencia de la inversión, mostrando el rendimiento porcentual esperado. Una TIR que supera la tasa de descuento o el costo de capital sugiere que el proyecto es financieramente atractivo. Ambas métricas son fundamentales para la toma de decisiones en inversiones, especialmente en proyectos de largo plazo como los sistemas BESS.

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (3.14)$$

donde C_t es el flujo de caja en el tiempo t , r es la tasa de descuento, y n es el número total de periodos.

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+TIR)^t} \quad (3.15)$$

En esta fórmula de TIR, se busca el valor de TIR que hace que la suma del valor presente de los flujos de caja sea igual a cero.

Estas herramientas financieras proporcionan una valoración integral del proyecto, considerando tanto la rentabilidad como el tiempo, lo que es esencial para la evaluación económica del proyecto BESS.

Levelized Cost of Storage (LCOS)

Aunque el Levelized Cost of Storage (LCOS) no se vincula directamente con el flujo de caja, su cálculo resulta extremadamente valioso para evaluar la eficiencia económica de un sistema BESS. El LCOS proporciona una medida del costo por unidad de electricidad (generalmente kWh) almacenada y luego liberada por el sistema de baterías. Este indicador es esencial para comparar la viabilidad económica de diferentes tecnologías de almacenamiento y para comprender el costo real de integrar el almacenamiento de energía en la red.

La fórmula para calcular el LCOS considera la energía total cargada en la batería a lo largo de su vida útil, ajustada por una tasa de descuento. La inclusión de la tasa de descuento en este cálculo, aunque puede parecer contraintuitiva ya que no se trata de un flujo de caja monetario, es crucial para reflejar el valor del dinero en el tiempo. Esto permite considerar la depreciación del valor de la energía almacenada a lo largo de la vida de la batería, brindando una visión más precisa del costo efectivo del almacenamiento por cada unidad de energía.

La fórmula del LCOS es la siguiente:

$$LCOS = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_{Ct}}{(1+r)^t}} \quad (3.16)$$

donde C_t son los costos totales en el tiempo t , E_{Ct} es la energía cargada en el tiempo t , r la tasa de descuento, y n es el número total de periodos

3.4. Algoritmo 2: Demanda

La herramienta de optimización y dimensionamiento de sistemas BESS integra dos algoritmos fundamentales para su funcionamiento. En esta sección se describe el Algoritmo 2: Demanda.

3.4.1. Descripción del algoritmo

Este algoritmo está específicamente diseñado para minimizar el consumo de energía de la red en un sistema BESS que satisface una demanda industrial, como por ejemplo una hidrolinera dedicada a la producción de hidrógeno verde. Se enfoca en dos aspectos clave: primero, el arbitraje de almacenamiento, que implica consumir energía de la red cuando los precios son bajos y utilizar la energía almacenada durante los periodos de precios altos; y segundo, la gestión de ingresos excedentes de generación renovable, en el caso de sistemas híbridos. El algoritmo evalúa dos tipos principales de casos: sistemas BESS que operan de manera independiente y aquellos hibridados con generación de energía renovable, principalmente eólica o solar.

El objetivo principal del algoritmo es determinar la combinación óptima de capacidad (en MW) y horas de almacenamiento (en MWh) para lograr un equilibrio entre la inversión inicial y los beneficios obtenidos. Se centra en la operación del sistema BESS a lo largo de un año y durante toda su vida útil, aplicando estrategias de arbitraje de almacenamiento.

En este contexto, el ciclaje de las baterías puede presentar una mayor flexibilidad, buscando las mejores alternativas para reducir los costos de energía. Sin embargo, la degradación de la batería adquiere una importancia aún mayor, ya que afecta directamente la capacidad de almacenamiento y, por ende, el consumo de la red en momentos de precios elevados. Por lo tanto, es esencial lograr un equilibrio entre el ciclaje y la degradación de la batería, minimizando la necesidad de reinversión mientras se maximizan los beneficios del proyecto. Al igual que en el algoritmo anterior, tanto el ciclaje como la degradación pueden ser ajustados según las preferencias del usuario.

En el diseño de este algoritmo, se ha tomado la decisión de no incluir el *curtailment* como un factor relevante. El *curtailment* generalmente se asocia con la congestión de la red eléctrica y la consiguiente incapacidad para inyectar energía adicional a la red. Sin embargo, en el contexto de este algoritmo, que se enfoca en sistemas BESS vinculados a proyectos de generación renovable destinados al autoconsumo, la situación es distinta.

3.4.2. *Inputs y Outputs*

Es esencial definir claramente los *inputs* y *outputs* del algoritmo, considerando los siguientes aspectos.

3.4.2.1. *Inputs*

Los *inputs* requeridos se clasifican en dos grupos principales:

1. **Proyecciones:** Para modelar un sistema BESS de manera efectiva, se necesitan proyecciones de datos que reflejen el comportamiento real a lo largo de la vida útil del proyecto:
 - **Demanda:** Se necesita la proyección de demanda para asegurar que el sistema

BESS esté preparado para satisfacer de manera eficiente la necesidad energética. Las proyecciones de demanda industrial son generalmente más estables y predecibles en comparación con otros tipos de demanda energética. Esto se debe a que las operaciones industriales suelen tener patrones de consumo relativamente constantes, que no experimentan variaciones significativas a lo largo del tiempo.

- **Generación renovable:** Se requiere una proyección horaria de la generación renovable a lo largo de la vida útil del proyecto, especialmente para sistemas híbridos BESS + ERNC, con el fin de caracterizar la energía renovable disponible para carga.
- **Precios de energía:** Es necesario proyectar los costos marginales de compra y venta de energía, incluyendo expansiones de la red y fluctuaciones de precios, para tener claro el verdadero beneficio de incorporar almacenamiento para satisfacer la demanda, ya que las diferencias entre los valores marginales son la clave para encontrar un beneficio final.
- **Macroeconómicos:** Factores como el valor del dólar y el índice de precios al consumidor (CPI) son importantes para ajustar los costos e ingresos futuros del proyecto considerando la inflación.
- **Precios BESS:** La proyección del costo de los insumos BESS, especialmente para las baterías de ion litio cuyo precio varía considerablemente, es fundamental para planificar la reinversión (*augmentation*).

2. **Datos:** Los siguientes datos son esenciales al inicio del proceso de modelación:

- **Costos de inversión (CAPEX):** Incluye los costos asociados al proyecto BESS, como construcción e insumos, entregados por el proveedor, así como los costos de reinversión (*augmentation*).
- **Costos de O&M (OPEX):** Los costos de operación y mantenimiento del proyecto BESS, ya sea asumidos o proporcionados por el proveedor. Pueden ser modelados como un porcentaje del CAPEX si es necesario.
- **Especificaciones técnicas:** Datos como la eficiencia BESS y PCS, C-rate, número máximo de ciclos anuales y diarios, y otros aspectos técnicos que aporten a la definición del modelo.
- **Curva de degradación:** Aunque la herramienta proporciona curvas de degradación por defecto, se recomienda que el usuario seleccione una que se ajuste mejor al proveedor o tecnología específica.

3.4.2.2. *Outputs*

Los *outputs* resultantes de este escenario son fundamentales para la evaluación y el dimensionamiento óptimo del sistema BESS. Estos incluyen:

- **Tamaño BESS Óptimo:** Este es el *output* más importante, ya que cumple con el objetivo principal del algoritmo: dimensionar de forma óptima el proyecto BESS, determinando la capacidad adecuada en términos de MW y MWh.
- **Schedule de Carga y Descarga:** Ofrece un análisis detallado, hora por hora, de la operación del sistema BESS. Este *output* ilustra cómo el sistema maneja las dinámicas de carga y descarga a lo largo del tiempo, reflejando la estrategia operativa adoptada.

- **Indicadores Financieros:** Proporciona cálculos esenciales para la evaluación económica del proyecto, incluyendo el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). Estos indicadores son fundamentales para entender la rentabilidad y viabilidad económica del proyecto.
- **Beneficios BESS:** Este *output* resalta el valor agregado de implementar el sistema BESS comparándolo con un escenario base. Es esencial, ya que evidencia cómo el sistema BESS modifica el consumo de la red y optimiza los excedentes de energía para su venta. Este beneficio se refleja en la reducción del consumo de red y en la maximización de los ingresos por venta de energía excedente.

La Tabla 3.2 proporciona un resumen conciso de los *inputs* y *outputs* mencionados anteriormente, consolidando de manera clara y estructurada la información clave para el algoritmo de demanda. Esta tabla sirve como una referencia rápida y completa, facilitando la comprensión y el seguimiento de los componentes esenciales involucrados en el proceso de optimización y dimensionamiento del sistema BESS.

Tabla 3.2: Resumen de *inputs* y *outputs* para el algoritmo 2: Demanda.

Inputs		Outputs
Proyecciones	Datos	
Demanda	CAPEX	Tamaño BESS óptimo
Generación renovable	OPEX	Schedule Carga y Descarga
Costos Marginales	Especificaciones técnicas	VAN, TIR
Macroeconómicos (Dólar, CPI)	Curva de degradación	Beneficios BESS
Precios BESS		

3.4.3. Funcionamiento del algoritmo

El Algoritmo 2: Demanda aplica un enfoque de fuerza bruta para identificar las combinaciones óptimas de Potencia y Horas de Almacenamiento en sistemas BESS. Este enfoque implica una evaluación exhaustiva de diferentes configuraciones, con el objetivo de determinar cuál ofrece la mayor rentabilidad en comparación con un caso base preestablecido al inicio del proceso. Para este análisis, se utiliza el Valor Actual Neto (VAN) como principal criterio de comparación.

Mediante este método, el algoritmo busca identificar la configuración que no solo maximice los beneficios económicos del proyecto, sino que también optimice la eficiencia en el uso de la energía. Esto se traduce particularmente en una reducción significativa del consumo de energía de la red, lo que a su vez implica una disminución en los gastos asociados. La capacidad de comparar diversas combinaciones de potencia y almacenamiento contra un caso base proporciona una perspectiva valiosa sobre el impacto real y los beneficios potenciales de implementar el sistema BESS.

Para ilustrar el proceso operativo del algoritmo, se presenta un diagrama de bloques en la Figura 3.5. Este diagrama detalla la estructura del algoritmo, incluyendo la configuración inicial, los cuatro bucles principales que lo componen y los resultados esperados. El diagrama de bloques, se detalla a continuación para proporcionar una comprensión profunda de

su estructura y funcionamiento. Esta explicación desglosará cada componente del diagrama, clarificando cómo cada parte contribuye al proceso general del algoritmo. Se enfocará en la lógica operativa, los flujos de datos y las interacciones entre los distintos bloques, asegurando una comprensión integral de cómo el algoritmo realiza su tarea de optimización y dimensionamiento en sistemas BESS.

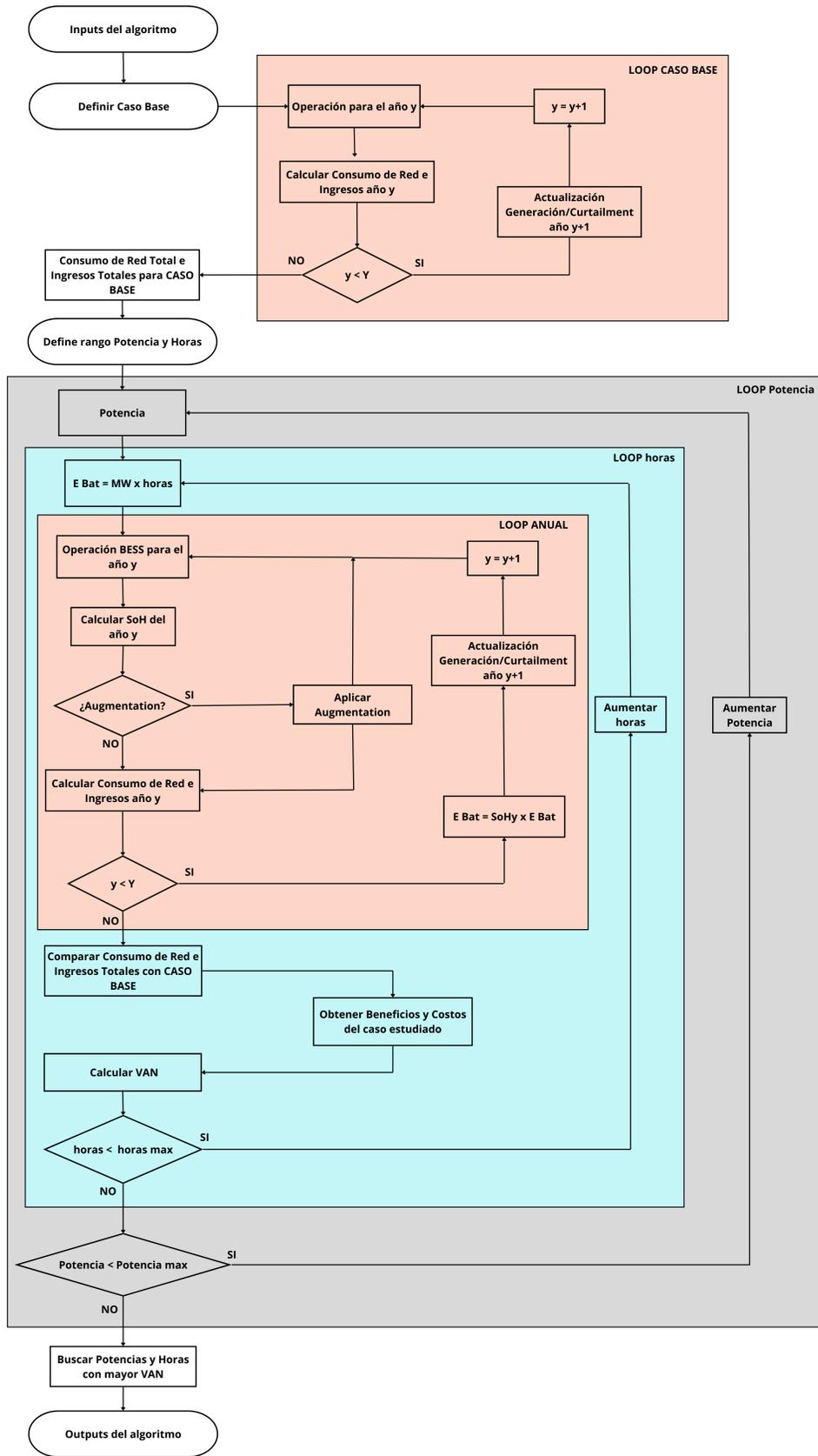


Figura 3.5: Diagrama de bloques funcionamiento del algoritmo 2: Demanda. Fuente: Elaboración propia.

- **Inicialización:** El proceso comienza con la introducción de los *inputs* necesarios, adaptándose al caso específico a evaluar (ya sea solo BESS o acompañado de ERNC).
- **Loop Caso Base:** Este bucle se encarga de simular la operación del sistema a lo largo de su vida útil, pero sin la incorporación del BESS. El propósito de este proceso es generar un punto de referencia sólido contra el cual se puedan comparar los beneficios de implementar el sistema BESS.
El caso base, que puede ser ajustado por el usuario, generalmente asume un escenario donde el consumo de energía se satisface exclusivamente a través de la red eléctrica y el uso de ERNC, pero sin la capacidad de almacenamiento de energía. Este enfoque permite evaluar cómo la integración del BESS puede optimizar el uso de energía renovable y reducir la dependencia de la red.
Posteriormente, se establece un rango de Potencias (en MW) y Horas de almacenamiento (en h) para iterar, limitando los valores a los que son lógicamente viables.
- **Loop Anual:** En este bucle principal, se parte de la potencia inicial y el E_{BAT} inicial, calculado como el producto de la potencia por las horas iniciales definidas. Se procede a calcular la operación óptima para el año y , evaluando al final la degradación del BESS (SoH) utilizando la curva de degradación proporcionada. Esto incluye también la evaluación de la necesidad de reinversión o *augmentation*. Se actualizan las ganancias y costos para el año y , ajustando la capacidad de almacenamiento según la degradación, antes de proceder al año $y + 1$. Al concluir este bucle, se calcula el VAN para valorar la rentabilidad económica del proyecto.
- **Loop Horas:** Este bucle revisa si se han evaluado todas las posibilidades dentro del rango de horas de almacenamiento inicialmente definido. Si quedan escenarios por considerar, se ajusta al siguiente valor de horas, estableciendo un nuevo E_{BAT} .
- **Loop Potencia:** Este bucle se encarga de determinar si todas las opciones de Potencia han sido evaluadas.
- **Finalización:** En la fase final, el algoritmo compara las diferentes combinaciones de MW y MWh según el VAN calculado para cada proyecto, el enfoque principal de esta comparación es evaluar el beneficio incremental proporcionado por la incorporación del sistema BESS. Esto incluye considerar cómo el BESS afecta el consumo de energía de la red y la venta excedentes de energía ERNC. De esta forma, identifica las combinaciones que ofrecen los mejores resultados económicos, determinando así el tamaño óptimo del sistema BESS.

Para comprender a fondo el funcionamiento del algoritmo, es esencial profundizar en dos de sus componentes clave: la operación del sistema BESS para cada año y y la metodología para calcular el Valor Actual Neto (VAN) utilizando un flujo de caja detallado. En las siguientes secciones, se detallarán ambos aspectos antes mencionados.

3.4.3.1. Operación anual BESS

La operación del sistema BESS para un año dado y se determina a través de un problema de optimización cuidadosamente estructurado. Este problema se aborda considerando un conjunto específico de parámetros y variables, los cuales son fundamentales para modelar la operación del sistema de manera precisa. Dada la naturaleza temporal de la operación del

sistema BESS, el horizonte temporal para este cálculo se establece en 8760 horas para años no bisiestos y se ajusta a 8784 horas para años bisiestos.

Los parámetros y variables utilizados en este problema de optimización abarcan diversos aspectos de la operación del sistema BESS, incluyendo, pero no limitándose a, la capacidad de almacenamiento, la eficiencia de carga y descarga, las restricciones operativas, y las fluctuaciones en la demanda y precios de la energía. Estos componentes son esenciales para lograr una representación realista y efectiva de la operación del sistema BESS a lo largo del año, en este caso particular permite una optimización precisa que minimice el consumo desde la red para satisfacer la demanda y de esta forma maximice los beneficios y la rentabilidad del sistema.

En las siguientes líneas, se detallarán estos parámetros y variables, proporcionando una visión clara de cómo se integran y funcionan dentro del marco del problema de optimización para la operación anual del sistema BESS.

- **Parámetros:**

- h : Horas de almacenamiento
- DoD : Profundidad de descarga
- Dem_t : Demanda (MWh) en la hora t
- G_t : Generación ERNC (MWh) en la hora t
- P_t : Costo en dólares en la hora t
- E_{max} : Capacidad máxima del almacenamiento, $E_{max} = h \cdot PCS$
- E_{min} : Capacidad mínima del almacenamiento, $E_{min} = DoD \cdot E_{max}$
- SOC_0 : Estado de carga inicial BESS
- C_{rate} : Capacidad de carga/descarga
- PCS : Potencia máxima de carga y descarga
- η_C : Eficiencia de carga BESS
- η_D : Eficiencia de descarga BESS
- EFC_{max} : Máximos ciclos de carga completos equivalentes permitidos

• **Variables:**

- E_t : Energía almacenada en la batería en la hora t
- C_t : Energía cargada en la batería en la hora t
- D_t : Energía descargada de la batería en la hora t
- D_{St} : Descarga de BESS para Spot en la hora t
- D_{Dt} : Descarga de BESS para Demanda en la hora t
- G_{Dt} : Consumo desde la red para demanda en la hora t
- G_{Ct} : Consumo desde la red para carga BESS en la hora t
- Y_t : Energía cargada desde ENRC a BESS en la hora t
- X_t : Energía utilizada desde ERNC para demanda en la hora t
- Z_t : Energía ERNC vendida como excedente al SPOT en la hora t
- B_t : Variable binaria que indica si la batería se está cargando (1) o descargando (0) en la hora t

El núcleo del cálculo de la operación del sistema BESS se encuentra en el problema de optimización, representado en la ecuación 3.17. Este problema está diseñado para minimizar el consumo de energía desde la red largo del año. La función objetivo incorpora varios factores clave: el precio de compra/venta de energía SPOT (P_t), la compra de energía para satisfacer la demanda (G_{Dt}) y para cargar la batería (G_{Ct}), junto con los beneficios obtenidos por la venta de excedentes de generación (Z_t) y la descarga de la batería en el mercado SPOT (D_{St}). Es crucial destacar que el enfoque del problema de optimización puede variar según la selección del usuario, lo que se refleja en las siguientes cinco variables de decisión importantes:

- $ERNC_{bin}$: Determina si se considera o no la generación ERNC, facilitando la modelización de los casos base sin ERNC.
- C_{ERNC} : Establece si es posible cargar la batería desde la generación ERNC.
- C_{RED} : Define si la batería puede o no cargarse desde la red eléctrica.
- $BESS_{VR}$: Determina si la batería puede vender energía a la red o solo está destinada a satisfacer la demanda interna.
- V_{ERNC} : Establece si el excedente de generación ERNC puede ser vendido a la red.

Estas variables de decisión otorgan una notable versatilidad al algoritmo, permitiendo su adaptación a una amplia gama de condiciones y preferencias del usuario. Su función principal es habilitar o restringir las actividades específicas que cada variable representa. Por otro lado, para lograr el objetivo de optimización, se han definido una serie de restricciones que guían la operación óptima del sistema, asegurando que se cumplan tanto los requisitos técnicos como los económicos, estas siguen la siguiente lógica.

1. **Ecuación 3.18:** Esta ecuación establece que la batería debe comenzar cada período de operación con el Estado de Carga (SOC) inicial predefinido.

2. **Ecuación 3.19:** Define el balance energético del sistema, asegurando que el SOC de la batería en el instante $t + 1$ refleje adecuadamente la carga, descarga y el SOC en el instante t . Además, incorpora las eficiencias de carga (η_C) y descarga (η_D) en el cálculo, afectando la cantidad neta de energía almacenada o extraída.
3. **Ecuación 3.20:** Esta ecuación establece que la demanda siempre debe ser satisfecha, ya sea desde la red, la generación renovable o la descarga del sistema BESS, dependiendo de la configuración inicial del problema.
4. **Ecuación 3.21:** Esta ecuación establece el uso de la generación renovable, donde, se puede utilizar para carga la batería, satisfacer la demanda o vender los excedentes a la red.
5. **Ecuación 3.22:** Esta ecuación define que la carga del sistema BESS puede ser tanto desde la generación o desde la red.
6. **Ecuación 3.23:** Esta ecuación define que la descarga del sistema BESS puede ser hacia la demanda o hacia la red (En el caso de ser permitido inicialmente).
7. **Ecuación 3.24 y 3.25:** Definen que, si el valor binario B_t es 1, la batería está en proceso de carga, pero esta carga no debe superar la capacidad máxima de carga/descarga. Además, previenen que la batería cargue y descargue simultáneamente.
8. **Ecuación 3.26 y 3.27:** Establecen que, si B_t es 0, la batería está descargando, respetando el límite de capacidad máxima de carga/descarga y evitando la carga y descarga simultáneas.
9. **Ecuación 3.28:** Limita la cantidad de ciclos completos de carga equivalentes al límite anual establecido, controlando así la degradación de la batería.

Problema de Optimización:

Minimizar:

$$\sum_{t=0}^T P_t \cdot (G_{Dt} + G_{Ct} - Z_t - D_{St}) \quad (3.17)$$

Sujeto a:

$$E_0 = SOC_0 \quad (3.18)$$

$$E_{t+1} = E_t + \eta_C \cdot C_t - \eta_D \cdot D_t \quad \forall t \quad (3.19)$$

$$Dem_t \leq X_t + D_{Dt} + G_{Dt} \quad \forall t \quad (3.20)$$

$$G_t \geq X_t + Y_t + Z_t \quad \forall t \quad (3.21)$$

$$C_t = G_{Ct} + Y_t \quad \forall t \quad (3.22)$$

$$D_t = D_{St} + D_{Dt} \quad \forall t \quad (3.23)$$

Si $B_t = 1$:

$$C_t \leq C_{rate} \quad (3.24)$$

$$D_t = 0 \quad (3.25)$$

Si $B_t = 0$:

$$D_t \leq C_{rate} \quad (3.26)$$

$$C_t = 0 \quad (3.27)$$

$$\sum_{t=0}^T \frac{C_t + D_t}{2 \cdot (E_{max} - E_{min})} \leq EFC_{max} \quad (3.28)$$

3.4.3.2. Flujo de Caja y VAN

Como se mencionó previamente, el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) es crucial para comparar distintas combinaciones de Potencia y Horas de almacenamiento en proyectos BESS. El VAN es esencial porque indica cuál proyecto presenta un mayor flujo de efectivo y, por ende, es más rentable a lo largo del tiempo. Para calcular el VAN, es necesario elaborar un flujo de caja detallado que contemple todos los aspectos financieros relevantes del proyecto.

Aunque el análisis del VAN en el algoritmo 1: Arbitraje es similar, la identificación de beneficios en este algoritmo difiere debido a la consideración de un caso base. Este caso base permite identificar el impacto real de la implementación de un sistema BESS en el proyecto, destacando los cambios en los flujos de efectivo y rentabilidad.

En los sistemas BESS diseñados para satisfacer una demanda específica, se identifican dos ingresos básicos. El primero corresponde a la venta de energía renovable al mercado SPOT, después de satisfacer la demanda, es decir, los excedentes de energía. El segundo beneficio surge de la incorporación del almacenamiento, el cual se manifiesta en la reducción del consumo de energía de la red. Este beneficio es particularmente significativo, ya que refleja un ahorro directo en los costos de energía y mejora la eficiencia del sistema energético en su conjunto.

Ingresos

El principal ingreso en proyectos que incluyen sistemas BESS proviene de la venta de excedentes de generación renovable al mercado SPOT.

- **Ingresos por Energía:** Los ingresos por la venta de energía al mercado SPOT se generan a partir de los MWh inyectados a la red, calculados en función de los costos marginales del sistema en la barra de inyección. La fórmula para estos ingresos es la siguiente:

$$\text{Ingresos por energía} = MWh_{inyectado} \times Cmg \text{ (USD/MWh)}$$

Aquí, $MWh_{inyectado}$ representa la cantidad de energía excedente vendida y Cmg es el costo marginal por MWh.

Además de los ingresos directos por energía, un beneficio clave de incorporar un sistema BESS es la reducción del consumo de energía de la red, lo que lleva a preguntarse si la disminución en la compra de energía justifica la inversión realizada en el almacenamiento.

1. **Beneficio:** El beneficio derivado de la incorporación del sistema BESS se calcula en comparación con el caso base, de la siguiente manera:

$$\text{Beneficio} = (Red_{CB} - Red_{CE}) + (Ex_{CB} - Ex_{CE})$$

Donde $Red_C B$ es el consumo de red en el caso base sin almacenamiento, $Red_C E$ es el consumo de red con almacenamiento, $Ex_C B$ son los ingresos por venta de excedentes de generación en el caso base, y $Ex_C E$ son los ingresos por venta de excedentes con almacenamiento. Es importante considerar que los excedentes pueden aumentar o disminuir, impactando positiva o negativamente en los beneficios totales.

Costos

Al igual que el algoritmo 1, los principales costos a considerar para el cálculo del flujo de caja es el costo de inversión (CAPEX) y costo de operación y mantenimiento (OPEX).

- **CAPEX:** El CAPEX para sistemas BESS se calcula en base a varios factores asociados al desarrollo del proyecto. Este se divide en dos componentes principales: el componente BESS energía (medido en MWh) y el componente BESS potencia (medido en MW). Los puntos principales a considerar para el cálculo del CAPEX son los presentados en el algoritmo 1.
- **OPEX:** El OPEX puede ser estimado como un porcentaje del CAPEX, lo que ofrece una aproximación rápida y sencilla. Alternativamente, se puede definir un valor fijo, ajustado según las necesidades específicas del proyecto. Es importante destacar que el valor del OPEX debe ajustarse por inflación (CPI) durante la vida útil del proyecto, asegurando que las estimaciones sean realistas y reflejen el costo verdadero a lo largo del tiempo.

Una vez establecida la base para el cálculo del flujo de caja, que incorpora tanto los ingresos (o beneficios específicos para este análisis) como los costos asociados, podemos avanzar hacia la determinación del Valor Actual Neto (VAN).

Financiamiento

Es importante tener en cuenta si el proyecto considera financiamiento externo a los beneficios propios, por lo tanto, la herramienta tiene la posibilidad de considerar o no subvenciones (Project Grant) y Prestamos (Project Loan).

El primero (Project Grant) no contempla mucho más allá que un descuento del valor del CAPEX, ya que es una subvención que no debe ser reembolsada.

Ahora bien, el préstamo del proyecto considera algunos puntos importantes a tener en cuenta.

- **Periodo de gracia:** Tiempo en que no se cobra el préstamo, fundamental para la estabilización económica del proyecto.
- **Tenor:** Período durante el cual el prestatario debe reembolsar el préstamo.
- **Tasa de interés:** La tasa de interés es el porcentaje que se cobra sobre un préstamo o que se paga por el uso de dinero depositado, durante un período de tiempo específico, generalmente expresado como un porcentaje anual del capital

Depreciación

La depreciación es un método contable utilizado para distribuir el costo de un activo tangible a lo largo de su vida útil. Se considera un gasto no monetario que reduce el valor contable del activo debido a su uso, desgaste o obsolescencia. La depreciación es importante

en el análisis de flujo de caja, ya que, aunque no representa un desembolso de efectivo, sí afecta la base imponible y, por lo tanto, los impuestos a pagar.

La depreciación se puede formular de diferentes maneras, dependiendo del usuario este puede seleccionar el cálculo que este quiera aplicar en base a sus intereses y modelos propios.

- **Depreciación Lineal:**

$$\text{Depreciación Anual} = \frac{\text{Costo del Activo} - \text{Valor Residual}}{\text{Vida Útil del Activo}}$$

- **Depreciación Reducida (Doble Declinante):**

$$\text{Depreciación Anual} = \frac{2}{\text{Vida Útil del Activo}} \times \text{Valor Contable al Inicio del Año}$$

- **Método de Unidades de Producción:**

$$\text{Depreciación Anual} = \frac{\text{Costo del Activo} - \text{Valor Residual}}{\text{Vida útil total en Unidades de Producción}} \\ \times \text{Unidades Producidas en el Año}$$

Impuesto de Primera Categoría y Pérdidas

El impuesto de primera categoría se aplica a las ganancias obtenidas por empresas y sociedades. Este impuesto se calcula sobre la base de la renta líquida imponible, la cual se obtiene después de deducir todos los gastos permitidos, incluyendo la depreciación, de los ingresos brutos.

La fórmula para el cálculo del impuesto es:

$$\text{Impuesto de Primera Categoría} = \text{Renta Líquida Imponible} \times \text{Tasa de Impuesto}$$

En el caso de pérdidas, estas pueden ser llevadas a años fiscales siguientes para reducir la base imponible futura. Esto significa que, si una empresa incurre en pérdidas, puede compensar estas pérdidas contra futuras ganancias imponibles, reduciendo así el impuesto de primera categoría a pagar en esos años futuros.

Fórmula para ajustar la base imponible con pérdidas:

$$\text{Renta Líquida Imponible Ajustada} = \text{Renta Líquida Imponible} - \text{Pérdidas Acumuladas (si aplica)}$$

Flujo de Caja

Para calcular el flujo de caja del proyecto a lo largo de su vida útil, se toman en cuenta los ingresos y costos, ajustando según el esquema de financiamiento inicial. El flujo de caja se desglosa en las siguientes categorías:

- **Utilidad antes de impuestos:** Ingresos totales menos costos operativos y de mantenimiento.
- **Cálculo de impuestos:** Aplicación de la tasa impositiva sobre la utilidad antes de impuestos.

- **Utilidad después de impuestos:** Utilidad antes de impuestos menos los impuestos pagados.
- **Depreciación:** Reducción del valor de los activos del proyecto a lo largo del tiempo.
- **Amortización:** Proceso de distribuir el costo de un activo intangible a lo largo de su vida útil.
- **Préstamos:** Pagos de intereses y capital de cualquier financiamiento obtenido.
- **Inversión:** Capital inicial y adicional invertido en el proyecto.

Una vez calculado el flujo de efectivo final, se procede a determinar el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR). El VAN representa el valor presente de los flujos de efectivo futuros, descontados a la tasa actual, proporcionando una medida de la rentabilidad total del proyecto. Una cifra positiva de VAN indica que los ingresos esperados superarán los costos, incluyendo el costo de oportunidad del capital invertido. Por otro lado, la TIR es la tasa de descuento que hace que el VAN sea cero. Esta tasa es un indicador de la eficiencia de la inversión, mostrando el rendimiento porcentual esperado. Una TIR que supera la tasa de descuento o el costo de capital sugiere que el proyecto es financieramente atractivo. Ambas métricas son fundamentales para la toma de decisiones en inversiones, especialmente en proyectos de largo plazo como los sistemas BESS.

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (3.29)$$

donde C_t es el flujo de caja en el tiempo t , r es la tasa de descuento, y n es el número total de periodos.

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+TIR)^t} \quad (3.30)$$

En esta fórmula de TIR, se busca el valor de TIR que hace que la suma del valor presente de los flujos de caja sea igual a cero.

Estas herramientas financieras proporcionan una valoración integral del proyecto, considerando tanto la rentabilidad como el tiempo, lo que es esencial para la evaluación económica del proyecto BESS.

Levelized Cost of Storage (LCOS)

Aunque el Levelized Cost of Storage (LCOS) no se vincula directamente con el flujo de caja, su cálculo resulta extremadamente valioso para evaluar la eficiencia económica de un sistema BESS. El LCOS proporciona una medida del costo por unidad de electricidad (generalmente kWh) almacenada y luego liberada por el sistema de baterías. Este indicador es esencial para comparar la viabilidad económica de diferentes tecnologías de almacenamiento y para comprender el costo real de integrar el almacenamiento de energía en la red.

La fórmula para calcular el LCOS considera la energía total cargada en la batería a lo largo de su vida útil, ajustada por una tasa de descuento. La inclusión de la tasa de descuento en este cálculo, aunque puede parecer contraintuitiva ya que no se trata de un flujo de caja monetario, es crucial para reflejar el valor del dinero en el tiempo. Esto permite considerar la depreciación del valor de la energía almacenada a lo largo de la vida de la batería, brindando una visión más precisa del costo efectivo del almacenamiento por cada unidad de energía.

La fórmula del LCOS es la siguiente:

$$LCOS = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_{Ct}}{(1+r)^t}} \quad (3.31)$$

donde C_t son los costos totales en el tiempo t , E_{Ct} es la energía cargada en el tiempo t , r la tasa de descuento, y n es el número total de periodos

Capítulo 4

Desarrollo de la herramienta

Teniendo en cuenta la modelación del sistema BESS y su desempeño a lo largo del tiempo, se ha desarrollado una herramienta diseñada para integrar ambos algoritmos descritos en el capítulo anterior. Esta herramienta está enfocada en facilitar el estudio de diversos escenarios relacionados con el sistema BESS, proporcionando al usuario una plataforma versátil y eficaz para evaluar diferentes configuraciones y estrategias operativas.

El objetivo primario de la herramienta es ofrecer un enfoque holístico que combine la optimización del almacenamiento de energía desde el punto de vista operativo y de dimensionamiento. Esto se logra mediante la implementación de los dos algoritmos que abordan aspectos clave como el arbitraje de energía, la satisfacción de la demanda, y la maximización de la rentabilidad económica. La herramienta permite a los usuarios explorar una variedad de escenarios, adaptándose a distintas necesidades y especificaciones del proyecto.

Además, la herramienta proporciona resultados detallados, incluyendo el tamaño óptimo del sistema BESS, los horarios de carga y descarga, e indicadores económicos-financieros como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), así como el desglose del propio flujo de caja. Estos elementos son esenciales para una evaluación exhaustiva del proyecto, permitiendo a los usuarios tomar decisiones informadas basadas en datos concretos y análisis predictivos.

4.1. Arquitectura

La arquitectura de la herramienta tiene una configuración simple, que apunta a ser intuitiva para el futuro usuario, al momento de la selección del algoritmo adecuado en función de las necesidades específicas del proyecto. El diagrama de bloques de la Figura 4.1 proporciona una representación visual del flujo de trabajo, destacando la estructura modular de la herramienta y su capacidad para adaptarse a diferentes requerimientos de modelación y análisis.

El proceso comienza con la **Selección de Funcionalidad**, donde el usuario decide qué aspecto del sistema BESS desea explorar. Si el interés recae en el arbitraje de energía y la maximización de ingresos, el **Algoritmo 1: Arbitraje** es el indicado. En cambio, si se desea analizar cómo el sistema BESS puede satisfacer una demanda específica y minimizar el consumo desde la red, se seleccionará el **Algoritmo 2: Demanda**.

Una vez elegida la funcionalidad, se procede a introducir los 'Inputs del algoritmo', que son los datos requeridos para ejecutar el algoritmo seleccionado. Estos *inputs* son los que

cada algoritmo requiere, los cuales fueron abordados en el capítulo anterior.

Tras la introducción de los datos necesarios, se ejecuta el algoritmo correspondiente. Cada algoritmo realiza cálculos y optimizaciones basados en los *inputs* proporcionados y las características inherentes del escenario energético que se está evaluando.

Una vez completada la operación del algoritmo, se generan los **Outputs del algoritmo utilizado**. Estos resultados ofrecen una comprensión detallada del rendimiento y las implicaciones financieras del sistema BESS bajo las condiciones estudiadas, en especial el output principal el cual corresponde al dimensionamiento ideal del sistema BESS.

Finalmente, la **Visualización de resultados** permite al usuario interpretar y analizar los datos de salida de manera efectiva. Esta etapa es crucial para la toma de decisiones, ya que presenta los resultados de una manera que facilita la comprensión de los beneficios, costos y eficacia general del sistema BESS optimizado.

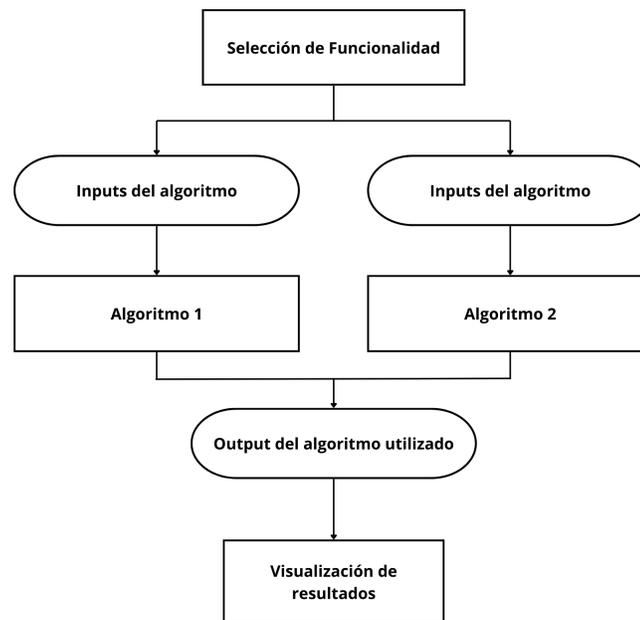


Figura 4.1: Diagrama de bloques arquitectura de la herramienta. Fuente: Elaboración Propia.

4.1.1. Software Utilizado

Para la modelación y optimización de los sistemas BESS, se seleccionaron herramientas de software que ofrecen flexibilidad, potencia computacional y eficiencia. La programación y desarrollo de los algoritmos se realizaron utilizando el lenguaje de programación Python, conocido por su versatilidad y amplio soporte para cálculos numéricos y científicos. Python es particularmente adecuado para este tipo de aplicaciones debido a su sintaxis clara y la disponibilidad de numerosas bibliotecas especializadas en matemáticas y optimización.

La optimización de los algoritmos se llevó a cabo mediante el software Gurobi, un solucionador de optimización matemática de vanguardia que proporciona una plataforma robusta para modelos de programación lineal, entera y mixta. Gurobi es reconocido por su rendimiento superior y su capacidad para manejar rápidamente problemas complejos y de gran

escala, lo que lo convierte en una elección ideal para resolver los problemas de optimización asociados con los sistemas BESS.

La integración de Python con Gurobi se realizó a través de la interfaz de programación de aplicaciones (API) de Gurobi, que permite una interacción fluida entre el lenguaje de programación y el solucionador de optimización. Esta integración facilita la implementación de modelos matemáticos complejos y permite a los desarrolladores aprovechar las características avanzadas de Gurobi directamente desde el entorno de Python.

4.1.2. Tiempo de Procesamiento de la Herramienta

La viabilidad de una herramienta de optimización depende significativamente de su rendimiento computacional, especialmente al abordar problemas complejos que requieren un enfoque de fuerza bruta. En este contexto, es esencial reportar los tiempos de procesamiento asociados con la herramienta de optimización para sistemas BESS.

Contexto de Prueba

Las pruebas de rendimiento se llevaron a cabo en un equipo con un procesador Intel(R) Core(TM) i5-10300H CPU @ 2.50GHz y 16 GB de memoria RAM.

Tiempos de Procesamiento Iniciales

Inicialmente, durante las etapas de desarrollo de la herramienta, el procesamiento de una iteración anual para una única combinación de potencia y horas de almacenamiento requería aproximadamente 2 minutos. Para un proyecto con una vida útil estimada de 20 años, el tiempo total para una sola configuración se extendía a 40 minutos, lo que se transformaba en 16 horas para probar 25 combinaciones de Potencias y Horas de almacenamiento, lo que volvía muy poco practica e inviable el uso de la herramienta en aplicaciones del mundo real

Optimizaciones Implementadas

Para mejorar la eficiencia, se aplicaron simplificaciones en el modelado del ciclaje y la degradación, tal como se discutió en capítulos anteriores. Además, se aprovechó la capacidad de Gurobi para establecer un *Mixed Integer Programming (MIP) Gap* de 10%. Esto significa que la herramienta puede considerar una solución como óptima si el valor objetivo se encuentra dentro del 10% de las mejores soluciones encontradas.

Mejora en los Tiempos de Procesamiento

Gracias a estas optimizaciones, se logró reducir significativamente el tiempo de procesamiento. La evaluación de una configuración de potencia y horas para una vida útil de proyecto de 20 años ahora se completa en aproximadamente 0:45 a 2:00 minutos. Al aplicar esta mejora a una serie de 25 combinaciones diferentes, el tiempo total requerido es de aproximadamente 40 minutos. Este tiempo de procesamiento es considerablemente más manejable y se considera aceptable para los propósitos de la herramienta.

4.2. Funcionalidades

La herramienta de optimización BESS se caracteriza por su diversidad funcional y la capacidad de adaptarse a diferentes escenarios energéticos, logrando así el objetivo primario que es dimensionar una solución BESS para los escenarios establecidos. Más allá de los escenarios

principales predefinidos, la verdadera ventaja de esta herramienta radica en su flexibilidad para personalizar y expandir las opciones de modelado según las necesidades específicas del usuario. Esta sección detalla los escenarios estándar y las posibilidades extendidas que la herramienta puede simular.

4.2.1. Escenarios

Los escenarios de modelado incorporados en la herramienta están diseñados para reflejar una amplia gama de situaciones reales del mercado eléctrico en la gestión de sistemas BESS. Estos incluyen:

- **BESS Stand Alone:** Este escenario se enfoca en el sistema BESS operando de manera independiente, optimizado para el arbitraje energético. La estrategia se centra en la compra de energía durante períodos de bajo costo y su posterior venta en momentos de alta demanda y precios elevados. Este enfoque aprovecha las fluctuaciones diarias en los precios de la energía para maximizar la rentabilidad del almacenamiento.
- **BESS Hibridado con ERNC:** En este escenario, la herramienta modela un sistema BESS que se combina con una planta de energía renovable, como la solar o eólica. La presencia de ERNC introduce dinámicas adicionales en la gestión de energía, tales como el aprovechamiento de la producción excedente y la optimización de la interacción entre la generación, el almacenamiento y el consumo.
- **BESS para Satisfacer Demanda con o sin ERNC:** Este modelo está diseñado para sistemas BESS que tienen como objetivo principal satisfacer una demanda energética específica. El enfoque aquí está en minimizar los costos asociados con el consumo de energía, optimizando la adquisición de energía de la red y la gestión del almacenamiento. En configuraciones híbridas con ERNC, la herramienta adicionalmente gestiona la generación renovable para alinearla con los patrones de demanda, buscando siempre mejorar la eficiencia económica y energética del sistema.

4.2.2. Alternativas de Procesamiento y Flexibilidad en la Modelación BESS

La herramienta diseñada para la modelación de sistemas BESS incorpora una serie de alternativas de procesamiento que añaden una capa adicional de flexibilidad a los escenarios principales. Estas alternativas permiten a los usuarios personalizar el análisis según sus necesidades específicas y explorar el impacto de diferentes variables en el desempeño y la rentabilidad del sistema.

Consideración de la Degradación de las Baterías

La degradación de las baterías es un factor crítico en la operación a largo plazo de los sistemas BESS y suele ser una variable indispensable en cualquier análisis realista. Sin embargo, la herramienta también ofrece la opción de excluir este factor para realizar análisis comparativos que ayuden a entender su impacto real en la viabilidad del proyecto.

Evaluación de la *Augmentation*

En los escenarios donde se considera la degradación, es esencial evaluar la necesidad y el impacto de la reinversión en la capacidad del sistema (*augmentation*). Esta funcionalidad es

particularmente útil para planificar el mantenimiento y la expansión del sistema a lo largo de su vida útil y para comprender cómo la reinversión afecta la economía general del proyecto.

Financiamiento del Proyecto

La inclusión de préstamos de proyecto (*Project Loan*) en el modelo de la herramienta posibilita un análisis más profundo de las estrategias de financiamiento y su efecto en la rentabilidad del proyecto BESS. Al simular diferentes estructuras de financiamiento, los usuarios pueden optimizar el plan financiero del proyecto.

Impacto de las Subvenciones del Proyecto

Las subvenciones del proyecto (*Project Grant*) son fundamentales en mercados donde existen incentivos para el desarrollo de infraestructuras de energía renovable. La herramienta permite evaluar cómo estas subvenciones pueden alterar la realidad económica de los proyectos BESS, proporcionando una visión valiosa sobre las oportunidades de subsidio y su aprovechamiento efectivo.

Flexibilidad Operativa del BESS

En el contexto de sistemas BESS diseñados para satisfacer demandas específicas, se consideran diferentes configuraciones operativas basadas en las variables de decisión establecidas durante la fase de modelación. Estos ajustes permiten simular una variedad de situaciones operativas, incluyendo:

- La capacidad de cargar el sistema BESS tanto desde la generación renovable como desde la red.
- La opción de vender o no los excedentes de generación renovable en escenarios enfocados en la demanda.
- La posibilidad de que el sistema BESS realice arbitraje de energía adicionalmente a la satisfacción de la demanda, participando así en el mercado SPOT.

4.2.3. Aplicaciones adicionales

La herramienta desarrollada no solo está diseñada para modelar y optimizar sistemas BESS desde cero, sino que también posee la flexibilidad para evaluar sistemas en una etapa de desarrollo más avanzada. Esta funcionalidad dual asegura que la herramienta sea de utilidad tanto en la fase de planificación como en la de operación de un proyecto BESS.

4.2.3.1. Análisis de Sistemas BESS Establecidos

Una de las fortalezas clave de la herramienta es su capacidad para realizar análisis retrospectivos y en tiempo real de sistemas BESS ya operativos. Esto permite a los operadores y analistas de sistemas:

- Obtener un entendimiento profundo de la eficiencia operativa actual del sistema.
- Evaluar la viabilidad económica del sistema BESS a través de métricas financieras como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).
- Identificar oportunidades de mejora en la operación, como la optimización de la estrategia de carga y descarga para maximizar los beneficios económicos.

- Establecer comparaciones de rendimiento con respecto a escenarios hipotéticos o proyectados.

4.2.3.2. Análisis específicos BESS

Otra funcionalidad importante de la herramienta es su capacidad para centrarse en periodos operativos específicos, tales como:

- Años con condiciones de mercado particularmente volátiles.
- Periodos donde se presentan cambios regulatorios o de política energética que podrían afectar la rentabilidad de la operación BESS.
- Fases críticas del ciclo de vida del sistema BESS, como el inicio de la operación o el periodo posterior a una reinversión significativa.

Esta capacidad de análisis detallado permite a los usuarios ajustar y refinar las estrategias operativas para responder a las condiciones cambiantes del mercado y maximizar la eficiencia y la rentabilidad del sistema BESS.

4.3. Futuras Mejoras y Desarrollos

La herramienta actual de optimización BESS ha sido diseñada para proporcionar una amplia gama de funcionalidades, permitiendo al usuario evaluar variados escenarios y alternativas para sus proyectos energéticos. A pesar de su versatilidad y capacidad actual, hay varios ámbitos en los que se planea expandir y enriquecer sus capacidades.

Inclusión de Servicios Complementarios (SSCC)

Una futura mejora prevista es la incorporación de la funcionalidad para modelar los beneficios de los Servicios Complementarios (SSCC). Aunque los SSCC son un componente valioso en la valorización de los sistemas BESS, la normativa actual aún no proporciona un marco claro para su integración en la modelación económica. Se anticipa que futuras actualizaciones normativas ofrecerán mayor claridad, permitiendo que la herramienta incluya con precisión estos servicios en sus análisis financieros y operativos, potenciando la estabilidad y la eficiencia del sistema eléctrico.

Desarrollo de la Interfaz de Usuario

La creación de una interfaz de usuario amigable es una mejora crucial programada para las etapas futuras del desarrollo de la herramienta. Una interfaz gráfica permitirá a los usuarios realizar estudios y dimensionar sistemas BESS de manera más intuitiva y eficiente, haciendo la herramienta accesible a un público más amplio y facilitando su uso en aplicaciones prácticas.

Adopción de Nuevas Tecnologías

Para mantener la herramienta a la vanguardia de la tecnología, se considera la integración de métodos de optimización más avanzados. Esto podría incluir la aplicación de algoritmos genéticos, técnicas de Machine Learning y principios de inteligencia artificial. La meta de estas mejoras tecnológicas es aumentar significativamente la eficiencia de los análisis y ofrecer soluciones más sofisticadas y precisas en la modelación y optimización de sistemas BESS.

Capítulo 5

Casos de estudio y análisis de resultados

La validación de cualquier herramienta analítica es fundamental para asegurar su aplicabilidad y confiabilidad en entornos reales. Para la herramienta de optimización BESS, se propuso una serie de casos de estudio diseñados para probar su funcionalidad en una variedad de escenarios. Estos estudios no solo demostraron la capacidad de la herramienta para modelar y optimizar sistemas BESS de manera efectiva, sino que también permitieron evaluar su flexibilidad y precisión al abordar diferentes alternativas de modelación. Los casos estudiados se resumen en la Tabla 5.1.

Los resultados de cada caso de estudio serán analizados en profundidad en el siguiente capítulo. Se discutirá la eficacia de la herramienta en la captura de las complejidades de cada escenario y su capacidad para proporcionar soluciones optimizadas. Esta discusión también abordará cómo las diferentes alternativas de modelación pueden influir en los resultados finales y en las decisiones estratégicas relacionadas con la operación y la gestión del sistema BESS.

Tabla 5.1: Casos de estudios a considerar. Fuente: Elaboración Propia.

Caso	Degradación	Augmentation	Project Loan	Project Grant
BESS Stand Alone	✓ ✗	✓ ✗	✗	✗
BESS + ERNC Solar	✓	✓	✓ ✗	✗
BESS + Demanda + ERNC Eólico	✓	✓	✗	✗

5.1. Caso 1: BESS Stand Alone

Este caso de estudio aborda un sistema BESS *Stand Alone*, centrándose en la aplicación del Algoritmo 1 que tiene como fin la maximización de las ganancias financieras. El proyecto bajo análisis contempla una fase de desarrollo de un año y un período de construcción de un año, con un inicio de desarrollo proyectado en 2023 y la expectativa de alcanzar la fecha de operación comercial (CoD: Commercial Operation Date) en 2025. La vida útil del proyecto se extiende hasta 2045, considerando un total de 20 años de operación.

Para este estudio, se realizará una comparativa del proyecto incluyendo y excluyendo la degradación de las baterías, incorporando la *augmentation* en el escenario que considera la degradación.

5.1.1. Inputs

Los datos de entrada para este análisis se han seleccionado cuidadosamente para reflejar las condiciones económicas y de mercado esperadas a lo largo de la vida útil del proyecto.

Proyecciones

- **Costos Marginales:** La proyección de costos marginales para la barra “SE MARIA ELENA” se basó en los promedios mensuales proyectados del coordinador eléctrico nacional CEN. Se crearon matrices de precios 24x12, las cuales se expandieron a series temporales de 8760 horas para años no bisiestos y 8784 para años bisiestos. La Figura 5.1 muestra las proyecciones de precios del coordinador para la barra mencionada y la Figura 5.2 presenta el perfil promedio histórico de costos marginales para la misma.

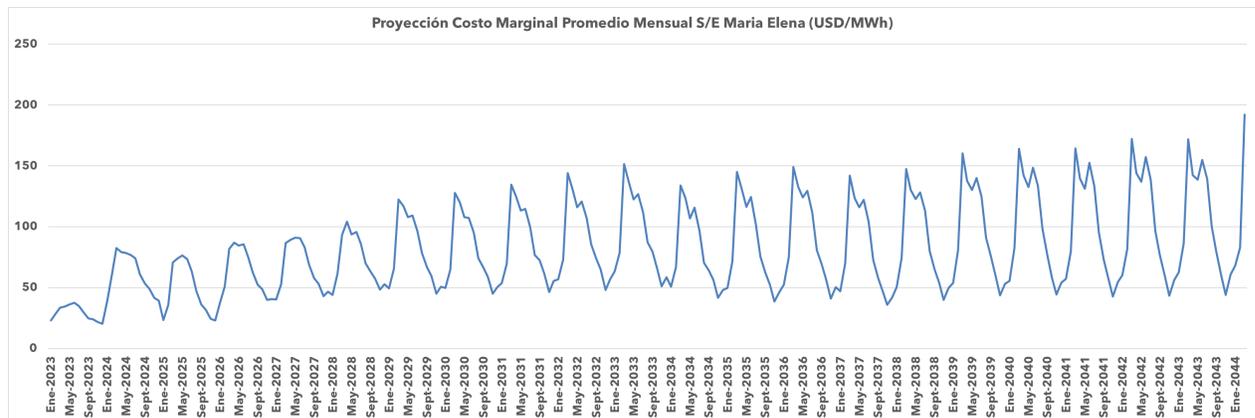


Figura 5.1: Proyección de promedios mensuales para los costos marginales para la S/E MARIA ELENA. Fuente: Elaboración Propia con datos del CEN.

USD/MWh	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
00:00 - 00:59	138.2	151.6	147.0	156.0	139.2	207.3	130.2	119.7	118.7	116.2	154.1	152.6
01:00 - 01:59	146.3	158.4	145.1	159.8	123.0	184.3	116.2	112.3	111.3	116.1	147.4	149.9
02:00 - 02:59	143.0	155.7	141.7	160.0	119.9	158.5	107.2	105.2	108.7	112.4	138.6	145.7
03:00 - 03:59	139.0	149.1	135.0	151.9	119.1	143.6	105.9	103.5	104.8	106.2	135.5	145.0
04:00 - 04:59	138.1	148.9	133.9	147.1	117.7	134.0	105.3	103.4	103.2	103.5	133.2	142.3
05:00 - 05:59	140.8	151.6	142.4	139.6	120.0	134.8	106.8	103.9	104.3	103.6	133.4	143.1
06:00 - 06:59	144.4	155.6	146.1	148.3	124.9	142.0	106.2	108.6	106.8	108.7	133.7	146.7
07:00 - 07:59	151.7	161.2	160.5	158.3	136.3	159.0	114.9	118.8	116.9	119.3	145.1	150.2
08:00 - 08:59	124.1	150.7	167.3	122.3	128.3	163.4	112.6	95.3	109.6	80.2	72.4	81.5
09:00 - 09:59	41.5	69.4	97.0	32.5	52.8	83.7	41.7	22.8	28.5	9.9	8.4	12.4
10:00 - 10:59	25.3	24.3	46.3	23.2	40.0	60.8	26.0	15.2	5.0	3.2	5.2	6.1
11:00 - 11:59	19.7	19.3	37.6	28.7	49.2	74.7	28.5	19.0	3.4	1.4	2.1	1.0
12:00 - 12:59	15.6	17.5	34.5	33.8	48.5	75.8	28.8	18.2	2.0	0.2	0.6	-
13:00 - 13:59	11.2	14.7	27.4	28.1	42.1	73.1	25.0	14.1	1.1	-	-	-
14:00 - 14:59	5.9	9.4	25.6	19.0	31.4	60.3	16.2	8.7	0.7	-	-	-
15:00 - 15:59	5.8	7.6	17.8	16.5	20.1	49.2	10.4	6.9	-	-	-	-
16:00 - 16:59	6.6	6.2	15.9	12.7	17.4	48.1	13.1	6.5	-	-	-	-
17:00 - 17:59	6.6	8.0	15.4	25.8	58.6	106.4	38.2	15.4	0.5	-	-	0.9
18:00 - 18:59	7.5	9.0	15.0	99.1	124.5	191.0	117.2	67.5	13.1	-	-	1.4
19:00 - 19:59	13.1	23.7	64.5	174.6	169.4	247.9	165.2	145.7	51.7	17.1	10.8	5.1
20:00 - 20:59	78.3	106.8	157.0	171.1	167.8	236.5	157.7	147.7	121.1	106.6	101.9	59.0
21:00 - 21:59	147.5	157.1	172.8	163.4	162.3	225.1	151.8	141.5	136.0	140.1	188.8	160.8
22:00 - 22:59	149.7	162.3	170.1	156.1	157.5	220.0	147.1	136.3	133.0	139.7	197.2	176.6
23:00 - 23:59	144.2	155.8	156.1	156.8	152.7	215.2	138.6	129.4	131.6	129.4	181.4	163.2

Figura 5.2: Matriz de costos marginales históricos para la S/E MARIA ELENA, en USD/MWh. Fuente: Elaboración propia con datos del CEN.

- **Macroeconómicos:** Utilizando el promedio de fluctuaciones históricas, se proyectó un incremento mensual del 0.4 % para el valor del dólar y del 0.2 % para el índice CPI de inflación. Los datos históricos fueron obtenidos desde el U.S. BUREAU OF LABOR STATISTICS. [25].
- **Precios BESS:** A partir de un análisis de la evolución de los precios de los sistemas BESS y teniendo en cuenta factores como las economías de escala y las variaciones recientes en el precio del litio, se ha definido una escala de reducción de costos para el componente energético de estos sistemas. La escala es la siguiente:
 - Año 2024: Reducción del 14 % del costo
 - Año 2025-2027: Reducción del 7 % del costo por año
 - Año 2028-2030: Reducción del 5 % del costo por año
 - Año 2030 en adelante: Reducción del 1 % del costo por año

Datos

- **Capex (Costos de Inversión):** Se calculan en base a los componentes y costos asociados al sistema BESS, detallados en la Tabla 5.2. Estos valores se derivan de estimaciones basadas en cotizaciones obtenidas por la consultora Anabática. Dada la naturaleza confidencial de los datos específicos, se presentan valores aproximados para cada componente del sistema BESS.

Tabla 5.2: Precios de componentes para un proyecto BESS. Fuente: Anabática Consultores SPA

Componente	Valor unitario	Unidad
Battery Rack	100	USD/kWh
Balance of system	20	USD/kWh
PCS	15	USD/kW
EMS	15	USD/kWh
Transformer	5	USD/kW
System integrator margin	30	USD/kWh
EPC	45	USD/kWh
Developer overhead	15	USD/kWh
Developer margin	25	USD/kWh
Componente Energía	250 + 20 %	USD/kWh
Componente Potencia	20	USD/kW

- **Opex (Costos de Operación y Mantenimiento):** Siguiendo las tendencias del mercado, se considera un 5% del valor del Capex como costo anual de Opex, ajustado anualmente por inflación. Esta estimación conservadora está alineada con las reducciones de costos que proveedores como Huawei están logrando en la industria.
- **Especificaciones Técnicas:** Para este estudio, se asumen cero pérdidas en el PCS, una eficiencia de carga y descarga del BESS del 98% y un C_{rate} de 1. Estas especificaciones son fundamentales para determinar la eficiencia operativa del sistema.
- **Reconocimiento de Potencia:** El precio de la potencia en la barra más cercana, en este caso CRUCERO, se obtiene del informe *Fijación de Precio Nudo de Corto Plazo Primer Semestre 2024*, siendo 8.603,32 CLP/kW-mes. Los detalles sobre la variación en el reconocimiento de potencia se presentan en la Tabla 2.1.
- **Curva de Degradación:** Se emplea la curva de degradación por defecto establecida en el capítulo de modelación. Esta curva es un elemento crucial para comprender el impacto de la degradación en la eficiencia y la rentabilidad a largo plazo del sistema, y así poder comparar el efecto de la degradación en la solución buscada.

5.1.2. Configuración y Parámetros de Implementación

Para el análisis del caso de estudio del sistema BESS *Stand Alone*, se estableció una configuración específica en la herramienta de optimización. Esta configuración detalla los aspectos cronológicos del proyecto, las capacidades del sistema, y las condiciones financieras y operativas. A continuación, se presentan los parámetros clave utilizados en la simulación:

Cronograma del Proyecto

- **Inicio de la Simulación:** 2023.
- **Periodo de Desarrollo:** 1 año.
- **Periodo de Construcción:** 1 año.

- **Años de Operación:** 20 años.

Capacidades del Sistema BESS

- **Rango de Potencias:** Se consideraron valores de 5, 20, 40, 60, 90 y 100 MW.
- **Rango de Horas de Almacenamiento:** Se evaluaron 3, 4 y 5 horas de almacenamiento.

Condiciones Operativas y Técnicas

- **Degradación y *Augmentation*:** Se asumió una degradación hasta el 80 % antes de requerir *augmentation*.
- **Profundidad de Descarga (DoD):** Se estableció en 100

Consideraciones Financieras

- **Subvenciones y Préstamos:** No se aplican subvenciones (Project Grant) ni préstamos (Project Loan).
- **Periodo de Depreciación:** 20 años, comenzando en la fecha de operación comercial (CoD).
- **Impuesto de Primera Categoría:** Se aplicó una tasa del 27 %.
- **Tasa de Descuento:** Se utilizó una tasa del 8 % para la evaluación financiera.

5.1.3. Resultados

A continuación, se presentan los resultados de las 3 iteraciones realizadas para este caso de estudio, tanto para el sistema Stand Alone sin degradación, considerando degradación y con un aumento del capex del 20 %.

5.1.3.1. BESS *Stand Alone* Sin Degradación

Para esta iteración se consideró un sistema BESS *Stand Alone*, sin degradación, este es un escenario meramente teórico ya que, en la práctica este es un punto sumamente importante para la evaluación de BESS. Para este estudio teórico, se realizaron 18 iteraciones, abarcando 6 diferentes valores de potencia y 3 opciones de horas de almacenamiento. El proceso completó en 21 minutos, y las tres combinaciones más óptimas identificadas por el algoritmo fueron las siguientes:

- Combinación 1: Potencia = 100 MW, Horas = 4, VAN = 48,488,696.11 USD
- Combinación 2: Potencia = 100 MW, Horas = 3, VAN = 46,486,665.29 USD
- Combinación 3: Potencia = 100 MW, Horas = 5, VAN = 46,031,441.14 USD

Se detallan los resultados para la mejor combinación determinada por el algoritmo.

La Figura 5.3 muestra el flujo de efectivo a lo largo de la vida útil del proyecto. Es importante señalar que no se observan reinversiones, ya que se asume que la batería no sufre degradación y mantiene su capacidad total durante toda la vida útil.

Adicionalmente, la Figura 5.4 ilustra la operación del sistema BESS en la combinación óptima seleccionada. En este caso, el sistema carga la batería durante el día, aprovechando los momentos en que los costos marginales son más bajos, y procede a su descarga durante la noche

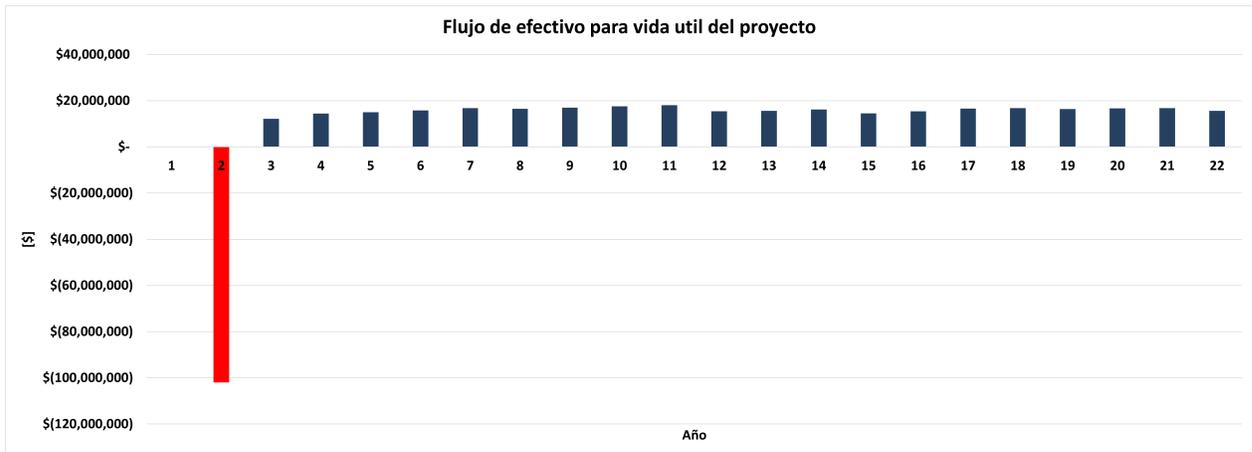


Figura 5.3: Flujo de efectivo para la vida útil del proyecto, considerando la mejor combinación obtenida: 100 MW 400 MWh. Fuente: Elaboración propia.



Figura 5.4: Operación del sistema BESS, considerando la mejor combinación obtenida: 100MW 400MWh. Fuente: Elaboración propia.

5.1.3.2. BESS *Stand Alone* con Degradación

Considerando un sistema BESS *Stand Alone*, teniendo en cuenta la degradación y la reinversión (*augmentation*), se utilizó la herramienta desarrollada para determinar la configuración más óptima para el escenario propuesto. Se realizaron 18 iteraciones, evaluando 6 diferentes valores de potencia y 3 opciones de horas de almacenamiento, y el proceso se completó en 25 minutos. Este incremento en el tiempo de procesamiento se atribuye a la complejidad adicional que implica modelar la degradación del sistema.

Las tres combinaciones más eficientes determinadas por el algoritmo fueron las siguientes:

- Combinación 1: Potencia = 100 MW, Horas = 3, VAN = 31,805,409.74 USD
- Combinación 2: Potencia = 100 MW, Horas = 4, VAN = 30,169,062.07 USD
- Combinación 3: Potencia = 80 MW, Horas = 3, VAN = 25,444,327.79 USD

Se detallan los resultados para la mejor combinación determinada por el algoritmo.

La Figura 5.5 muestra el flujo de efectivo a lo largo de la vida útil del proyecto. Es notable la inversión realizada en el duodécimo año (décimo año de operación), momento en el cual el sistema BESS alcanza una degradación del 80 % y se realiza la *augmentation*. Este hito se refleja claramente en el flujo de efectivo neto.

En la Figura 5.6, se observa la operación del sistema BESS para la mejor combinación seleccionada. El sistema muestra un comportamiento operativo acorde a las expectativas, cargando la batería durante el día cuando los costos marginales son bajos, y descargándola durante la noche, aprovechando los precios más altos.

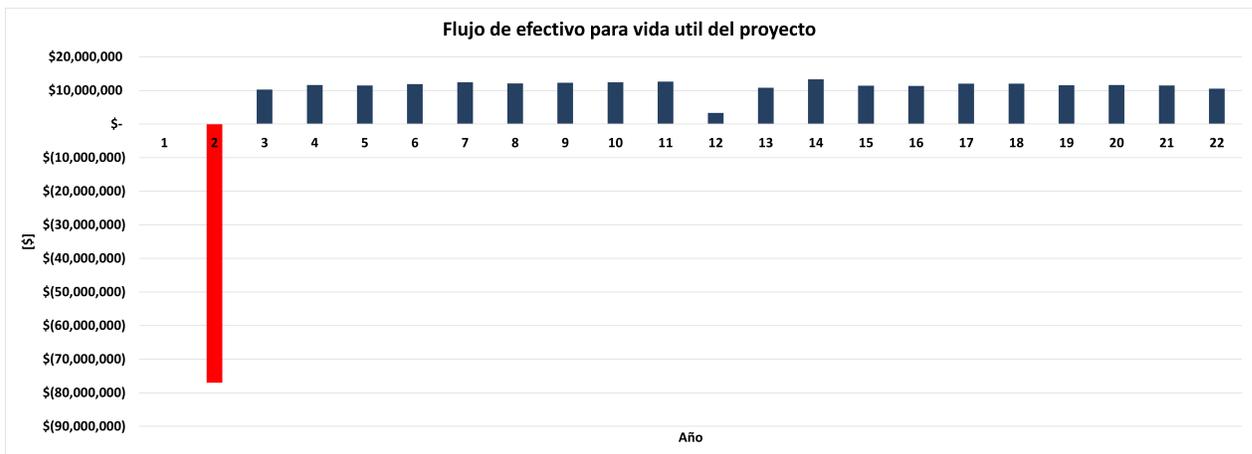


Figura 5.5: Flujo de efectivo para la vida útil del proyecto, considerando la mejor combinación obtenida: 100 MW 300 MWh. Fuente: Elaboración propia.

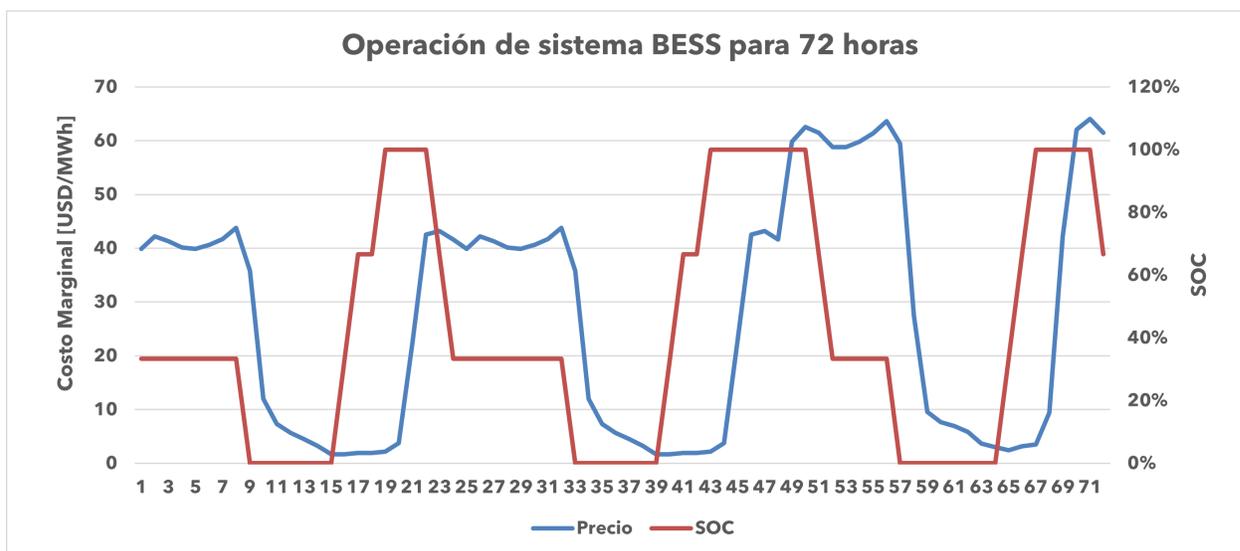


Figura 5.6: Operación del sistema BESS, considerando la mejor combinación obtenida: 100MW 300MWh. Fuente: Elaboración propia.

5.1.3.3. Stand Alone Con Degradación +20 % CAPEX

En esta iteración, se analizó el impacto de un incremento del 20% en el costo del componente de energía de los sistemas BESS, elevándolo a 300 USD/kWh, para entender la sensibilidad de los resultados finales a las variaciones en el costo de capital (CAPEX). Este enfoque tiene como objetivo reflejar la fluctuación actual del mercado y su efecto en la viabilidad económica de los proyectos BESS.

Se realizaron 18 iteraciones, evaluando 6 diferentes potencias y 3 opciones de horas de almacenamiento, con un tiempo de procesamiento total de 25 minutos. Las tres mejores combinaciones determinadas por el algoritmo, que reflejan la mejor combinación, fueron las siguientes:

- Combinación 1: Potencia = 100 MW, Horas = 3, VAN = 12,642,548.62 USD
- Combinación 2: Potencia = 80 MW, Horas = 3, VAN = 10,114,038.89 USD
- Combinación 3: Potencia = 60 MW, Horas = 3, VAN = 7,585,529.17 USD

Se detallan los resultados para la mejor combinación determinada por el algoritmo.

La Figura 5.7 muestra el flujo de efectivo a lo largo de la vida útil del proyecto bajo este nuevo escenario de costos. Se observa la reinversión realizada en el duodécimo año (décimo año de operación), cuando el sistema BESS alcanza una degradación del 80% y se realiza la *augmentation*. Este evento se refleja claramente en el flujo de efectivo neto.

La Figura 5.8 ilustra la operación del sistema BESS con la combinación más eficiente identificada. El sistema mantiene su estrategia de arbitraje, cargando la batería durante periodos de bajo precio para luego vender la energía almacenada en momentos de precios más altos.

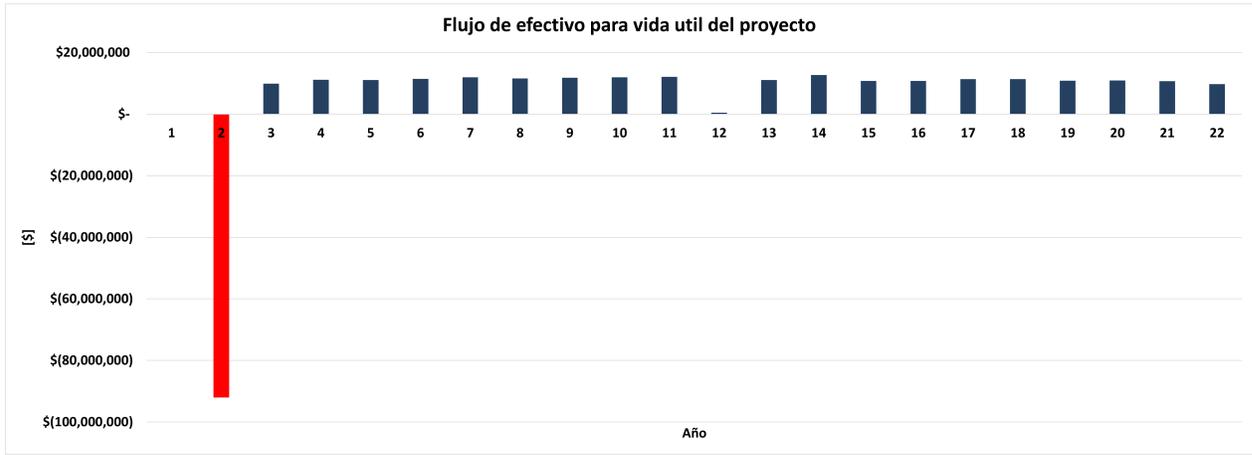


Figura 5.7: Flujo de efectivo para la vida útil del proyecto, considerando la mejor combinación obtenida: 100 MW 300 MWh. Fuente: Elaboración propia.

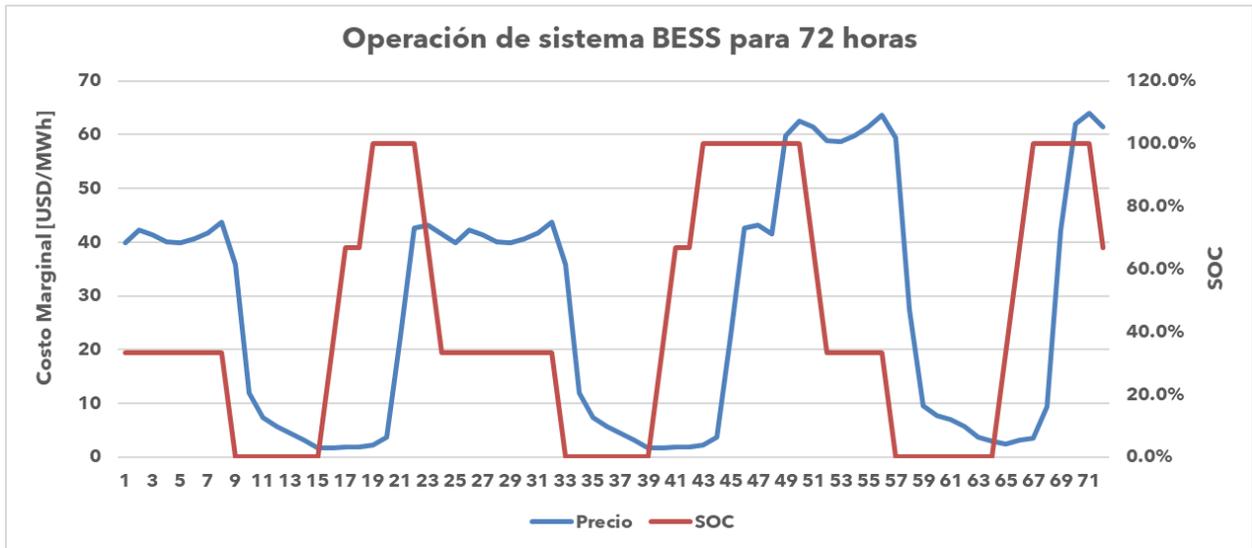


Figura 5.8: Operación del sistema BESS, considerando la mejor combinación obtenida: 100MW 300MWh. Fuente: Elaboración propia.

5.1.4. Análisis de Resultados

En el análisis de los resultados obtenidos para el sistema BESS *Stand Alone*, se destacan las siguientes observaciones clave:

Optimización de la Potencia de Inyección

Dado que el sistema es *Stand Alone*, tiene la flexibilidad de cargar energía directamente desde la red, lo que evita las limitaciones típicas asociadas con la dependencia de generación ERNC, donde una capacidad sobredimensionada podría no justificar la inversión. Como existe esta libertad la herramienta se centró en maximizar la potencia de inyección. Como resultado, 100 MW emergió como la potencia óptima en todas las iteraciones, lo que indica una utilización eficiente del BESS sin restricciones significativas de la fuente de energía.

Impacto de la Degradación y Costo de Reinvestimento

Cuando se considera la degradación del sistema, como en las iteraciones 2 y 3, se observa una reducción en las horas óptimas de almacenamiento. Esto se debe principalmente al costo asociado con la reinversión en el BESS. Dado que el componente de energía es el que incurre en el mayor costo (250 USD/KWh base y 300 USD/Kwh, aumento del 20% en el Capex), una reinversión en un sistema con un mayor número de horas de almacenamiento implica un gasto adicional. Este gasto adicional puede afectar la rentabilidad del proyecto, aunque no necesariamente lo hace inviable.

Influencia del CAPEX en el VAN

Reducir el CAPEX en un 20% tiene un impacto significativo en el VAN de la mejor solución. El sistema BESS óptimo de la iteración 2 de 100 MW 300 MWh con un VAN original de 31,805,409 USD, en comparación con el BESS óptimo de la iteración 3 presentan la misma configuración de potencia y horas, sin embargo, el VAN pasa a ser 12,642,548 USD. Este cambio representa una disminución del 60%, destacando la sensibilidad del proyecto a las variaciones en los costos iniciales.

5.2. Caso 2: BESS + ERNC Solar para Arbitraje

Este caso de estudio abordó un sistema BESS híbrido con una planta fotovoltaica, centrándose en la aplicación del Algoritmo 1 que tiene como fin la maximización de las ganancias financieras. Se contempló una fase de desarrollo de un año y un período de construcción de un año, con un inicio de desarrollo proyectado en 2023 y la expectativa de alcanzar la fecha de operación comercial (CoD: Commercial Operation Date) en 2025. La vida útil del proyecto se extiende hasta 2045, considerando un total de 20 años de operación.

Una consideración operativa clave para este caso de estudio ha sido que el sistema BESS solo tiene la capacidad de cargar energía directamente desde la generación. Esta restricción implica que el sistema no puede aprovechar la energía de la red para sus operaciones de carga, lo que puede tener un impacto significativo en la estrategia de arbitraje y en la dinámica general de almacenamiento y descarga de energía.

Para este estudio, se realizó una comparativa entre dos escenarios de financiamiento: uno con la aplicación de un préstamo para el financiamiento del proyecto y otro sin él.

5.2.1. Inputs

Los datos de entrada para este análisis se han seleccionado cuidadosamente para reflejar las condiciones económicas y de mercado esperadas a lo largo de la vida útil del proyecto.

Proyecciones

- **Generación Solar:** La proyección de la generación solar se basó en los datos históricos del parque fotovoltaico Sol del Desierto. Este enfoque permite una estimación de la producción energética esperada en condiciones reales de operación.
- **Curtailement:** El PFV Sol del Desierto fue seleccionado debido a su significativo nivel de pérdidas por curtailement. Basándose en los datos del Coordinador Eléctrico Nacional, específicamente en la Generación Real y los reportes de Reducciones de Energía Eólica y Solar, se identificó que durante el año 2022, aproximadamente un 10.05% de la generación no pudo ser inyectada a la red. La Figura 5.9 ilustra el *curtailment* y la generación para el 20 de enero de 2023, como ejemplo representativo. La proyección del *curtailment* se efectuó utilizando esta información histórica.

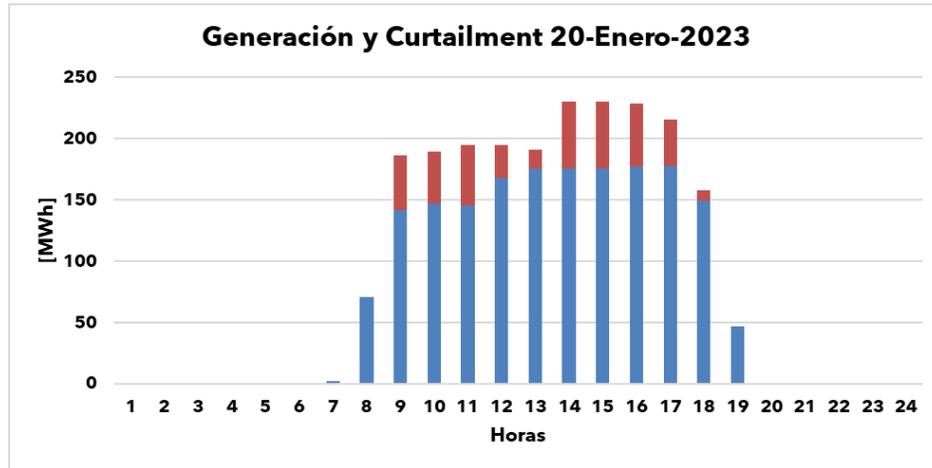


Figura 5.9: Generación y *Curtailment* para el 20 de Enero del 2023 en el parque PFV Sol del Desierto. Fuente: Elaboración propia.

- **Costos Marginales:** Dada la conexión del parque fotovoltaico Sol del Desierto con la subestación “S/E SOL DEL DESIERTO” y su cercanía (1.5 km LT 220KV) a la “S/E MARIA ELENA”, se ha optado por utilizar la proyección de costos marginales de esta última para la modelación. A falta de datos específicos para la primera subestación y dada la proximidad entre ambas, esta decisión permite una comparación coherente de los resultados con respecto al primer caso de estudio. Se utilizó la proyección de precios basada en los promedios mensuales del CEN, extendiéndola a series temporales de 8760 y 8784 horas para años no bisiestos y bisiestos respectivamente. Las proyecciones y perfiles históricos de costos marginales se presentan en las Figuras 5.1 y 5.2.
- **Macroeconómicos:** Utilizando el promedio de fluctuaciones históricas, se proyectó un incremento mensual del 0.4% para el valor del dólar y del 0.2% para el índice CPI de inflación. Los datos históricos fueron obtenidos de la fuente [25].
- **Precios BESS:** A partir de un análisis de la evolución de los precios de los sistemas BESS y teniendo en cuenta factores como las economías de escala y las variaciones recientes en el precio del litio, se ha definido una escala de reducción de costos para el componente energético de estos sistemas. La escala es la siguiente:
 - Año 2024: Reducción del 14% del costo
 - Año 2025-2027: Reducción del 7% del costo por año
 - Año 2028-2030: Reducción del 5% del costo por año
 - Año 2030 en adelante: Reducción del 1% del costo por año

Datos

- **Capex (Costos de Inversión):** Se calculan en base a los componentes y costos asociados al sistema BESS, detallados en la Tabla 5.3. Estos valores se derivan de estimaciones basadas en cotizaciones obtenidas por la consultora Anabática. Dada la naturaleza confidencial de los datos específicos, se presentan valores aproximados para cada componente del sistema BESS.

Tabla 5.3: Precios de componentes para un proyecto BESS. Fuente: Anabática Consultores SPA.

Componente	Valor unitario	Unidad
Battery Rack	100	USD/kWh
Balance of system	20	USD/kWh
PCS	15	USD/kW
EMS	15	USD/kWh
Transformer	5	USD/kW
System integrator margin	30	USD/kWh
EPC	45	USD/kWh
Developer overhead	15	USD/kWh
Developer margin	25	USD/kWh
Componente Energía	250	USD/kWh
Componente Potencia	20	USD/kW

- **Opex (Costos de Operación y Mantenimiento):** Siguiendo las tendencias del mercado, se considera un 5% del valor del Capex como costo anual de Opex, ajustado anualmente por inflación. Esta estimación conservadora está alineada con las reducciones de costos que proveedores como Huawei están logrando en la industria.
- **Especificaciones Técnicas:** Para este estudio, se asumen cero pérdidas en el PCS, una eficiencia de carga y descarga del BESS del 98% y un C_{rate} de 1. Estas especificaciones son fundamentales para determinar la eficiencia operativa del sistema.
- **Reconocimiento de Potencia:** El precio de la potencia en la barra más cercana, en este caso CRUCERO, se obtiene del informe *Fijación de Precio Nudo de Corto Plazo Primer Semestre 2023*, siendo 7.614 CLP/kW-mes. Los detalles sobre la variación en el reconocimiento de potencia se presentan en la Tabla 2.1.
- **Curva de Degradación:** Se emplea la curva de degradación por defecto establecida en el capítulo de modelación. Esta curva es un elemento crucial para comprender el impacto de la degradación en la eficiencia y la rentabilidad a largo plazo del sistema, y así poder comparar el efecto de la degradación en la solución buscada.

5.2.2. Configuración y Parámetros de Implementación

Para el análisis del caso de estudio del sistema BESS híbrido con generación solar, se estableció una configuración específica en la herramienta de optimización. Esta configuración detalla los aspectos cronológicos del proyecto, las capacidades del sistema, y las condiciones financieras y operativas. A continuación, se presentan los parámetros clave utilizados en la simulación:

Cronograma del Proyecto

- **Inicio de la Simulación:** 2023.
- **Periodo de Desarrollo:** 1 año.

- **Periodo de Construcción:** 1 año.
- **Años de Operación:** 20 años.

Capacidades del Sistema BESS

- **Rango de Potencias:** Se consideraron valores de 5, 20, 40, 60, 90 y 100 MW.
- **Rango de Horas de Almacenamiento:** Se evaluaron 3, 4 y 5 horas de almacenamiento.

Condiciones Operativas y Técnicas

- **Degradación y *Augmentation*:** Se asumió una degradación hasta el 80 % antes de requerir *augmentation*.
- **Profundidad de Descarga (DoD):** Se estableció en 100

Consideraciones Financieras

- **Subvenciones y Préstamos:** Se aplican préstamos (Project Loan) y subvenciones (Project Grant) para las diferentes pruebas de este caso de estudio.
- **Periodo de Depreciación:** 20 años, comenzando en la fecha de operación comercial (CoD).
- **Impuesto de Primera Categoría:** Se aplicó una tasa del 27 %.
- **Tasa de Descuento:** Se utilizó una tasa del 8 % para la evaluación financiera.

5.2.3. Resultados

A continuación, se presenta los resultados de las 2 iteraciones realizadas para este caso de estudio, considerando o no préstamo para el financiamiento del proyecto.

5.2.3.1. BESS + PFV Autofinanciamiento

En el análisis de un sistema BESS integrado con generación fotovoltaica, se tomó en cuenta la degradación y la necesidad de reinversión. El estudio abarcó 18 iteraciones, que incluyeron 6 diferentes valores de potencia y 3 valores en horas de almacenamiento, este proceso culminó en 23 minutos, tras lo cual se identificaron las tres mejores combinaciones de BESS, según la evaluación realizada por el algoritmo

- Combinación 1: Potencia = 100 MW, Horas = 3, VAN = 39,268,496.65 USD
- Combinación 2: Potencia = 100 MW, Horas = 4, VAN = 38,522,686.62 USD
- Combinación 3: Potencia = 100 MW, Horas = 5, VAN = 33,473,070.19 USD

Se detallan los resultados para la mejor combinación determinada por el algoritmo.

La Figura 5.10 muestra el flujo de efectivo a lo largo de la vida útil del proyecto. Como se puede observar, hay una notable disminución en los ingresos en el décimo año de operación,

lo cual es consecuencia de la degradación del sistema y la subsiguiente reinversión (*augmentation*). A pesar de esta reinversión, es importante destacar que el proyecto mantiene su rentabilidad, evitando caer en ingresos negativos.

Por otro lado, la Figura 5.11 ilustra claramente el comportamiento operativo del sistema BESS, que se alinea con las expectativas. En este caso, se observa que la batería se carga durante las horas del día cuando los precios son más bajos, para luego descargarla en las horas nocturnas. Aunque el precio de la energía tiende a ser más bajo durante las horas con alta irradiación solar, incluso llegando a cero, hay momentos en que el precio mejora ligeramente. Esto demuestra que el sistema tiene la capacidad de identificar y aprovechar estas oportunidades, permitiendo la venta de energía renovable en momentos más favorables y cargando la batería durante las horas menos rentables.

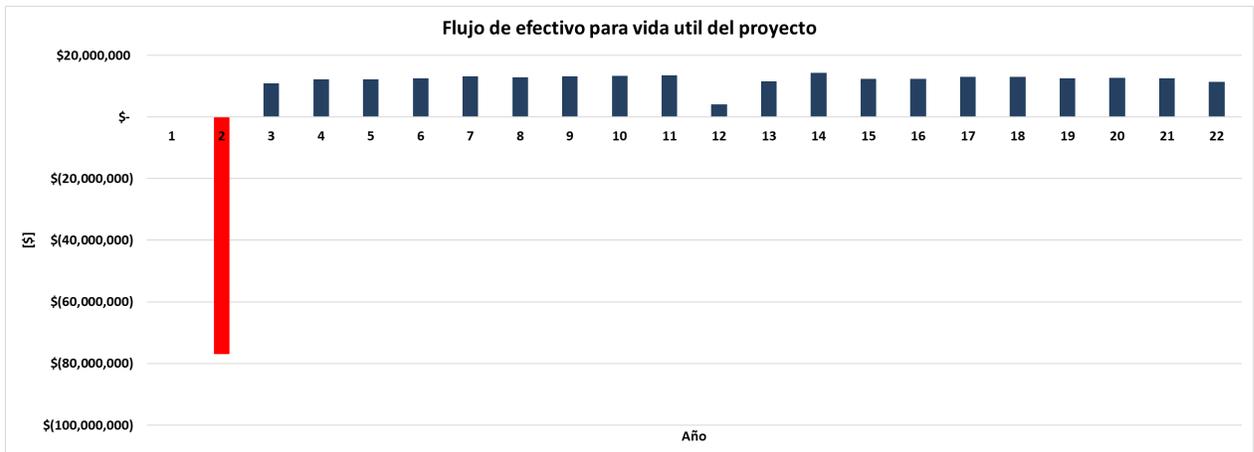


Figura 5.10: Flujo de efectivo para la vida útil del proyecto, considerando la mejor combinación obtenida: 100 MW 300 MWh. Fuente: Elaboración propia.

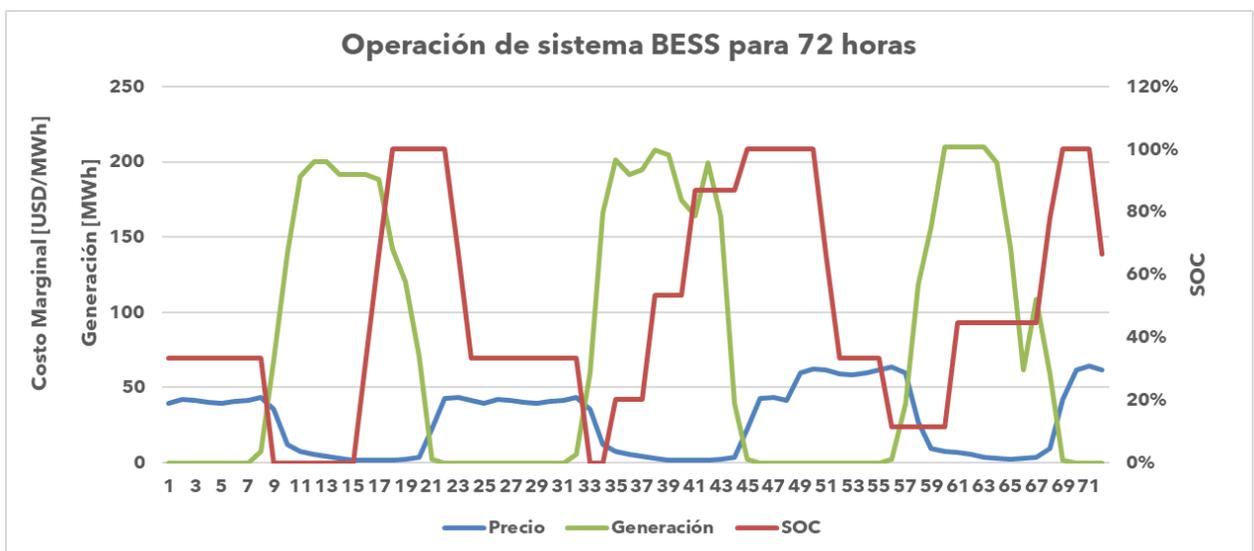


Figura 5.11: Operación del sistema BESS, considerando la mejor combinación obtenida: 100MW 300MWh. Fuente: Elaboración propia.

5.2.3.2. BESS + PFV con préstamo para financiamiento

En el análisis del caso de estudio, se añadió una dimensión adicional al incluir un componente de financiamiento. Este préstamo presenta las siguientes características.

- **Periodo de gracia:** 1 año
- **Tenor:** 5 años
- **Tasa de interés:** 7%

Tras realizar 18 iteraciones, evaluando 6 diferentes potencias y 3 opciones de horas de almacenamiento, los resultados se obtuvieron en un tiempo total de 24 minutos. De estas iteraciones, las tres mejores combinaciones, en términos de VAN, fueron las siguientes:

- Combinación 1: Potencia = 100 MW, Horas = 5, VAN = 63,205,333.18 USD
- Combinación 2: Potencia = 100 MW, Horas = 4, VAN = 62,777,980.77 USD
- Combinación 3: Potencia = 100 MW, Horas = 3, VAN = 57,934,229.42 USD

Se detallan los resultados para la mejor combinación determinada por el algoritmo.

La Figura 5.12 ilustra el flujo de caja durante la vida útil del proyecto con financiamiento. Se observa una disminución de ingresos durante los primeros cinco años, que corresponde al periodo de pago del préstamo. Sin embargo, esta estructura de financiamiento resulta en una menor inversión inicial, lo cual es una consideración importante.

Además, en la Figura 5.13 se muestra el comportamiento operacional del sistema BESS. Similar a la iteración anterior, se observa que la batería se carga durante las horas de bajo precio y se descarga cuando los precios son más altos, optimizando así el beneficio económico.

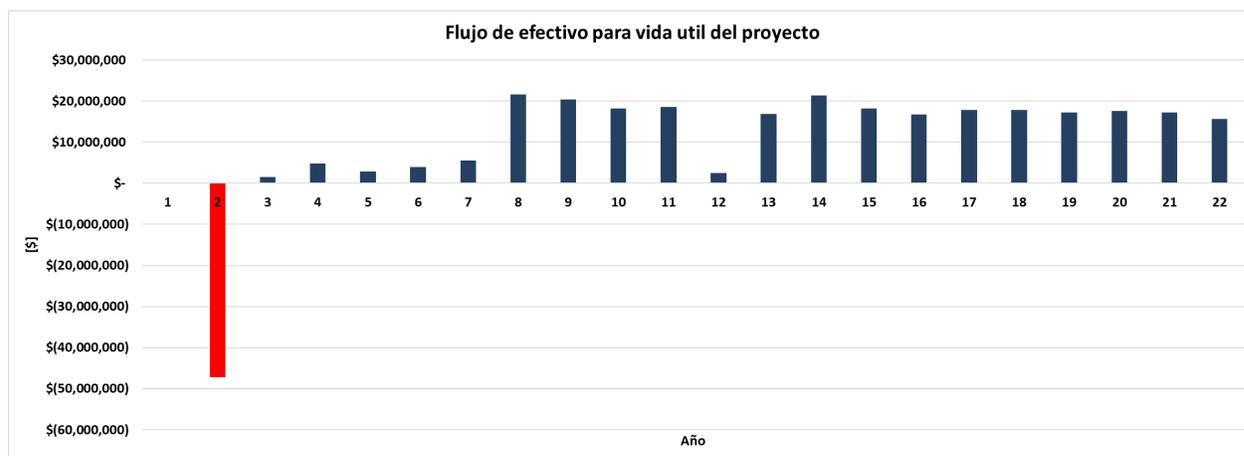


Figura 5.12: Flujo de efectivo para la vida útil del proyecto, considerando la mejor combinación obtenida: 100 MW 300 MWh. Fuente: Elaboración propia.

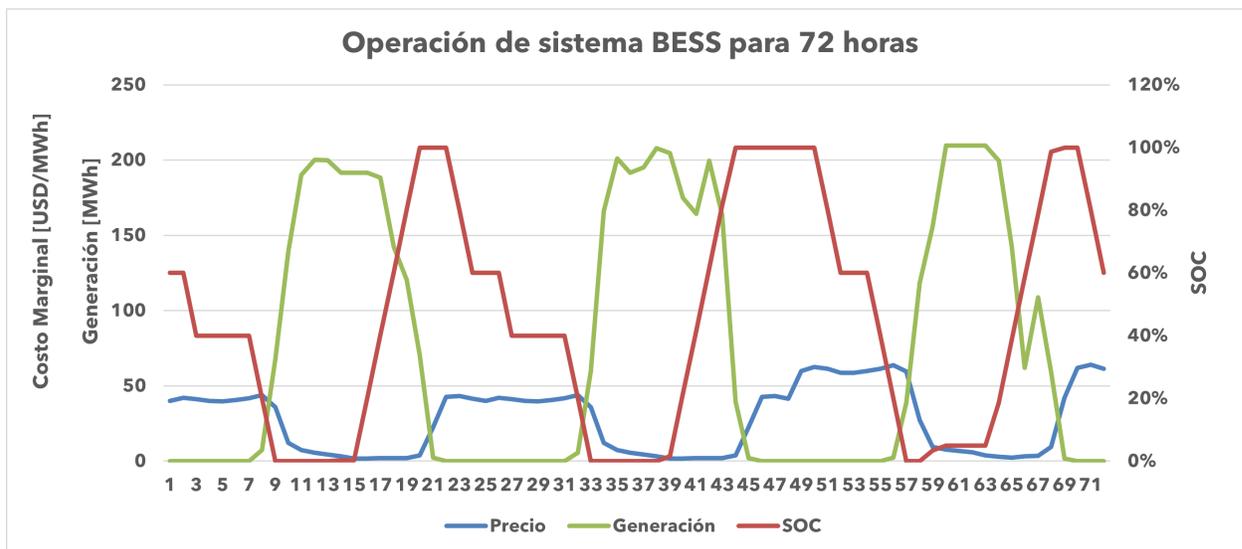


Figura 5.13: Operación del sistema BESS, considerando la mejor combinación obtenida: 100MW 500MWh. Fuente: Elaboración propia.

5.2.4. Análisis de Resultados

En el análisis de los resultados para el sistema BESS híbrido, integrado con generación solar fotovoltaica, se observaron aspectos destacables.

Incorporación de financiamiento

Primero, al comparar ambas iteraciones, el comportamiento operativo se mantiene constante, es decir, el sistema prioriza la capacidad de almacenamiento para inyectar energía en momentos de precios bajos, siguiendo la curva de precios como se anticipaba para el arbitraje. No obstante, la inclusión de financiamiento a través de un préstamo permite la inversión en un BESS de mayor tamaño y con más horas de almacenamiento. Esto posibilita una inversión en un sistema BESS más grande, que a su vez genera mayores ingresos. Además, el financiamiento mediante crédito contribuye a reducir los impuestos a pagar, lo cual resulta ser muy beneficioso. Por ejemplo, una solución de 100 MW y 500 MWh sin financiamiento alcanza un VAN de 33,473,070.19 USD, mientras que la misma solución con financiamiento asciende a 63,207,333.18 USD, lo que representa un aumento del 89

Comparación BESS *Stand Alone* vs BESS híbrido

En comparación con el caso de estudio 1 (BESS *Stand Alone*), cuando se considera la degradación en ambos escenarios, se obtiene el mismo resultado de dimensionamiento de 100 MW 300 MWh, pero con VAN diferentes. La Tabla 5.4 muestra que, aunque el sistema híbrido tiene una menor capacidad de carga (limitada por la energía disponible del ERNC), lo cual genera una diferencia neta de 6,316,869 USD en los ingresos por venta de energía, esto se compensa con la reducción de la necesidad de comprar energía desde la red del *Stand Alone*, que asciende a 22,155,158 USD, haciendo que el proyecto híbrido resulte más rentable.

Tabla 5.4: Comparación resultados BESS Stand Alone vs BESS híbrido

	BESS Stand Alone 100 MW 300 MWh	BESS + PFV 100 MW 300 MWh	Diferencia
VAN	31,805,410	39,268,497 3	
CAPEX	-77,000,000	-77,000,000	
OPEX (Reinversión)	-116,957,055	- 116,957,055	
Ingresos Energía	295,044,190	288,727,321	-6,316,869
Ingresos Potencia	134,072,799	134,072,799	-
Compra Red	-22,155,158	-	22,155,158

5.3. Caso 3: BESS + Generación Eólica para Demanda

Este caso de estudio abordó un sistema BESS híbrido con generación eólica para satisfacer demanda industrial, centrándose en la aplicación del Algoritmo 2 que tiene como fin la minimización del consumo de red. El proyecto bajo análisis contempló una fase de desarrollo de un año y un período de construcción de un año, con un inicio de desarrollo proyectado en 2023 y la expectativa de alcanzar la fecha de operación comercial (CoD) en 2025. La vida útil del proyecto se consideró hasta 2045, con un total de 20 años de operación.

Para este estudio, se tuvo en cuenta 5 iteraciones diferentes, considerando diferentes formas de operación y monetización del BESS, considerando carga exclusiva desde ERNC, carga ERNC y Red y finalmente posibilidad de venta al mercado SPOT. Por otro lado, se estudia el efecto de reducir el costo de inversión en un 40 %.

5.3.1. Inputs

Los datos de entrada para este análisis se han seleccionado cuidadosamente para reflejar las condiciones económicas y de mercado esperadas a lo largo de la vida útil del proyecto.

Proyecciones

- **Demanda:** Para el proyecto, se ha considerado una demanda constante de 15 MWh a lo largo de los 20 años de vida útil. Es relevante mencionar que la capacidad máxima de inyección del parque eólico asociado es de 36 MW. Esta proporción resulta adecuada para analizar el comportamiento del sistema y maximizar el uso de la generación renovable que presenta una gran variabilidad como es la generación eólica.
- **Generación:** La proyección de la generación eólica se realizó utilizando datos históricos del parque eólico Negrete, complementándolos con el perfil típico de generación eólica de la región.
- **Costos Marginales:** La proyección de costos marginales para la barra "SE NEGRETE" se basó en los promedios mensuales proyectados del coordinador eléctrico nacional CEN. Se crearon matrices de precios 24x12, las cuales se expandieron a series temporales de 8760 horas para años no bisiestos y 8784 para años bisiestos. La Figura 5.14 muestra las proyecciones de precios del coordinador para la barra mencionada y la Figura 5.15 presenta el perfil promedio histórico de costos marginales para la misma.

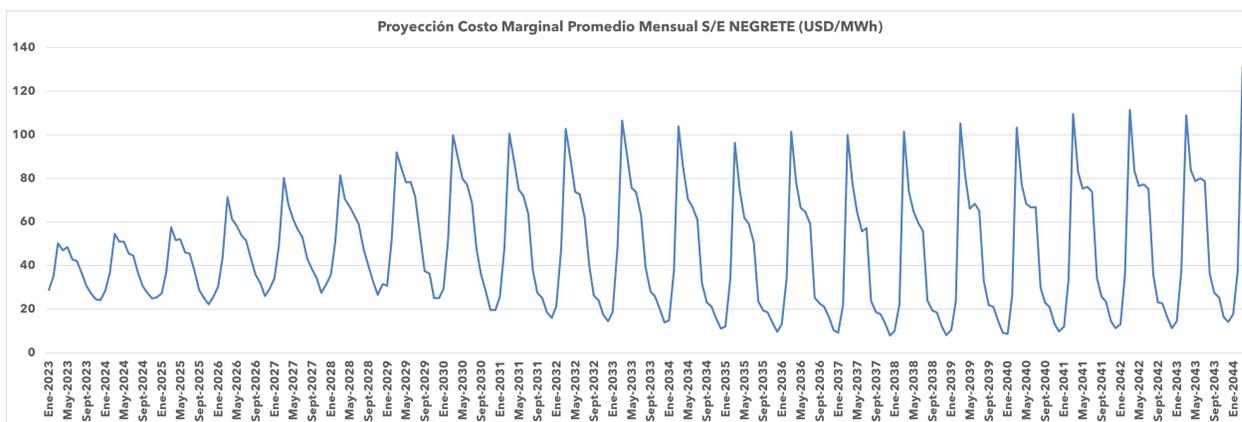


Figura 5.14: Proyección de promedios mensuales para los costos marginales para la S/E NEGRETE. Fuente: Elaboración Propia con datos del CEN.

USD/MWh	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
00:00 - 00:59	124.5	128.4	140.9	145.5	129.1	190.4	122.7	92.6	93.2	79.2	119.2	138.7
01:00 - 01:59	119.9	119.2	124.1	142.4	112.6	166.9	100.7	84.9	79.2	65.3	94.0	119.3
02:00 - 02:59	117.3	116.2	112.1	142.4	110.0	141.8	90.0	75.5	73.1	58.1	77.5	114.2
03:00 - 03:59	112.5	106.5	103.6	133.3	109.2	126.7	84.6	72.9	69.1	52.8	65.6	110.3
04:00 - 04:59	110.1	103.4	99.4	127.6	107.0	118.1	82.9	73.8	66.8	50.2	63.1	106.7
05:00 - 05:59	110.5	107.2	102.0	120.3	107.3	119.2	84.3	74.1	66.4	49.2	61.8	107.6
06:00 - 06:59	112.3	109.7	107.0	129.3	110.7	125.6	86.5	77.4	72.5	55.5	62.6	111.8
07:00 - 07:59	112.0	113.4	121.7	145.0	121.1	139.1	93.0	85.4	83.4	68.3	80.5	116.5
08:00 - 08:59	90.3	103.7	129.9	121.4	114.4	142.6	95.3	73.7	85.9	53.8	43.0	68.8
09:00 - 09:59	45.2	70.0	121.5	65.8	68.0	103.7	71.8	40.5	47.7	12.1	7.6	22.8
10:00 - 10:59	33.3	36.9	77.7	83.6	66.7	91.7	63.9	38.7	32.3	8.2	7.1	20.4
11:00 - 11:59	32.6	37.7	77.4	97.3	70.0	108.9	74.9	42.8	33.8	10.0	7.1	19.4
12:00 - 12:59	30.5	38.0	81.9	98.9	67.9	112.4	77.0	40.8	32.2	9.7	5.0	14.7
13:00 - 13:59	26.2	36.4	86.7	91.3	62.9	107.0	71.6	34.8	28.0	7.2	2.2	12.2
14:00 - 14:59	31.6	35.6	84.6	86.3	60.8	94.8	67.4	29.1	20.6	5.3	1.3	13.8
15:00 - 15:59	36.3	41.2	89.5	85.7	60.4	89.1	65.7	26.6	17.2	3.6	1.7	19.7
16:00 - 16:59	39.0	40.8	94.4	88.6	63.8	91.2	66.4	26.8	14.2	3.7	1.8	21.9
17:00 - 17:59	36.4	35.9	84.0	98.2	100.9	141.2	87.1	37.4	13.8	3.8	3.1	25.0
18:00 - 18:59	24.4	31.6	68.2	142.0	154.2	222.7	143.8	78.0	23.3	3.7	4.0	23.3
19:00 - 19:59	18.0	35.6	88.9	170.9	159.7	222.1	154.6	109.6	40.6	17.2	11.8	11.5
20:00 - 20:59	70.3	97.6	155.5	165.9	157.0	213.7	150.0	113.7	93.0	84.9	84.6	69.1
21:00 - 21:59	128.7	141.4	168.8	154.1	150.1	204.5	145.4	112.0	103.3	107.4	154.9	148.5
22:00 - 22:59	131.9	147.6	165.8	146.8	145.8	201.7	141.9	105.8	101.2	105.8	161.7	168.3
23:00 - 23:59	129.6	138.3	150.6	146.2	141.3	198.8	131.0	99.8	98.8	92.9	146.0	159.8

Figura 5.15: Matriz de costos marginales históricos para la S/E MARIA ELENA, en USD/MWh. Fuente: Elaboración propia con datos del CEN.

- **Macroeconómicos:** Utilizando el promedio de fluctuaciones históricas, se proyectó un incremento mensual del 0.4% para el valor del dólar y del 0.2% para el índice CPI de inflación. Los datos históricos fueron obtenidos de la fuente [25].
- **Precios BESS:** A partir de un análisis de la evolución de los precios de los sistemas BESS y teniendo en cuenta factores como las economías de escala y las variaciones recientes en el precio del litio, se ha definido una escala de reducción de costos para el componente energético de estos sistemas. La escala es la siguiente:
 - Año 2024: Reducción del 14% del costo
 - Año 2025-2027: Reducción del 7% del costo por año
 - Año 2028-2030: Reducción del 5% del costo por año
 - Año 2030 en adelante: Reducción del 1% del costo por año

Datos

- **Capex (Costos de Inversión):** Se calculan en base a los componentes y costos asociados al sistema BESS, detallados en la Tabla 5.5. Estos valores se derivan de estimaciones basadas en cotizaciones obtenidas por la consultora Anabática. Dada la naturaleza confidencial de los datos específicos, se presentan valores aproximados para cada componente del sistema BESS.

Tabla 5.5: Precios de componentes para un proyecto BESS. Fuente: Anabática Consultores SPA

Componente	Valor unitario	Unidad
Battery Rack	100	USD/kWh
Balance of system	20	USD/kWh
PCS	15	USD/kW
EMS	15	USD/kWh
Transformer	5	USD/kW
System integrator margin	30	USD/kWh
EPC	45	USD/kWh
Developer overhead	15	USD/kWh
Developer margin	25	USD/kWh
Componente Energía	250 - 40 %	USD/kWh
Componente Potencia	20	USD/kW

- **Opex (Costos de Operación y Mantenimiento):** Siguiendo las tendencias del mercado, se considera un 5% del valor del Capex como costo anual de Opex, ajustado anualmente por inflación. Esta estimación conservadora está alineada con las reducciones de costos que proveedores como Huawei están logrando en la industria.
- **Especificaciones Técnicas:** Para este estudio, se asumen cero pérdidas en el PCS, una eficiencia de carga y descarga del BESS del 98% y un C_{rate} de 1. Estas especificaciones son fundamentales para determinar la eficiencia operativa del sistema.
- **Curva de Degradación:** Se emplea la curva de degradación por defecto establecida en el capítulo de modelación. Esta curva es un elemento crucial para comprender el impacto de la degradación en la eficiencia y la rentabilidad a largo plazo del sistema, y así poder comparar el efecto de la degradación en la solución buscada.

5.3.2. Configuración y Parámetros de Implementación

Para el análisis del caso de estudio del sistema BESS *Stand Alone*, se estableció una configuración específica en la herramienta de optimización. Esta configuración detalla los aspectos cronológicos del proyecto, las capacidades del sistema, y las condiciones financieras y operativas. A continuación, se presentan los parámetros clave utilizados en la simulación:

Caso Base

Para el análisis, se ha definido un caso base como punto de referencia. En este escenario, no se contempla el uso de almacenamiento de energía. La demanda se satisface mediante dos

fuentes: directamente desde la red eléctrica y a través de la generación ERNC.

Cronograma del Proyecto

- **Inicio de la Simulación:** 2023.
- **Periodo de Desarrollo:** 1 año.
- **Periodo de Construcción:** 1 año.
- **Años de Operación:** 20 años.

Capacidades del Sistema BESS

- **Rango de Potencias:** Se consideraron valores de 5, 10, y 20 MW.
- **Rango de Horas de Almacenamiento:** Se evaluaron 1, 3 , 5 horas de almacenamiento.

Condiciones Operativas y Técnicas

- **Degradación y *Augmentation*:** Se asumió una degradación hasta el 80 % antes de requerir *augmentation*.
- **Profundidad de Descarga (DoD):** Se estableció en 100

Consideraciones Financieras

- **Subvenciones y Préstamos:** No se aplican subvenciones (Project Grant) ni préstamos (Project Loan).
- **Periodo de Depreciación:** 20 años, comenzando en la fecha de operación comercial (CoD).
- **Impuesto de Primera Categoría:** Se aplicó una tasa del 27 %.
- **Tasa de Descuento:** Se utilizó una tasa del 8 % para la evaluación financiera.

Operación BESS

- **Carga BESS:** El sistema BESS puede cargar solo desde la generación ERNC.
- **Descarga BESS:** El sistema BESS solo puede descargar para satisfacer la demanda, no participa en arbitraje de energía SPOT.
- **Venta Excedentes:** Los excedentes de generación ERNC no pueden ser vendidos a la red; la herramienta permite esta opción, sin embargo, no se contempló para centrar el análisis en el consumo de red.

5.3.3. Resultados

Este apartado expone los resultados obtenidos para el caso de estudio enfocado en el análisis del consumo de energía de la red.

5.3.4. Comportamiento del caso base

Con base en la configuración inicial previamente descrita, se observa el comportamiento del caso base en la Figura 5.16. Esta ilustración muestra que la demanda energética se satisface mediante una combinación de consumo de la red y generación eólica. Es importante destacar que el excedente generado por la energía eólica no se utiliza en este escenario base. A lo largo de los 20 años de operación proyectados, el caso base incurre en un gasto total de 32,994,967 USD por el consumo de energía de la red destinado a satisfacer la demanda.

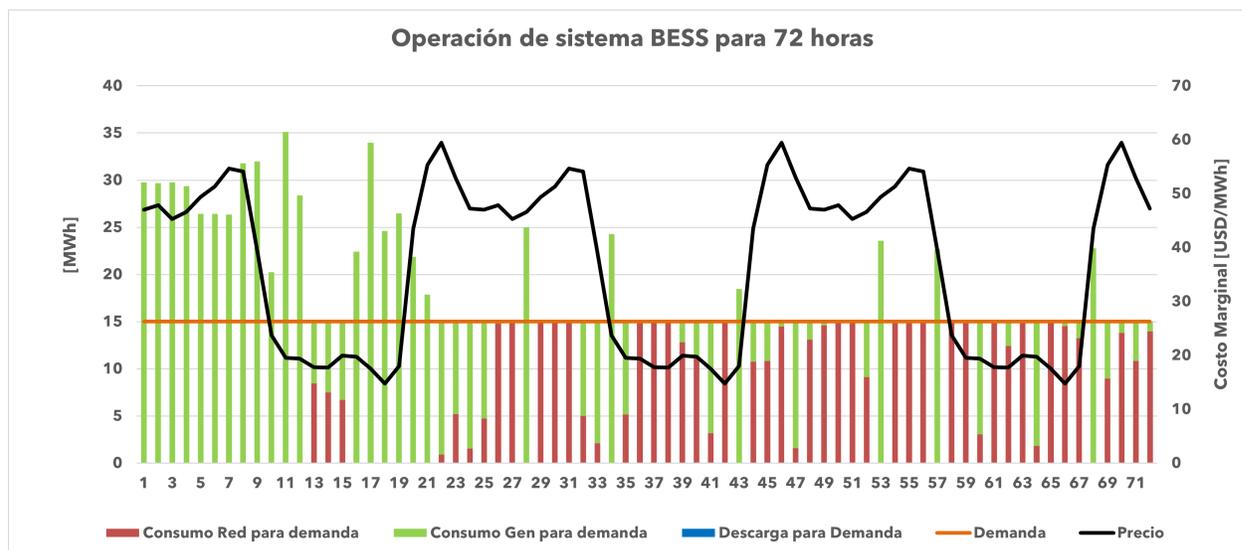


Figura 5.16: Operación del sistema sin considerar almacenamiento; la demanda es satisfecha mediante la combinación de generación eólica y consumo de la red. Fuente: Elaboración propia.

5.3.4.1. Carga BESS: Solo desde ERNC

En esta primera iteración del caso de estudio, el enfoque se centró en evaluar el impacto de integrar un sistema BESS con el fin de optimizar el consumo de la red. El objetivo ha sido utilizar el exceso de generación para cargar el sistema BESS y posteriormente descargarlo en momentos de altos precios de energía. A continuación, se presentan los tres resultados más destacados obtenidos para las combinaciones de potencia y horas de almacenamiento, después de un proceso de análisis de 14 minutos para las 9 combinaciones posibles:

- Combinación 1: Potencia = 10 MW, Horas = 1, VAN = -1,235,054.77 USD
- Combinación 2: Potencia = 5 MW, Horas = 1, VAN = -1,663,587.50 USD
- Combinación 3: Potencia = 5 MW, Horas = 3, VAN = -2,129,086.12 USD

La combinación más eficiente logró reducir el consumo de red a 27,580,456 USD, representando una mejora significativa de 5,414,511 USD en comparación con el caso base. Sin embargo, esta ventaja no ha sido suficiente como para justificar la inversión en el sistema BESS, como lo indica el VAN negativo.

Se detallan los resultados para la mejor combinación determinada por el algoritmo.

La Figura 5.17 muestra el flujo de efectivo a lo largo de la vida útil del proyecto. Se observa que el beneficio anual derivado de la incorporación del BESS es considerablemente menor que la inversión inicial y los costos de reinversión asociados.

Además, la Figura 5.18 ilustra la operación del sistema BESS durante un periodo de 72 horas. Se puede apreciar que, según los precios de la energía, el sistema utiliza la energía almacenada para contrarrestar los picos de precios altos. No obstante, esta estrategia no logró eliminar completamente el consumo de energía de la red.

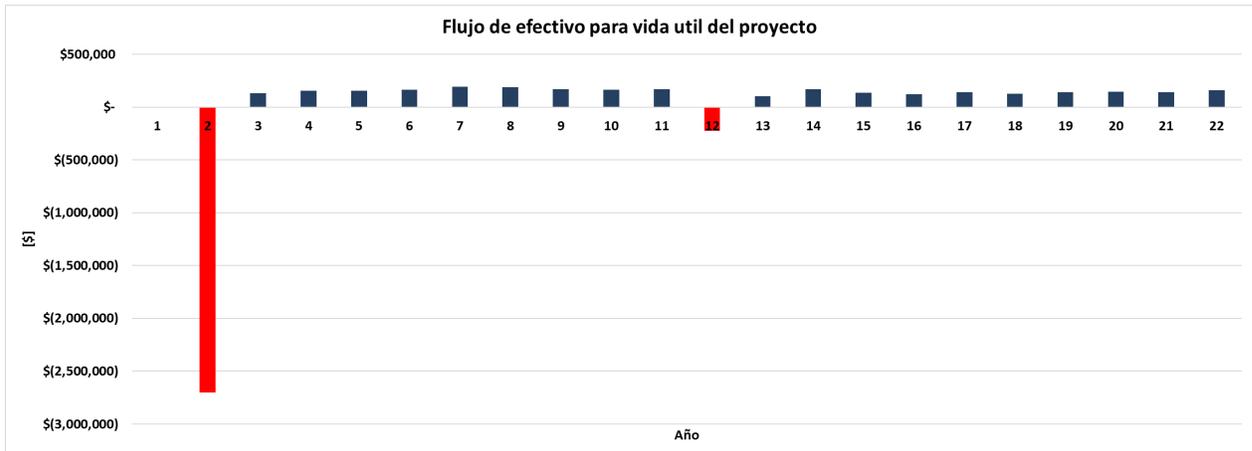


Figura 5.17: Flujo de efectivo para la vida útil del proyecto, considerando la mejor combinación obtenida: 10MW 10MWh. Fuente: Elaboración propia.

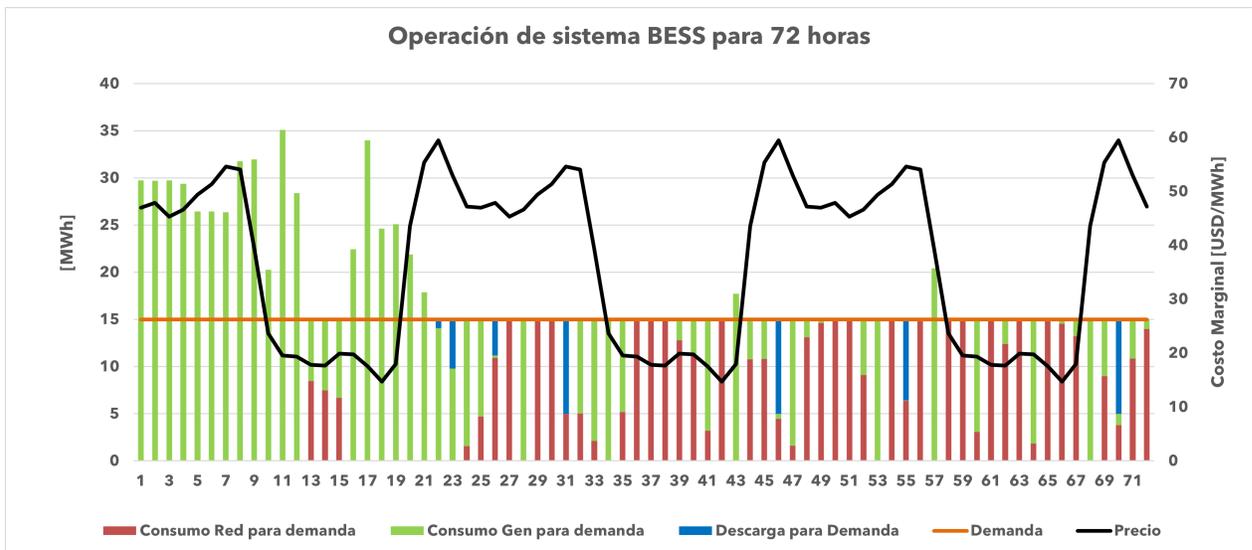


Figura 5.18: Operación del sistema, considerando la mejor combinación obtenida; 10 MW 10MWh. Fuente: Elaboración propia.

5.3.4.2. Carga BESS: Solo desde ERNC, considerando -40 % CAPEX

En esta iteración, se evalúa el impacto de una reducción de un -40% en el costo de inversión para el proyecto, manteniendo las mismas configuraciones que en la iteración anterior. A continuación se detallan los tres mejores resultados obtenidos para las combinaciones de

potencia y horas de almacenamiento, después de un análisis de 14 minutos para las 9 combinaciones posibles.

- Combinación 1: Potencia = 10 MW, Horas = 1, VAN = 101,954.16 USD
- Combinación 2: Potencia = 5 MW, Horas = 3, VAN = -123,572.72 USD
- Combinación 3: Potencia = 20 MW, Horas = 1, VAN = -344,745.87 USD

La configuración óptima sigue siendo la de 10 MW y 1 hora de almacenamiento, pero notablemente, esta configuración ahora logra un VAN positivo. A pesar de que el consumo de red y los beneficios asociados se mantienen constantes en comparación con la iteración anterior, la reducción en la inversión hace viable económicamente el proyecto. La Figura 5.19 ilustra cómo el flujo de efectivo puede compensar la inversión inicial y la reinversión necesaria.

La Figura 5.20 muestra la operación del sistema BESS durante un periodo de 72 horas. Se constata que el comportamiento operativo es idéntico al de la iteración previa, ya que el único cambio realizado afecta a la inversión, y la mejor solución identificada en ambas iteraciones es la misma.

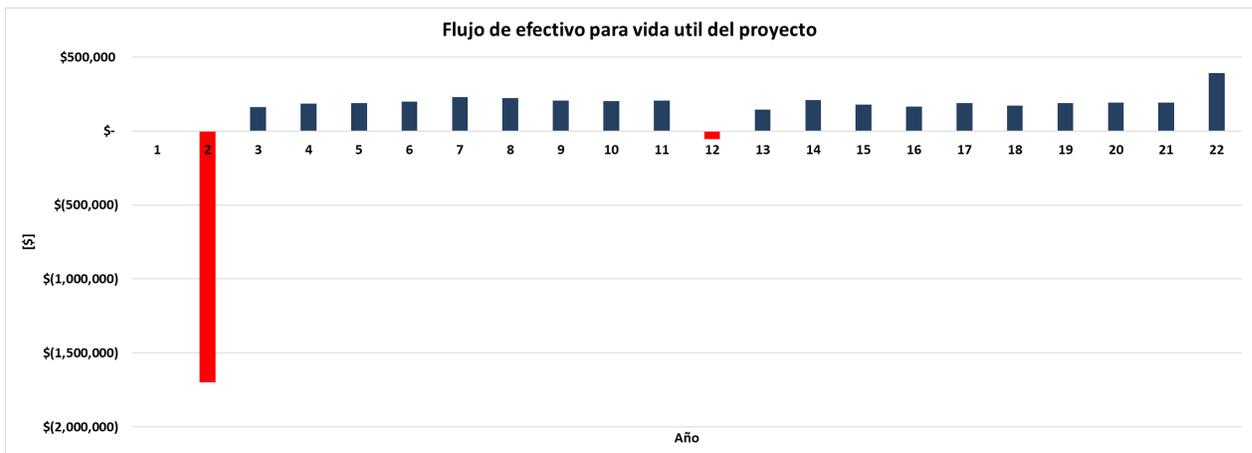


Figura 5.19: Flujo de efectivo para la vida útil del proyecto, considerando la mejor combinación obtenida: 10MW 10MWh. Fuente: Elaboración propia.

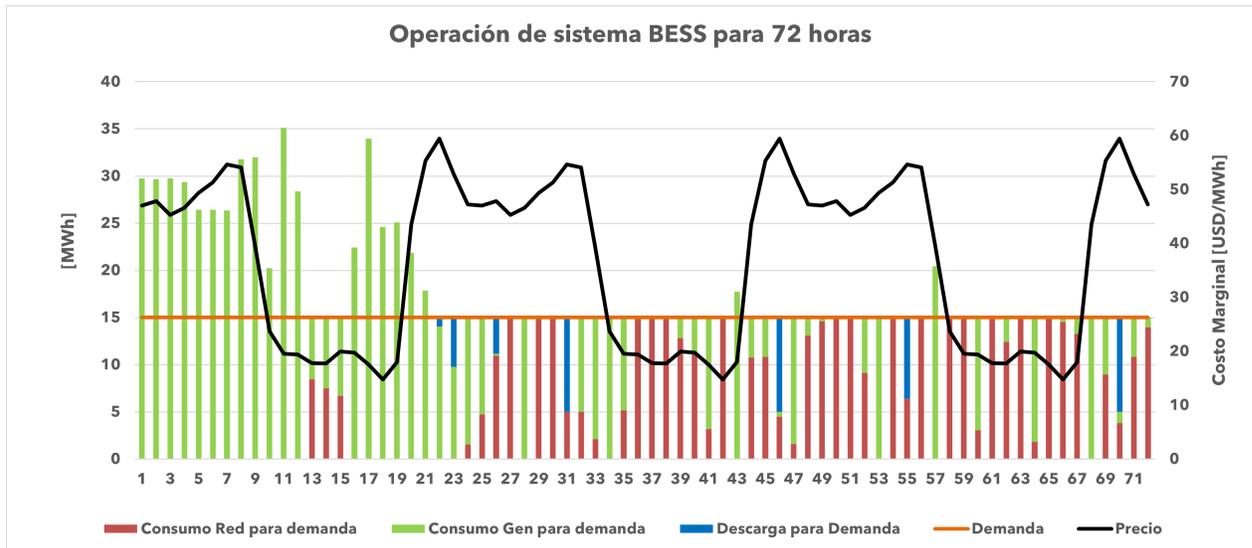


Figura 5.20: Operación del sistema, considerando la mejor combinación obtenida; 10 MW 10MWh. Fuente: Elaboración propia.

5.3.4.3. Carga BESS: ERNC y Red

Esta iteración explora la posibilidad de que el sistema BESS tenga la capacidad de cargar tanto desde la red eléctrica como desde la generación renovable considerada. Tras 19 minutos de procesamiento para evaluar las 9 combinaciones posibles de potencia y horas de almacenamiento, se obtuvieron los siguientes resultados destacados:

- Combinación 1: Potencia = 10 MW, Horas = 1, VAN = -1234557.03 USD
- Combinación 2: Potencia = 5 MW, Horas = 1, VAN = -1663548.63 USD
- Combinación 3: Potencia = 5 MW, Horas = 3, VAN = -2126194.65 USD

Los resultados obtenidos son idénticos a los de la primera iteración para este caso de estudio. Esta coincidencia se debe a que, bajo las condiciones y supuestos establecidos para el estudio, cargar el sistema BESS desde la red no resulta conveniente económicamente. Por lo tanto, el gasto y el beneficio se mantienen inalterados respecto a la iteración anterior.

5.3.4.4. Carga BESS: ERNC y RED, permite venta de energía SPOT

En esta cuarta iteración del caso de estudio, se mantiene el enfoque de la iteración previa, pero se añade la posibilidad de que el sistema BESS participe en el arbitraje de energía, es decir, tenga la capacidad de vender energía al mercado SPOT. Tras 28 minutos de análisis de las 9 combinaciones propuestas, se obtuvieron las siguientes configuraciones como las más óptimas:

- Combinación 1: Potencia = 10 MW, Horas = 1, VAN = -659,063.58 USD
- Combinación 2: Potencia = 5 MW, Horas = 1, VAN = -753,504.72 USD
- Combinación 3: Potencia = 5 MW, Horas = 3, VAN = -1,141,594.44 USD

Las mejores soluciones coinciden con las obtenidas en la iteración original. Sin embargo, se observa una mejora significativa en el VAN gracias a la capacidad del sistema BESS de vender

energía al mercado SPOT. La reducción del consumo de red respecto al caso base es mínima, mejorando solo en 973 USD, una cifra insignificante en comparación con la magnitud de la inversión. No obstante, la venta al mercado SPOT genera un beneficio de 6,815,899 USD, lo que compensa en gran medida la inversión inicial, reduciendo el VAN en un 47% en comparación con la misma configuración sin capacidad de arbitraje de energía. A pesar de esta mejora, el proyecto continúa siendo económicamente inviable.

Como se muestra en la Figura 5.21, el flujo de efectivo del proyecto revela un incremento en los beneficios en comparación con la misma solución en la primera iteración (Figura 5.17). Sin embargo, esto no es suficiente para superar la barrera de la inviabilidad del proyecto.

La Figura 5.22 muestra un detalle interesante: no se observa descarga desde el BESS para satisfacer la demanda, siendo el comportamiento muy similar al caso base. No obstante, es notable un ligero uso de la generación para cargar el BESS, destinado a la posterior venta en el mercado SPOT.

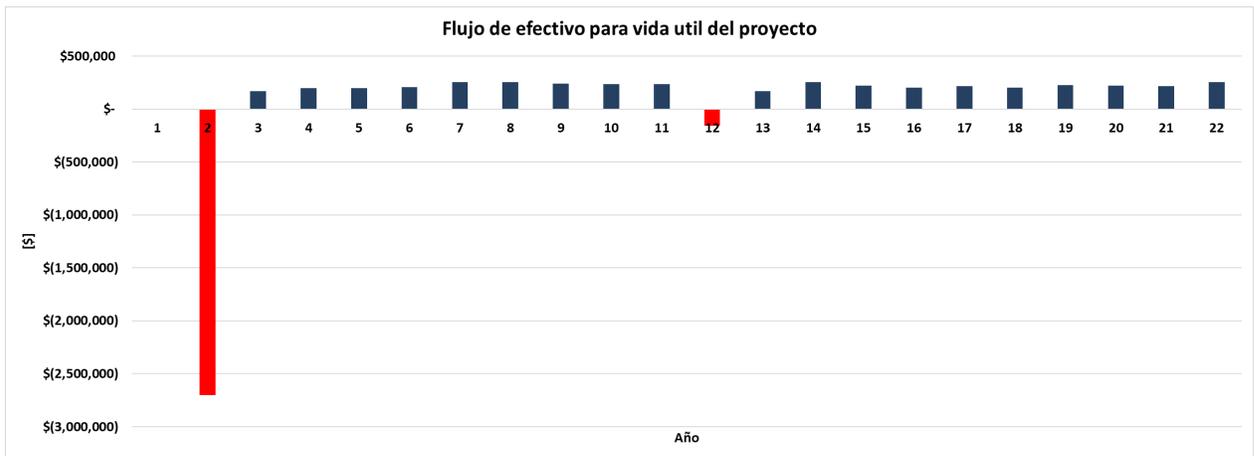


Figura 5.21: Flujo de efectivo para la vida útil del proyecto, considerando la mejor combinación obtenida: 10MW 10MWh. Fuente: Elaboración propia.

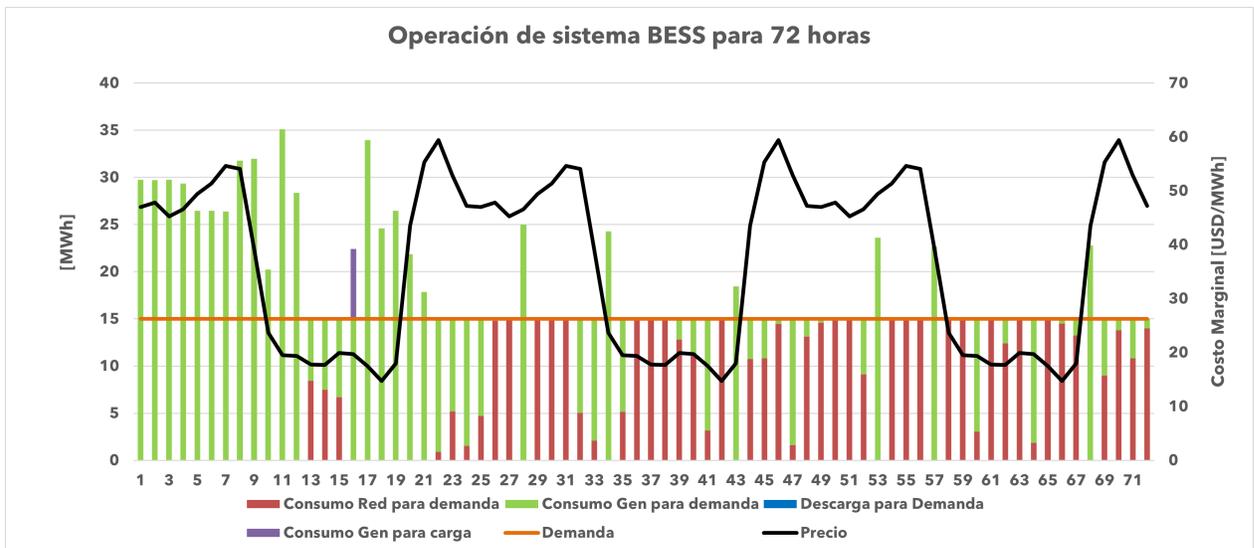


Figura 5.22: Operación del sistema, considerando la mejor combinación obtenida: 10MW 10MWh. Fuente: Elaboración propia.

5.3.4.5. Carga BESS: ERNC y RED, permite venta de energía SPOT, considerando - 40 % CAPEX

En esta iteración, se mantuvo la misma configuración que en la iteración anterior, pero con una reducción del 40 % en la inversión inicial. Después de 29 minutos de procesamiento para las 9 combinaciones posibles de potencia y horas de almacenamiento, se obtuvieron las siguientes tres mejores configuraciones:

- Combinación 1: Potencia = 20 MW, Horas = 3, VAN = 3,053,185.26 USD
- Combinación 2: Potencia = 20 MW, Horas = 5, VAN = 1,767,782.06 USD
- Combinación 3: Potencia = 10 MW, Horas = 3, VAN = 1,623,814.02 USD

En este escenario, la herramienta optó por sistemas BESS de mayor potencia y capacidad de almacenamiento, enfocándose en el arbitraje de energía en la red. La configuración más óptima resultó ser de 20 MW y 60 MWh, lo que llevó a la viabilidad económica del proyecto. A pesar de un aumento en el consumo de red de 463,645 USD en comparación con el caso base, esto fue totalmente compensado por la venta de energía al mercado SPOT, que alcanzó los 36,128,633 USD.

La Figura 5.23 muestra el flujo de efectivo a lo largo de la vida útil del proyecto, destacando que, a pesar de una mayor inversión inicial debido a la mayor capacidad del sistema, los beneficios anuales compensan ampliamente esta inversión.

En cuanto a la operación del sistema, la Figura 5.24 revela un enfoque similar al de la iteración previa: el sistema prioriza el uso de la red para satisfacer la demanda y compensa esto con el uso de la generación eólica para almacenamiento y participación en el arbitraje de energía. Se observa claramente la compra de energía en momentos de precios bajos, optimizando así la rentabilidad del sistema.

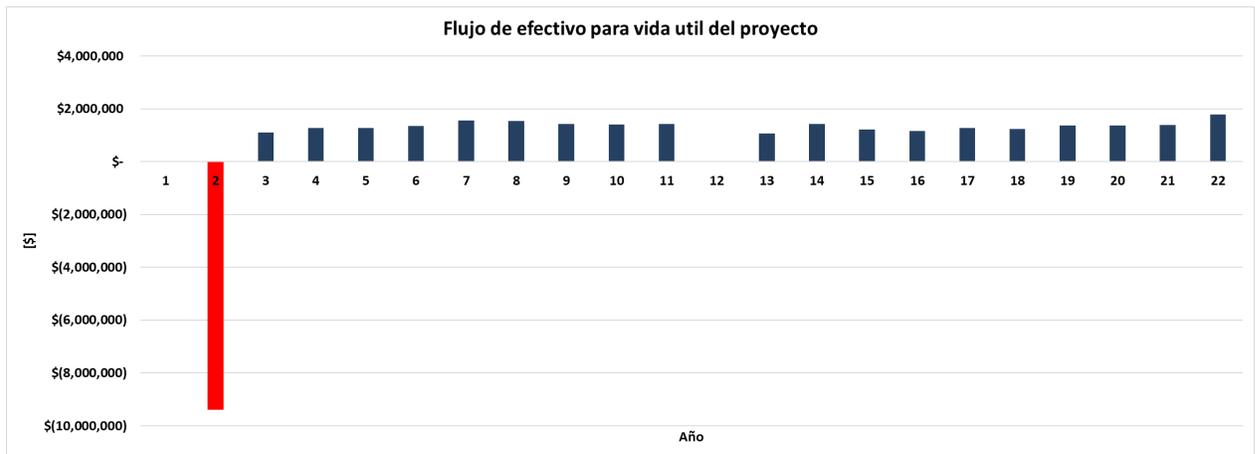


Figura 5.23: Flujo de efectivo para la vida útil del proyecto, considerando la mejor combinación obtenida: 20 MW 60MWh. Fuente: Elaboración propia

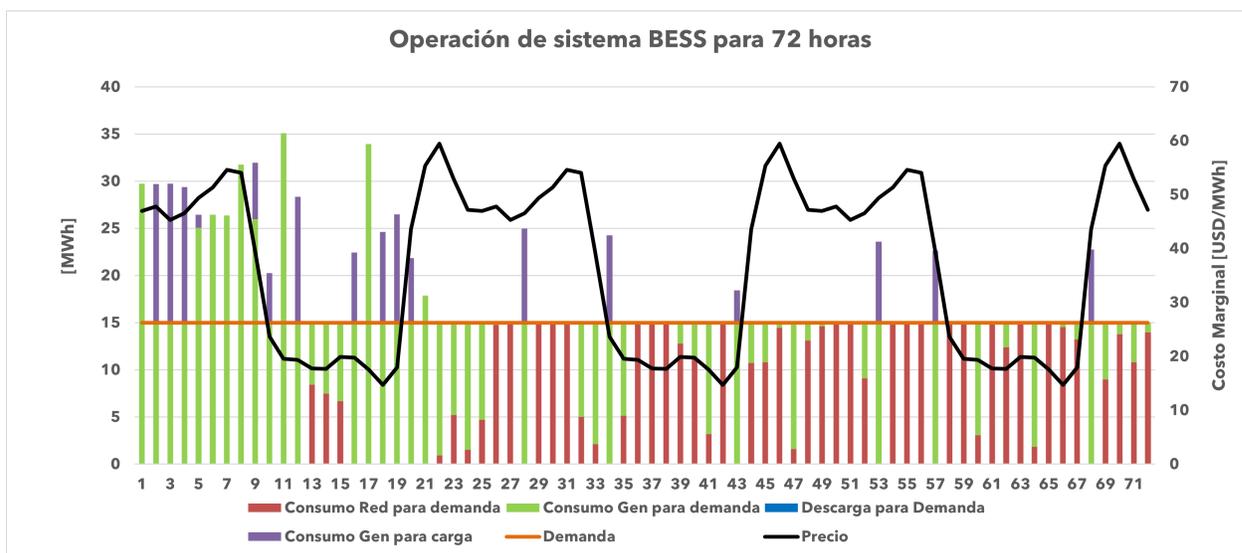


Figura 5.24: Operación del sistema, considerando la mejor combinación obtenida: 20MW 60MWh. Fuente: Elaboración propia.

5.3.5. Análisis de resultados

Los resultados del caso de estudio 3 permiten realizar varias observaciones clave sobre el uso de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) para satisfacer la demanda.

Proyectos BESS para satisfacer demanda

Los beneficios generados por la incorporación de BESS para satisfacer directamente la demanda, en la mayoría de los casos, no son suficientes para asegurar la viabilidad económica del proyecto. Esto se debe a que los beneficios obtenidos no compensan adecuadamente la inversión inicial y los costos operativos. En particular, en escenarios donde la fuente de energía es tan fluctuante como la eólica, la rentabilidad es aún más desafiante.

La disminución en los precios de los sistemas BESS puede contribuir significativamente a hacer más atractiva la implementación de estos sistemas para fines de satisfacción de la demanda. Una reducción en el costo inicial de inversión mejora directamente la rentabilidad del proyecto.

Considerar arbitraje adicional

La incorporación del arbitraje de energía en los sistemas BESS mejora notablemente la viabilidad económica de los proyectos. Como se muestra en la Tabla 5.6, la venta de energía al mercado SPOT genera ingresos considerables, aunque esto pueda desviar el enfoque inicial del proyecto de reducir el consumo de la red. En ciertos escenarios, podría ser más conveniente permitir que la demanda sea satisfecha directamente por la red, aprovechando la diferencia de precios entre las horas diurnas y nocturnas para el arbitraje.

Herramienta desarrollada

Un aspecto positivo de la herramienta desarrollada es su capacidad para adaptarse a diversas necesidades y realidades de proyectos. Ofrece la posibilidad de ajustar el funcionamiento del sistema BESS y considerar múltiples opciones de monetización según las preferencias del usuario.

Tabla 5.6: Resumen de beneficios para las diferentes iteraciones del caso de estudio 3. Fuente: Elaboración propia.

Iteración	Consumo de red (USD)	Venta Spot (USD)	Beneficio c/r caso base (USD)
Caso Base	-32,994,967		
Capex Base			5,414,511
Carga solo ERNC	-27,580,456		
Capex -40 %			5,414,511
Carga solo ERNC	-27,580,456		
Capex Base			5,416,022
Carga ERNC y Red	-27,578,945		
Capex Base			6,814,926
Carga ERNC y Red	-32,995,940	6,815,899	
Venta Spot			
Capex -40 %			35,691,987
Carga ERNC y Red	-33,431,612	36,128,633	
Venta Spot			

5.4. Análisis General

A partir de los estudios de caso realizados, se ha podido llevar a cabo un análisis exhaustivo sobre el desempeño de la herramienta y de los algoritmos asociados, lo que permitió sacar conclusiones relevantes.

Comportamiento Acorde a la Realidad

Los análisis de los casos de estudio demuestran que el comportamiento técnico de los sistemas BESS, desde una perspectiva operativa, se alinea con las expectativas. En situaciones de arbitraje energético y maximización de ingresos, se observó que los sistemas BESS tienden a cargar energía durante las horas de precios más bajos, siempre que haya energía disponible (en sistemas híbridos), para luego descargarla cuando los precios son más favorables. En los casos enfocados en satisfacer demanda, el sistema BESS almacena energía proveniente de la generación y/o de la red (si está permitido) para satisfacer la demanda con energía a menor costo cuando sea necesario.

Flexibilidad

La herramienta demuestra una notable capacidad para adaptarse a una variedad de condiciones y escenarios de proyecto. Esta flexibilidad se manifiesta tanto en aspectos técnicos, como la capacidad del BESS, curvas de degradación y tipos de generación ERNC, como en aspectos operacionales, incluyendo diferentes tipos de mercados, escenarios y opciones de financiamiento. Asimismo, la herramienta tiene el potencial de adaptarse a las necesidades específicas y condiciones de los proyectos que el usuario desee evaluar.

Precisión de las Proyecciones

Aunque los casos de estudio se basaron en proyecciones simplificadas de generación, precios, demanda y *curtailment*, la herramienta puede manejar proyecciones más complejas y detalladas elaboradas por especialistas en desarrollo de proyectos. Esto permite obtener resultados con menor incertidumbre y más ajustados a la realidad del mercado y las condiciones operativas.

Diferencia de Precios Diurnos/Nocturnos

Un aspecto clave en la evaluación de proyectos BESS es la capacidad de capitalizar la diferencia entre los precios diurnos y nocturnos, comprando energía a bajo costo para luego venderla a un precio más alto. Las barras de costos marginales estudiadas mostraron una diferencia promedio histórica significativa, evidenciando la viabilidad del arbitraje energético. Sin embargo, es importante considerar que, a medida que aumente la cantidad de proyectos BESS, la tendencia será aplanar la curva de precios, reduciendo potencialmente esta ventaja. Por tanto, las proyecciones futuras de precios deben tener en cuenta que los primeros proyectos instalados podrían tener una ventaja competitiva más clara, la cual podría disminuir a medida que el mercado de almacenamiento madure.

Capítulo 6

Conclusiones

El presente trabajo de título se enfocó en desarrollar una herramienta optimizada para la evaluación y dimensionamiento de proyectos de Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS) bajo variados escenarios del mercado eléctrico. Esta herramienta, complementada con algoritmos específicos, demostró ser altamente adaptable a las necesidades del usuario, permitiendo maximizar la rentabilidad y asegurando una operación óptima de los sistemas BESS, respetando las particularidades de cada proyecto.

El aporte de esta herramienta es significativo, especialmente en el contexto de la transición energética global y, más específicamente, en Chile, donde se han establecido metas de 2 GW de almacenamiento instalado para 2030. Se alcanzaron los objetivos específicos inicialmente planteados, como fueron la identificación de escenarios de la industria, el diseño de algoritmos precisos para modelar estos escenarios, y la definición clara de los *inputs* y *outputs* necesarios.

A través de tres casos de estudio, se evaluó la eficacia de la herramienta, llegando a conclusiones importantes. A pesar de ciertas simplificaciones, los modelos y algoritmos reflejaron adecuadamente la realidad, aunque la precisión podría mejorar con proyecciones más detalladas de variables futuras como generación, curtailment y, especialmente, costos marginales.

La flexibilidad es uno de los puntos fuertes más notables de la herramienta, capaz de abordar eficazmente aspectos técnicos y económicos de los proyectos. Esta versatilidad incluye la adaptabilidad a diversas tecnologías de almacenamiento y fuentes de energía renovable, no solo solar como las herramientas existentes.

Desde el punto de vista del rendimiento computacional, se recomienda la selección cuidadosa de combinaciones de potencia y horas de almacenamiento para equilibrar eficiencia y precisión. La herramienta reduce significativamente el tiempo de evaluación, de horas de análisis manual a minutos de procesamiento automático. El tiempo de procesamiento puede variar entre 45 segundos a 2 minutos por iteración de proyecto (Combinación de Potencia y Horas de almacenamiento), considerando la operación y el análisis financiero.

A pesar de su alta flexibilidad existen aspectos que pueden ser mejorados, dentro de las líneas de trabajo futuro se incluyen.

- Explorar la capacidad de evaluar el dimensionamiento espacial de los proyectos BESS para la optimización de layouts y la disposición dentro de proyectos existentes.
- Implementar análisis mediante algoritmos genéticos o machine learning para mejorar la eficiencia y los tiempos de procesamiento.
- Incorporar financiamiento por Servicios Complementarios (SSCC), ya que esto no es un tema claro en la normativa actual, pero será importante a medida que se amplíe y

aumente la capacidad de BESS instalada en el sistema.

- Desarrollar una interfaz de usuario para facilitar el acceso y uso de la herramienta.

Finalmente, en el ámbito del desarrollo de proyectos BESS, se han identificado conclusiones claves que influyen significativamente en la viabilidad y el éxito de estos:

- El costo inicial de inversión (CAPEX) juega un papel crucial en la determinación de la viabilidad de los proyectos BESS. Este costo influye directamente en la capacidad inicial del sistema de almacenamiento, lo cual a su vez afecta los ingresos potenciales que puede generar el proyecto. Un CAPEX elevado limita la capacidad de almacenamiento del sistema BESS, reduciendo así los ingresos posibles y, por ende, la viabilidad del proyecto. Por otro lado, un CAPEX más bajo posibilita la implementación de sistemas BESS de mayor capacidad, lo que incrementa significativamente las oportunidades de rentabilidad a largo plazo.
- La velocidad en el desarrollo de proyectos BESS es un factor determinante para capitalizar las oportunidades de arbitraje energético. Dicho arbitraje se aprovecha de las diferencias entre los costos de energía diurnos y nocturnos. A medida que se integran más proyectos BESS en el sistema, la oportunidad de obtener ganancias mediante el arbitraje de energía disminuye debido a la nivelación de los precios energéticos. En este contexto, los proyectos BESS que se implementan rápidamente pueden beneficiarse significativamente de estas diferencias de precios antes de que el mercado se sature. La herramienta desarrollada en este trabajo de memoria facilita y acelera el proceso de evaluación y dimensionamiento de los proyectos BESS, lo que se traduce en una ventaja competitiva para capitalizar eficientemente las oportunidades de arbitraje en un mercado dinámico.

Bibliografía

- [1] “Descarbonización del sector energético de Chile,” 2023, <https://www.4echile.cl/proyecto/descarbonizacion-del-sector-energetico-de-chile/>. Accessed: 2023-06-05.
- [2] ACERA, “Estadísticas sector de generación de energía eléctrica renovable,” 2023.
- [3] Gamboa, A., “Tarificación costo-reflectiva para la inversión y operación óptima de la generación,” 2019.
- [4] gme, “Chile: Market due diligence: Market report and red flags report,” 2022.
- [5] Valenzuela, H., “Definiciones servicios complementarios,” 2017, <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/05/Definiciones-SSCC.pdf>.
- [6] Ministerio de Energía de Chile, “Proyecto de ley de transición energética.” [file-Kj4rh9e94g8Ih6sRq29nJAHL](#), 2023. Presentación PowerPoint.
- [7] Šúri, M., Cebecauer, T., y Skoczek, A., “Solargis: Solar data and online applications for pv planning and performance assessment,” en 26th European photovoltaics solar energy conference, 2011.
- [8] “The World Bank,” 2020. © 2020 The World Bank, Source: Global Solar Atlas 2.0, Solar resource data: Solargis.
- [9] CEN, “Registro mensual de reducción de energía de centrales erv (eólicas y solar) del sen,” 2023.
- [10] Lima, J. L., “Desacoples y riesgos para contratos de suministro de largo plazo en el mercado eléctrico chileno,” 2022.
- [11] CEN, “Costos marginales,” 2023, <https://www.coordinador.cl/mercados/graficos/costos-marginales/>.
- [12] BatteryUniversity, “How to prolong lithium-based batteries,” 2023, https://batteryuniversity.com/learn/article/how_to_prolong_lithium_based_batteries.
- [13] Gundogdu, B. y Gladwin, D. T., “A fast battery cycle counting method for grid-tied battery energy storage system subjected to microcycles,” en 2018 International Electrical Engineering Congress (iEECON), pp. 1–4, 2018, [doi:10.1109/IEECON.2018.8712263](https://doi.org/10.1109/IEECON.2018.8712263).
- [14] del artículo, A., “Lithium ion battery degradation: what you need to know,” Physical Chemistry Chemical Physics, 2021, [doi:10.1039/D1CP00359C](https://doi.org/10.1039/D1CP00359C).
- [15] Ramasamy, V., Feldman, D., Desai, J., y Margolis, R., “U.s. solar photovoltaic system and energy storage cost benchmarks q.1 2021,” rep. tec., National Renewable Energy Laboratory, 2021.
- [16] CEN, “Aporte a la suficiencia de los sistemas de almacenamiento,” rep. tec., Coordinador Electrico Nacional, Santiago, Chile, 2022.

- [17] El Haj Assad, M., Khosravi, A., Malekan, M., Rosen, M. A., y Nazari, M. A., “Chapter 14 - energy storage,” en *Design and Performance Optimization of Renewable Energy Systems* (Assad, M. E. H. y Rosen, M. A., eds.), pp. 205–219, Academic Press, 2021, doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-821602-6.00016-X>.
- [18] Hiksas, M. M. y Aninditio, M. L., “Redox flow batteries for small scale energy storage,” en *2016 IEEE Conference on Technologies for Sustainability (SusTech)*, pp. 134–139, 2016, doi:[10.1109/SusTech.2016.7897155](https://doi.org/10.1109/SusTech.2016.7897155).
- [19] Breeze, P., “Chapter 4 - large-scale batteries,” en *Power System Energy Storage Technologies* (Breeze, P., ed.), pp. 33–45, Academic Press, 2018, doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812902-9.00004-3>.
- [20] “Ley 21505 - biblioteca del congreso nacional de chile,” 2022, <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1184572>. Accessed: 2023-07-18.
- [21] Günter, N. y Marinopoulos, A., “Energy storage for grid services and applications: Classification, market review, metrics, and methodology for evaluation of deployment cases,” *Journal of Energy Storage*, vol. 8, pp. 226–234, 2016, doi:<https://doi.org/10.1016/j.est.2016.08.011>.
- [22] Viswanathan, V., “Electrochemical energy storage systems 24-643,” 2023.
- [23] Shin, H. y Hur, J., “Optimal energy storage sizing with battery augmentation for renewable-plus-storage power plants,” *IEEE Access*, vol. 8, pp. 187730–187743, 2020, doi:[10.1109/ACCESS.2020.3031197](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3031197).
- [24] Xu, B., Oudalov, A., Ulbig, A., Andersson, G., y Kirschen, D. S., “Modeling of lithium-ion battery degradation for cell life assessment,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 2, pp. 1131–1140, 2018, doi:[10.1109/TSG.2016.2578950](https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2578950).
- [25] Bureau of Labor Statistics, “Consumer price index for all urban consumers: All items in u.s. city average,” 2023, https://data.bls.gov/timeseries/CUUR0000SA0?years_option=all_years (visitado el YYYY-MM-DD). Datos recuperados para todos los años disponibles de la serie CUUR0000SA0.