



UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**EVALUACIÓN DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO A BATERÍAS PARA LA GESTIÓN DE
DEMANDA EN HORAS PUNTA DE CLIENTES LIBRES**

POR

Pablo Ignacio Rivas Miranda

Memoria de Título presentada a la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Concepción para optar al título profesional de Ingeniero Civil Eléctrico

Profesor Guía
Luís Claudio García Santander

Profesional Supervisor
Juan Sebastián Jara Delva

Diciembre 2022
Concepción (Chile)

© 2022 Pablo Ignacio Rivas Miranda

© 2022 Pablo Ignacio Rivas Miranda

Se autoriza la reproducción total o parcial, con fines académicos, por cualquier medio o procedimiento, incluyendo la cita bibliográfica del documento.

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante:
Dr. Luis García Santander

Evaluación de un sistema de almacenamiento a baterías para la gestión de demanda en horas de punta de clientes libres

Pablo Ignacio Rivas Miranda

Informe de Memoria de Título
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Diciembre 2022

Resumen

Una de las principales aplicaciones para los sistemas de almacenamiento de energía a baterías para clientes industriales es el recorte de horas punta, el cual consiste en cargar la BESS en periodos de bajo consumo y descargarla en los periodos de horas punta, momento en el cual se cobra por demanda máxima suministrada en dicho periodo, en Chile, su precio es aproximadamente 200 veces mayor que el precio de la energía. De esta forma, es posible obtener un beneficio económico evidenciado en la factura de electricidad.

En la presente memoria de título se evaluó técnica, económica y ambientalmente el recambio de un generador diésel de 1 MVA de la Planta Congelados Rocuant de la empresa Blumar S.A. por un sistema de almacenamiento de energía a baterías para el recorte de horas punta con el objetivo de transformar su consumo energético en 100% renovable y tener un menor impacto medioambiental en cuanto a las emisiones de gases de efecto invernadero.

La metodología implementada fue la búsqueda bibliográfica de las principales opciones de almacenamiento de energía evaluando sus principales características técnico-económicas e impacto ambiental que produce su implementación y desarrollo de modelos de previsiones para estimar valores futuros de demanda en conjunto con precios de energía y de diésel.

Los principales resultados obtenidos arrojaron que las tecnologías Li-I y Li-P son aquellas con mejor desempeño para realizar el recorte de horas punta. Además, se estimaron las dimensiones del BESS a partir de 1,58 [MW] – 6,32 [MWh] para el caso de estudio. Mediante la evaluación ambiental, los gases de efecto invernadero que resultan del proceso de fabricación y posterior reciclaje del BESS propuesto equivalen a tan sólo 4 meses y medio de emisiones de un generador diésel, considerando el proceso de extracción, refinado, transporte del combustible y el funcionamiento mismo del generador. Finalmente, en base a la evaluación económica de 8 ofertas de BESS se obtuvo un VAN positivo, TIR mayor a la tasa de descuento aplicada para la oferta más competitiva y Payback desde los 5 a más de 15 años, resultando en que el proyecto actualmente es factible tanto técnico, económico y ambientalmente.

Agradecimientos

Dedicado a cada uno de los que formaron parte de este largo camino y me entregaron los valores y herramientas para poder llegar hasta aquí.

A Dios, por crear el mundo y muchos años después permitirme estudiar esta carrera,

A mis padres por siempre apoyarme y creer en mí,

A mi polola por ser un pilar fundamental durante todos mis años de estudios,

A mis amigos por estar presente en los momentos de estudios y de ocio,

A mis profesores por hacerme pasar rabias y

A Match Energía por darme la oportunidad de poder trabajar y aprender junto a ellos.

Mención honrosa a Microsoft Excel y Word que durante la realización de esta memoria de título sólo se pegó un par de veces y esas veces de milagro se realizó la recuperación automática, gracias, Bill Gates.

“Si quieres ir rápido, ve solo. Si quieres llegar lejos, ve acompañado”

Tabla de contenidos

1. Introducción	1
1.1. Introducción General	1
1.2. Hipótesis de Trabajo	2
1.3. Objetivos	2
1.3.1. Objetivo General	2
1.3.2. Objetivos Específicos	2
2. Blumar S.A.	3
2.1. Introducción	3
2.2. Procesos productivos	3
2.3. Caso de estudio: Planta Congelados Rocuant	4
2.4. Costos de suministro	4
2.5. Sistema eléctrico	7
2.6. Proyección de consumo	11
3. Marco teórico de los sistemas de almacenamiento de energía	16
3.1. Introducción General	16
3.2. Tecnologías de almacenamiento	16
3.2.1. Almacenamiento de energía por aire comprimido (CAES)	17
3.2.2. Almacenamiento de energía por bombeo hidráulico (PHS)	18
3.2.3. Volantes de inercia (FESS)	19
3.2.4. Plantas de concentración solar (CSP)	20
3.2.5. Hidrógeno	21
3.2.6. Sistemas de almacenamiento de energía por baterías (BESS)	23
3.2.6.1. Baterías Plomo-Ácido (Pb-acid)	24
3.2.6.2. Baterías Níquel-Hierro (Ni-Fe)	24
3.2.6.3. Baterías Níquel-Cadmio (Ni-Cd)	25
3.2.6.4. Baterías Níquel-MetalHidruro (Ni-MH)	25
3.2.6.5. Baterías Litio-Polímero (Li-Polímero)	26
3.2.6.6. Baterías Litio-Ion (Li-Ion)	26
3.2.6.7. Baterías de flujo	27
3.2.6.8. Baterías de Sodio-Sulfuro (NaS)	30
3.2.6.9. Almacenamiento de energía magnética por superconducción (SMES)	31
3.2.6.10. Supercapacitores	32
3.3. Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía	35
3.4. Gases de efecto invernadero	37
3.4.1. Huella de carbono	37
3.4.2. Impuesto verde	38
3.4.3. Bonos de carbono	38
4. Metodología	39
4.1. Criterio de selección de tecnología de almacenamiento energético	39
4.2. Consideraciones técnicas para el análisis	41
4.3. Consideraciones económicas para el análisis	43
4.4. Consideraciones ambientales para el análisis	44
5. Resultados de investigación	46
5.1. Sistema de almacenamiento de energía	46
5.2. Análisis técnico del sistema de almacenamiento de energía	47
5.3. Análisis económico del sistema de almacenamiento de energía	52
5.3.1. Previsión	52
5.3.2. Costos	54

5.3.3	Inversión	55
5.3.4	Flujo de caja.....	56
5.3.5	Análisis de sensibilidad	60
5.3.6	Arbitraje de energía	63
5.4.	Análisis ambiental del sistema de almacenamiento de energía	67
6.	Conclusiones y recomendaciones.....	74
6.1.	Conclusiones	74
6.2.	Recomendaciones.....	76
6.3.	Trabajo futuro	76
7.	Bibliografía.....	77
8.	Anexo A: Blumar S.A.	a
A.1.	Procesos productivos.....	a
A.1.1	Harina y aceite de pescado.....	a
A.1.2	Jurel congelado	a
A.1.3	Merluza y pesca blanca.....	b
A.1.4	Choritos y salmón ahumado	b
9.	Anexo B: Marco regulatorio de los sistemas de almacenamiento de energía.....	e
B.1.	Decreto 128/2016.....	e
B.2.	Norma Técnica de seguridad y calidad de Servicio	e
B.3.	Decreto Supremo 125/2017.....	f
B.4.	Decreto Supremo 3/2022.....	g
B.5.	Decreto 148/2004.....	h
B.6.	Regulación internacional de sistemas de almacenamiento de energía	i
B.6.1	Estados Unidos	i
B.6.2	Australia.....	i
B.6.3	Reino Unido.....	j
B.6.4	Alemania.....	j
10.	Anexo C: Sistemas de Almacenamiento	k
C.1.	Baterías Litio – Ion (Li-I).....	k
11.	Anexo D: Flujos de caja	m
D.1.	Flujo de caja de opción más competitiva	m
12.	Anexo E: Factura peaje de distribución	q
E.1.	Flujo de caja de opción más competitiva	q
13.	Anexo F: Especificaciones técnicas	r
F.1.	Especificaciones técnicas del generador diésel	r
F.2.	Horas de funcionamiento del generador diésel	r
F.3.	Especificaciones técnicas de BESS	s

Listado de tablas

Tabla 2.6.1: Tasa de crecimiento de la Planta CR.	13
Tabla 2.6.2: Tasa de crecimiento anual en base a demandas máximas.....	14
Tabla 2.6.3: Tasa de crecimiento anual de consumo de clientes libres.....	14
Tabla 3.2.1: Características técnicas de los principales sistemas de almacenamiento.....	34
Tabla 3.2.2: Características económicas de los principales sistemas de almacenamiento.....	34
Tabla 3.4.1: Alcances de la huella de carbono.....	37
Tabla 4.1.1: Criterios de selección de tecnología de almacenamiento energético.....	39
Tabla 4.1.2: Definición de puntajes.....	40
Tabla 5.1.1: Selección sistema de almacenamiento de energía.....	46
Tabla 5.2.1: Tasa de crecimiento empleada en función de Tabla 2.6.2.....	51
Tabla 5.3.1: Energía requerida BESS.....	55
Tabla 5.3.2: Cotizaciones BESS.....	56
Tabla 5.3.3: Flujo de caja 10 años.....	56
Tabla 5.3.4: Flujo de caja 15 años.....	57
Tabla 5.3.5: Análisis de sensibilidad de precio diésel y precio energía modelo 1.....	60
Tabla 5.3.6: Análisis de sensibilidad de precio diésel y precio energía modelo 2.....	61
Tabla 5.3.7: CMg promedio horario S/E Talcahuano 13kV, 2021.....	64
Tabla 5.3.8: Arbitraje de energía en USD.....	65
Tabla 5.4.1: Emisiones CO ₂ de diésel en procesos de extracción, refinado y transporte.....	68
Tabla 5.4.2: Impuesto verde, reforma tributaria actual.....	72
Tabla 5.4.3: Impuesto verde, reforma tributaria propuesta.....	73
Tabla 5.4.4: Bono verde.....	73
Tabla B.4.1: Porcentaje de reconocimiento de potencia inicial en función de su capacidad de almacenamiento.....	h
Tabla D.1.1: Flujo de caja oferta 2.....	m
Tabla D.1.2: Análisis de sensibilidad de precio diésel y precio energía modelo 1 en USD.....	p
Tabla D.1.3: Análisis de sensibilidad de precio diésel y precio energía modelo 2 en USD.....	p

Nota: Aquellas tablas que no posean un hipervínculo son de elaboración propia.

Listado de figuras

Figura 2.4.1: Evolución de cargos para la Planta CR en porcentaje.	6
Figura 2.4.2: Porcentaje de cargos facturados para el mes de junio de 2021 de la Planta CR.....	6
Figura 2.5.1: Perfil de demanda promedio horario, 2021.	7
Figura 2.5.2: Perfil de demanda promedio horario, 2022.	8
Figura 2.5.3: (a) Promedio de demanda promedio mensual abril 2022 (b) Perfil de energía cada 15 minutos para el día jueves 28 de abril.	9
Figura 2.5.4: Consumo de energía año 2021 vs año 2022.	11
Figura 2.6.1: (a) Factor de carga mensual (b) Factor de carga promedio mensual.	12
Figura 3.2.1: Clasificación de ESS según su naturaleza.	17
Figura 3.2.2: Esquema explicativo de un sistema de almacenamiento por aire comprimido [18].....	18
Figura 3.2.3: (a) Central de bombeo sin variabilidad hidrológica (b) Central con almacenamiento por bombeo. Modificada de [49].	19
Figura 3.2.4: Esquema de un volante de inercia. Figura modificada de la versión original [18].	20
Figura 3.2.5: Esquema de una planta de concentración solar de potencia [13].	21
Figura 3.2.6: Esquema de electrólisis del agua. Modificada de [48].	22
Figura 3.2.7: Reacción electroquímica de la electrólisis del agua.	22
Figura 3.2.8: Principales proyectos de Hidrógeno Verde en Chile [30].	23
Figura 3.2.9: Reacción electroquímica para una batería Plomo-Ácido.....	24
Figura 3.2.10: Reacción electroquímica para una batería Ni-Fe.....	25
Figura 3.2.11: Reacción electroquímica para una batería Ni-Cd.	25
Figura 3.2.12: Reacción electroquímica para una batería Ni-MH.	26
Figura 3.2.13: Reacción electroquímica para una batería Li-Polímero.....	26
Figura 3.2.14: Reacción electroquímica para una batería Li-Ion.	27
Figura 3.2.15: Batería de flujo vanadio-redox [18].....	28
Figura 3.2.16: Reacción electroquímica para una batería VRFB.....	28
Figura 3.2.17: Batería de flujo zinc-bromo. Modificada de [50].	29
Figura 3.2.18: Reacción electroquímica para una batería ZBFB.	29
Figura 3.2.19: Batería NaS [18].	30
Figura 3.2.20: Reacción electroquímica para una batería NaS.	30
Figura 3.2.21: Esquema de un SMES. Modificada de [51].....	32
Figura 3.2.22: Principio básico de funcionamiento de un capacitor de doble capa [10].	33
Figura 3.2.23: Distribución de principales tecnologías de almacenamiento energético.	33
Figura 3.3.1: Esquema general del mercado eléctrico y focos de aplicación de sistemas de almacenamiento de energía.	35
Figura 3.3.2: Aplicaciones de sistemas de almacenamiento de energía según segmento del mercado eléctrico.	36
Figura 4.2.1: Número de ciclos de vida en función de su DoD [35].....	41
Figura 4.2.2: Perfiles de demanda para tres días.....	42
Figura 5.2.1: Perfiles de demanda horario promedio para meses de horas punta (a) abril (b) mayo (c) junio (d) julio.....	47

Figura 5.2.2: Perfiles de demanda horario promedio para meses de horas punta (e) agosto (f) septiembre.	48
Figura 5.2.3: Histograma de demanda horaria abril 2021 con polígono de frecuencia.	49
Figura 5.2.4: Histograma de demanda horaria abril 2022 con polígono de frecuencia.	49
Figura 5.2.5: Proyección de demanda en función de demanda promedio horario mensual para Planta CR en base a tabla 2.6.2.	51
Figura 5.2.6:Proyección de demanda en función de histograma para Planta CR en base a tabla 2.6.2.	51
Figura 5.2.7: Universo de soluciones BESS.	52
Figura 5.3.1: Previsión precio combustible.....	53
Figura 5.3.2: Previsión CPI.....	54
Figura 5.3.3: Costo total de funcionamiento del generador diésel en horas punta.	54
Figura 5.3.4: Generador diésel de 1MVA.	58
Figura 5.3.5: Planta Congelador Rocuant (a) Georreferenciación (b) Perímetro Planta CR.	59
Figura 5.3.6: Análisis bidimensional de TIR, VAN e Inversión Inicial (a) VAN y TIR para inversión inicial creciente (b) VAN y TIR para inversión inicial decreciente.....	62
Figura 5.4.1: Emisiones de CO ₂ producidas por un generador diésel.....	68
Figura 5.4.2: Emisiones de CO ₂ en proceso de extracción, transporte y refinado de diésel.....	69
Figura 5.4.3: Emisiones de CO ₂ de un generador diésel vs BESS 1,92[MW] – 6,14 [MWh].	69
Figura 5.4.4: Emisiones de CO ₂ producidas por una BESS de 1,92 [MW] – 6,14 [MWh] con respecto al total de emisiones producidas por un generador diésel de 1 [MVA].	70
Figura 5.4.5: Emisiones de CO ₂ de un generador diésel vs BESS 1,92[MW] – 6,14 [MWh] considerando su proceso de reciclaje.	71
Figura 5.4.6: Emisiones de CO ₂ producidas por una BESS de 1,92 [MW] – 6,14 [MWh] con respecto al total de emisiones producidas por un generador diésel de 1 [MVA] considerando su proceso de reciclaje.	72

Nota: Aquellas figuras que no posean un hipervínculo son de elaboración propia.

Abreviaciones

Mayúsculas

ACAES	: Sistema de almacenamiento por aire comprimido adiabático, del inglés, <i>Adiabatic Compressed Air Energy Storage</i> .
BESS	: Sistema de almacenamiento de energía por baterías, del inglés <i>Battery Energy Storage System</i> .
CAES	: Sistema de almacenamiento por aire comprimido, del inglés <i>Compressed Air Energy Storage</i> .
CEN	: Coordinador Eléctrico Nacional.
CGE	: Compañía General de Electricidad.
CMg	: Costo Marginal.
CNE	: Comisión Nacional de Energía.
CPI	: Índice de precios al consumidor, del inglés, Consumer Price Index.
tCO ₂	: Tonelada de Dióxido de Carbono.
DoC	: Profundidad de carga, del inglés Depth of Charge.
DoD	: Profundidad de descarga, del inglés Depth of Discharge.
Dx	: Distribuidor.
ERNC	: Energías Renovables No Convencionales.
FESS	: Sistema de almacenamiento por volante de inercia, del inglés <i>Flywheel Energy Storage System</i> .
GWh	: Giga Watt hora.
H.F.P.	: Hora Fuera de Punta.
H.P.	: Hora(s) Punta.
MJ	: Mega Joule.
MVA	: Mega Volt Amper.
MW	: Mega Watt.

MWh	: Mega Watt hora.
MWt	: Mega Watt térmico.
NTSyCS	: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
PHES	: Almacenamiento de energía por bombeo hidráulico, del inglés, <i>Pumped Hydroelectric Energy Storage</i> .
PCS	: Sistema de conversión de energía, del inglés <i>Power Conversion System</i> .
PNCP	: Precio Nudo Corto Plazo.
PMGD	: Pequeño Medio de Generación Distribuido.
PELP	: Planificación Energética de Largo Plazo.
PSUF	: Potencia de Suficiencia.
S.A.	: Sociedad Anónima.
SEN	: Sistema Eléctrico Nacional.
SI	: Sistema Interconectado.
SMES	: Almacenamiento de energía magnética por superconducción, del inglés, <i>Super Magnetic Energy Storage</i> .
SoC	: Estado de la carga, del inglés, <i>State of Charge</i> .
Sx	: Suministrador.
TIR	: Tasa Interna de Retorno.
TJ	: Tera Joule.
USD	: Dólar Estados Unidos.
VAN	: Valor Actual Neto.
VRFB	: Batería de flujo redox de Vanadio, del inglés, <i>Vanadium Redox Flow Battery</i> .
W	: Watt
Wh	: Watt hora.
ZBFB	: Batería de flujo de Zinc-Bromo, del inglés, <i>Zinc Bromine Flow Battery</i> .

Minúsculas

g : gramo(s).

h : hora(s)

kg : kilogramo

kW : kilo Watt

kWh : kilo Watt hora.

l : litro(s).

min : minuto(s).

m² : metros cuadrados.

p.u. : por unidad.

s : segundo(s).

Capítulo I

Introducción

1.1. Introducción General

Chile y el mundo enfrentan enormes desafíos en materia energética. Uno de estos es la producción de energía que impulse el desarrollo económico y otro es el reducir las emisiones contaminantes junto a gases de efecto invernadero para controlar las consecuencias nocivas del calentamiento global. A primera vista, estos objetivos son contradictorios porque históricamente la producción de energía ha implicado la quema de combustibles fósiles cuyo subproducto son dichos gases.

El proceso de retiro de las centrales a carbón [1] en conjunto con el stock de combustibles a nivel mundial y con la sequía más profunda y extensa que atraviesa Chile [2] nos obliga a pensar en soluciones que aumenten la confiabilidad del sistema y no que la mengüen. En este sentido, será de vital importancia una regulación que incentive el despliegue de sistemas de almacenamiento que permitan entregar la flexibilidad y confiabilidad que requiere el sistema eléctrico chileno.

Según [3] entre mediados y fines de esta década, el almacenamiento y la energía gestionable pasarán a ser una pieza fundamental en el crecimiento de la matriz renovable. Las proyecciones muestran que, a fines de esta década, en un escenario de transición acelerada se requerirán cerca de 2.000 MW de variados tipos almacenamiento como BESS, CAES, Carnot, etc.

En este sentido, se presenta el tema “Evaluación de un sistema de almacenamiento a baterías para la gestión de demanda en horas de punta de clientes libres” el cual tiene por objetivo la incorporación de un sistema de almacenamiento a baterías para el recorte de horas punta de la planta Congelados Rocuant.

1.2. Hipótesis de Trabajo

El cambio de un generador diésel por la implementación de un sistema de almacenamiento a baterías para recortar horas punta resulta factible técnica, económica y ambientalmente viable.

1.3. Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Proponer un modelo que incorpore un sistema de almacenamiento a baterías mediante la evaluación técnica, económica y ambiental para recortar horas punta de la planta Congelados Rocuant de la empresa Blumar S.A.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Levantamiento de información de la planta Congelados Rocuant.
- Evaluar y seleccionar la mejor opción de almacenamiento de energía desde el punto de vista técnico y económico.
- Evaluar y seleccionar la mejor opción de almacenamiento de energía desde el punto de vista ambiental.
- Dimensionar la capacidad del sistema de almacenamiento de energía según espacios físicos disponibles.
- Proponer solución para recorte de horas punta.

Capítulo II

Blumar S.A.

2.1. Introducción

Blumar S.A., de ahora en adelante Blumar, es una compañía chilena que opera en los segmentos pesquero y acuícola con más de 70 años de trayectoria. Sus productos pesqueros son jurel congelado para el consumo humano, salmón y harina y aceite de pescado para la producción de alimento animal. En el caso del salmón, este se comercializa fresco y congelado, siendo Estados Unidos su principal destino, donde tiene una oficina comercial que distribuye a todo el país. Otros mercados importantes son Brasil y países de Latinoamérica, de Europa y de Asia.

2.2. Procesos productivos

Los procesos productivos de Blumar se dividen en cuatro:

- **Harina y aceite de pescado:** Se producen en cuatro de sus plantas. Las exportaciones de aceite de pescado fueron principalmente a Dinamarca y Grecia [27].
- **Jurel congelado:** Principal productor a nivel nacional. La planta de Congelados Rocuant ubicado en Isla Rocuant, Talcahuano, es la de principal interés puesto que será aquí en donde se realizarán los distintos análisis de esta memoria de título.
- **Merluza y pesca blanca:** Desde diciembre de 2017, opera el negocio de extracción, producción y comercialización de pesca blanca mediante su filial Pacific Blue SpA.
- **Choritos y salmón ahumado:** La empresa participa en el negocio del cultivo, procesamiento y exportación de choritos a través de sus coligadas St Andrews Smoky Delicacies S.A., Empresa Pesquera Apiao S.A. y Salmones Aucar S.A.

Para más detalles del proceso productivo y la cadena de valor para los procesos del segmento pesquero y acuícola véase Anexo A: Blumar S.A.

2.3. Caso de estudio: Planta Congelados Rocuant

Blumar posee distintas plantas y filiales, no obstante, dado que la planta de principal interés es la Planta de Congelados Rocuant (Planta CR), de aquí en adelante sólo se hablará de esta.

2.4. Costos de suministro

Blumar y sus filiales en el año 2021 firmaron un contrato de abastecimiento de energía con Enel Generación S.A por un periodo de cuatro años para cambiar su matriz energética y así abastecerse únicamente de energías provenientes de fuentes renovables. De esta forma, Enel entrega certificados IREC anualmente acreditando que la totalidad de la energía suministrada a la empresa ha sido inyectada al SEN por fuentes de generación ERNC, por el tiempo de la vigencia del contrato.

La Planta CR posee cargos de suministro eléctrico por:

- **Demanda en H.P:** Cargo por la demanda máxima suministrada en periodo de horas punta facturado por Enel y CGE. Por contrato, la facturación considerará que mensualmente la cantidad física de potencia en horas de punta será aquella reconocida por el CEN en los respectivos balances mensuales de transferencia de energía y potencia, no obstante, Enel lleva su propia medida del promedio de las 52 demandas más altas en dicho periodo con el objetivo de que la reliquidación de potencia realizada al siguiente año calendario sea un monto no significativo. Para CGE corresponde a la demanda máxima suministrada en un intervalo de quince minutos durante el mes en el periodo de horas punta. A la fecha, su valor corresponde a 6964,89 \$/kW y 2.100,6 \$/kW para Enel y CGE respectivamente [46].
- **Demanda en H.F.P:** Cargo por demanda máxima suministrada en periodos fuera de punta facturado por CGE. Corresponde al promedio de las dos demandas máximas de potencia más altas registradas en los últimos 12 meses integradas en periodos sucesivos de 15 minutos, incluido el mes que se factura, A la fecha, su valor corresponde a 2.559,58 \$/kW [46].

- **Energía Activa:** Cargo por energía suministrada en un periodo de un mes facturado tanto por el suministrador como por el distribuidor de energía. Por confidencialidad su valor real no se puede explicitar, no obstante, está en torno a los 50 USD/MWh para el caso del suministrador y de 2,758 \$/kWh para el caso de peaje de distribución CGE [46].
- **Transmisión:** Cargo por el uso del sistema de transmisión. Se subdivide en cargo por transmisión nacional (1,35 \$/kWh), transmisión zonal (10,12 \$/kWh), exenciones (3,004 \$/kWh), retiro (1,948 \$/kWh) y servicios complementarios de infraestructura (0 \$/kWh). Este último cargo es 0 a partir del semestre dos del presente año [47].
- **Servicios complementarios:** Corresponde al cargo por servicios de balance, control de tensión y servicios de recuperación de servicio, costo de combustible adicional, entre otros. Se determinan de manera mensual por el CEN [53].
- **Sobrecostos:** Corresponde al cargo por sobrecostos no cubiertos por la operación de unidades. Se determinan de manera mensual por el CEN [54].
- **Otros:** Corresponde a otro tipo de cargos asociados a los retiros derivados del consumo de la planta, tales como reliquidaciones, energía reactiva, etc., determinados por el CEN [53] [54].

La evolución de los cargos de suministros eléctrico de la Planta CR a partir del nuevo contrato de suministro eléctrico con Enel se muestra en la Figura 2.4.1 mientras que la Figura 2.4.2 muestra el porcentaje de los cargos facturados para el mes de junio de 2021 para una mejor visualización.

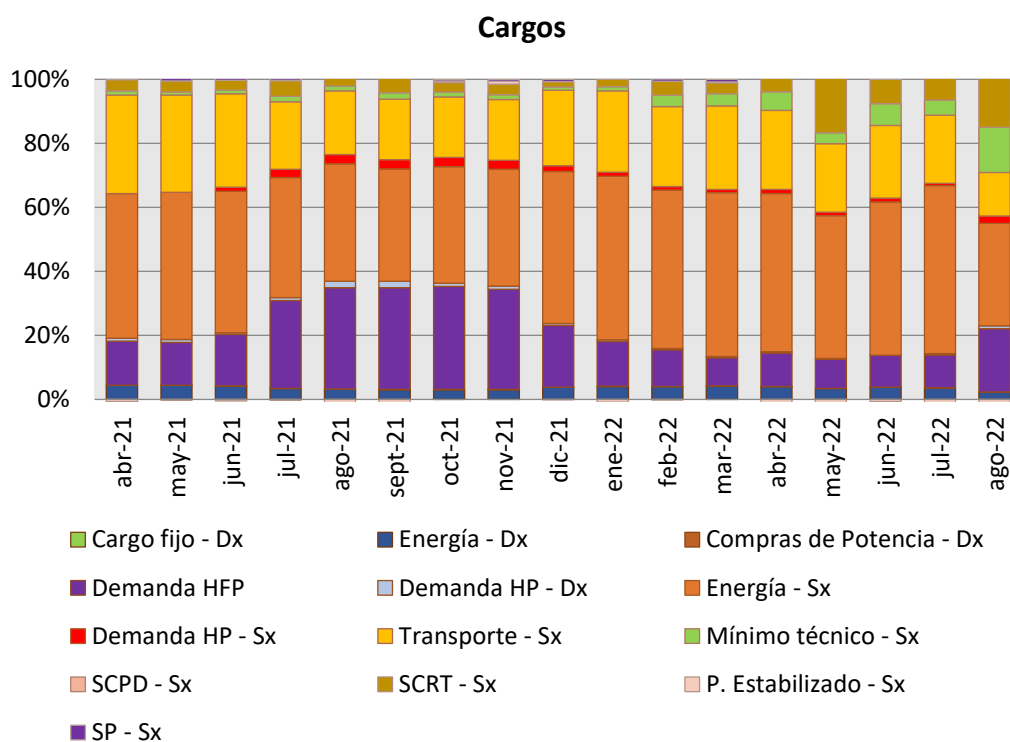


Figura 2.4.1: Evolución de cargos para la Planta CR en porcentaje.

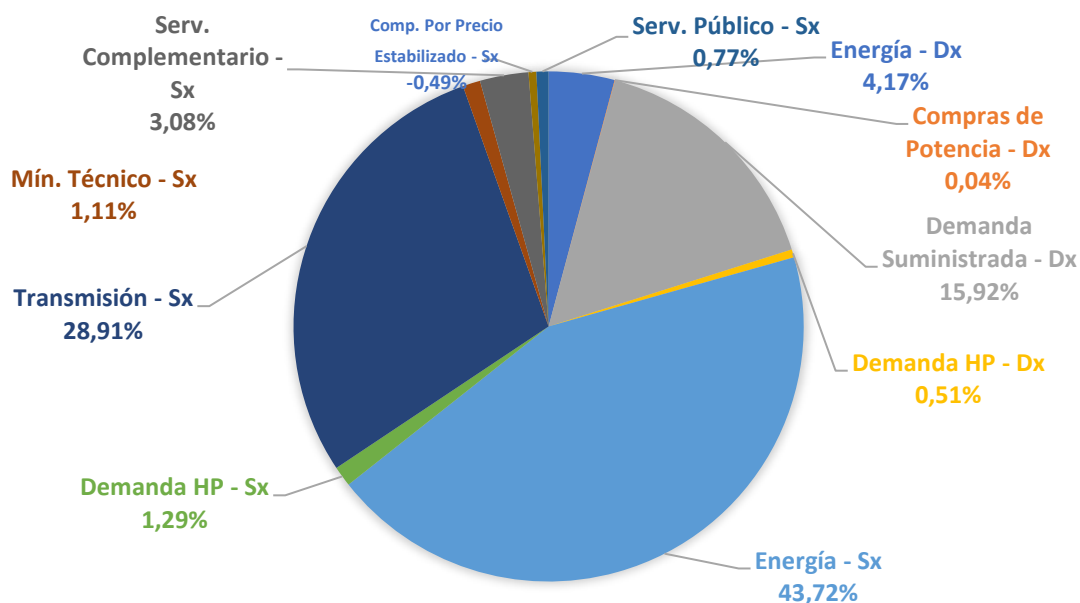


Figura 2.4.2: Porcentaje de cargos facturados para el mes de junio de 2021 de la Planta CR.

La Figura 2.4.1 muestra la evolución de los cargos de suministro eléctrico en el cual se observa de manera homogénea la proporción de los cargos a través del tiempo.

Por otro lado, de la Figura 2.4.2 es fácil notar que los cargos de energía y transmisión por concepto de suministrador corresponde aproximadamente al 70% del monto a pagar en la factura eléctrica mientras que el cargo por demanda en hora punta está en torno al 1,8% considerando su componente por suministrador como por peaje de distribución. Hay que destacar que el monto por demanda en horas punta oscila entre un 0,8% y un máximo de 5% del total de la factura entre los meses de abril de 2021 a agosto de 2022, considerando tanto su componente por suministrador como por peaje de distribución.

Los costos de suministro eléctrico no incluyen el arriendo y el funcionamiento propio de los múltiples generadores eléctricos a base de diésel que posee Blumar los cuales tienen el objetivo de suministrar energía a la planta, en caso de ser necesario, y recortar horas punta entre los meses de abril y septiembre para disminuir el cargo por demanda en H.P.

2.5. Sistema eléctrico

La Planta de Congelados Rocuant es la segunda planta que posee el mayor consumo energético de Blumar, solo superada por la Planta de Jurel Congelado. Sus perfiles de demanda promedio horario mensual se aprecian en las Figura 2.5.1 y Figura 2.5.2 para los años 2021 y 2022 respectivamente.

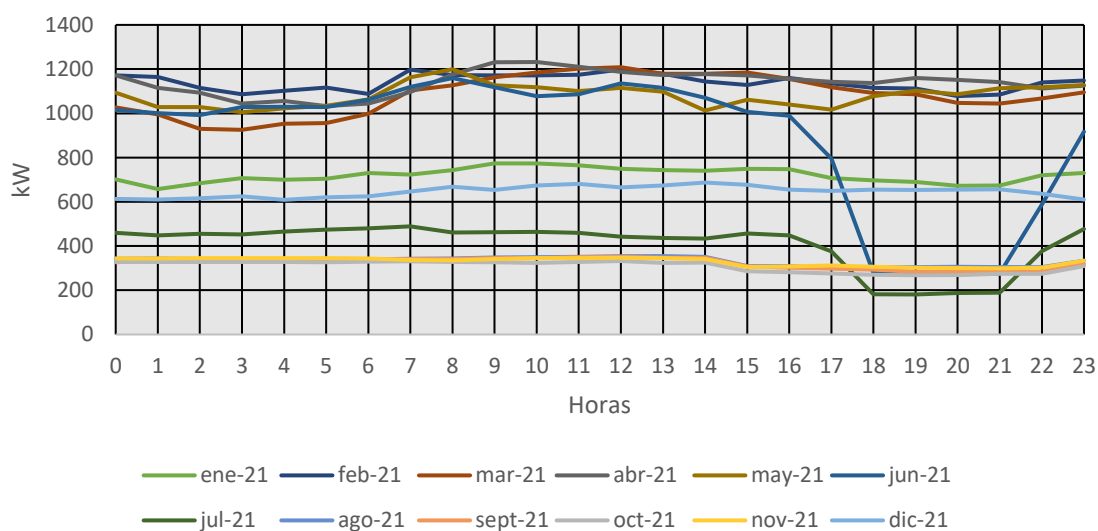


Figura 2.5.1: Perfil de demanda promedio horario, 2021.

Cabe destacar que durante el año 2021 los meses de horas punta fueron solamente junio y julio motivo por el cual en la Figura 2.5.1 sólo en dichos meses es posible notar el recorte de energía en H.P. Por otro lado, para el año 2022, los meses de horas punta fueron aquellos comprendidos entre abril y septiembre, notándose en la Figura 2.5.2 un recorte en las H.P. en estos meses.

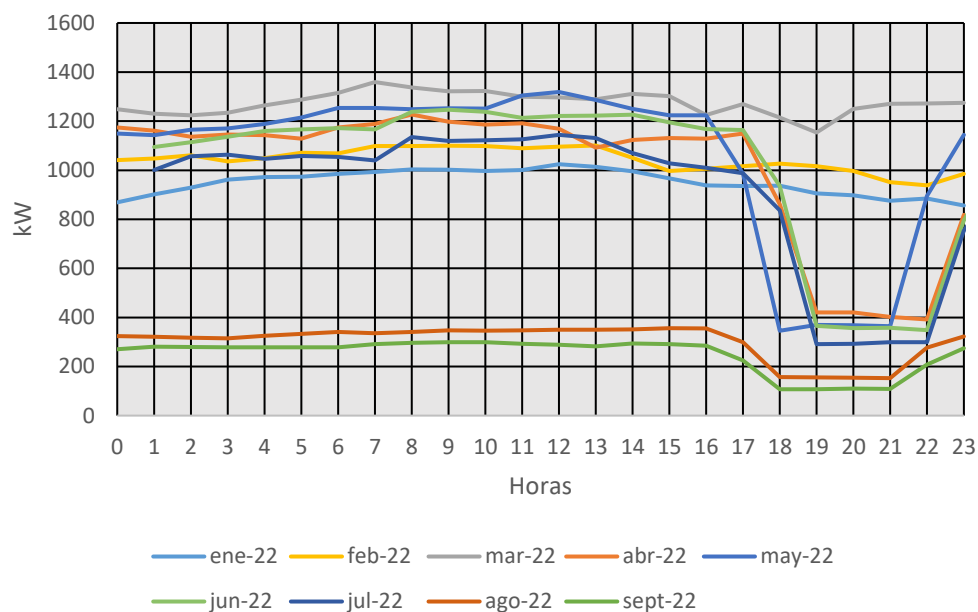
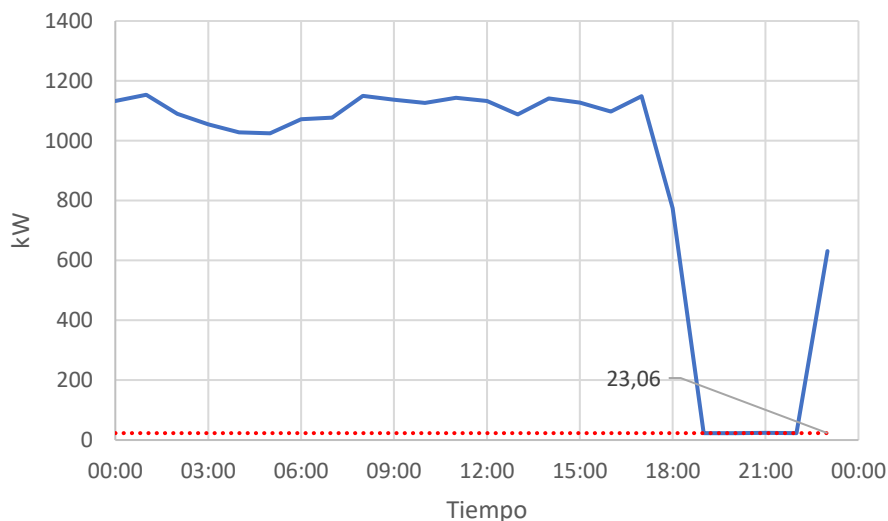


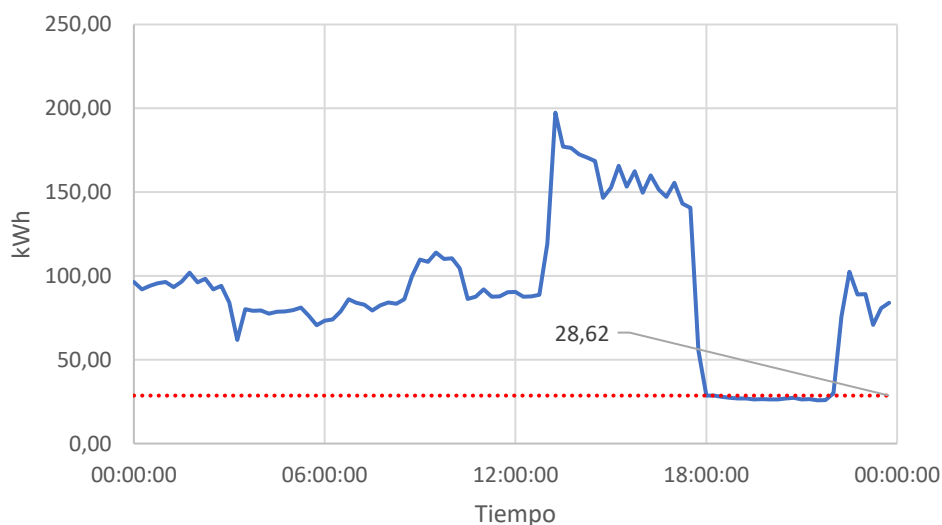
Figura 2.5.2: Perfil de demanda promedio horario, 2022.

Se debe destacar que, al ser un promedio horario mensual refleja en promedio el comportamiento del consumo de la planta CR más no refleja fielmente el valor de recorte de horas punta, puesto que de la Figura 2.5.2 se podría intuir que el valor de demanda en hora punta, por ejemplo, para el mes de abril fue en torno a los 400 kW cuando en realidad fue de 114,48 kW. Esto se debe principalmente a que, al ser un promedio, se están contabilizando el consumo que se tuvo tanto en días hábiles como en días no hábiles de todo el mes.

Para ejemplificar el valor de demanda en hora punta del mes de abril, en la Figura 2.5.3 se graficó el perfil de demanda promedio horario para el mes de abril de 2022 descontando los días no hábiles (a) y el perfil de energía del jueves 28 de abril (b), día en el cual se suministró la máxima demanda en horas de punta del mes.



(a)



(b)

Figura 2.5.3: (a) Promedio de demanda promedio mensual abril 2022 (b) Perfil de energía cada 15 minutos para el día jueves 28 de abril.

De las Figura 2.5.3 (a) es posible ver el comportamiento de la demanda que tuvo la planta en promedio para el mes de abril descontando los días no hábiles en contraposición con la Figura 2.5.1 y Figura 2.5.2 que si los consideran por un tema de simplicidad a la hora de graficar. De esta forma, es posible visualizar de mejor manera en la Figura 2.5.3 que durante el periodo de hora punta para el mes de abril de 2022 tuvieron en promedio valores en torno a los 23kW.

Por otra parte, el día 28 de abril la planta CR marcó su mayor valor de demanda en horas punta el cual fue de 28,62kW a las 18:00 horas esto se aprecia en la Figura 2.5.3 (b). Para el cálculo de la demanda máxima en horas de punta, CGE, dicho valor lo multiplica por cuatro obteniendo 114,48 kW, valor que se facturó en el peaje de distribución. En el Anexo E: Factura peaje de distribución se muestra el detalle de los valores facturados en este mes. Esta metodología no es única, puesto que Enel distribución lo calcula de la siguiente forma:

- Junio a Julio: Se obtiene multiplicando la demanda máxima en horas de punta, efectivamente leída del mes, por su precio unitario correspondiente.
- Abril a Mayo y de Agosto a Septiembre: mínimo valor de comparar la demanda máxima de potencia efectivamente leída en horas de punta con el promedio de las dos mayores demandas de potencia en horas de punta registrada durante los meses del periodo de punta inmediatamente anterior.
- Octubre a marzo: se multiplica el promedio de las dos más altas demandas máximas registradas en los meses de horas de punta del periodo inmediatamente anterior por su precio unitario.

Por otra parte, para la demanda máxima suministrada durante el mes de abril se podría intuir a partir de la Figura 2.5.2 que dicho valor oscilaría en torno a los 1200kW mientras que de la Figura 2.5.3 (a) dicho valor estaría en torno a los 800kW, no obstante, tal como se definió en el apartado 2.4 dicho valor corresponde al promedio de las dos más altas demandas máximas de potencia registradas en los últimos 12 meses, incluido el mes de facturación por lo que su valor real corresponde a 2066,6 kW tal como se aprecia en el Anexo E: Factura peaje de distribución.

Finalmente, durante los meses comprendidos entre enero y septiembre de 2022 la planta CR ha consumido 5.597.277 kWh, lo que se traduce en un aumento del 7,83% con respecto al mismo intervalo tiempo del año 2021, lo cual está asociado netamente a procesos productivos y cuotas pesqueras de la planta CR. Esto se aprecia en la Figura 2.5.4.

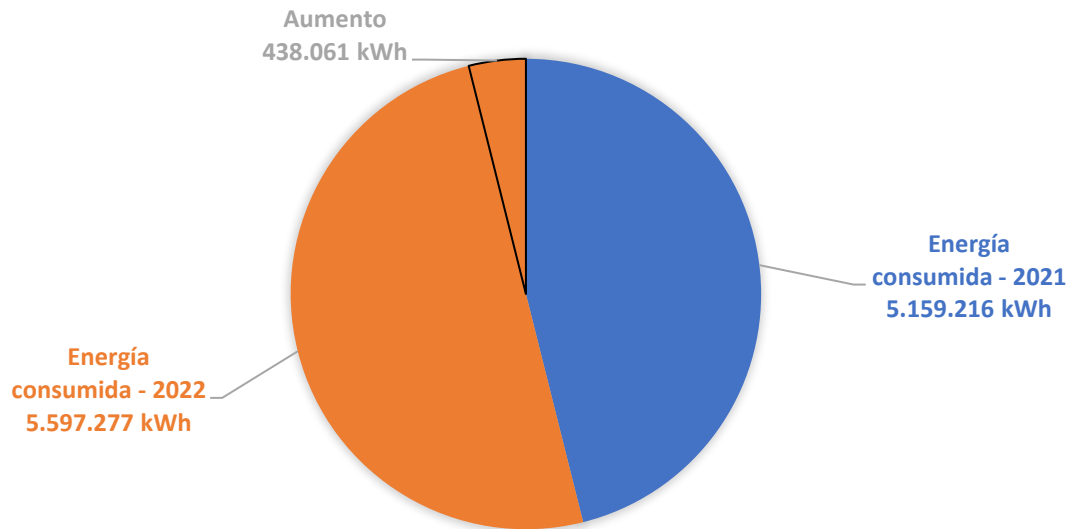


Figura 2.5.4: Consumo de energía año 2021 vs año 2022.

2.6. Proyección de consumo

Con el objetivo de evaluar y proyectar los costos y/o beneficios del proyecto es necesario proyectar los consumos de suministro eléctrico del caso de estudio. Para ello, se utilizará como indicador el factor de carga, el cual cuantifica la eficiencia del uso de energía eléctrica. Este se calcula mediante la ecuación 2.1 como la energía suministrada en un intervalo de tiempo dividida la demanda máxima en el mismo intervalo de tiempo. Un factor de carga alto indica que el consumo es constante, mientras que un factor de carga bajo indica una gran cantidad de peak durante el consumo de energía en un determinado periodo de tiempo.

$$F_c = \frac{E}{P_{\text{peak}} \cdot t} \quad (2.1)$$

Donde:

F_c : Factor de carga.

E : Energía suministrada en un intervalo de tiempo, en [kWh].

P : Demanda en un intervalo de tiempo, en [kW].

t : tiempo, en horas.

En la figura 2.6.1 se presenta el factor de carga mensual (a) y factor de carga promedio mensual (b) para el periodo 2021-2022.

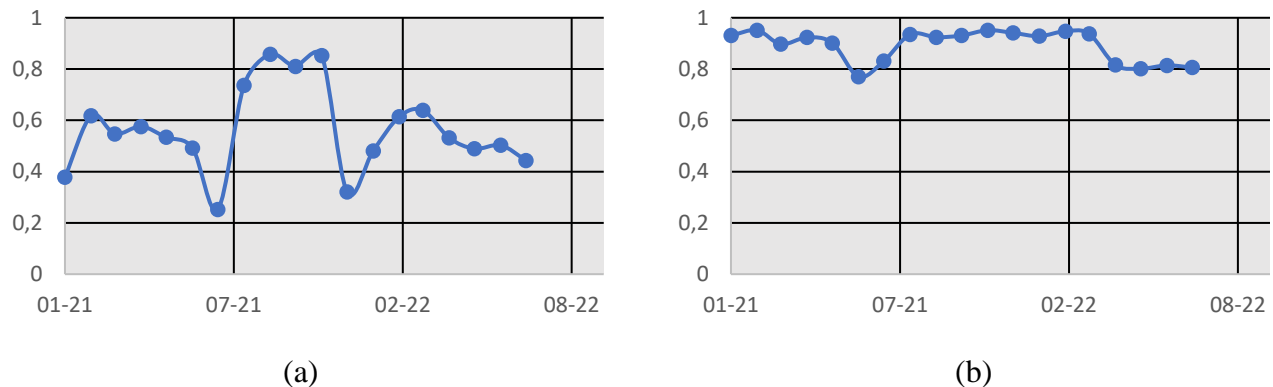


Figura 2.6.1: (a) Factor de carga mensual (b) Factor de carga promedio mensual.

A modo de ejemplificar el procedimiento, en particular para el mes de enero de 2021, a continuación, se desarrolla la ecuación 2.1.

$$F_c = \frac{535.747 \text{ [kWh]}}{1900,08 \text{ [kW]} \cdot 31 \cdot 24} = 0,38 \quad (2.2)$$

En el numerador se ubica la energía consumida en un intervalo de 31 días, correspondiente a la cantidad de días del mes de enero el cual será el intervalo de tiempo de estudio. La demanda máxima suministrada en dicho intervalo de tiempo fue de 1900,08 kW. El tiempo, t , corresponde a la cantidad de días del intervalo de tiempo multiplicado por la cantidad de horas por día obteniendo las horas totales del intervalo. Dicho valor se muestra en ecuación 2.2 y se encuentra graficado en la Figura 2.6.1(a).

Desarrollo similar se realiza para el factor de carga promedio horario mensual. En este caso, la demanda en el intervalo de tiempo corresponderá al promedio de las demandas en el intervalo de tiempo, la cual corresponde a 773,50 [kW]. La energía suministrada en el intervalo de tiempo se reemplaza por la energía promedio suministrada por hora en el intervalo de tiempo, la cual corresponde a 17.282 kWh, mientras que el intervalo de tiempo corresponde a una muestra,

equivalente a 24 horas o un día. Dicho valor se muestra en ecuación 2.3 y se encuentra graficado en la Figura 2.6.1(b). Este procedimiento se realizó desde enero de 2021 hasta agosto de 2022.

$$F_{c_{avg}} = \frac{17.282[\text{kWh}]}{773,50 [\text{kW}] \cdot 24} = 0,93 \quad (2.3)$$

Se destaca que el factor de carga mensual es altamente irregular teniendo periodos de factor de carga altos y bajos, esto se debe principalmente a que la planta recorta potencia en horas punta, por lo que, en periodos fuera de punta su consumo es elevado provocando este fenómeno. No obstante, si se normaliza mediante un promedio horario mensual, el factor de carga es alto y homogéneo por lo que se puede asegurar que su perfil de consumo es relativamente equilibrado.

Durante los años 2018, 2019, 2020, 2021 y desde enero a agosto de 2022 su consumo corresponde a 4,38 GWh/año, 4,46 GWh/año, 5,30 GWh/año, 6,10 GWh/año y 5,5 GWh/año respectivamente, lo cual indica una tasa de crecimiento de 2%, 19%, 15% para los años 2019, 2020 y 2021. En la Tabla 2.6.1 se presenta un resumen del crecimiento de la Planta CR en los últimos cuatro años respecto a los consumos base de 2018.

Tabla 2.6.1: Tasa de crecimiento de la Planta CR.

Horas	2019	2020	2021	2022	Promedio mensual
Enero	-6%	43%	10%	32%	20%
Febrero	11%	49%	12%	-2%	18%
Marzo	41%	-6%	44%	17%	24%
Abril	31%	-17%	104%	-9%	27%
Mayo	-7%	102%	10%	-5%	25%
Junio	53%	-2%	19%	14%	21%
Julio	9%	19%	-40%	118%	26%
Agosto	-28%	14%	-4%	-11%	-7%
Septiembre	7%	31%	-11%	-	9%
Octubre	-48%	3%	-1%	-	-15%
Noviembre	-30%	-5%	-1%	-	-12%
Diciembre	-12%	21%	17%	-	9%
Crecimiento	2%	19%	15%	11%	11,7%

Como la tasa de crecimiento energético no es constante y no presenta ningún patrón debido a su dinámica cuota de participación tanto en el mercado nacional como internacional reflejada en, por ejemplo, una disminución de 4% de pesca procesada y un 34% de menor volumen de cosecha de salmón atlántico comparando únicamente el año 2022 con el año 2021 [27], se tomará un segundo indicador para la proyección de demanda. Este consistirá en estimar la tasa de crecimiento en función de sus demandas máximas para los últimos tres años, así como también considerar el promedio de las 52 demandas máximas para cada año. Los resultados se muestran en la Tabla 2.6.2.

Tabla 2.6.2: Tasa de crecimiento anual en base a demandas máximas.

Año	Demanda máxima horaria [kW]	Demanda máxima promedio [kW]	Crecimiento demanda máxima [%]	Crecimiento demanda máxima promedio [%]
2022	2090,50	1.979,26	3,17 (2022/2021)	3,37 (2022/2021)
2021	2026,17	1.914,83	11,48 (2021/2020)	17,83 (2022/2021)
2020	1817,56	1.625,08	0,69 (2020/2019)	-2,91 (2022/2021)

Dado que el contrato con el nuevo suministrador comenzó en 2021, se considerará únicamente la tasa de crecimiento energético anual el rango de 3,17 – 3,37 % correspondiente al crecimiento energético del año 2022 con respecto al año 2021 para el caso de estudio.

Finalmente, un tercer indicador de crecimiento es la tasa de crecimiento anual de consumo de clientes libres estimada y extraída de [34] publicado por la CNE. Esta se muestra en la Tabla 2.6.3.

Tabla 2.6.3: Tasa de crecimiento anual de consumo de clientes libres.

Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Clientes libres (%)	3,81	6,24	6,12	0,17	2,18	2,07	1,74	2,92	3,35	7,18
Año	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Clientes libres (%)	8,28	7,61	7,19	6,16	1,61	2,97	2,78	2,59	2,56	3,61

La proyección de consumo de energía se determinará mediante la ecuación 2.2, donde E_{p_i} corresponde a la energía proyectada del año i -ésimo, $E_{p_{i-1}}$ el año inmediatamente anterior y k la tasa de crecimiento anual. Se analizarán los casos a partir de la información obtenida de la Tabla 2.6.2 y Tabla 2.6.3. Como restricción se asumirá que los perfiles de demanda promedio horario desde el año 2023 en adelante tendrán el mismo patrón de comportamiento que de los años previos incrementada según la ecuación 2.2.

$$E_{p_i} = E_{p_{i-1}}(1 + k) \quad (2.2)$$

Capítulo III

Marco teórico de los sistemas de almacenamiento de energía

3.1. Introducción General

En el presente capítulo se hará una recopilación bibliográfica de las principales tecnologías de almacenamiento de energía haciendo énfasis en sus principales ventajas y desventajas, principales aplicaciones y como estos contribuyen en los gases de efecto invernadero.

3.2. Tecnologías de almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento de energía, o ESS por sus siglas en inglés, se definieron por primera vez mediante la ley 20.936 [9] como el equipamiento tecnológico capaz de retirar energía del sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento.

Pueden ser clasificados de múltiples formas, dentro de las que se destacan según la naturaleza de su tecnología, diferenciándose entre aquellas que no transforman la energía para almacenarla siendo estos sistemas de almacenamiento directo o aquellas tecnologías que, si transforman la energía para almacenarla siendo estos clasificados como almacenamiento indirecto, tal y como se muestra en la Figura 3.2.1

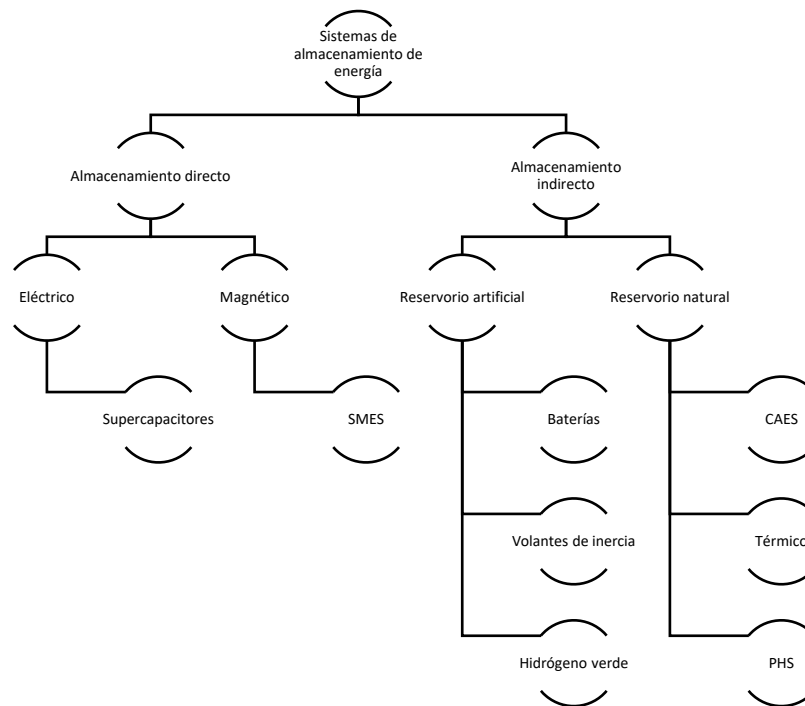


Figura 3.2.1: Clasificación de ESS según su naturaleza.

3.2.1 Almacenamiento de energía por aire comprimido (CAES)

Un sistema CAES almacena energía en forma de aire comprimido en un depósito o caverna. Su principio de funcionamiento consiste en absorber el exceso de energía de la red y dirigirla hacia un motor que impulsa una cadena de compresores para almacenarlo en un depósito o caverna. Durante este proceso, el aire se calienta. En un sistema CAES (diabático), este calor es eliminado por un radiador y liberado a la atmósfera. Finalmente, cuando se desea ocupar la energía, el aire almacenado hace funcionar un generador de turbina a gas. A medida que el aire comprimido se libera del depósito, se enfría y debe calentarse para mejorar la calidad de la energía de la unidad turbina/generador. Esto se logra mezclando aire comprimido con gas natural en una cámara de combustión para impulsar la turbina, finalizando la acción del generador.

Para solucionar el problema del calor eliminado mediante un radiador y expulsado a la atmósfera surgió la variante ACAES. En estos sistemas, el calor que normalmente se liberaría a la atmósfera durante la fase de compresión se almacena en un sistema de almacenamiento térmico. Este calor se vuelve a agregar a través de intercambiadores de calor al aire que se libera del depósito durante

la operación en modo de expansión. Esto permite que los sistemas ACAES conviertan la energía del aire comprimido en electricidad sin involucrar un proceso de combustión y evitando las emisiones relacionadas a dicho proceso [18].

Con el objetivo de encontrar una caverna adecuada para almacenar aire comprimido, se pueden acondicionar para su uso antiguos depósitos naturales de sal o de gas. Los costos son significativamente más bajos cuando se dispone de una caverna adecuada y existente, en caso contrario, los costos de almacenamiento aumentan drásticamente. Un ejemplo de aplicación de este tipo de plantas es la planta de CAES ubicada en Huntorf, Alemania cuya capacidad de almacenamiento corresponde a 290MW por dos horas. La Figura 3.2.2 ilustra el funcionamiento de las centrales CAES (a) y las centrales ACAES (b).

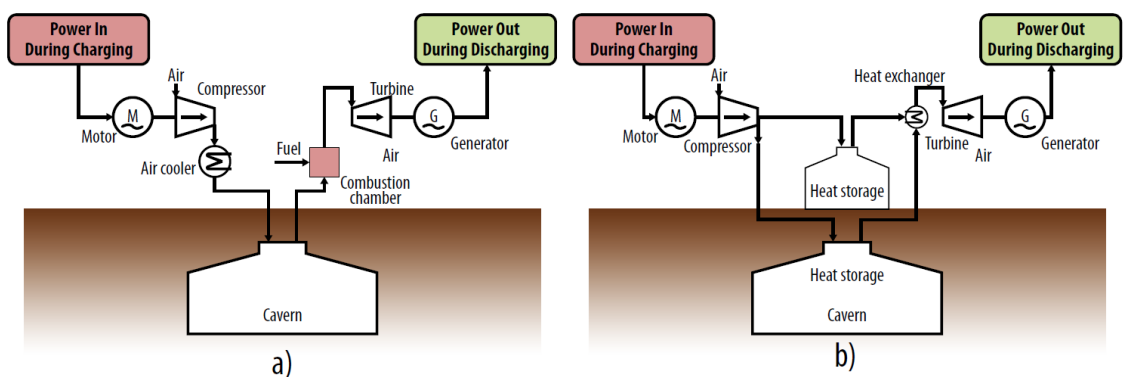


Figura 3.2.2: Esquema explicativo de un sistema de almacenamiento por aire comprimido [18].

3.2.2 Almacenamiento de energía por bombeo hidráulico (PHS)

Es la tecnología de almacenamiento de energía a gran escala más utilizada en el mundo. Se comenzó a comercializar desde 1890. Los sistemas PHS almacenan energía en forma de energía potencial gravitatoria al bombear agua entre dos depósitos ubicados a diferentes alturas. Cuando la demanda de energía es baja, el agua se bombea a través de una tubería desde el extremo inferior hacia el extremo superior. Este proceso constituye el proceso de carga para el PHS. Por otro lado, cuando la demanda de energía es alta, el flujo de agua se invierte y el agua acumulada en el embalse superior se libera hacia el embalse inferior, pasando por el sistema de turbinas generadoras de electricidad. Como resultado, la electricidad generada se inyecta hacia la red [18].

Se hace la distinción al igual que en el Decreto 128/2016 [15] y DS 125/2017 [17] entre las centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica y las centrales con almacenamiento por bombeo. La primera será tal que el agua utilizada por la misma se extrae y bombea desde un reservorio inferior con un volumen tal que se mantiene una disponibilidad de recurso hídrico que no limita la operación de la central a potencia nominal. La segunda es similar a la primera con la excepción de que en su reservorio superior cuenta con un caudal afluente permanente. La Figura 3.2.3 ilustra el funcionamiento de las centrales con bombeo sin variabilidad hidrológica (a) y las centrales con almacenamiento por bombeo (b).

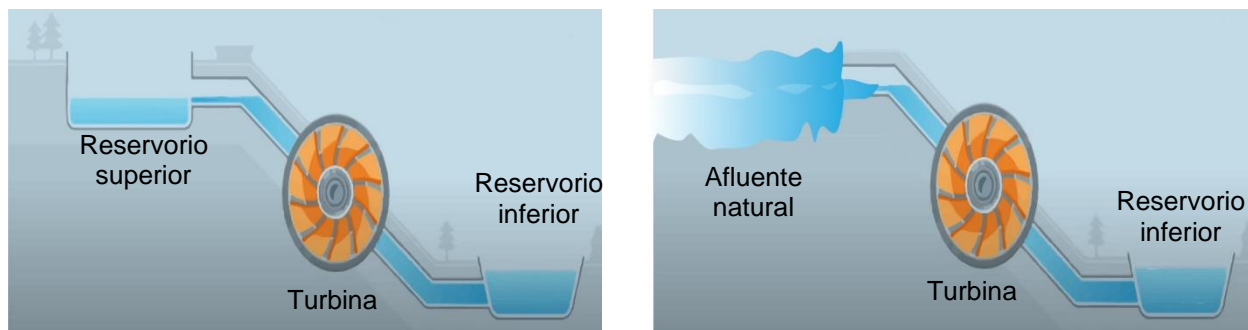


Figura 3.2.3: (a) Central de bombeo sin variabilidad hidrológica (b) Central con almacenamiento por bombeo. Modificada de [49].

3.2.3 Volantes de inercia (FESS)

Los volantes de inercia corresponden a estructuras con un eje fijo de bajos niveles de roce suspendidas sobre rodamiento o imanes, capaces de almacenar energía cinética en forma de inercia rotatoria permitiendo que la masa en giro alcance grandes velocidades para convertir la energía cinética en eléctrica mediante el frenado de la estructura.

Estos pueden trabajar en modo generador como modo motor. En modo generador suministra energía transformando la energía cinética almacenada en energía eléctrica y suministrándola a la red mientras que en modo motor absorbe energía eléctrica de la red aumentando la velocidad de la masa rotatoria para almacenarla en forma de energía cinética [10] [13] [18].

La ecuación que modela la energía cinética de un flywheel se expresa en la ecuación 3.1:

$$E_c = \frac{1}{2} J \cdot \omega^2 \quad (3.1)$$

Donde:

J : Momento de inercia del volante de inercia en $\text{kg}\cdot\text{m}^2/\text{s}$.

ω : Velocidad angular del volante de inercia en rad/s .

Dentro de sus principales ventajas están las capacidades de carga rápida, su ciclo de vida prolongado y con baja degradación de su capacidad, su gran eficiencia, entre un 90 y 95 %, su alta densidad de potencia y su bajo mantenimiento. No obstante, posee altas tasas de autodescarga y posee una baja densidad energética. La Figura 3.2.4 explica el esquema de un volante de inercia, esta se aprecia a continuación.

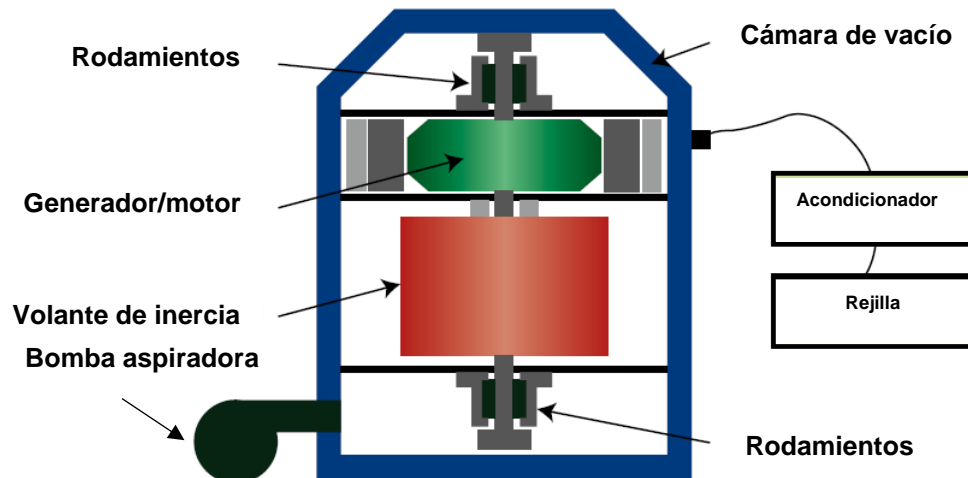


Figura 3.2.4: Esquema de un volante de inercia. Figura modificada de la versión original [18].

3.2.4 Plantas de concentración solar (CSP)

El sistema de energía solar térmica recoge la energía térmica de la radiación solar y la utiliza a altas o bajas temperaturas. Las aplicaciones de baja temperatura incluyen calefacción de agua y de habitaciones para edificios comerciales y residenciales. Las aplicaciones de alta temperatura concentran la energía térmica del sol para producir vapor con el cual impulsar generadores eléctricos.

En una planta de este tipo, la energía solar es recolectada por miles de espejos de seguimiento solar, llamados helióstatos, que reflejan la energía del sol en un solo receptor en lo alto de una torre

ubicada en el centro. Esta enorme cantidad de energía que se concentra en la torre receptora se utiliza para fundir una sal a alta temperatura. La sal fundida caliente se almacena en un tanque de almacenamiento y se usa cuando se necesita para generar vapor y accionar un generador de turbina. Después de generar vapor, la sal fundida usada, ahora a baja temperatura, se devuelve al tanque de almacenamiento de sal fría. Desde aquí, la sal es bombeada a la torre receptora para ser nuevamente calentada para el siguiente ciclo térmico [13].

Un ejemplo de aplicación de este tipo de plantas es el Complejo Solar Cerro Dominador de 210 MW. Esta consta de una planta solar fotovoltaica de 100 MW y unan planta de CSP de 110 MW con una capacidad de almacenamiento de 17.5 horas. De esta forma, tiene la capacidad de proporcionar electricidad las 24 horas del día [23]. La Figura 3.2.5 ilustra el funcionamiento de las plantas de concentración solar.

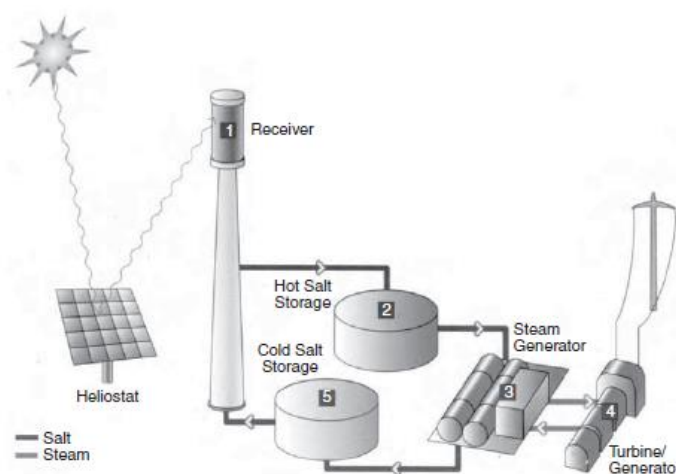


Figura 3.2.5: Esquema de una planta de concentración solar de potencia [13].

3.2.5 Hidrógeno

El hidrógeno (H_2) puede almacenarse en estado líquido a temperatura criogénica, en estado gaseoso, entre 200 y 700 bar, y en estado sólido en forma de hidruros. Por otra parte, las tecnologías principales de pila de combustible son la alcalina, membranas de intercambio de protones y de óxido sólido.

Destaca en este punto el hidrógeno verde, el cual es producido a partir de la electrólisis del agua por medio de energías renovables, las cuales al no emitir CO_2 se presenta como una gran candidata a reemplazar todos los sistemas de almacenamiento convencionales.

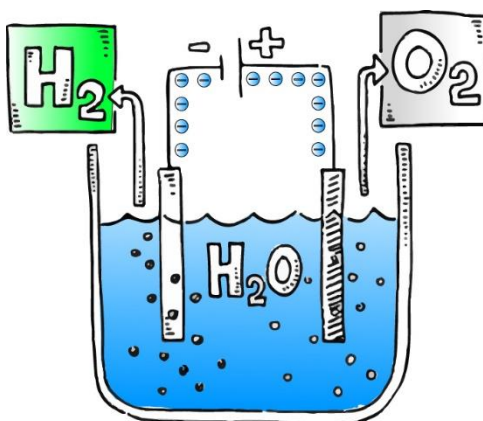


Figura 3.2.6: Esquema de electrólisis del agua. Modificada de [48].

La Figura 3.2.6 ilustra el proceso de electrólisis del agua, la cual por cada dos moléculas de agua se produce una molécula de oxígeno y dos de hidrógeno. Esta reacción química se muestra en la Figura 3.2.7.

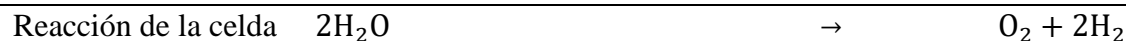


Figura 3.2.7: Reacción electroquímica de la electrólisis del agua.

Este tipo de tecnologías presenta grandes ventajas, la principal, es 100% renovable, no emite gases de efecto invernadero durante su producción y es almacenable tanto en tanques de hidrógeno comprimido como en redes de gas. No obstante, sus principales desventajas son los altos costos de inversión, baja disponibilidad de componentes con altos rendimientos para almacenamiento a gran escala, bajo grado de madurez y de rendimiento [8].

Con respecto a Chile, las bajas en costos de electrolizadores y generación renovable habilitarán un hidrógeno verde competitivo doméstica e internacionalmente. Además, la creciente disponibilidad de financiamiento y beneficios tributarios vigentes para zonas extremas son otros de los factores que contribuirán a la competitividad de los modelos de negocio basados en este combustible en Chile [31].

En cuanto a proyectos se espera que entren en operación a finales de esta década:

- HyEx (Exportar hidrógeno verde).
- Atacama Hydrogen HUB (Exportar hidrógeno verde).

- AES Andes (Exportar hidrógeno verde).
- Hoasis (Exportar hidrógeno verde).
- HIF (Exportar hidrógeno verde).
- HNH Energy (Exportar hidrógeno verde).
- Copec (Abastecer demanda, otros).
- Airliquide (Abastecer demanda, otros).
- Walmart-Engie (Abastecer demanda, otros).
- CAP – Paul Wurth (Abastecer demanda, otros).

La posición geográfica de los proyectos antes mencionados se ilustra en la Figura 3.2.8.

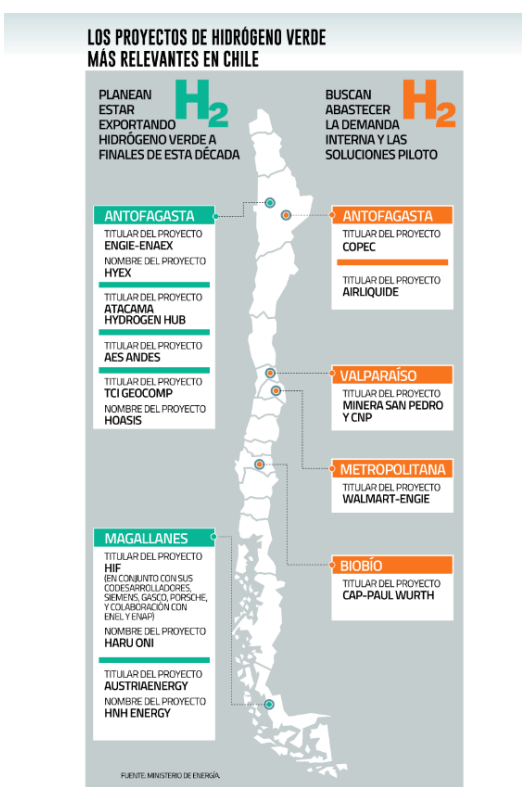


Figura 3.2.8: Principales proyectos de Hidrógeno Verde en Chile [30].

3.2.6 Sistemas de almacenamiento de energía por baterías (BESS)

Los sistemas de almacenamiento de energía por baterías, o BESS por sus siglas en inglés, son sistemas que almacenan energía de forma electroquímica. Estos sistemas están compuestos por baterías, un sistema de conversión de potencia (PCS) y un sistema de monitoreo de baterías (BMS).

3.2.6.1 Baterías Plomo-Ácido (Pb-acid)

Tecnología relativamente antigua. Sus principales ventajas son su bajo costo, tecnología madura y capacidad de potencia relativamente alta. Los materiales involucrados en su construcción tienen un costo bastante bajo en comparación con sus contrapartes más avanzadas. No obstante, poseen varias desventajas tales como su baja energía y potencia específica, la cual oscila entre 40 Wh/l – 100Wh/l y 30Wh/kg – 60Wh/kg, respectivamente. Por debajo de 10°C, la potencia y energía específica se reducen considerablemente [10] [12] [13].

La reacción química que describe este proceso se muestra en la Figura 3.2.9:

Cátodo	$\text{PbO}_2 + \text{SO}_4^{2-} + 4\text{H}^+ + 2\text{e}^-$	<i>Descarga</i> \rightleftharpoons <i>Carga</i>	$\text{PbSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$
Ánodo	$\text{Pb} + \text{SO}_4^{2-}$	<i>Descarga</i> \rightleftharpoons <i>Carga</i>	$\text{PbSO}_4 + 2\text{e}^-$
Reacción de la celda	$\text{Pb} + \text{PbO}_2 + 2\text{H}_2\text{SO}_4$	<i>Descarga</i> \rightleftharpoons <i>Carga</i>	$2\text{PbSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$

Figura 3.2.9: Reacción electroquímica para una batería Plomo-Ácido.

De la reacción química es posible notar otra desventaja, durante la descarga de la batería la reacción electroquímica produce agua produciendo que el electrolito se licue. Además, se acumula sulfato de plomo a medida que se descarga la batería acumulándose en las placas de la batería.

3.2.6.2 Baterías Níquel-Hierro (Ni-Fe)

Tecnología madura que comenzó su comercialización durante los primeros años del siglo XX. Sus principales ventajas son su alta potencia específica en comparación con las baterías plomo-ácido, capaces de soportar 2000 descargas profundas. No obstante, sufren de problemas de gasificación, corrosión y autodescarga. Son complejas de mantener debido a la necesidad de conservar el nivel de agua y la disposición segura del hidrógeno y el oxígeno liberados durante el proceso de descarga. Finalmente, el costo del níquel es significativamente más alto que el del plomo [10] [13].

La reacción química que describe este proceso se muestra en la Figura 3.2.10:

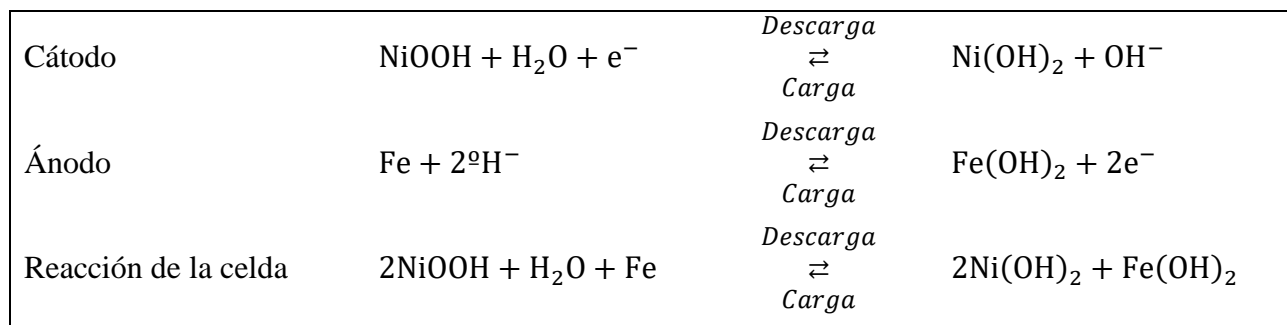


Figura 3.2.10: Reacción electroquímica para una batería Ni-Fe.

3.2.6.3 Baterías Níquel-Cadmio (Ni-Cd)

Históricamente, el desarrollo de la batería Ni-Cd ha coincidido con el de las baterías Níquel-Hierro y tienen un rendimiento similar. Posee una alta potencia específica, un ciclo de vida prolongado, pequeña caída de voltaje en un amplio rango de corrientes de descarga, amplio rango de temperatura de funcionamiento y baja tasa de autodescarga. Sin embargo, posee las desventajas de que su implementación conlleva a un alto costo inicial, un voltaje de celda relativamente bajo, efecto memoria y materiales altamente cancerígenos que pueden producir efectos perjudiciales en la salud del usuario en caso de accidentes junto con su gran peligro ambiental producto del cadmio [10] [13].

La reacción química que describe este proceso se muestra en la Figura 3.2.11:

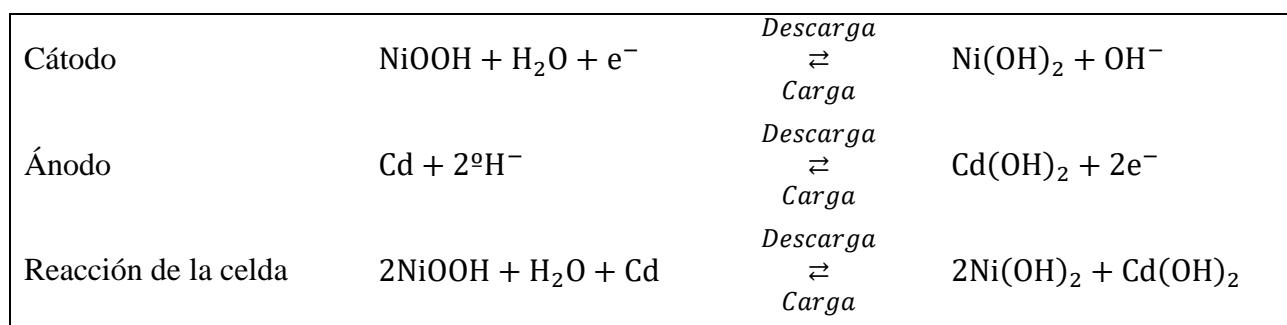


Figura 3.2.11: Reacción electroquímica para una batería Ni-Cd.

3.2.6.4 Baterías Níquel-MetalHidruro (Ni-MH)

Tecnología relativamente nueva, está en el mercado desde 1992. Sus características son similares a las baterías de Níquel-Cadmio. La principal diferente entre ellos es el uso del hidrógeno, ya que, utiliza un ánodo de hidruro metálico en lugar del cadmio. Su energía específica es mayor a la de Ni-Cd, posee un perfil de descarga plano y una capacidad de recarga rápida. Además, por estar

libre de toxicidad y de carcinogenicidad, la batería Ni-MH supera a la batería Ni-Cd. Sin embargo, su principal problema radica en su alto costo inicial, gran susceptibilidad a daños producto de sobrecargas y una tasa de autodescarga considerable [10] [12] [13].

La reacción química que describe este proceso se muestra en la Figura 3.2.12:

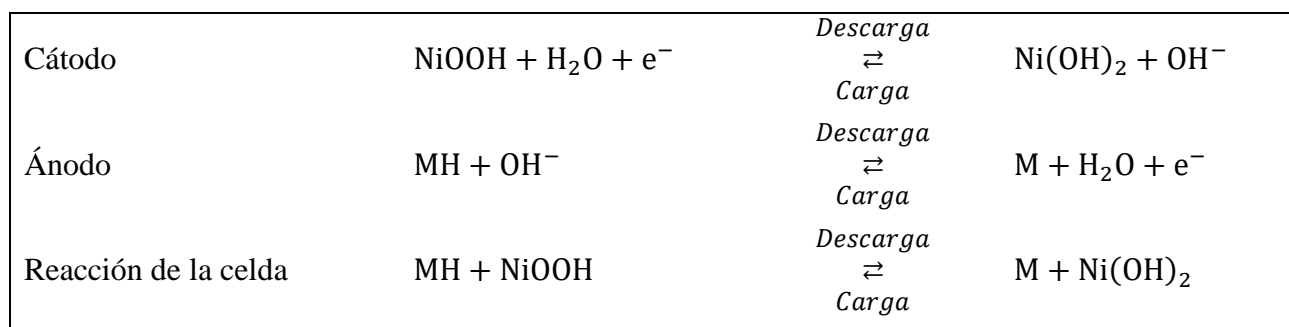


Figura 3.2.12: Reacción electroquímica para una batería Ni-MH.

3.2.6.5 Baterías Litio-Polímero (Li-Polímero)

Tecnología relativamente nueva. Las baterías Li-Polímero utilizan metal de litio y un óxido de intercalación de metal de transición (M_xO_y) para los electrodos negativos y positivos, respectivamente. Este metal de transición posee una estructura en capas en la que se pueden insertar iones de litio o de la que se pueden eliminar durante la descarga y la carga respectivamente. Presenta notables ventajas con respecto a sus predecesoras entre las que destacan una alta potencia y energía específica y una baja tasa de autodescarga. Sin embargo, tiene el inconveniente de un rendimiento a baja temperatura relativamente bajo debido a la dependencia de la temperatura de su conductividad iónica. [10] [13].

La reacción química que describe este proceso se muestra en la Figura 3.2.13:

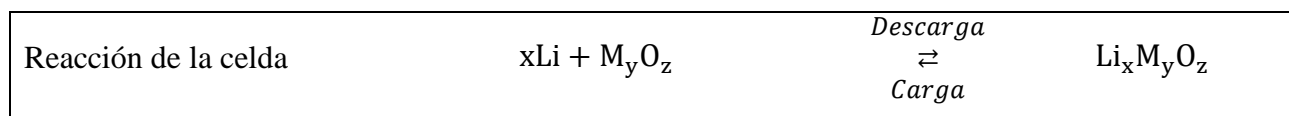


Figura 3.2.13: Reacción electroquímica para una batería Li-Polímero.

3.2.6.6 Baterías Litio-Ion (Li-Ion)

Desde su primer anuncio en 1991, la tecnología de baterías Li-Ion ha experimentado un aumento sin precedentes en lo que ahora se considera la batería recargable más prometedora del futuro. Esta tecnología utiliza un material de intercalación de carbono litiado (L_xC) para el electrodo

negativo en lugar de litio metálico, un óxido de intercalación de metal de transición litiado ($\text{Li}_{1-x}\text{M}_y\text{O}_z$) para el electrodo positivo y una solución orgánica líquida o un polímero sólido para el electrolito. Esta tecnología al igual que las Li- Polímero poseen altas potencias y energías específicas y baja tasa de autodescarga. Dependiendo de sus ánodos, cátodos y electrolito existen múltiples baterías de Li-Ion [10] [14] [18] [24] (véase Anexo C: Sistemas de Almacenamiento).

Las principales desventajas de este tipo de baterías es que el litio reacciona con cualquier electrolito líquido con el cual puede estar en contacto. Esto hace que parte del electrolito pierda la capacidad de reaccionar con el electrolito de la batería misma y, por consiguiente, su capacidad de almacenar energía en el tiempo. Además, son altamente vulnerables a las sobrecargas por lo que, si uno trata de inyectar cargas más allá del punto del que la batería esté completamente cargada, la batería puede tener una reacción exotérmica del tipo explosivo resultando peligrosas si es que no se puede controlar el proceso de carga de esta haciéndose necesario un sistema de monitoreo para determinar cuál es la temperatura de la celda, voltaje de la celda, entre otras variables de interés.

Para una batería típica de Li-Ion, la reacción química que describe este proceso se muestra en la Figura 3.2.14:

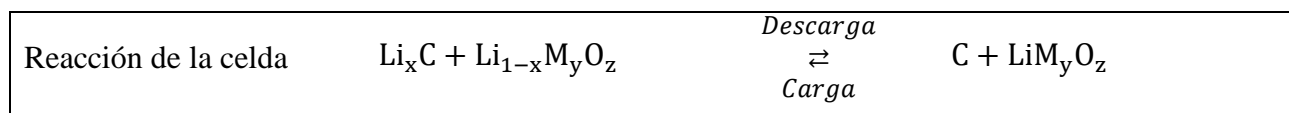


Figura 3.2.14: Reacción electroquímica para una batería Li-Ion.

3.2.6.7 Baterías de flujo

Las baterías de flujo se diferencian de las baterías recargables convencionales en que los materiales electroactivos no se almacenan dentro del electrodo, más bien, se disuelven en una solución electrolítica. Los electrolitos se almacenan en tanques, uno a cada lado del electrodo y se bombean hacia las celdas.

Los sistemas de baterías de flujo con materiales electroactivos disueltos en electrolitos en estado líquido se conocen como baterías de flujo redox. La tecnología más madura de este tipo son las baterías vanadio-redox [18].

➤ Baterías de flujo vanadio-redox (VRFB)

Este tipo de baterías involucra reacciones redox en la celda que son alimentadas por materiales de vanadio iónico activo de los tanques lo que resulta en la transferencia de electrones en el circuito. Al igual que con otros sistemas de almacenamiento de flujo redox, las reacciones de esta especie se invierte en los procesos de carga y descarga. La membrana dentro de la celda separa los electrolitos a cada lado de la celda para evitar la contaminación cruzada de iones, esto se aprecia en la Figura 3.2.15 [18].

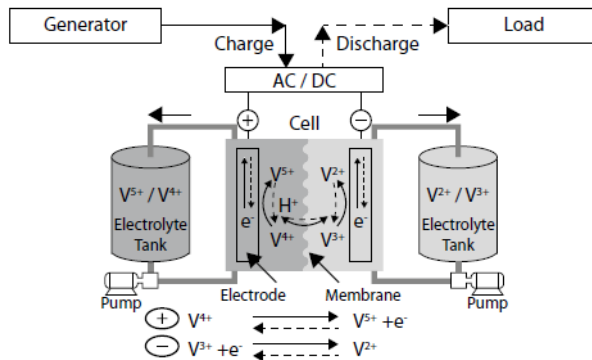


Figura 3.2.15: Batería de flujo vanadio-redox [18].

La reacción química que describe este proceso se muestra en la Figura 3.2.16:

Cátodo	V^{4+}	<i>Descarga</i>	$V^{5+} + e^{-}$
		\rightleftharpoons	
		<i>Carga</i>	
Ánodo	V^{3+}	<i>Descarga</i>	$V^{2+} + e^{-}$
		\rightleftharpoons	
		<i>Carga</i>	

Figura 3.2.16: Reacción electroquímica para una batería VRFB.

También existen las baterías de flujo híbrido el cual posee uno de los materiales activos dentro de la celda, mientras que el otro material es un líquido que fluye desde los tanques externos hacia la celda. La batería de flujo híbrido más conocido es la zinc-bromo.

➤ Baterías de flujo zinc-bromo (ZBFB)

Este tipo de baterías consta de dos compartimientos separados típicamente por una membrana microporosa. Los electrodos a cada lado de la celda están hechos de compuestos de carbono y plástico, dado que los electrodos metálicos sufrirían corrosión en un ambiente rico en bromo. Dos tanques

externos bombean el electrolito acuoso hacia las pilas de celdas durante la carga y descarga, sin embargo, uno de los materiales activos (zinc) no es totalmente soluble en el electrolito y, durante la carga, se deposita como una capa metálica sólida en el electrodo negativo mientras que los iones de bromuro se oxidan a bromo en el electrodo del cátodo positivo [18].

La Figura 3.2.17 ilustra el funcionamiento de una batería de flujo zinc-bromo.

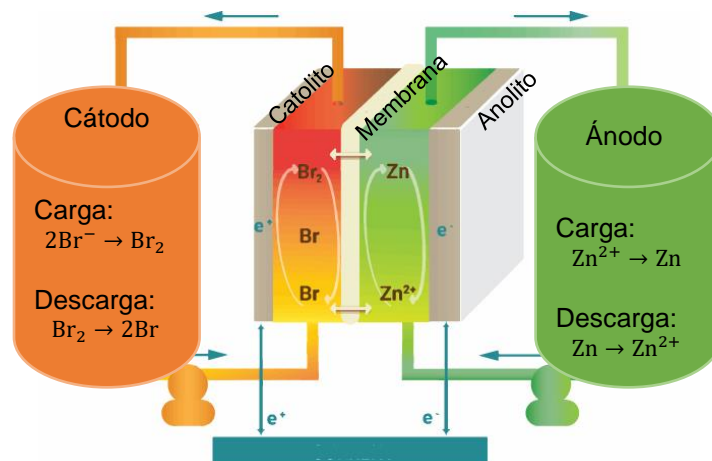


Figura 3.2.17: Batería de flujo zinc-bromo. Modificada de [50].

La reacción química que describe este proceso se muestra en la Figura 3.2.18:

Cátodo	$\text{Br}_2 + 2\text{e}^-$	<i>Descarga</i>	\rightleftharpoons	2Br^-
		<i>Carga</i>		
Ánodo	Zn	<i>Descarga</i>	\rightleftharpoons	$\text{Zn}^{2+} + 2\text{e}^-$
		<i>Carga</i>		

Figura 3.2.18: Reacción electroquímica para una batería ZBFB.

Las principales ventajas de este tipo de baterías son ciclos de vida por sobre los 10.000 ciclos de carga/descarga, materias primas relativamente baratas y disponibles en abundancia. No obstante, sus principales desventajas son una eficiencia relativamente baja y su compleja arquitectura, lo que puede generar un alto costo de reparación y mantenimiento si surgen problemas [18].

3.2.6.8 Baterías de Sodio-Sulfuro (NaS)

Las baterías de alta temperatura utilizan materiales activos líquidos y un electrolito cerámico sólido hecho de beta-aluminio ($\beta - \text{Al}_2\text{O}_3$). Se denominan baterías de alta temperatura, porque se requieren altas temperaturas para mantener los materiales activos en estado líquido.

Su principio de funcionamiento se basa en el transporte de iones de sodio a través de la membrana para almacenar y liberar energía. En el caso de la batería NaS, el cátodo es de azufre fundido y su ánodo de sodio fundido. Su temperatura de operación oscila entre los 300 °C y 350 °C lo cual permite mantener líquidos los materiales salinos activos, asegurando una conductividad suficiente del electrolito.

Dentro de sus principales ventajas están sus densidades de energía y potencia relativamente altas, tasas de autodescarga muy bajas, dentro del rango de 0.05% a 1% por día. No obstante, posee un alto costo inicial y eficiencias relativamente bajas. Además, debido a su operación a alta temperatura, requiere de un aislador térmico y un calentador eléctrico que puede llegar a consumir un 3% de su potencia nominal cuando está inactiva [18]. La Figura 3.2.19 ilustra el funcionamiento de las baterías NaS.

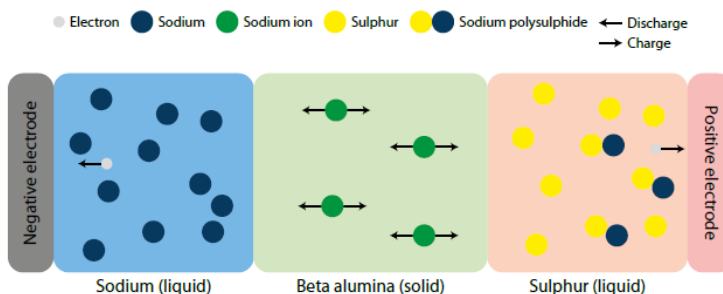


Figura 3.2.19: Batería NaS [18].

La reacción química que describe este proceso se muestra en la Figura 3.2.20:

Cátodo	$x\text{S} + 2e^-$	<i>Descarga</i> \rightleftharpoons <i>Carga</i>	S_x^-
Ánodo	2Na	<i>Descarga</i> \rightleftharpoons <i>Carga</i>	$2\text{Na}^+ + 2e^-$
Reacción de la celda	$2\text{Na} + x\text{S}$	<i>Descarga</i> \rightleftharpoons <i>Carga</i>	Na_2S_x

Figura 3.2.20: Reacción electroquímica para una batería NaS.

3.2.6.9 Almacenamiento de energía magnética por superconducción (SMES)

El almacenamiento de energía magnética por superconducción es un sistema de almacenamiento de energía en forma de campo magnético en un conductor que se encuentra a temperaturas criogénicas y no muestra resistencia conductiva alguna, por lo cual no hay disipación térmica almacenándose en este virtualmente de forma indefinida.

Los materiales que exhiben superconductividad han ido creciendo en número y variedad, pero la cantidad de superconductores utilizados en aplicaciones prácticas y comerciales todavía es limitada, siendo la aleación de Niobio-Titanio (NbTi) la más utilizada en aplicaciones de altos niveles de potencia.

La ecuación que modela la energía almacenada se expresa en la ecuación 3.2:

$$E_m = \frac{1}{2} L \cdot i^2 \quad (3.2)$$

Donde:

L : Inductancia en Henry.

i : Corriente en amperes.

Para obtener altos valores de energía con una corriente limitada, por el superconductor utilizado es necesario incrementar la inductancia; lo cual se puede hacer utilizando la geometría adecuada.

Existen tres configuraciones en el diseño de SMES:

- Solenoide sencillo con forma circular.
- Conexión en serie de solenoides coaxiales.
- Toroide de forma circular, ovalado o D comprendido por una serie de espiras conectadas en series.

Dentro de sus principales ventajas destacan tiempos de respuestas en torno a milisegundos, altas eficiencias y altas densidad de potencia. No obstante, sus principales desventajas son los altos costos de implementación, el sistema de refrigeración y la baja densidad energética que poseen estos tipos de sistemas de almacenamiento de energía [25] [26] La Figura 3.2.21 ilustra los componentes de un SMES.

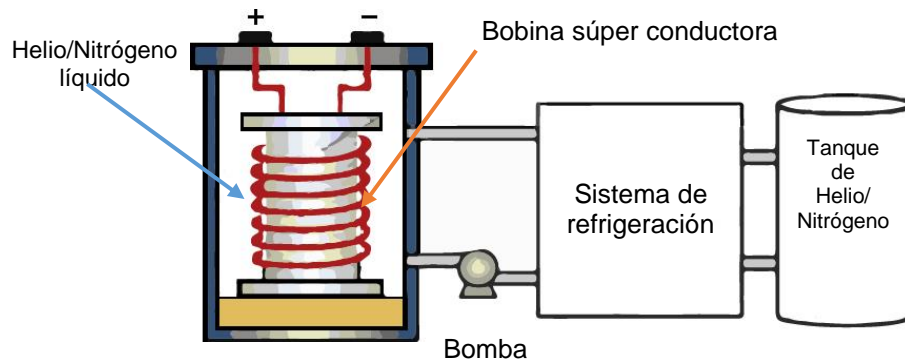


Figura 3.2.21: Esquema de un SMES. Modificada de [51].

3.2.6.10 Supercapacitores

Los supercapacitores se caracterizan por poseer una potencia específica mucho más alta en comparación con su energía específica. Esta última está en el rango de unidades a decenas. Sin embargo, su potencia específica puede llegar hasta los 20 kW/kg, muy superior a la de cualquier tipo de batería. Debido a su baja densidad de energía, pero alta densidad de potencia, su principal nicho de aplicaciones suelen ser el control de frecuencia, puesto que pueden entregar grandes bloques de energía en cuestión de segundos.

El principio básico de funcionamiento de un capacitor de doble capa se ilustra en la Figura 3.2.22. Cuando dos barras de carbón se sumergen en una solución delgada de ácido sulfúrico, estas se separan para aplicar un voltaje creciente de 0 a 1.5 V apareciendo burbujas a poco más de 1.2 V en la superficie de ambos electrodos producto de la electrólisis. Por debajo del voltaje de descomposición, mientras la corriente no fluye, se produce una "doble capa eléctrica" en el límite del electrodo y el electrolito. Los electrones se cargan a través de la doble capa.

La ecuación que modela la energía almacenada se expresa en la ecuación 3.3:

$$E_{\text{cap}} = \frac{1}{2} C \cdot V^2 \quad (3.3)$$

Donde:

C : Capacitancia en Faraday.

V : Voltaje en volts.

Hasta ahora, el voltaje nominal de un capacitor con electrolito acuoso ha sido de aproximadamente 0,9 V por celda, y con un electrolito no acuoso es de 2,3 a 3,3 V por celda [10].

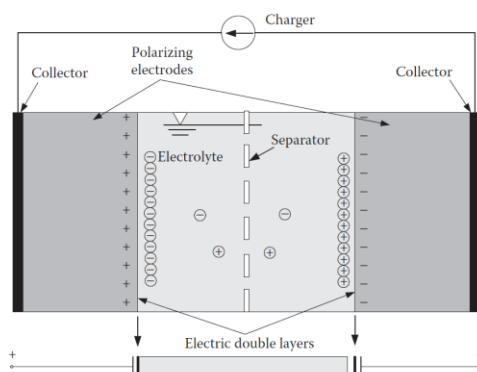


Figura 3.2.22: Principio básico de funcionamiento de un capacitor de doble capa [10].

En función de las descripciones previamente expuestas para cada tecnología de almacenamiento de energía se ilustra en la Figura 3.2.23 los desempeños de los sistemas de almacenamiento en función de su tiempo de descarga y potencia que estas puedan aportar.

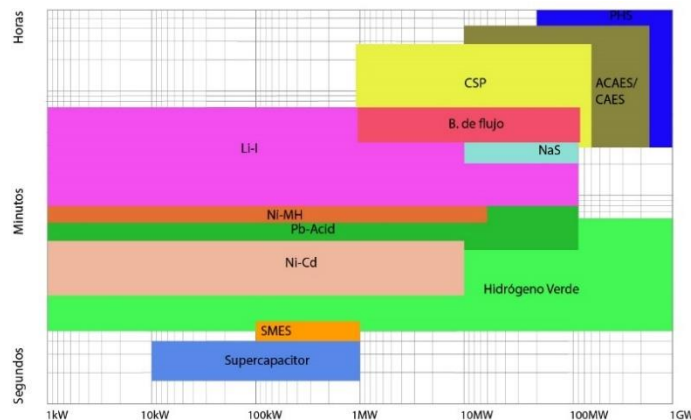


Figura 3.2.23: Distribución de principales tecnologías de almacenamiento energético.

Además, se presentan dos tablas resumen para las tecnologías descritas. La Tabla 3.2.1 está compuesta por características técnicas de gran interés: eficiencia, densidad de energía y de potencia, puesto que indican los valores de energía capaz de almacenar dicha tecnología y el rango de potencia capaz de inyectar a la red, ciclos de vida, autodescarga y tiempo de soporte, puesto que indica el tiempo capaz de entregar suministro a la red.

Tabla 3.2.1: Características técnicas de los principales sistemas de almacenamiento.

Tecnología	Rango de potencia (MW)	Densidad energética (Wh/l)	Densidad de potencia (W/l)	Autodescarga
H ₂	0.01-1000	600	0.2-20	-
Pb-acid	0.001-100	50-100	90-700	Baja
Ni-Cd	0.001-40	40-60 ¹	140-180 ¹	Baja
Ni-MH	0.001-10	60-80 ¹	220 ¹	Alta
Li-Ion	0.1-100	200-700	1300-10000	Mediana
Li- Polímero	-	200 ¹	250-1000 ¹	Mediana
B. de flujo	1-100	15-80	0.5-2	Mediana
NaS	10-100	150-300	120-160	Muy baja
Supercapacitor	0.01-1	10-20	40000-120000	Baja
SMES	0.1-1	<5	1000-4000	Baja
PHS	100-1000	0.2-2	0.1-0.2	Despreciable
CAES	10-1000	2-6	0.2-0.6	-
Flywheels	0.001-1	20-200	5000	Muy alta
CSP	1-250	70-210	-	Despreciable

Por otro lado, la Tabla 3.2.2 indica parámetros de interés económicos, tales como costos de producción de energía en dólares por kWh, el ciclo de vida estimado, entre otros [3] [8] [18].

Tabla 3.2.2: Características económicas de los principales sistemas de almacenamiento.

Tecnología	Eficiencia (%)	Costos de producción de energía [USD/kWh]	Ciclos de vida	Tiempo de soporte
H ₂	30-45	1-10	>100000 hr	s-min
Pb-acid	70-80	105-475	200-2000	min-h
Ni-Cd	60-90	200-600	500-2000	min-h
Ni-MH	50-80	400-700	<3000	min-h
Li-Ion	80-90	200-1.300 ²	3000-10000	min-h
Li- Polímero	70	200-1.300	>1200	min-h
B. de flujo	70-80	315-1.680	>10000	min-h
NaS	80-90	263-735	>5000	min-h
Supercapacitor	95	10.000-20.000	>50000	s
SMES	90-95	-	>20 años	s
PHS	65-80	40-150 ³	>20años	h-d
CAES	40-50	50-150 ⁴	>20años	h-d
Flywheels	95	1.500-6.000	>20000	s
CSP	80-90	4.042/4.554/5.382 ⁵	>20 años	h

¹ Las densidades energéticas y de potencia de las baterías Ni-Cd, Ni-MH y Li-P están en unidades de Wh/kg y W/kg respectivamente.

² El precio para un BESS de 4, 2 y 1 hora corresponde a 1.520, 908 y 601 USD/kWh respectivamente [3].

³ El precio para para una PHS de 6 y 18 horas corresponde a 1.285 y 1.605 USD/kWh respectivamente [3].

⁴ El precio para para una ACAES de 4 y 12 horas corresponde a 1.179 y 1.575 USD/kWh respectivamente [3].

⁵ Corresponde al precio por sistemas de almacenamiento térmico para 6, 9 y 13 horas respectivamente [3].

3.3. Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía

En la actualidad, los sistemas de almacenamiento de energía ofrecen una gran variedad de aplicaciones en el mercado eléctrico. La Figura 3.3.1 ilustra los distintos tramos del mercado eléctrico chileno y los nichos de mercado donde los sistemas de almacenamiento de energía pueden participar.

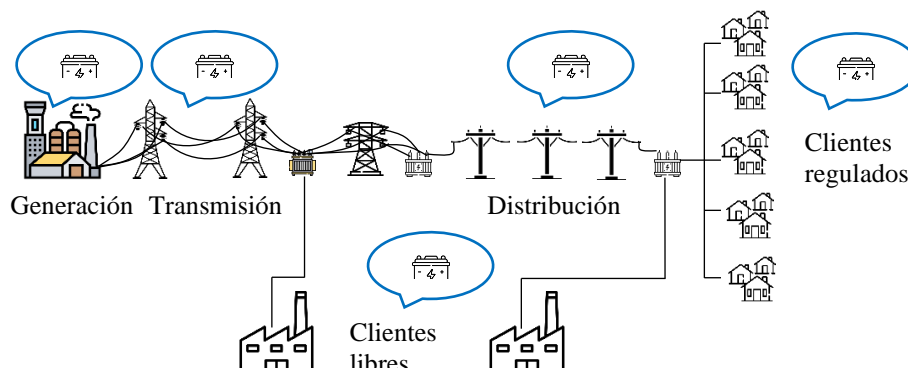


Figura 3.3.1: Esquema general del mercado eléctrico y focos de aplicación de sistemas de almacenamiento de energía.

En base a lo anterior, una forma de clasificarlos es según el segmento del mercado en el cual estén inmersos: generación, transmisión, distribución y/o clientes finales. A su vez, aplicaciones que presenten servicios en los segmentos de generación, transmisión y distribución son clasificados como aplicaciones “*In-front-of-the-meter*” (FTM) o “*Utility-scale*” mientras que las aplicaciones en el tramo de clientes finales son llamadas como aplicaciones “*Behind-the-meter*” (BTM). La Figura 3.3.2 ilustra las distintas aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía en base a la clasificación previamente mencionada.

A continuación, se proceden a describir de forma general aquellas aplicaciones más relevantes de los sistemas de almacenamiento de energía según su segmento [33].

Generación:

- 1) **Arbitraje:** El arbitraje consiste en la compra de energía en bloques horarios donde el costo de cargar los sistemas de almacenamiento sea menor y descargarlos cuando sea alto.
- 2) **Capacidad de suministro eléctrico:** Es el uso de ESS en lugar de un sistema de combustión para proporcionar al sistema suministro eléctrico.

- 3) **Control de frecuencia:** Es el uso de sistemas de almacenamiento para corregir las desviaciones de frecuencia frente a perturbaciones. La NTSyCS define cuatro controles de frecuencia: rápido, primario, secundario y terciario, los cuales tienen por objetivo restaurar la frecuencia del sistema a su valor nominal en distintas etapas.
- 4) **Regulación de voltaje:** Es el uso de sistemas de almacenamiento para mantener la tensión en tensiones cercanas a 1 p.u. inyectando o absorbiendo potencia reactiva.

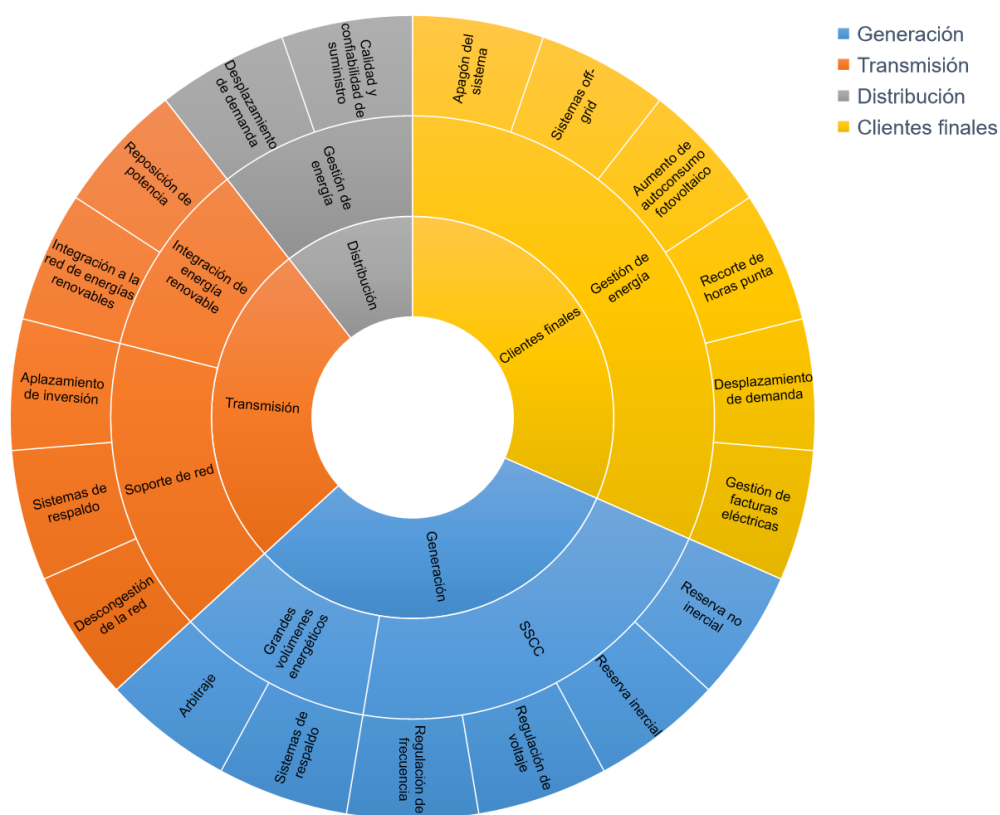


Figura 3.3.2: Aplicaciones de sistemas de almacenamiento de energía según segmento del mercado eléctrico.

Transmisión:

- 1) **Aplazamiento de inversión y descongestión de la red:** Uso de los ESS para absorber e inyectar potencia activa a la red con el objetivo de descongestionar los sistemas de transmisión, aplazando las inversiones en este segmento.

Distribución:

- 1) **Gestión de demanda:** Uso de ESS para desplazar consumos desde periodos de alta demanda del sistema hacia periodos valles. Este concepto está asociado a los clientes finales puesto que se obtienen beneficios económicos al reducir cargos por potencia y energía.

Clientes finales:

- 1) **Apagón del sistema:** Uso de ESS para restaurar un sistema después de un apagón.
- 2) **Recorte de horas punta:** Uso de ESS para recortar potencia en horas punta con el objetivo de minimizar este cargo de su factura de suministro eléctrico.

3.4. Gases de efecto invernadero

3.4.1 Huella de carbono

La huella de carbono es una medida para cuantificar y generar un indicador del impacto que una actividad o proceso tiene sobre el cambio climático. Esta se define como el conjunto de emisiones de gases de efecto invernadero producidas de forma directa o indirecta por una persona, organización, producto o evento [42]. La huella de carbono se puede calcular para tres distintos alcances, estos se muestran en la Tabla 3.4.1 [42].

Tabla 3.4.1: Alcances de la huella de carbono.

Emisiones directas Alcance 1	Emisiones provenientes de la combustión en calderas, hornos, vehículos, etc., que son propiedad de o están controladas por la organización
Emisiones indirectas Alcance 2	Emisiones asociadas a la generación de electricidad adquirida y consumida por la instalación.
Otras emisiones indirectas Alcance 3	Emisiones producidas por la extracción y producción de materiales que adquiere la organización, viajes de trabajo a través de medios externos, transportes realizados por terceros o utilización de productos o servicios ofrecidos por otros.

Para el caso de estudio de gases de efecto invernadero, el generador diésel cabe dentro del alcance 1, consumo de combustibles fósiles en instalaciones fijas, la BESS cabe dentro del alcance 2+3, y el proceso de extracción, transporte y refinación del diésel dentro del alcance 3.

3.4.2 Impuesto verde

Una forma de medir económicamente las emisiones de CO₂ emitidas es mediante la ley 20.780 [43] que establece un impuesto anual en el cual se gravan las emisiones de material particulado, dióxido de azufre, óxidos de nitrógenos y dióxido de carbono, siendo el impuesto al CO₂ de 5 UDS/tCO₂ emitida. No obstante, estos sólo aplican a calderas o turbinas de potencia térmica mayor o igual a 50MWt.

Por otro lado, dentro de las propuestas del actual gobierno [44], dicho impuesto aumentará gradualmente de 5 a 40 USD/tCO₂ emitida, sin embargo, no se detalla dicha gradualidad. Se asume un aumento anual de 3,5 USD a partir del año 2022 hasta llegar a los 40 USD/tCO₂.

3.4.3 Bonos de carbono

Otra métrica para ver el perjuicio y/o beneficio económico relacionado a las emisiones de CO₂ emitida son los bonos de carbono, mecanismo definido en el Protocolo de Kioto para la reducción de emisiones de GEI. Estos consisten en un comercio de emisiones transables de GEI, el cual busca que países con proyectos sostenibles o “verdes” puedan vender bonos de carbono a otros que requieran compensar sus emisiones de GEI.

Según [45] se estima que el precio explícito actual del carbono en la economía mundial es de 2 a 3 USD/tCO₂ emitida.

Capítulo IV

Metodología

4.1. Criterio de selección de tecnología de almacenamiento energético

La selección de la tecnología de almacenamiento energético se realizará en base a criterios técnicos, económicos y ambientales, numerados del 1 al 11 los cuales se muestran en la Tabla 4.1.1.

Tabla 4.1.1: Criterios de selección de tecnología de almacenamiento energético.

Criterios	Técnicos	Económicos	Ambientales
	Densidad de energía (2)	Eficiencia (1)	Impacto ambiental (11)
	Densidad de potencia (3)	Ciclos de vida (4)	
	Autodescarga (5)	Tiempo de soporte (6)	
	Madurez tecnológica (7)		
	Espacio (8)	Costo de inversión (10)	
	Aplicación (9)		

Los criterios de densidades de energía y potencia hacen referencia a la cantidad de energía y potencia a suministrar en función de su volumen, de manera que, aquellas tecnologías con bajas densidades implicarán en una mayor superficie a utilizar para poder ser instaladas, por lo que se debe maximizar las densidades de energía y potencia, pero, minimizar el espacio. A continuación, se escogen los criterios de madurez tecnológica y autodescarga debido a que aquellas tecnologías con un alto grado de desarrollo tendrán una menor tasa de autodescarga lo que se traduce en un menor costo a la hora de cargar el BESS. De ahí la importancia de su aplicación ya que, no todas las tecnologías tienen su foco en recortar horas punta.

Los criterios económicos obedecen a la relación vida útil – costo de inversión, por lo que tecnologías que tengan una eficiencia, tiempo de soporte y una alta durabilidad con respecto a un costo de inversión bajo, resultarán más atractivas a la hora de invertir por una tecnología u otra.

Finalmente, se define un criterio ambiental, puesto que, ningún sistema de almacenamiento de energía emitirá gases de efecto invernadero, pero durante su proceso de fabricación o reciclaje tendrá algún impacto ambiental.

En base al marco teórico, se procede a asignarle puntaje a cada criterio el cual tendrá una escala de -10 a 10. Con el objetivo de ser distintivo, cada puntaje estará codificado en colores siendo -10 de color rojo, -5 de color anaranjado oscuro, 0 de color anaranjado, 5 de color amarillo y 10 de color verde claro. En la Tabla 4.1.2 se muestra los criterios segmentados con su respectivo puntaje.

Para el criterio de madurez tecnológica se entenderá como nueva, aquella tecnología que esté recientemente comercializándose, mientras que una madurez tecnológica en desarrollo será aquella que ya haya salido al mercado y esté en etapa de perfeccionamiento, finalmente la etapa madura será aquella con un alto grado de perfeccionamiento. Así mismo, las tecnologías evaluadas como en investigación son aquellas que aún no han salido comercialmente al mercado.

Tabla 4.1.2: Definición de puntajes.

Puntaje	-10	-5	0	5	10
Eficiencia (%)	$x < 45$	$45 < x < 60$	$60 < x < 80$	$80 < x < 90$	$90 < x < 100$
Densidad de energía (Wh/l)	$0 < x < 30$	$30 < x < 50$	$50 < x < 100$	$100 < x < 200$	$200 < x$
Densidad de potencia (W/l)	$x < 20$	$20 < x < 100$	$100 < x < 180$	$180 < x < 700$	$700 < x$
Ciclo de vida (carga/descarga)	$0 < x < 500$	$500 < x < 1000$	$1000 < x < 2000$	$2000 < x < 5000$	$5000 < x$
Autodescarga	Muy alta	Alta	Mediana	Baja	Despreciable
Tiempo de soporte	s	s-min	min-h	h	días
Madurez tecnológica	Investigación prematura	Investigación madura	Nueva	En desarrollo	Madura
Espacio	Mucho	Considerable	Mediano	Poco	Despreciable
Aplicación	Generación	Transmisión	-	Distribución	Cliente final
Costo de inversión	Muy alta	Alto	Mediano	Moderado	Bajo
Impacto ambiental	Muy alta	Alto	Mediano	Moderado	Bajo

4.2. Consideraciones técnicas para el análisis

Una vez seleccionado el sistema de almacenamiento de energía, para el caso de BESS se deben tomar en consideración dos características técnicas que sólo son válidas en estos sistemas de almacenamiento las cuales son: SoC y DoD. Estos se definen a continuación:

- SoC: Se define como la relación entre la capacidad restante y la capacidad de la batería cuando está completamente cargada. Una batería completamente cargada tiene un SoC del 100% y una batería completamente descargada tiene un SoC del 0%.
- DoD: Es análogo al SoC. Se define como la cantidad de energía extraída de la batería con respecto a la capacidad de la batería cuando está completamente cargada. Una batería completamente cargada tiene un DoD del 0% y una batería completamente descargada tiene un DoD del 100%. De [10], si se asume una descarga profunda por día se requerirían más de 4000 cargas profundas para una vida útil entre 10 a 15 años. Como se muestra en la Figura 4.2.1 un DoD de 50% para las baterías de Li-Ion es lo recomendado. No obstante, al realizar análisis financieros y económicos, el DoD máximo debe limitarse al 80% para prolongar la vida útil de la batería, y se debe considerar la compra de celdas de reemplazo cuando la batería alcance 80% de su vida útil (en ciclos) para evitar la degradación del rendimiento [35].

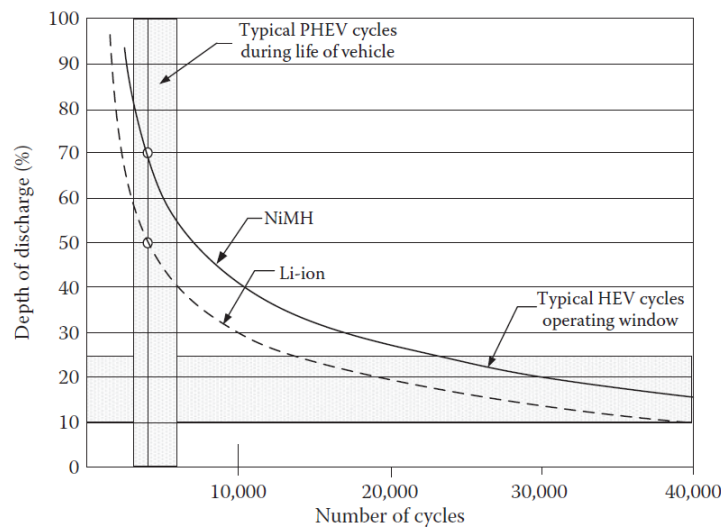


Figura 4.2.1: Número de ciclos de vida en función de su DoD [35].

La cantidad de energía almacenada en el BESS en un periodo de tiempo determinado se determinará mediante la ecuación 4.1, donde SoC_i corresponde al estado de carga actual i del BESS, SoC_{i-1} corresponde al estado de carga inmediatamente anterior, Δt el intervalo de tiempo entre un estado y el siguiente, P_i la potencia cargada o descargada de la BESS y η su eficiencia.

$$SoC_i = SoC_{i-1} + \Delta t \cdot P_i \cdot \eta \quad (4.1)$$

Notar que si $P_i > 0$ indica que el BESS se está cargando, mientras que si $P_i < 0$ implica la descarga de la BESS.

La energía por suministrar de un BESS en el periodo de hora punta está dada por la ecuación 4.2.

$$BESS_{kWh} = \frac{P_{HP}[kW] \cdot \Delta t_{HP}}{DoD [\%] \cdot Eficiencia [\%]} \quad (4.2)$$

La ecuación 4.2 estará restringida al espacio disponible de la planta y si suplirá de manera parcial o total el periodo de hora punta o fuera de punta. En la Figura 4.2.2 se muestran los perfiles de demanda de los cuales dos son días de semanas y el tercero corresponde a día de fin de semana. Se hace evidente que la producción un día de semana es totalmente distinta a los fines de semana, por lo que se debe tener en consideración a la hora de definir cuanto se suplirá de su energía y demanda.

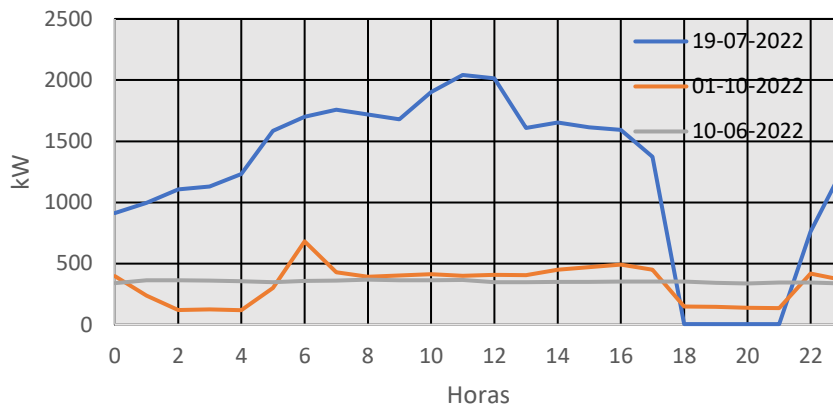


Figura 4.2.2: Perfiles de demanda para tres días.

Por último, la energía capaz de almacenar el BESS está restringida por los valores máximos y mínimos del SoC.

4.3. Consideraciones económicas para el análisis

Los principales métodos por utilizar para ver la prefactibilidad económica del proyecto serán el Payback, el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR). Por un lado, el VAN busca determinar cuánto valor o desvalor generaría un proyecto para una compañía, el cual debe aceptarse si este indicador es mayor o igual a cero. Posteriormente, la TIR evalúa el proyecto en función de una tasa única de rendimiento por periodo, con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsados. Por otra parte, el Payback se define como el periodo necesario para recuperar una inversión, no obstante, sólo se usará como un indicador secundario puesto que no considera los flujos de caja más allá del periodo de recuperación e ignora el valor del dinero al no aplicar una tasa de descuento. Sus cálculos se expresan en las ecuaciones 4.3, 4.4 y 4.5 respectivamente.

$$\text{VAN} = \sum_{i=1}^n \frac{Y_i - E_t}{(1 + i)^t} - I_0 \quad (4.3)$$

Donde:

Y_i : Flujo de ingresos del proyecto en pesos chilenos (\$).

E_t : Flujo de egresos del proyecto en pesos chilenos (\$).

i : Tasa de descuento en porcentaje (%).

I_0 : Inversión inicial en pesos chilenos (\$).

$$\text{TIR} = \sum_{t=1}^n \frac{Y_i - E_t}{(1 + r)^t} - I_0 = 0 \quad (4.4)$$

Donde:

r : Tasa interna de retorno en porcentaje (%).

$$\text{Payback} = \sum_{t=1}^n F_t \quad (4.5)$$

Donde:

F_t : Flujo de caja en pesos chilenos (\$).

Con respecto al costo de combustible, se realizará una previsión simple con el objetivo de prever el posible costo que tendrá el diésel en un periodo futuro. No obstante, dado que la memoria no se enfoca en crear un modelo de previsión, estos valores serán referenciales para tener un valor lo más cercano a la realidad. De forma similar, se realizará el mismo procedimiento para obtener valores referenciales del CPI con el objetivo de poder realizar una indexación al precio de la energía en el periodo de estudio y en base a ella determinar el costo por cargar la BESS en los meses de punta.

Para concluir el análisis económico, se realizará un análisis de sensibilidad de las principales variables que puedan afectar el flujo de caja del proyecto que resulte más competitivo.

4.4. Consideraciones ambientales para el análisis

El método para calcular las emisiones de GEI en un generador diésel se realizarán en base a la ecuación 4.6 extraída de [36]. De esta forma será posible cuantificar la cantidad de GEI producida por el generador y así compararla con las emisiones equivalentes de GEI producida por la producción y posterior reciclaje de un sistema de almacenamiento a baterías.

$$E_{\text{GEI}} = \text{Actividad} \cdot FE_{\text{GEI,tc}} \quad (4.6)$$

Donde:

E_{GEI} : Emisiones de un gas de efecto invernadero dado por tipo de combustible [kg].

Actividad : Actividad generadora de emisiones de GEI. Su unidad de medida varía en función de la actividad. Para este caso, la actividad corresponderá a litros de combustible diésel y su unidad de medida será en litros.

$FE_{\text{GEI,tc}}$: Factor de emisión por defecto de un GEI. Su unidad de medida varía en función de la actividad. Para el caso del diésel, el factor de emisión de CO_2 corresponde a $72.850 \text{ kgCO}_2/\text{TJ}$ o $2,956 \text{ kgCO}_2/\text{l}$ [37].

En esta memoria de título se han tenido en cuenta únicamente las emisiones de CO_2 quedando fuera el resto de los gases de efecto invernadero. Para el caso del generador diésel se considera el proceso de extracción, refinado y transporte del diésel, además del proceso productivo del generador,

dejando afuera su proceso de fabricación puesto que no se encontraron datos. Por otro lado, para el caso del BESS sólo se considera su proceso de producción para el cálculo de emisiones de CO₂.

Finalmente, dado que el impuesto verde y los bonos de carbono no aplican al caso de estudio se asume como si estos si debiesen ser pagados con el objetivo de ver el beneficio o perjuicio que conllevaría someterse a estos.

Capítulo VI

Resultados de investigación

5.1. Sistema de almacenamiento de energía

El resultado de la selección del sistema de almacenamiento de energía en base a los criterios explicados en el capítulo 4.1 se muestran en la Tabla 5.1.1.

Tabla 5.1.1: Selección sistema de almacenamiento de energía.

Tecnologías	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	Puntaje
H ₂	-10	10	-10	10	5	-5	5	0	-5	10	10	20
Pb-acid	0	0	5	5	5	0	10	5	10	5	-5	40
Ni-Cd	5	0	0	5	5	0	10	5	10	5	-10	35
Ni-MH	5	5	5	5	-5	0	10	5	10	5	0	45
Li-Ion	5	10	10	10	0	0	10	5	10	5	5	70
Li-Polímero	0	10	10	10	0	0	10	5	10	5	5	65
NaS	5	10	5	10	5	0	5	5	10	0	5	60
B. de flujo	5	-5	-10	10	0	0	5	5	10	5	5	30
SC	5	-10	10	10	5	-10	0	5	-10	-10	5	0
SMES	10	-10	10	10	5	-10	0	5	-10	-10	5	5
PHS	0	-10	-10	10	10	5	10	-10	-10	5	-10	-10
CAES	-5	-10	-10	10	5	5	5	-10	-10	5	-10	-25
Flywheel	10	5	10	10	5	-10	0	0	-10	-5	5	20
CSP	5	5	-5	10	10	5	10	-10	-10	-5	-10	5

De la Tabla 5.1.1, es posible notar que, mediante la evaluación de los criterios técnicos, económicos y ambientales en conjunto con el puntaje asignado a cada uno de estos, la mejor opción para la aplicación de recorte de horas punta de clientes libres serán las tecnologías Li-Ion, Li-Polímero y NaS.

5.2. Análisis técnico del sistema de almacenamiento de energía

El análisis técnico del sistema de almacenamiento de energía propuesto se realizará en conformidad a lo explicado en el capítulo 4.2. Para ello, el primer análisis que se realizará será la comparación de perfiles de demanda promedio horarios de los meses de punta de los años 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022, estos se muestran en la Figura 5.2.2.

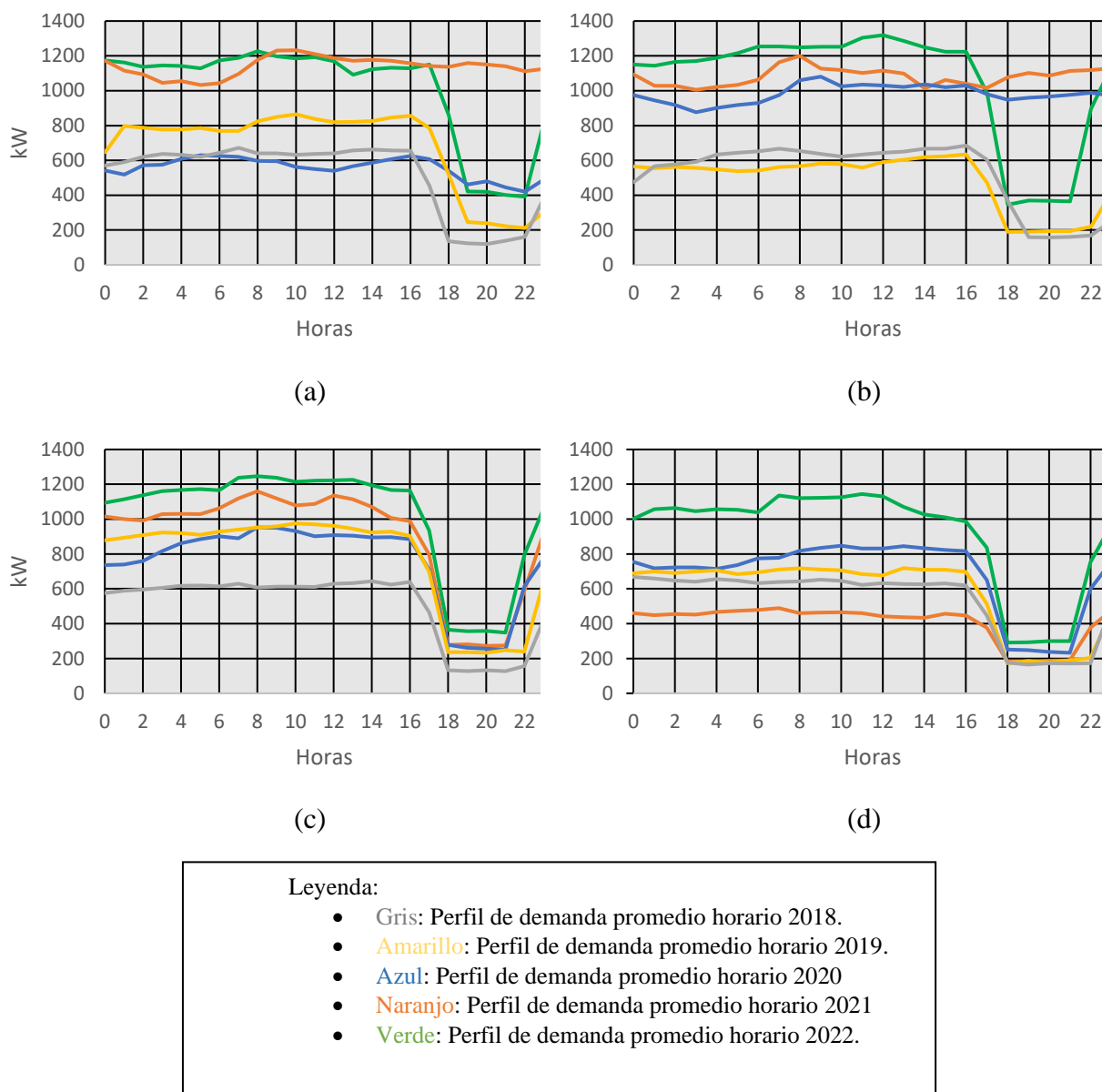


Figura 5.2.1: Perfiles de demanda horario promedio para meses de horas punta (a) abril (b) mayo (c) junio (d) julio.

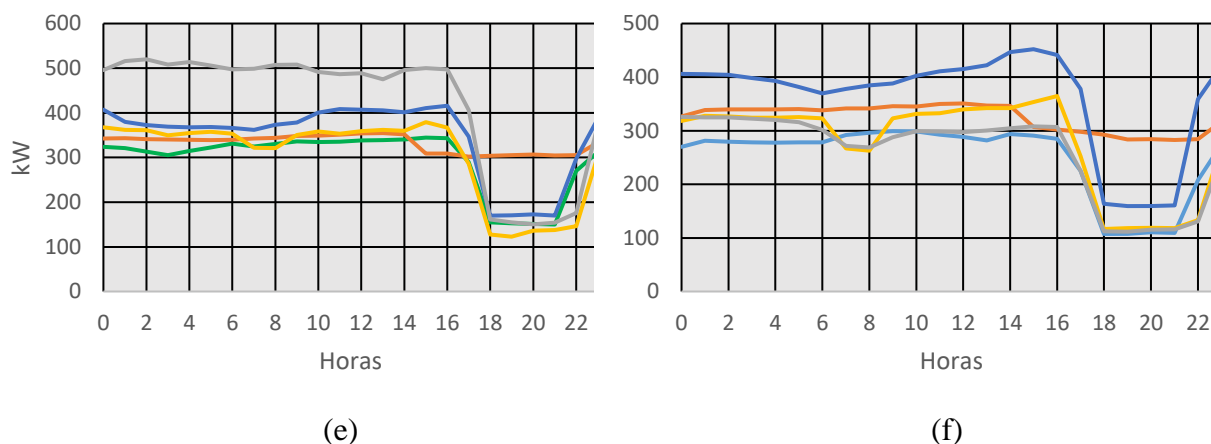


Figura 5.2.2: Perfiles de demanda horario promedio para meses de horas punta (e) agosto (f) septiembre.

Debido a que el año 2020 y 2021 los meses de punta sólo fueron junio y julio, es posible ver el comportamiento de la Planta CR en los meses de abril, mayo, agosto y septiembre y compararlos con los meses del presente año. De la figura 5.2.1 (a), (b), (e) y (f) es posible notar que su comportamiento en las horas punta sigue la tendencia de las horas previas a esta, mientras que la forma de su perfil de demanda sólo cambia en magnitud. Debido a esto, si se compara el perfil de demanda de abril 2021 con respecto a abril 2022 en el periodo de horas punta, es posible calcular que la demanda promedio en dicho periodo fue de 1.133,8 [kW] mientras que para el caso de mayo de 2021 fue de 1.098,2 [kW].

Luego, en base a la demanda promedio horario, la BESS propuesta debe tener a lo menos, una magnitud aproximada de 1.200kW, 4.800kWh. Esto, debido a que durante los meses de abril a junio para el año 2022, meses de mayor consumo energético, su demanda promedio oscila en torno a dicho valor.

Sin embargo, la demanda máxima suministrada en el mes de abril fue de 1.974,83 [kW] y para el mes de mayo fue de 2.026,17[kW], lo que se aleja bastante del promedio para dichos meses. Para determinar la frecuencia de ocurrencia de las demandas horarias, en la Figura 5.2.3 se muestra un histograma de la demanda de abril de 2021 tomándose como caso base, puesto que es el mes que presentó la mayor demanda máxima suministrada durante el periodo de abril a septiembre de 2021.

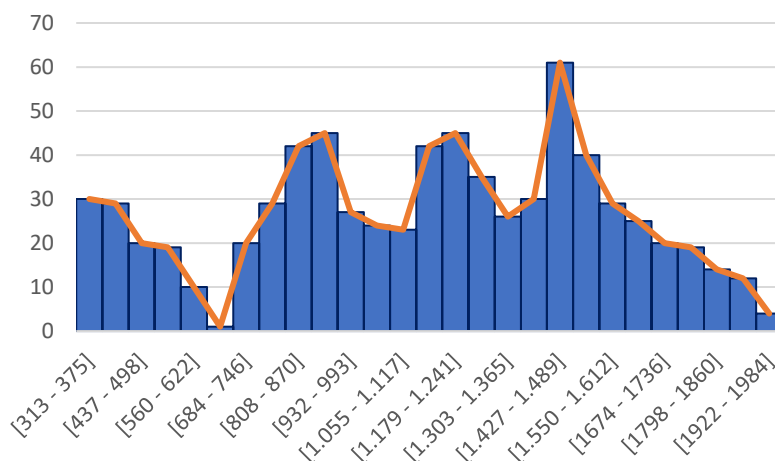


Figura 5.2.3: Histograma de demanda horaria abril 2021 con polígono de frecuencia.

De la Figura 5.2.3 es posible observar que la moda es el intervalo $[1.427 - 1.489]$ con una frecuencia de 61 datos, vale decir, 61 demandas horarias se encuentran en dicho intervalo. Además, del histograma de la Figura 5.2.3 es posible observar que en el intervalo de clase de $[1.922 - 1.984]$, intervalo en el cual se encuentra la demanda máxima del mes, solo tiene una frecuencia de 4 datos y una probabilidad de ocurrencia de tan sólo el 0,6%. Caso similar ocurre con la demanda de abril del 2022. En la Figura 5.2.4 es posible observar que el intervalo de clase de $[1.920 - 1.975]$, intervalo en el cual se encuentra la demanda máxima del mes, sólo tiene una frecuencia de 4 datos, por lo que tiene la misma probabilidad de ocurrencia que en abril del año anterior.

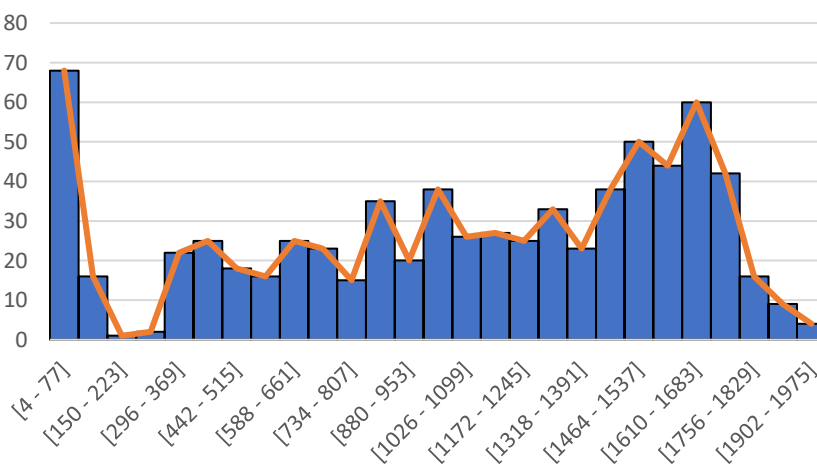


Figura 5.2.4: Histograma de demanda horaria abril 2022 con polígono de frecuencia.

Otra gran diferencia observable a partir de la Figura 5.2.4 es el aumento de demandas en el intervalo de clase de [4 – 77] con una frecuencia de 68 datos, esto debido principalmente al recorte de horas punta con el generador diésel. No obstante, el promedio de la demanda horaria es de 1.038 [kW], valor menor que el del año pasado para el mismo mes, pero con el mismo orden de magnitud.

Otra consideración para tener en cuenta es que dimensionar una BESS de 1.200kW – 4.800kWh sólo abarca el 61,2% y 60,3% de las demandas horarias de abril 2021 y 2022 respectivamente, mientras que dimensionarla para 1.500kW – 6.000kWh abarca el 82,9% y 81,8% para estos mismos meses.

De esta forma, considerando la frecuencia de ocurrencia de las demandas horarias, la BESS propuesta bajo esta metodología debe ser de al menos 1.500 kW, 6.000 kWh.

Por otro lado, mediante la ecuación 4.2, la cual considera la profundidad de descarga de la BESS y su eficiencia:

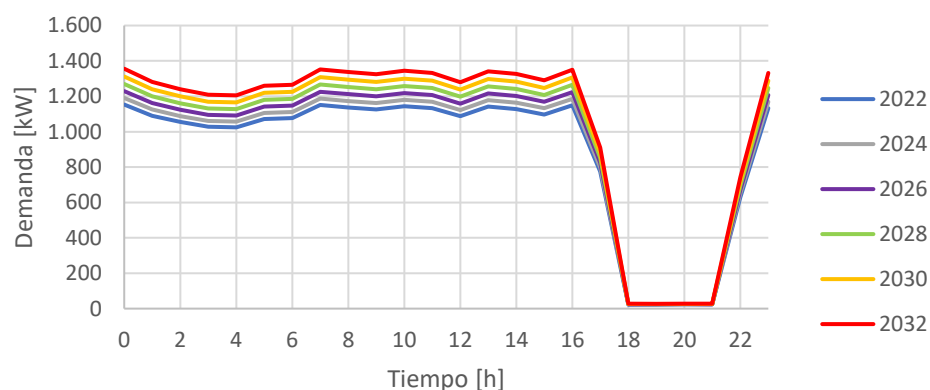
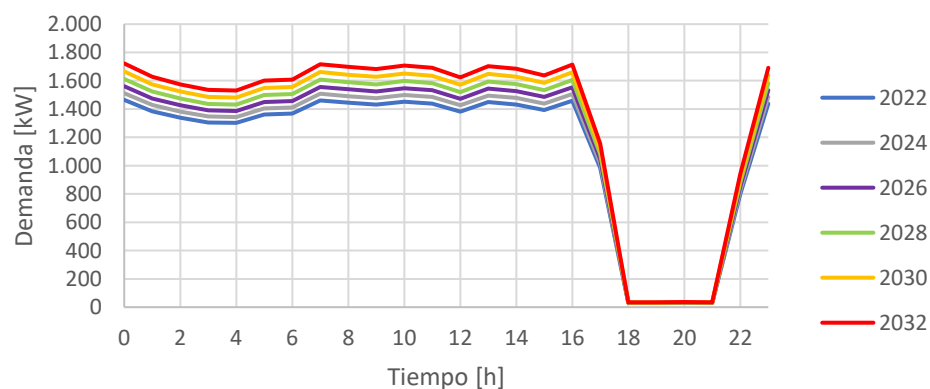
- El dimensionamiento de la BESS en función de sus perfiles de demanda promedio horario debe ser de al menos 1,58 [MW] – 6,32 [MWh].
- El dimensionamiento de la BESS en función del histograma de demandas horarias debe ser de al menos 1,97 [MW] – 7,89 [MWh].

A continuación, se realizó una proyección de demanda mediante la Tabla 2.6.2 para establecer un perfil de demanda estimado al cabo de 10 años y ver si la BESS será capaz de suministrar dicha demanda. Se descartó la proyección de la Tabla 2.6.3, puesto que se consideró más representativo la proyección de demanda mediante la tasa de crecimiento en función de demandas máximas para el caso de estudio, dado que la proyección de la tasa de crecimiento de clientes libres no está segmentada según el rubro de estos y puede inducir a un mayor grado de error, puesto que, por ejemplo, el año 2023 se espera un crecimiento energético en los clientes libres de un 6,24% y esto no se condice con el crecimiento del caso de estudio. Dado que el contrato de suministro actual posee dos años en los cuales la energía anual pactada tendrá un aumento, la demanda proyectada tendrá el aumento considerado de la Tabla 2.6.2 cada dos años, tal como se aprecia en la Tabla 5.2.1:

Tabla 5.2.1: Tasa de crecimiento empleada en función de Tabla 2.6.2.

Crecimiento %	3,17	0	3,21	0	3,25	0	3,29	0	3,33	0	3,37
Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032

Dicho esto, al cabo de 10 años en función del promedio horario mensual, la proyección de demanda corresponderá aproximadamente a 1.4 [MW] y en torno a los 1.7 [MW] en función de la frecuencia de las demandas basadas en el histograma de la Figura 5.2.3 y Figura 5.2.4. Esto se aprecia en la Figura 5.2.5 y la Figura 5.2.6.

**Figura 5.2.5: Proyección de demanda en función de demanda promedio horario mensual para Planta CR en base a tabla 2.6.2.****Figura 5.2.6: Proyección de demanda en función de histograma para Planta CR en base a tabla 2.6.2.**

De esta forma, aplicando la ecuación 4.2, el dimensionamiento de la BESS al cabo de 10 años debe ser de 1,84 [MW] – 7,37[MWh] o 2,24[MW] – 8,95 [MWh] dependiendo si la proyección de demanda se lleva a cabo en función de la demanda promedio o en función del histograma de demandas horarias respectivamente. Cabe destacar que dicha magnitud de almacenamiento está sobredimensionada en un 25% puesto que la batería tiene una degradación de un 25% en su capacidad de almacenamiento durante el transcurso de su vida útil y de esta manera es posible asegurar en su totalidad el recorte de horas punta. La Figura 5.2.7 muestra en rojo el posible universo de soluciones cuyo rango va de 1,58 a 2,24 [MW] y 6,31 a 8,95 [MWh]. El intervalo inferior está asociado al cálculo de la BESS en base a sus perfiles de demanda promedio horario mientras que el intervalo superior está asociado al cálculo de la BESS en base a la proyección de demanda de la Tabla 2.6.2.

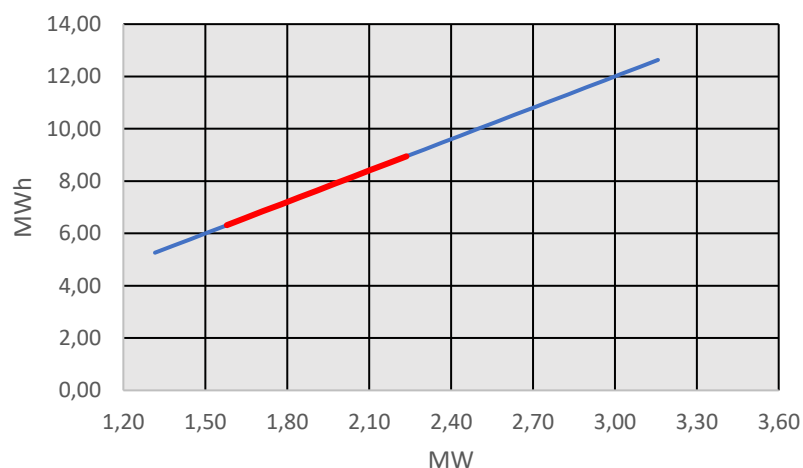


Figura 5.2.7: Universo de soluciones BESS.

5.3. Análisis económico del sistema de almacenamiento de energía

5.3.1 Previsión

Con respecto al costo del combustible, se realizó una previsión con un intervalo de confianza del 65% a partir de enero de 2022, lo cual indica que existe un 65% de probabilidad que los valores del precio del diésel caigan en dicha franja, esto con el objetivo de eliminar la anomalía de los precios de los combustibles a nivel mundial producto de la guerra de Ucrania y Rusia [56]. La Figura 5.3.1

muestra la evolución del precio del combustible junto con su previsión, dichos datos fueron obtenidos a través del portal web de ENAP [57] y mediante la tasa de cambio del banco central transformados en pesos chilenos [58].

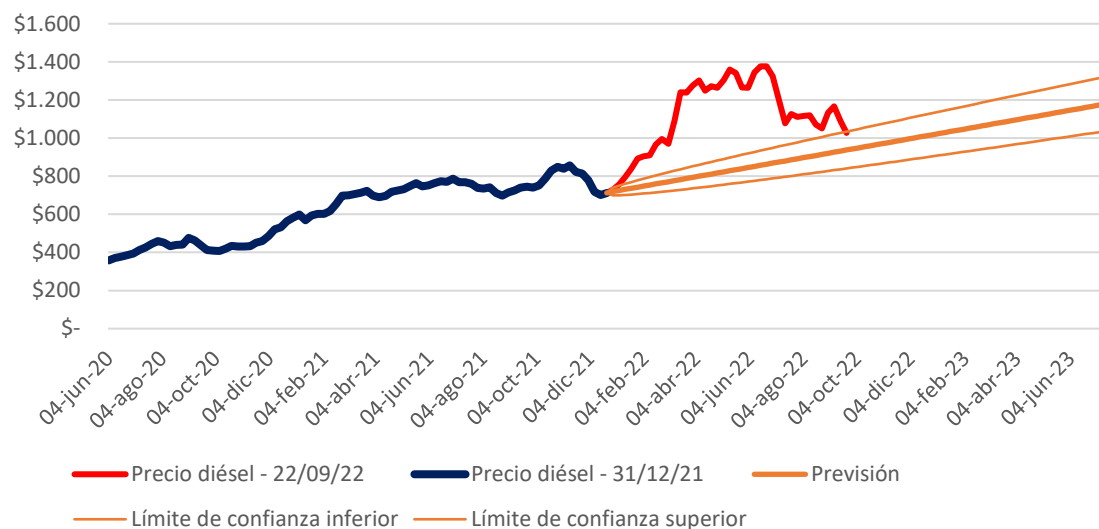


Figura 5.3.1: Previsión precio combustible.

Para poder extrapolar los datos más allá de 60 semanas, se realizó un análisis de tendencia, siendo la tendencia lineal del límite de confianza superior la que arroja un menor porcentaje de error promedio y un mejor coeficiente de correlación, con respecto a la tendencia exponencial y polinómica, por lo cual se proyectará el costo del combustible en base a esta para el periodo de estudio.

Por otro lado, se realiza una previsión del CPI, valor con el cual se indexa el precio de la energía en el actual contrato de suministro de Blumar. La Figura 5.3.2 muestra la evolución del CPI junto con su previsión contando como primer dato el valor del CPI de enero de 2012. Dichos datos fueron obtenidos a través del portal web de U.S. Bureau of Labor Statistics [59].

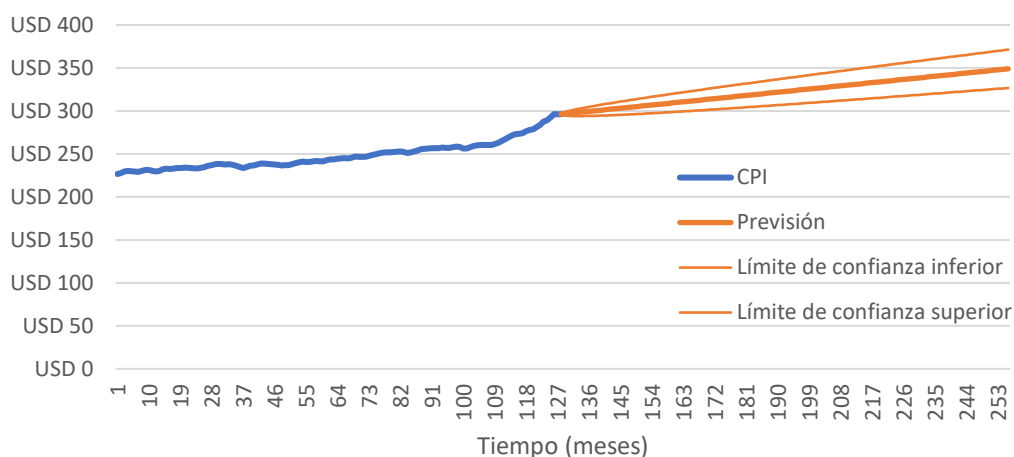


Figura 5.3.2: Previsión CPI.

5.3.2 Costos

En base a las horas de funcionamiento, las especificaciones técnicas del generador diésel de la Planta CR, su mantenimiento anual y la previsión del precio del combustible se calcula el costo total del combustible en un intervalo de once años (véase Anexo F: Especificaciones técnicas). Para el horizonte de estudio, el costo acumulado total corresponde a \$3.117.419.374. El resultado se muestra en la Figura 5.3.3.

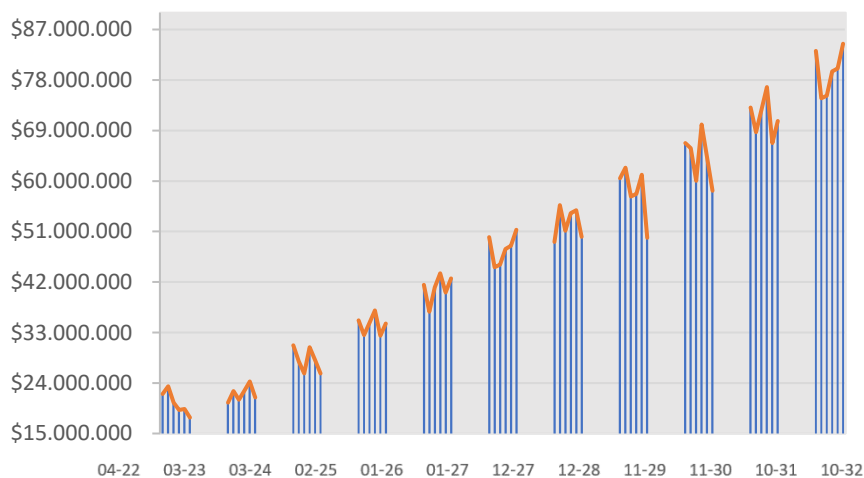


Figura 5.3.3: Costo total de funcionamiento del generador diésel en horas punta.

Por otro lado, en base a las horas de funcionamiento del generador diésel y la previsión de demanda propuesta en 2.6, en particular en base a la proyección de demanda en base a sus demandas

máximas, se estima la energía que debiese requerir la BESS en los meses de punta. El resultado se presenta en la Tabla 5.3.1. De aquí, al igual que los perfiles de demanda, es posible notar que la demanda de la BESS empieza a decrecer a partir de Julio, meses que por lo general son de menor producción debido a la naturaleza estacional de la Planta CR.

Por otro lado, dado que el precio de la energía de la Planta CR es de carácter confidencial no es posible mostrar el costo asociado a la carga de la BESS por lo que la simulación del flujo de caja se hará con el supuesto que el precio de la energía es de 50 USD/MWh.

Tabla 5.3.1: Energía requerida BESS.

Año	Abril [kWh]	Mayo [kWh]	Junio [kWh]	Julio [kWh]	Agosto [kWh]	Septiembre [kWh]
2023	100.796	110.505	103.595	64.532	17.883	13.966
2024	100.796	110.505	103.595	64.532	17.883	13.966
2025	104.035	114.056	106.923	66.605	18.458	14.415
2026	104.035	114.056	106.923	66.605	18.458	14.415
2027	107.417	117.764	110.399	68.771	19.058	14.884
2028	107.417	117.764	110.399	68.771	19.058	14.884
2029	110.950	121.637	114.030	71.032	19.684	15.373
2030	110.950	121.637	114.030	71.032	19.684	15.373
2031	114.641	125.684	117.824	73.396	20.339	15.885
2032	114.641	125.684	117.824	73.396	20.339	15.885

5.3.3 Inversión

Se obtuvieron 8 cotizaciones de BESS de 3 empresas distintas. Por simplicidad, se detallarán las tres ofertas recibidas más competitivas. La primera oferta fue por una BESS de 2MW – 8MWh, la segunda oferta fue por una BESS de 1,92MW – 6,14MWh y la tercera oferta fue por una BESS de 1,6MW – 6,4MWh, todas las ofertas corresponden a tecnología LiFePO₄. Por confidencialidad no es posible divulgar el nombre de la empresa, no obstante, el detalle de las cotizaciones realizadas se encuentra en la Tabla 5.3.2.

Tabla 5.3.2: Cotizaciones BESS.

Cotización	Energía y Potencia	Racks [MUSD]	PCS & SKID [USD]	Comisión [USD]	Transporte [USD]	Inversión [MUSD]
1 ⁶	2 MW-8MWh	2,45	307.712	11.531	115.294	2,91
2	1,92MW-6,14MWh	1,06	Incluido rack	68.750	15.000	1,12
3 ⁶	1,6MW-6,4MWh	1,9	331.253	11.380	198.824	2,36

Teniendo valores de cotizaciones reales, se realizaron flujos de caja para cada oferta competitiva. Para cada oferta se proponen dos modelos, el primer modelo considera un financiamiento del 100% por parte de la empresa, mientras que el segundo contempla un 50% de financiamiento y un 50% de crédito. La construcción del flujo de caja considera el costo de oportunidad por dejar de utilizar combustible y el costo por cargar la BESS que incluye el modelado del precio de la energía, transporte y cargo por servicio público, costos de mantención, entre otros. El crédito se considera a 10 años con una tasa de interés de un 10%, mientras que la tasa de descuento del proyecto se consideró de un 5%. Dado que las previsiones se consideran hasta el año 2032, a partir del 2033 los valores con los cuales se construyó el flujo de caja se considerarán constantes. El flujo de caja más competitivo se muestra en detalle en Anexo D: Flujos de caja.

5.3.4 Flujo de caja

En base a las fórmulas 4.3, 4.4 y 4.5 se procede a calcular los indicadores económicos propuestos. Los resultados se presentan en la Tabla 5.3.3 para un periodo de tiempo de 10 años y en la Tabla 5.3.4 para un periodo de tiempo de 15 años.

Tabla 5.3.3: Flujo de caja 10 años.

Energía y potencia	Modelo 1			Modelo 2		
	VAN	TIR	PAYBACK	VAN	TIR	PAYBACK
2 MW-8MWh	\$-1.446.857.315	-6,78%	14,4 Años	\$-1.616.395.042	-29,82%	+15 Años
1,92MW-6,14MWh	\$538.531.622	13,18%	6,1 Años	\$475.282.098	17,16%	5,6 Años
1,6MW-6,4MWh	\$-692.570.472	-0,75%	10,4 Años	\$-844.711.421	-9,29%	12,3 Años

⁶ Ofertas incluyen puesta en marcha del servicio y dos años de garantía.

Tabla 5.3.4: Flujo de caja 15 años.

Energía y potencia	Modelo 1			Modelo 2		
	VAN	TIR	PAYBACK	VAN	TIR	PAYBACK
2 MW-8MWh	\$-835.601.885	0,58%	14,4 Años	\$-1.005.368.509	-2,64%	+15 Años
1,92MW-6,14MWh	\$1.270.781.836	17,38%	6,1 Años	\$1.207.303.414	22,25%	5,6 Años
1,6MW-6,4MWh	\$85.001.530	5,46%	10,4 Años	\$-67.368.317	4,47%	12,3 Años

De los 3 casos analizados considerando 2 periodos de tiempo y dos modelos distintos, es posible concluir que:

- En base al periodo de tiempo la oferta 2, mediante el indicador Payback, es quien primero recupera la inversión en un periodo de 7 años.
- Considerando una tasa de descuento del 5%, la oferta 2 y 3 en el periodo de tiempo de 15 años son mayores a la TIR propuesta, por lo tanto, en base a este indicador el proyecto de la oferta 2 y 3 deben aceptarse.
- Considerando que un proyecto recupera su inversión cuando la VAN es mayor o igual a 0, la oferta 2 y 3 en el periodo de tiempo de 15 años son positivas cumpliendo con la premisa, por lo tanto, en base a este indicador el proyecto de la oferta 2 y 3 deben aceptarse.
- Para un periodo de 10 años la oferta en tener una TIR mayor a la propuesta es la oferta 2, independiente del modelo empleado.
- Para un periodo de 10 años la única oferta en tener una VAN mayor o igual a 0 es la oferta 2, independiente del modelo empleado.

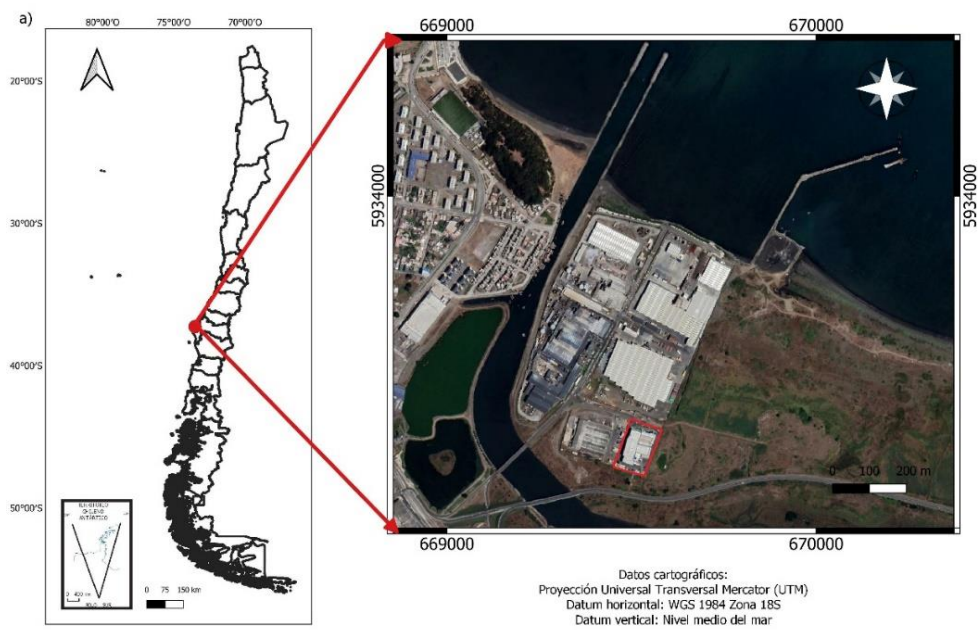
En base a las conclusiones precedentes, se propone como solución al caso de estudio la oferta 2 con el modelo 1, puesto que la TIR es mayor a la tasa de descuento considerada y la VAN es positiva, lo cual indica que el proyecto será rentable en el periodo propuesto del caso de estudio y obtiene un remanente de \$538.531.622 por sobre lo exigido. Por otro lado, en caso de no poseer el capital suficiente, la oferta 2 pero con el modelo 2 se alza como solución, la cual posee indicadores similares que el modelo 1 pero incluye un préstamo por la mitad de la inversión.

Cabe destacar que se realizó una visita a terreno con el objetivo de ver si existe espacio disponible para la solución propuesta. El lugar propuesto para la ubicación de la BESS corresponderá al lugar

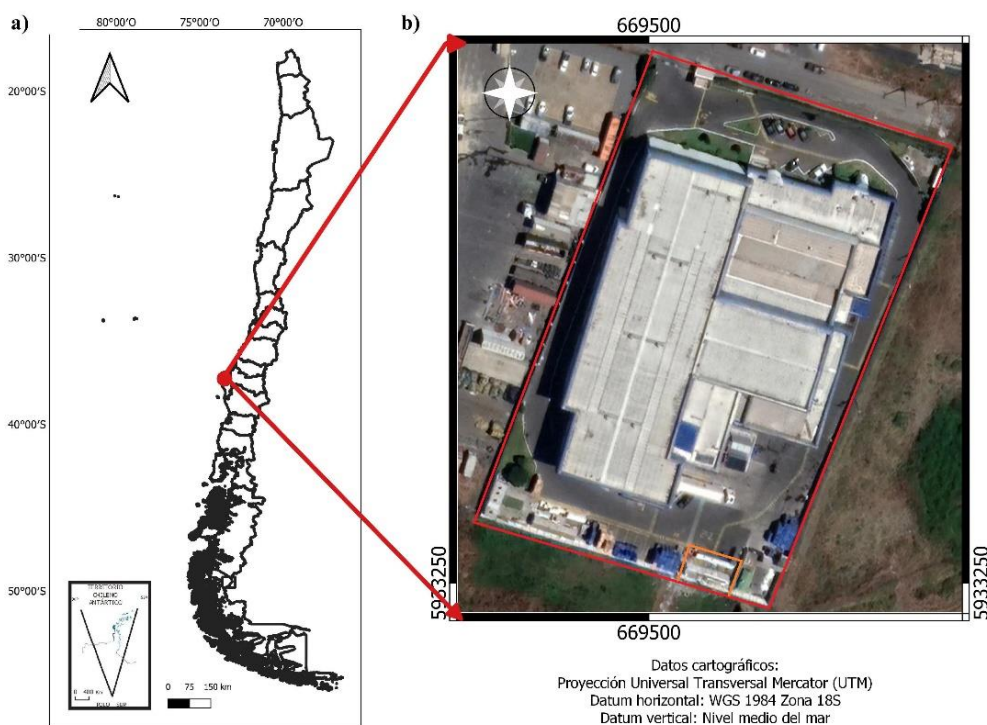
donde se emplaza el generador diésel de 1MVA. La Figura 5.3.4 y la Figura 5.3.5 ilustran el generador y la ubicación de la planta respectivamente.



Figura 5.3.4: Generador diésel de 1MVA.



(a)



(b)

Figura 5.3.5: Planta Congelador Rocuant (a) Georreferenciación (b) Perímetro Planta CR.

De la Figura 5.3.4, el espacio que ocupa el generador diésel corresponde a un contenedor de 40 pies de largo, 8 pies de ancho y 8 pies y 6 pulgadas de alto, equivalente a 12,2 metros de largo, 2,44 metros de ancho y 2,59 metros de alto. El espacio disponible corresponde a 135 m² aproximadamente, lugar para ubicar al menos dos contenedores de dicha envergadura. En la Figura 5.3.5 (b) en anaranjado se delimitó el área antes mencionada. Dado que la solución propuesta considera a lo menos 2 contenedores de dichas dimensiones, la solución propuesta dispone del lugar necesario para ser instalada, a la fecha. Si bien, existen otros lugares disponibles estos están destinados para el tránsito de vehículos, camiones y una futura bodega que se realizará.

Finalmente, hay que destacar que la BESS en base a sus capacidades nominales, es capaz de cargarse en un intervalo de aproximadamente 12 horas; descontando las 4 horas punta, esta lograría estar 100% operativa para poder suplir la demanda en dicho periodo.

5.3.5 Análisis de sensibilidad

Se realizó un análisis de sensibilidad a la oferta propuesta como solución con el objetivo de ver cuán sensible es la evaluación realizada a variaciones de uno o más parámetros decisorios. En primer lugar, se utilizó el análisis unidimensional de la sensibilización del VAN para determinar hasta dónde puede modificarse el valor de la TIR y la inversión inicial del proyecto para que este siga siendo rentable. El resultado arroja que aumentar la TIR de 5% a 13,18% o encarecer la inversión inicial \$1.003.275.000 (USD 1.114.750) a \$1.599.339.803 (USD 1.777.044) equivalen a una VAN igual a 0. De aquí, es posible concluir que una tasa interna de retorno de un 13,18% o el aumento de la inversión inicial en un 59,41% entregarán la rentabilidad mínima para que el proyecto sea rentable, por lo que, una TIR mayor al 13,18% o una inversión inicial mayor a USD 1.777.044 entregarán una rentabilidad negativa y el proyecto dejará de ser rentable.

Por otro lado, se varió el costo del diésel y del precio de la energía en $\pm 5\%$ con el objetivo de ver cuán sensible es el proyecto con respecto a estas variables. Los resultados se muestran en la Tabla 5.3.5 y en la Tabla 5.3.6. Para ver la Tabla 5.3.5 y la Tabla 5.3.6 en USD véase Anexo D: Flujos de caja.

Tabla 5.3.5: Análisis de sensibilidad de precio diésel y precio energía modelo 1.

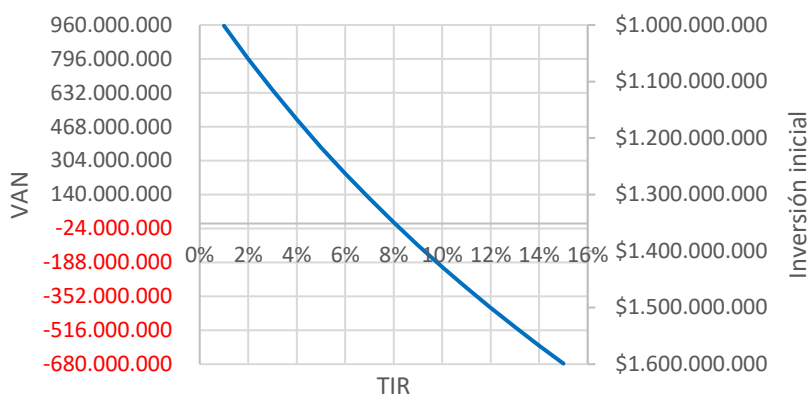
Concepto	Diésel 5%	Diésel 5%	Diésel 5%	Diésel 0%
	Energía 0%	Energía 5%	Energía -5%	Energía 5%
VAN 10 años	\$619.789.368	\$611.188.553	\$628.390.183	\$529.930.808
TIR 10 años	14,26%	14,15%	14,38%	13,06%
VAN 15 años	\$1.391.187.112	\$1.378.544.928	1.403.829.296	\$1.258.139.652
TIR 15 años	18,33%	18,22%	18,43%	17,28%
Concepto	Diésel 0%	Diésel -5%	Diésel -5%	Diésel -5%
	Energía -5%	Energía -5%	Energía 0%	Energía 5%
VAN 10 años	\$547.132.437	\$465.874.692	\$457.273.877	\$448.673.062
TIR 10 años	13,30%	12,19%	12,07	11,95%
VAN 15 años	\$1.283.424.020	\$1.163.018.744	\$1.150.376.560	\$1.137.734.376
TIR 15 años	17,49%	16,52%	16,41%	16,30%

Tabla 5.3.6: Análisis de sensibilidad de precio diésel y precio energía modelo 2.

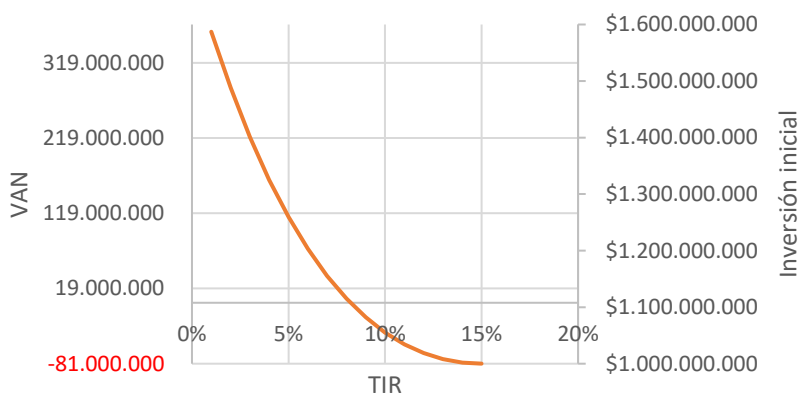
Concepto	Diésel 5%	Diésel 5%	Diésel 5%	Diésel 0%
	Energía 0%	Energía 5%	Energía -5%	Energía 5%
VAN 10 años	\$556.539.844	\$547.939.029	\$565.140.658	\$466.681.283
TIR 10 años	18,93%	18,74%	19,13%	16,96%
VAN 15 años	\$1.327.708.690	\$1.315.066.506	\$1.340.350.874	\$1.194.661.229
TIR 15 años	23,68%	21,52%	23,84%	22,08%
Concepto	Diésel 0%	Diésel -5%	Diésel -5%	Diésel -5%
	Energía -5%	Energía -5%	Energía 0%	Energía 5%
VAN 10 años	\$483.882.913	\$402.625.167	\$394.024.352	\$385.423.538
TIR 10 años	17,36%	15,53%	15,32%	15,12%
VAN 15 años	\$1.219.945.598	\$1.099.540.321	\$1.086.898.137	\$1.074.255.953
TIR 15 años	22,41%	20,94%	20,78%	20,61

Del resultado precedente, es posible notar que al variar el precio del diésel y de la electricidad en $\pm 5\%$ existen 8 casos más favorables que el escenario base, siendo 4 casos para el modelo 1 y 4 casos favorables para el modelo 2, estos se destacan en azul en la Tabla 5.3.5 y en la Tabla 5.3.6. De estos sobresale el caso en el cual el precio del combustible sube y el precio de la energía baja, lo cual se traduce en un mayor ahorro de combustible y un menor pago para cargar la BESS propuesta. No obstante, el resto de los casos siguen siendo proyectos rentables e igualmente ante estos posibles escenarios es recomendable tomar el proyecto, pero con indicadores económicos por debajo del caso base.

Finalmente, realizando un análisis bidimensional de inversión inicial, TIR y VAN se obtiene el resultado gráfico que se aprecia en la Figura 5.3.6.



(a)



(b)

Figura 5.3.6: Análisis bidimensional de TIR, VAN e Inversión Inicial (a) VAN y TIR para inversión inicial creciente (b) VAN y TIR para inversión inicial decreciente.

De la Figura 5.3.6 es posible observar que, variando de forma simultánea VAN, TIR e inversión inicial con los límites obtenidos del análisis unidimensional, es posible notar que existen otros puntos de equilibrios discretos los cuales indican que ante estos indicadores económicos e inversión inicial el proyecto será rentable, estos se resumen en dos casos:

- TIR evaluada entre un 1 – 8%, con una inversión inicial que oscila entre \$1.003.275.000 y \$1.301.307.401, obtiene una VAN que va desde \$956.425.127 hasta \$5.575.482 respectivamente. Esto se aprecia en la Figura 5.3.6 (a).
- TIR evaluada entre un 1 – 8%, con una inversión inicial que oscila entre \$1.599.339.803 y \$1.003.275.000, obtiene una VAN que va desde \$360.360.324 hasta \$5.575.482 respectivamente. Esto se aprecia en la Figura 5.3.6 (b).

Por otro lado, los casos desfavorables en los cuales no se recomienda tomar el proyecto se encuentran en:

- TIR evaluada entre un 9 – 15%, con una inversión inicial que oscila entre \$1.343.883.459 y \$1.599.339.803, obtiene una VAN que va desde \$-104.525.674 hasta \$-676.984.632 respectivamente. Esto se aprecia en la Figura 5.3.6 (a).
- TIR evaluada entre un 9 – 15%, con una inversión inicial que oscila entre \$1.258.731.344 y \$1.003.275, obtiene una VAN que va desde \$-19.373.559 hasta \$-80.919.829 respectivamente. Esto se aprecia en la Figura 5.3.6 (b).

5.3.6 Arbitraje de energía

El arbitraje consiste en cargar energía a la BESS en bloques horarios donde el costo marginal es bajo y descargar la BESS cuando el costo marginal sea alto. El artículo 90 del decreto supremo 125 del año 2019 [55] dictamina que los sistemas de almacenamiento de energía podrán destinarse a esta actividad.

En vista que la BESS dejará de prestar sus servicios a partir del siguiente día del último día hábil del mes de septiembre de cada año hasta el 31 de marzo del siguiente año, puesto que en dichos meses se cobrará por concepto de demanda en horas punta el promedio de las 2 demandas máximas comprendidos entre abril y septiembre del mismo año. Se propone que la BESS presente servicios a la red mediante el método de arbitraje entre los meses octubre y marzo. El siguiente caso se presenta como hipotético.

Para ello, se realizó un promedio horario mensual de los CMg de la barra de retiro de la planta CR correspondiente a la S/E Talcahuano 13kV. En base a la Tabla 5.3.7, el periodo de tiempo de 12 horas seguidas cuyo promedio horario de CMg es el más bajo, corresponde al intervalo de tiempo comprendido entre las 05:00 y las 17:00 horas con un promedio de 65,8 USD/MWh. Análogamente, el periodo de tiempo de 4 horas seguidas cuyo CMg es el más alto corresponde al intervalo de tiempo comprendido entre las 21:00 y las 01:00 horas, con un promedio de 99,6 USD/MWh para los meses comprendidos entre octubre y marzo. El periodo de 12 horas consecutivas corresponde al periodo

dedicado a cargar la BESS mientras que el periodo de 4 horas consecutivas corresponderá al periodo en el cual se descargue la BESS.

Tabla 5.3.7: CMg promedio horario S/E Talcahuano 13kV, 2021.

Hora	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21	ago-21	sept-21	oct-21	nov-21	dic-21
1	69,2	94,9	92,2	103,3	86,5	72,0	149,0	142,6	64,9	64,7	87,0	113,6
2	69,8	93,0	85,5	87,8	78,1	61,0	139,3	127,9	62,9	62,2	81,7	113,8
3	66,9	88,5	81,8	80,2	71,1	54,8	131,7	115,7	61,1	58,7	77,1	109,7
4	62,5	85,7	80,2	74,9	66,0	52,1	125,6	106,3	59,9	58,2	73,6	105,1
5	57,1	88,9	80,7	74,4	64,3	51,0	117,2	107,0	60,8	58,2	75,1	102,6
6	57,7	94,6	80,9	72,4	65,8	53,4	122,4	112,8	62,2	59,8	76,8	102,4
7	65,7	103,3	92,4	73,1	72,3	59,4	132,9	130,5	63,2	60,9	81,0	105,2
8	68,0	108,7	113,8	81,4	78,3	64,0	137,8	129,0	65,3	54,6	65,1	91,5
9	56,1	99,7	112,8	75,9	69,4	59,2	119,8	112,5	59,6	31,5	39,9	62,9
10	48,5	83,4	77,1	54,7	65,6	57,0	112,8	120,4	50,1	29,1	48,4	68,7
11	51,5	81,1	69,9	63,4	64,5	61,2	120,8	129,7	47,2	32,9	52,4	70,3
12	53,4	79,4	70,0	65,7	62,7	60,5	123,9	129,2	45,4	30,4	53,7	68,1
13	52,2	71,4	70,5	64,7	61,3	59,4	117,7	122,8	37,2	27,0	52,3	64,3
14	51,3	66,4	72,3	63,8	60,7	58,4	111,3	119,3	35,1	27,8	47,7	61,1
15	54,0	67,7	76,2	66,6	59,1	52,8	101,8	114,6	34,8	26,2	48,5	65,1
16	49,1	65,7	69,2	68,0	61,2	48,7	95,5	108,0	35,2	22,9	44,6	66,6
17	43,1	53,6	67,7	62,1	73,0	57,8	108,1	112,1	35,7	22,5	40,7	62,0
18	36,2	42,9	66,0	62,6	105,1	80,2	146,0	143,1	39,9	25,2	34,8	52,0
19	36,0	46,4	72,2	93,4	130,2	96,9	157,2	163,4	63,4	47,3	51,7	64,0
20	46,8	78,4	119,7	132,1	130,8	97,9	157,9	166,6	80,7	75,9	100,9	101,4
21	68,0	108,0	140,0	142,0	128,9	93,0	157,3	168,1	88,3	87,2	127,8	123,8
22	77,5	119,7	137,8	126,7	124,5	91,5	158,0	165,9	85,0	84,3	129,6	123,5
23	80,5	111,8	118,8	119,7	114,5	88,0	158,0	158,4	78,6	74,6	121,6	116,8
24	76,3	101,5	99,9	113,9	98,5	84,5	157,0	150,4	71,3	70,3	110,7	114,4

Dicho esto, se realiza la evaluación económica de cargar y descargar la BESS a valor nominal en dicho periodo de tiempo. Con signo positivo se indica el periodo en el cual la BESS se descargará y el signo negativo indica el periodo en el cual la BESS se cargará. El resultado se muestra en la Tabla 5.3.8.

Tabla 5.3.8: Arbitraje de energía en USD.

Hora	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo
00:00 - 01:00	+3.346	+5.098	+5.444	+3.629	+4.360	+4.751
07:00 - 08:00	-985	-1.268	-1.701	-1.063	-1.510	-1.495
08:00 - 09:00	-883	-1.019	-1.480	-1.100	-1.588	-1.841
09:00 - 10:00	-509	-624	-1.017	-908	-1.457	-1.825
10:00 - 11:00	-471	-758	-1.111	-784	-1.218	-1.247
11:00 - 12:00	-532	-820	-1.137	-834	-1.185	-1.131
12:00 - 13:00	-492	-841	-1.101	-863	-1.160	-1.132
13:00 - 14:00	-437	-819	-1.040	-845	-1.043	-1.141
14:00 - 15:00	-450	-747	-989	-830	-971	-1.169
15:00 - 16:00	-423	-759	-1.053	-874	-989	-1.233
16:00 - 17:00	-371	-699	-1.077	-795	-961	-1.119
17:00 - 18:00	-364	-637	-1.002	-697	-783	-1.096
18:00 - 19:00	-408	-545	-841	-585	-627	-1.068
21:00 - 22:00	+4.149	+5.886	+5.893	+3.234	+4.644	+6.662
22:00 - 23:00	+4.013	+5.966	+5.875	+3.689	+5.143	+6.559
23:00 - 00:00	+3.549	+5.598	+5.560	+3.831	+4.807	+5.655
Carga	USD 6.325	USD 9.536	USD 13.549	USD 10.177	USD 13.491	USD 15.497
Descarga	USD 15.340	USD 22.122	USD 22.079	USD 16.175	USD 18.826	USD 22.897
Total	USD 9.015	USD 12.587	USD 8.530	USD 5.997	USD 5.335	USD 7.400

Los saldos asociados a cargar la BESS corresponden a retirar energía de la red a valores nominales de la BESS durante aproximadamente 12 horas al CMg promedio horario de la Tabla 5.3.7, es decir, retirar de forma diaria durante 12 horas energía de la red para cargar la BESS multiplicada por la cantidad de día del mes respectivo. Por ejemplo, para el mes de octubre se tiene que en una hora se podrá retirar de la red 521,8 [kWh] a valor nominal de la BESS. Dado que octubre tiene 31 días en el intervalo de 07:00 – 08:00, por ejemplo, se podrán retirar de la red aproximadamente 16,177 [MWh], considerando un ciclo de carga/descarga diaria. Dicha energía multiplicada por el CMg promedio horario de la Tabla 5.3.7 en ese intervalo (60,9 USD/MWh) da como resultado 985,18 USD tal como se aprecia en la Tabla 5.3.8. Desarrollo análogo se realiza para el proceso de descarga.

El costo total asociado a la carga de la BESS corresponde a USD 68.574, mientras que el costo asociado a su descarga corresponde a USD 117.340 por lo que se obtiene una utilidad neta de USD 48.766 entre los meses de octubre a marzo. Dicho monto, sirve como amortización de la inversión realizada. Esto reduce el Payback en aproximadamente 6 meses, pasando de 6,1 a 5,4 años, mientras

que la VAN aumenta a USD 843.606 y la TIR pasa de 13,18% a 16,33% mejorando de forma significativa el proyecto.

Por otra parte, el cálculo de potencia de la metodología actual [11] reconoce un 58,9% de la potencia de suficiencia para una BESS con capacidad de almacenamiento de 4 horas. El valor del Precio Nudo Corto Plazo de octubre de 2022 para la barra Talcahuano 13kV, barra en donde la planta CR realiza sus retiros de energía y potencia, es de 6964,89 \$/kW. En base a la capacidad de la BESS por concepto de potencia percibiría USD 52.510 en el periodo comprendido entre octubre y marzo. Esto es calculado mediante la ecuación 5.1.

$$I_p = \text{PSUF}_{\text{BESS}} \cdot \text{PNCP} \quad (5.1)$$

Donde:

I_p : Ingreso por potencia en pesos chilenos o USD.

$\text{PSUF}_{\text{BESS}}$: Potencia de suficiencia final BESS en kW.

PNCP : Precio Nudo Corto Plazo para barra de retiro en pesos chilenos o USD.

TC : Tasa de cambio, 900 \$/USD.

Luego, se tiene un ingreso por potencia mensual de:

$$I_p = 1920[\text{kW}] \cdot 58,9\% \cdot 6964,89 [\$/\text{kW}]$$

$$I_p = \$7.876.455$$

$$I_p = \text{USD } 8.752$$

Y un ingreso por potencia en el periodo comprendido entre octubre y marzo de:

$$I_p = \$7.876.455 \cdot 6 = \$47.258.729$$

$$I_p = \text{USD } 52.510$$

Dicho monto, sirve como amortización de la inversión realizada. Esto reduce el Payback de 6,1 a 5,3 años, la VAN aumenta a USD 884.698 mientras que la TIR pasa de 13,18% a 16,85%.

Luego, por concepto de energía y potencia, el Payback de la inversión se reduciría de 6,1 a 4,8 años, mientras que la VAN aumenta a USD 1.129.928 y la TIR pasa de 13,18% a 19,90% mejorando

de forma significativa el proyecto. Los resultados de los indicadores recientemente calculados están sobre la base del modelo 1 con una tasa de cambio de \$900.

Este caso se presenta como hipotético puesto que hasta la fecha no existe una normativa en la cual se defina que un cliente final, que tenga un contrato de suministro eléctrico con un generador, comercializado u otro, pueda a su vez prestar servicios al SEN con precios diferenciados de energía, vale decir, bajo un mismo medidor la planta CR retire energía de la red a precio contrato y la BESS retire e inyecte energía a CMg. A su vez, el pliego técnico RIC 01 [60], indica que:

“Toda instalación de consumo se conectará a la red de distribución mediante un empalme único. Sin embargo, en una propiedad se podrán instalar tantos empalmes, para igual número de instalaciones eléctricas, siempre que éstas permanezcan separadas entre sí y no compartan canalizaciones ni tableros eléctricos en común, aun cuando ellas se encuentren asociadas a un único Rol de Avalúo Fiscal”

Esto, en principio tampoco se cumpliría puesto que existirá, a lo menos, un circuito y tablero en común con la planta CR dado que la BESS se debe conectar a la planta para realizar el recorte de horas punta en el periodo de abril a septiembre. En caso de que el presente análisis si se pudiera efectuar, queda en manifiesto que la combinación de recorte de horas punta en los meses comprendidos entre abril y septiembre con un posterior arbitraje de energía entre los meses de octubre a marzo aumenta de forma positiva la evaluación económica de la implementación de una BESS.

5.4. Análisis ambiental del sistema de almacenamiento de energía

El análisis ambiental del sistema de almacenamiento de energía propuesto se basará en el criterio explicado en el capítulo 4.4. Para ello, mediante la fórmula 4.5 se calculan las emisiones de GEI producidas por el generador diésel en función de la cantidad de horas en las cual está en funcionamiento, esto se ilustra en la Figura 5.4.1.

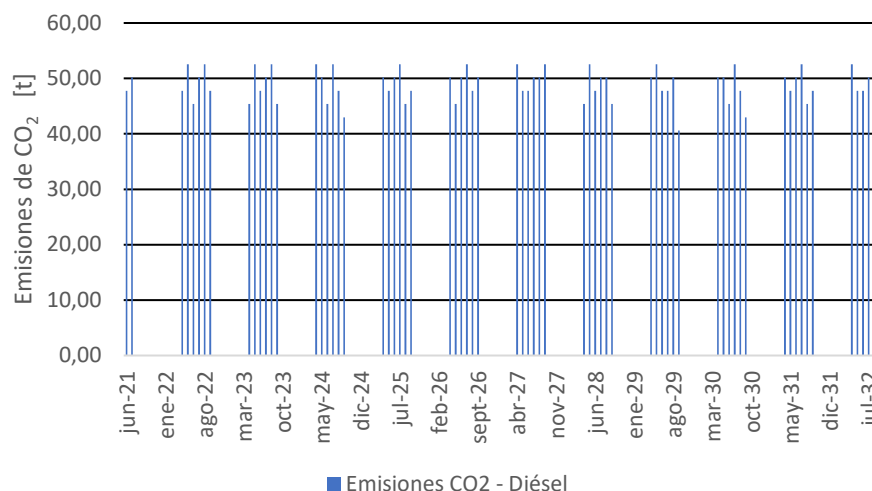


Figura 5.4.1: Emisiones de CO₂ producidas por un generador diésel.

Además de considerar las emisiones de CO₂ producidas por un generador diésel durante su etapa de funcionamiento, es necesario obtener las emisiones de CO₂ producidas durante la etapa de extracción de petróleo [39], refinado [40] y transporte del diésel [41]. En la Tabla 5.4.1 se muestra el resumen de emisiones para cada etapa.

Tabla 5.4.1: Emisiones CO₂ de diésel en procesos de extracción, refinado y transporte.

Emisión	Extracción	Refinado	Transporte	Total [g/MJ]	Total [kg/kWh]	Total [kg/l]
CO ₂ g/MJ	10,3	5,4	≈1	16,7	0,06	0,64

El valor correspondiente a la extracción del petróleo corresponde a un promedio que incorpora el 98% de la producción mundial de petróleo. Para el caso del refinado, corresponde a un valor promedio de las refinerías de la Unión Europea, por lo que se puede considerar como un dato conservador puesto que su sistema es uno de los más eficientes del mundo. Finalmente, el valor obtenido para el transporte corresponde a un valor promedio para llevarlo a alguna gasolinería en dicho continente y es independiente del volumen de combustible transportado.

En la Figura 5.4.2 se muestra el resultado de emisiones de CO₂ producidas por el proceso de extracción, transporte y refinado del diésel.

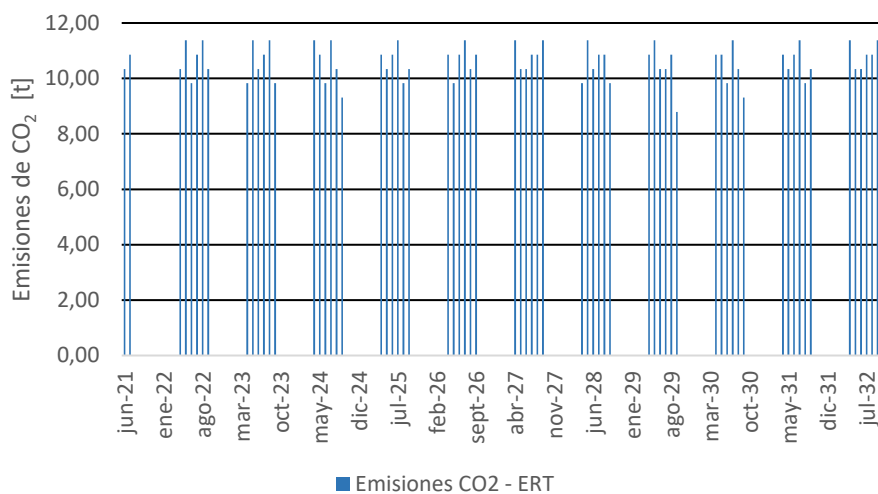


Figura 5.4.2: Emisiones de CO₂ en proceso de extracción, transporte y refinado de diésel.

Para el análisis sólo se consideró los meses de horas punta dado que sólo en ellos está en funcionamiento el generador diésel para el recorte de horas punta. El mismo supuesto aplica para el funcionamiento del BESS.

Por otro lado, dado que un BESS no emite GEI se debe cuantificar de otra forma la cantidad de CO₂ emitida por estos. Para ello, en base a [38], se calcularon las emisiones de CO₂ producida de un BESS Li-Ion en su proceso de producción en función de la propuesta más competitiva de BESS propuesto en el capítulo 5.3.4.

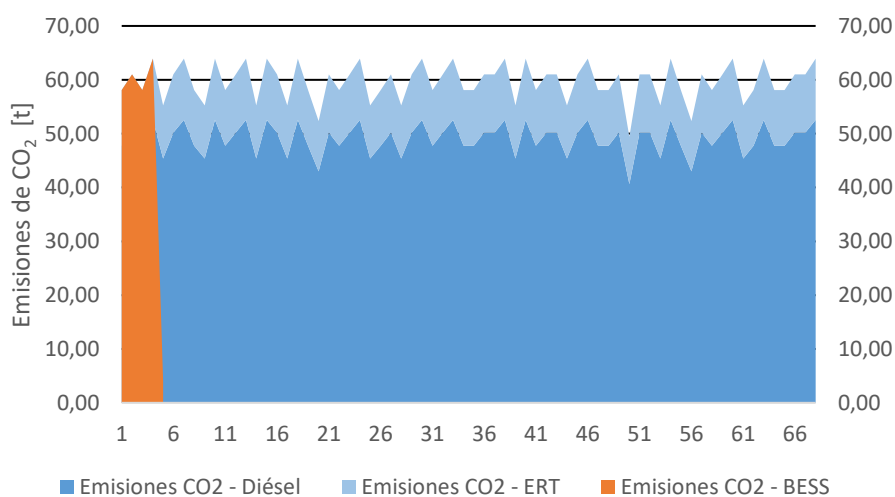


Figura 5.4.3: Emisiones de CO₂ de un generador diésel vs BESS 1,92[MW] – 6,14 [MWh].

La Figura 5.4.3 compara las emisiones de CO₂ producidas por un generador diésel versus las emitidas por un BESS. De aquí es posible notar que el proceso de fabricación de un BESS de 1,92[MW] – 6,14 [MWh] emite la misma cantidad de CO₂ que un generador diésel en un periodo de 4 meses y 2 días.

En la Figura 5.4.4 se comparan las emisiones de CO₂ producidas por el generador diésel en un periodo de 11 años con respecto a las emisiones de CO₂ producidas por la BESS, las cuales equivalen a tan solo el 5,37% de las emisiones producidas por el grupo electrógeno.

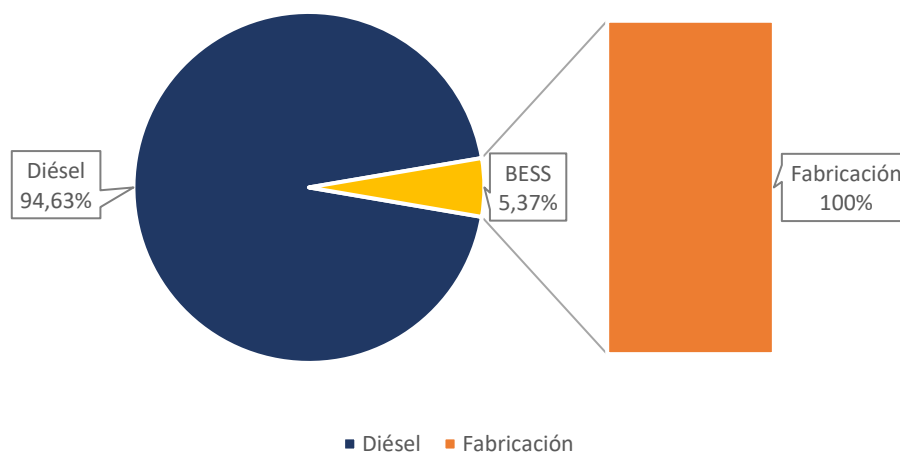


Figura 5.4.4: Emisiones de CO₂ producidas por una BESS de 1,92 [MW] – 6,14 [MWh] con respecto al total de emisiones producidas por un generador diésel de 1 [MVA].

Si bien, en la figura 5.4.3 y 5.4.4 no se cuantifican las emisiones de CO₂ producidas por el proceso de reciclaje, en [38] se cuantifican dichas emisiones para tres baterías: Ni-MH, Pb-Acid y Ni-Cd, siendo la primera la que mayor cantidad de emisiones de CO₂ emite en su proceso de reciclaje. Dicho esto, se asume como peor condición el factor de emisión de las baterías Ni-MH para cuantificar las emisiones de CO₂ de la BESS propuesta. El resultado se muestra en la Figura 5.4.5.

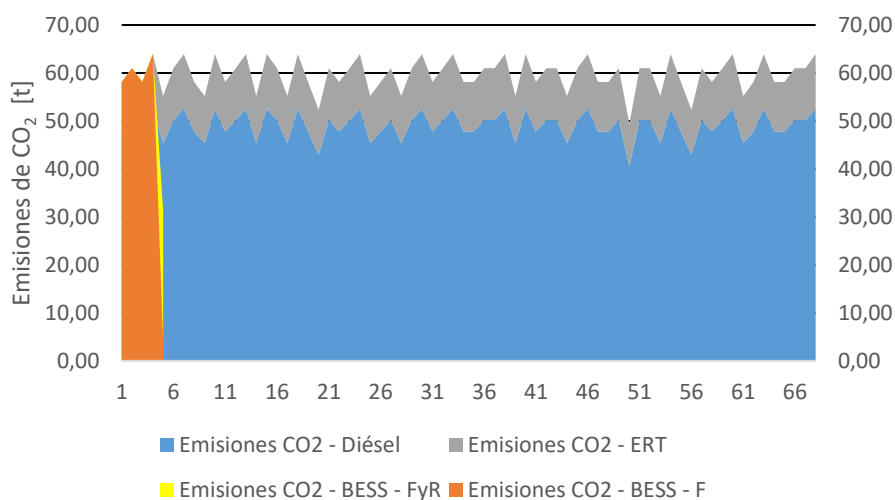


Figura 5.4.5: Emisiones de CO₂ de un generador diésel vs BESS 1,92[MW] – 6,14 [MWh] considerando su proceso de reciclaje.

De la Figura 5.4.5 es posible notar que el proceso reciclaje de la BESS aumenta (color amarillo) las emisiones de CO₂ con respecto a sólo considerar su proceso de fabricación (color anaranjado).

De la Figura 5.4.6 es posible visualizar que el proceso de considerar el reciclaje de la BESS aumenta la cantidad de emisiones de CO₂ en un 11,16%. Además, su proceso de fabricación con su posterior reciclaje emite la misma cantidad de CO₂ que el generador diésel en un periodo de 4 meses y medio lo que si se compara con un periodo de tiempo de 11 años, las emisiones producidas por la BESS equivalen al 5,97% de emisiones de CO₂ producidas por el generador diésel.

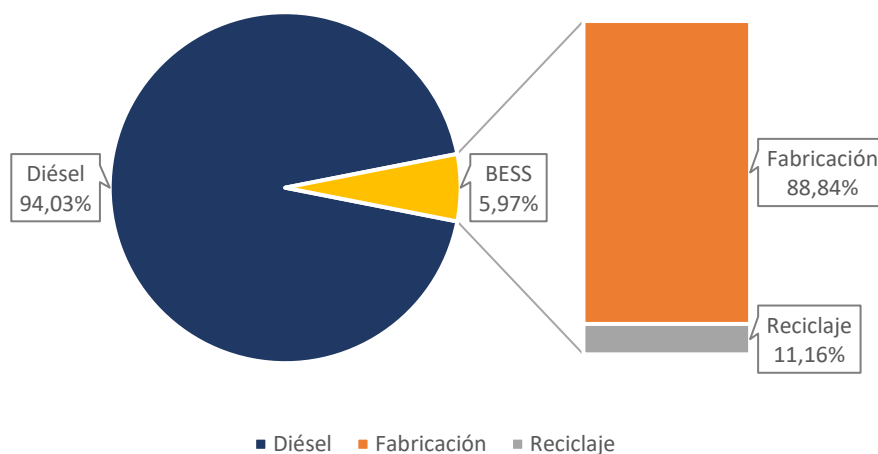


Figura 5.4.6: Emisiones de CO₂ producidas por una BESS de 1,92 [MW] – 6,14 [MWh] con respecto al total de emisiones producidas por un generador diésel de 1 [MVA] considerando su proceso de reciclaje.

Por otro lado, en base a 3.4.2, los resultados del pago de impuestos verdes anual en base a la reforma tributaria vigente y la reforma tributaria propuesta por el gobierno electo se muestran en la Tabla 5.4.2 y la Tabla 5.4.3, respectivamente.

Tabla 5.4.2: Impuesto verde, reforma tributaria actual.

Generador diésel 1MVA											
Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
CO ₂ USD/t	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
CO ₂ t	360,3	357,4	357,4	360,3	360,3	360,3	357,4	366,1	363,2	360,3	363,2
CO ₂ USD	1.801	1.787	1.772	1.787	1.801	1.831	1.772	1.758	1.758	1.787	1.831

De aquí, es claro notar que en el transcurso de 11 años en caso de que se viese afectada la Planta CR, el impuesto a pagar corresponde a USD 19.685 para el caso de la reforma actual y de USD 101.092 para el caso de la reforma tributaria propuesta por el actual gobierno chileno.

Tabla 5.4.3: Impuesto verde, reforma tributaria propuesta.

Generador diésel 1MVA											
Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
CO ₂ USD/t	8,5	12	15,5	19	22,5	26	29,5	33	36,5	40	40
CO ₂ t	360,3	357,4	357,4	360,3	360,3	360,3	357,4	366,1	363,2	360,3	363,2
CO ₂ USD	3.062	3.231	3.455	3.683	3.896	4.120	4.289	4.617	4.796	4.954	5.213

Por otra parte, para el mercado del carbono sólo se consideran las toneladas emitidas de CO₂ por el proceso de funcionamiento del generador diésel puesto que sólo estas se emiten en Chile. De esta forma el bono verde implicaría un ingreso de 6.520 USD en un periodo de 11 años para la compañía si lograrse venderlos al precio estipulado en el capítulo 4.4. El detalle se encuentra en la Tabla 5.4.4. Dicho monto serviría como amortización del proyecto evaluado.

Tabla 5.4.4: Bono verde.

BESS 1,6[MW] – 6,4[MWh]											
Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
CO ₂ USD/t	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
CO ₂ t	296,2	293,8	293,8	296,2	296,2	296,2	293,8	300,9	298,6	296,2	298,6
CO ₂ USD	592	588	588	592	592	592	588	602	597	592	597

Cabe destacar que las emisiones de CO₂ que se comparan tanto en el impuesto verde como en el mercado de carbono son distintas puesto que, el primero considera el proceso de extracción, refinado, transporte y funcionamiento del generador diésel y el último sólo considera el proceso de funcionamiento, ya que, las primeras tres fuentes de emisiones de CO₂ corresponden a actividades, que se asumen, no se realizan en Chile y por lo tanto no corresponden considerar.

Capítulo VI

Conclusiones y recomendaciones

6.1. Conclusiones

Considerando el objetivo propuesto en Chile de alcanzar la descarbonización de su matriz energética de cara al año 2040, es de carácter fundamental estudiar y analizar la implementación de los sistemas de almacenamiento de energía para poder cumplir con la meta propuesta.

A partir del análisis técnico realizado es posible concluir lo siguiente:

- Los mejores sistemas de almacenamiento de energía para la aplicación de recorte de horas punta en clientes finales desde el punto de vista técnico, económico y ambiental son las tecnologías de Li-Ion, Li-Polímero y NaS.
- Actualmente, el dimensionamiento de la BESS para poder recortar el 100% de las horas punta de la Planta Congelados Rocuant parte desde los 1,58 [MW] – 6,31 [MWh]. No obstante, dado que el caso de estudio tiene una duración de 11 años, en base a las proyecciones de demandas máximas del caso de estudio, es posible estimar un dimensionamiento a partir de 1,84 [MW] – 7,37 [MWh] hasta los 2,24 [MW] – 8,95 [MWh] dependiendo si se considera un promedio horario mensual de demandas o la moda del intervalo de demandas con mayor frecuencia. Dichas dimensiones consideran un sobredimensionamiento del 25% puesto que se limitó la profundidad de descarga al 80% con el objetivo de aumentar la vida útil de la BESS.

En base al análisis económico realizado es posible concluir que:

- La oferta de una BESS de 1,92 [MW] – 6,14[MWh] resultó ser la oferta más competitiva y candidato solución para implementarse en el caso de estudio debido a que la VAN obtuvo

una rentabilidad \$538.531.622 o USD 598.376 considerando una TIR 5%. Esta última obtuvo un rendimiento del 13,18%. Esto quiere decir que el cliente recupera el monto de inversión, obtiene una ganancia estimada de un 5% y además logra excedentes de USD 598.376. Cabe destacar que, esta opción no considera la puesta en marcha del servicio por lo que eventualmente se podría encarecer. Además, dado que las BESS se construye a partir de módulos, es posible ampliar la capacidad de la BESS en un futuro si así se requiere.

- El análisis de sensibilidad arrojó que es posible exigirle a la oferta más competitiva una tasa interna de retorno de hasta un 13,18% o aumentar la inversión inicial de USD 1.114.750 hasta USD 1.777.044 obteniendo una VAN igual a 0, siendo estos los últimos valores mediante los cuales el proyecto es económicamente rentable. No obstante, al hacer variar de forma simultánea la TIR e inversión inicial es posible obtener otros puntos de equilibrio en el cual el proyecto es económicamente rentable. Por otro lado, al variar en \pm 5% las variables precio de combustible y precio de energía, el proyecto no presenta mayores problemas y sigue siendo rentable.

Finalmente, del análisis ambiental realizado se puede concluir que:

- La implementación de la BESS solución emite la misma cantidad de CO₂ que el generador diésel de 1 [MVA] de la planta Congelados Rocuant en un periodo de 4 meses y medio considerando su proceso de fabricación y posterior reciclaje al término de su vida útil, representando tan solo un 5,97% de las emisiones del generador diésel en un periodo de 11 años.
- Si bien la empresa no está afectada al impuesto verde, en caso de estarlo les significaría un perjuicio de USD 19.685, lo que podría aumentar eventualmente a USD 101.092 en caso de que se llevara a cabo la reforma propuesta por el actual gobierno de Chile.
- Por otro lado, la venta de bonos de carbono por dejar de utilizar el generador les retribuiría un ingreso de aproximadamente USD 6.520 considerando un precio de 2 USD por tCO₂.

6.2. Recomendaciones

Dado que la BESS propuesta no está dimensionada para suplir la demanda máxima de la planta CR, se recomienda gestionar el proceso productivo, el cual tiene una baja frecuencia de ocurrencia, para que la demanda máxima asociada a estos se desplace a momentos en los cuales los procesos productivos son menores y nivelar la magnitud de demanda con el objetivo de que la mejor propuesta económica de BESS pueda recortar horas punta en su totalidad. A la fecha, en conversaciones con la jefa de planta, el jefe de mantenimiento de la planta Congelados Rocuant en conjunto con el subgerente de compras y abastecimiento de Blumar están abiertos a acceder a dicha recomendación.

Otra opción consistiría en la puesta en servicio del generador diésel en momentos que no se pueda gestionar el proceso productivo, con ello se tendría la capacidad suficiente para recortar la demanda de las horas punta en caso de que la capacidad de la BESS no fuese suficiente.

Si por motivos de causa mayor no se pudiesen realizar las recomendaciones previas, la siguiente BESS de la empresa con la oferta más competitiva es de 2.4 [MW] – 7.68[MWh], con ello, la demanda máxima suministrada en la planta CR quedaría por debajo de esta. La inversión inicial aumentaría en un 23% y con ello tendría un Payback de 5,9 años, una VAN de \$329.557.089 y una TIR de 9,34%. Se destaca que este aumento de la inversión inicial está por debajo del 59,41% calculado en 5.3.5 con el cual se tendrá una VAN igual a 0, por lo que el proyecto seguirá siendo técnica y económicamente rentable.

6.3. Trabajo futuro

Como trabajo futuro se propone:

- Evaluar la máxima capacidad de GW a instalar en BESS antes de que el modelo de arbitraje de energía deje ser atractivo en la zona norte.
- Ahondar en un algoritmo de dimensionamiento óptimo de las diferentes tecnologías estudiadas, así como su óptima aplicación.
- Evaluar las condiciones de viabilidad económica para las diferentes tecnologías estudiadas en distintas aplicaciones.

Bibliografía

- [1] Ministerio de Energía, 2020. “Decreto exento N°50 de 2020. Aprueba acuerdos de retiro de centrales termoeléctricas a carbón”, 13 de Marzo de 2020. Disponible: https://energia.gob.cl/sites/default/files/decreto_exento_n_50.pdf [Fecha de descarga: 12 de mayo de 2022]
- [2] Mesa Nacional del Agua Ministerio. (s.f). “Plan Sequía”. Ministerio de Obras Públicas. Disponible: <https://www.gob.cl/plansequia/>. Accedido el 12 de mayo de 2022.
- [3] Ministerio de Energía. “Planificación Energética de Largo Plazo”, Informe preliminar, Agosto 2021. Disponible: <https://energia.gob.cl/planificacion-energetica-de-largo-plazo-proceso> [Fecha de descarga 04 de abril de 2022].
- [4] Revista electricidad, Diciembre 2021. “Almacenamiento: primeros pasos decisivos”. Disponible: <https://www.revistaei.cl/revistas/almacenamiento-primeros-pasos-decisivos> [Fecha de descarga: 06 de abril de 2022].
- [5] Ministerio de Energía. “Proyecto de ley que promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad”, Marzo 2022. Disponible: <https://www.camara.cl/legislacion/ProyectosDeLey/tramitacion.aspx?prmID=15219&prmbOLETIN=14731-08>
- [6] C. Lagos Alarcón, “Dimensionamiento y ubicación de un sistema de almacenamiento por baterías en el sistema mediano Aysén”, Memoria de título, Ing. Civil Eléctrico, Depto. De Ing. Eléctrica, Univ. De Chile, Santiago de Chile, Chile, Abril 2015.
- [7] J. Blanc Barrenechea, “Desarrollo de modelo algorítmico para dimensionamiento y gestión técnico-económico óptimos de banco de baterías para clientes alimentados del sistema eléctrico chileno y/o fuentes de energía solares”, Memoria de título, Ing. Civil Industrial, Facultad de Ciencia Físicas y Matemáticas, Univ. De Chile, Santiago de Chile, Chile, 2015.
- [8] PwC España. “El papel del almacenamiento en la Transición Energética”, 2021. Disponible: <https://www.fundacionnaturgy.org/publicacion/el-papel-del-almacenamiento-en-la>

- transicion-energetica/ [Fecha de descarga: 16 de abril de 2022]
- [9] Ministerio de Energía. “Ley 20.936. Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional”. 11 de julio de 2016. Disponible: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1092695&f=2017-02-09> [Fecha de descarga: 27 de abril de 2022].
- [10] M. Ehsani, Y. Gao, S. Gay, A. Emadi; “Modern Electric Hybrid Electric and Fuel Cell Vehicles, Fundamentals Theory and Design”; CRC Press; 3rd edition, 2018.
- [11] Ministerio de Energía, “Decreto supremo 03 de 2022. Aprueba reglamento de transferencia de potencia establecidas en la ley general de servicios eléctricos y deroga decreto que indica”. 12 de enero de 2022. Disponible: https://energia.gob.cl/sites/default/files/decreto_3_2022.pdf [Fecha de descarga: 29 de abril de 2022]
- [12] I. Buchmann, “Compare battery energy with fossil fuel and other resources”, Battery University. Disponible: <https://batteryuniversity.com/article/bu-1007-net-calorific-value>. Accedido el 15 de mayo de 2022. Última actualización: 11 de mayo de 2017.
- [13] Makund R. Patel, “Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis, and Operation”, CRC Press, Second edition, 2005.
- [14] I. Buchmann, “Types of Lithium - Ion”, Battery University”. Disponible: <https://batteryuniversity.com/article/bu-205-types-of-lithium-ion>. Accedido el 28 de mayo de 2022. Última actualización: 22 de octubre de 2021.
- [15] Ministerio de Energía. “Decreto 128. Aprueba reglamento para centrales de bombeo sin variabilidad hidrológica. 12 de octubre de 2016. Disponible: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1095456&f=2019-12-20> [Fecha de descarga: 29 de abril de 2022]
- [16] Comisión Nacional de Energía. “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio”. Disponible: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/normas-tecnicas/> [Fecha de descarga: 29 de mayo de 2022].
- [17] Ministerio de Energía. “Decreto 125. Aprueba reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional”. 20 de diciembre de 2019. Disponible: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/01/Reglamento-125-Coordinaci%C3%B3n-y-operaci%C3%B3n->

- SEN.pdf [Fecha de descarga: 29 de mayo de 2022].
- [18] IRENA (International Renewable Energy Agency), “Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030,” IRENA, Abu Dhabi, 2017. Disponible: <https://www.irena.org/publications/2017/oct/electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets> [Fecha de descarga: 12 de junio de 2022].
- [19] Johannes Weniger, Joseph Bergner, Volker Quaschning, “Integration of PV power and load forecasts into the operation of residential PV battery systems,” 4th Solar Int. Workshop, 2014. Disponible: <https://solar.htw-berlin.de/wp-content/uploads/WENIGER-2014-Integration-of-forecasts-into-the-operation-of-residential-PV-battery-systems.pdf> [Fecha de descarga: 23 de junio de 2022].
- [20] Ministerio de Energía, 2022. “Decreto 3T del 7 de julio 2022. Fija precios de nudo para suministros de electricidad”. Disponible: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1178300> [Fecha de descarga: 07 de julio de 2022]
- [21] Diario El Mercurio, 05 de julio de 2022. “*Costos de energía se disparan durante junio y acumulan su mayor nivel en siete años*”. Disponible: <https://digital.elmercurio.com/2022/07/05/B/K44577VD#zoom=page-width>. Accedido el 05 de julio de 2022.
- [22] Ministerio de Salud, 2004. “Decreto 148. Aprueba reglamento sanitario sobre manejo de residuos peligrosos”, 16 de junio de 2004. Disponible: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=226458>. Accedido el 29 de julio de 2022.
- [23] Cerro Dominador, Disponible: <https://cerrodominador.com/proyectos/>
- [24] I. Buchmann, “Future batteries”, Battery University”. Disponible: <https://batteryuniversity.com/article/bu-212-future-batteries>. Accedido el 01 de agosto de 2022. Última actualización: 22 de octubre de 2021.
- [25] Guadalupe G. González, “Almacenamiento de energía magnética por superconducción”, 2013. Disponible: https://utp.ac.pa/documentos/2014/pdf/10_Energi_a_magne_tica_1.pdf. [Fecha de descarga: 06 de agosto de 2022].
- [26] European Energy Research Alliance (EERA), “EERA Joint Program SP5: Superconducting Magnetic Energy Storage”, 01 de marzo de 2019. Disponible: <https://www.eera->

- energystorage.eu/component/attachments/?task=download&id=566:EERA_JPES_SP5_Factsheet_final. [Fecha de descarga: 06 de agosto de 2022].
- [27] Blumar S.A., “Reportes”, 2021. Disponible: <https://www.blumar.com/>. Accedido el 07 de agosto de 2022.
- [28] J.I. San Martín, I. Zamora, J.J. San Martín, V. Aperribay, P. Eguía, “Energy storage technologies for electric applications,” *Renewable Energy and Power Quality Journal*, pp. 593–598, 2011. Disponible: <https://www.semanticscholar.org/paper/Energy-storage-technologies-for-electric-Mart%C3%ADn-Zamora/141bf580595b81474386cf947a3278b4a4ff8983> . [Fecha de descarga: el 08 de agosto de 2022].
- [29] National Hydropower Association, “Pumped Storage Report,” Washington, DC, USA, 2018. Disponible: <https://www.hydro.org/wp-content/uploads/2018/04/2018-NHA-Pumped-Storage-Report.pdf>. [Fecha de descarga: 08 de agosto de 2022].
- [30] Peña, K., 24 de agosto de 2021. “*El boom del hidrógeno verde sigue creciendo en Chile: se triplican los proyectos y se concentran en cuatro regiones*”. *Diario Financiero*. Disponible: <https://www.df.cl/empresas/industria/el-boom-del-hidrogeno-verde-sigue-creciendo-en-chile-se-triplican-los>. Accedido el 12 de agosto de 2022.
- [31] Ministerio de energía, “Estrategia Nacional de Hidrógeno Verde”, Noviembre de 2020. Disponible: https://energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_h2_-_espanol2022.pdf [Fecha de descarga: 12 de agosto de 2022]
- [32] World Energy Council, “Energy Storage Monitor, Latest trends in energy storage”, 2019. Disponible: https://www.worldenergy.org/assets/downloads/ESM_Final_Report_05-Nov-2019.pdf [Fecha de descarga: 13 de agosto de 2022]
- [33] EASE-EERA, “Energy Storage Technology Development Roadmap”, 2017. Disponible: <https://www.eera-set.eu/component/attachments/?task=download&id=312> [Fecha de descarga: 14 de agosto de 2022]
- [34] Comisión Nacional de Energía, “Informe preliminar de previsión de demanda 2021-2041”, diciembre de 2019. Disponible: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/12/Informe-Preliminar-Prevision-de-Demanda-2021-2041.pdf> [Fecha de descarga: 24 de agosto de 2022]

- [35] Asian Development Bank, “Handbook on battery energy storage system”, diciembre de 2019. Disponible: <https://www.adb.org/publications/battery-energy-storage-system-handbook> [Fecha de descarga: 24 de agosto de 2022]
- [36] Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico, “Factores de emisión: Registro de huella de carbono, compensación y proyectos de absorción de Dióxido de Carbono”, Julio de 2022. Disponible: https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/factoresemission_tcm30-479095.pdf [Fecha de descarga: 26 de agosto de 2022]
- [37] SEMARNAT, “Factores de emisión para los diferentes tipos de combustibles fósiles y alternativos que se consumen en México”, Diciembre de 2014. Disponible: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/110131/CGCCDBC_2014_FE_tipos_combustibles_fosiles.pdf [Fecha de descarga: 26 de agosto de 2022].
- [38] A.R. Dehghani-Sani, E. Tharumalingam, M.B. Dusseault, R. Fraser, “Study of energy storage systems and environmental challenges of batteries”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 104, 2019, pages 192-208, ISSN 1364-0321. Disponible: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119300334> [Fecha de descarga: 26 de agosto de 2022]
- [39] Masnadi, Mohammad S. & El-Houjeiri, Hassan & Schunack, Dominik & Li, Yunpo & Englander, Jacob & Badahdah, Alhassan & Monfort, Jean-Christophe & Anderson, James & Wallington, Timothy & Bergerson, Joule & Gordon, Deborah & Koomey, Jonathan & Przesmitzki, Steven & Azevedo, Inês & Bi, Xiaotao & Duffy, James & Heath, Garvin & Keoleian, Gregory & McGlade, Christophe & Brandt, Adam, 2018, “Global carbon intensity of crude oil production”. Disponible: <https://www.science.org/doi/epdf/10.1126/science.aar6859> [Fecha de descarga: 02 de septiembre de 2022]
- [40] Victor Gordillo & Nicolas Rankoic & Amir F.N. Abdul-Manan, “Customizing CO₂ allocation using a new non-interactive method to reflect operational constraints in complex EU refineries”. Disponible: <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/s11367-017-1380-1.pdf> [Fecha de descarga: 02 de septiembre de 2022]
- [41] Joint Research Centre, Institute for Environment and Sustainability, Beziat, J., Edwards, R.,

- Larivé, J., “Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and power trains in the European context: report version 3c”, July 2011, Publications Office, 2014, Disponible: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/708b39fd-4cc9-4456-9b63-6d1536240202/language-en> [Fecha de descarga: 02 de septiembre de 2022]
- [42] Ministerio del Medio Ambiente, “Huella de carbono”, Disponible: <https://mma.gob.cl/cambio-climatico/cc-02-7-huella-de-carbono/>. Accedido el 04 de septiembre de 2022.
- [43] Ministerio de Hacienda, “Ley 20.780, Reforma tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario”, septiembre de 2014. Disponible: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1067194&idVersion=2020-02-24&idParte=9509244>
- [44] Presidente de la república, “Propuestas programáticas, Plan de Reactivación económica”, 2022-2026. Disponible: <https://boricpresidente.cl/propuestas/econom%C3%ADa/>. Accedido el 15 de septiembre de 2022.
- [45] Fundación Terram, “Central de Colbún realiza la primera emisión de bonos de carbono en proyecto de banco mundial en Chile”, 22 diciembre de 2020. Disponible: <https://www.terram.cl/2020/12/central-de-colbun-realiza-la-primera-emision-de-bonos-de-carbono-en-proyecto-de-banco-mundial-en-chile/#:~:text=Paula%20Reyes%2C%20ingeniera%20especialista%20senior,mil%20para%20la%20compa%C3%B1a%20si>. Accedido el 15 de septiembre de 2022.
- [46] Compañía General de Electricidad, CGE, “Peajes de suministro”. Disponible: <https://www.cge.cl/informacion-comercial/tarifas-y-procesos-tarifarios/tarifa-de-suministro/> Accedido el 18 de octubre de 2022.
- [47] Comisión Nacional de Energía, CNE, “Resolución Exenta N° 442”, 15 de junio de 2022. Disponible: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/> . [Fecha de descarga: 18 de octubre de 2022]
- [48] Sostenibilidad para todos, “¿Qué es el hidrógeno verde?”, Disponible: https://www.sostenibilidad.com/desarrollo-sostenible/que-es-el-hidrogeno-verde/?gclid=CjwKCAjwi8iXBhBeEiwAKbUofRbCkt33RPqVhdFu_-

- f6KZzC1Rpj0DpRG5T_rB8oXw7PqwMpOTGRCxoCo8wQAvD_BwE&_adin=02021864894. Accedido el 15 de agosto de 2022.
- [49] GE Renewable Energy, ¿“How does GE’s Hydro Variable Speed Pumped Storage technology work?””, Disponible: https://www.youtube.com/watch?v=CDlvjkfpX_o&ab_channel=GERenewableEnergy. Accedido el 16 de agosto de 2022.
- [50] PNGWINGLE, “Batería de zinc-bromo”, Disponible: <https://www.pngwing.com/es/free-png-bmnyl>. Accedido el 17 de agosto de 2022.
- [51] Rodrigo Bernal, Enrique Véliz, “Almacenamiento energético como apoyo a la generación distribuidora”, Disponible: <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno15/almadis/paginas/p4.html>. Accedido el 18 de agosto de 2022.
- [52] Ministerio de Energía, “Decreto 88. Aprueba reglamento para medios de generación de pequeña escala”, 17 de septiembre de 2019. Disponible: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1150437>. Accedido el 21 de agosto de 2022.
- [53] Coordinador Eléctrico Nacional, “Servicios complementarios”. Disponible: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/servicios-complementarios/balances-sscc/2022-balances-sscc/>. Accedido 03 de noviembre de 2022.
- [54] Coordinador Eléctrico Nacional, “Sobrecostos”. Disponible: <https://www.coordinador.cl/mercados/documentos/transferencias-economicas/antecedentes-de-calculo-para-las-transferencias-economicas/2022-antecedentes-de-calculo-para-las-transferencias-economicas/septiembre-definitivo-2022-antecedentes-de-calculo-para-las-transferencias-economicas/>. Accedido 03 de noviembre de 2022.
- [55] Ministerio de energía, “Decreto 125. Aprueba reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional”, 20 de diciembre de 2019. Disponible: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1140253>. Accedido el 04 de noviembre de 2022.
- [56] David Nogales, La Tercera, “El precio del petróleo no da tregua y el barril está cada vez más cerca de los US\$100 ¿Y las bencinas en Chile?”, 4 de febrero de 2022. Disponible:

<https://www.latercera.com/pulso/noticia/el-precio-del-petroleo-no-da-tregua-y-el-barril-esta-cada-vez-mas-cerca-de-los-us-100-y-las-bencinas-en-chile/Q6YAMWG54JC55IGUGFKOXHPJRI/#:~:text=Detr%C3%A1s%20del%20fuerte%20incremento%20del,fuerte%20baja%20de%20las%20temperaturas.> Accedido el 26 de septiembre de 2022.

- [57] Empresa Nacional del Petróleo, “Tabla de precios paridad”. Disponible: https://www.enap.cl/pag/66/1295/tabla_de_precios_de_paridad
- [58] Banco Central de Chile, “Dólar observado”. Disponible: https://si3.bcentral.cl/indicadoressiete/secure/Serie.aspx?gcode=PRE_TCO¶m=RABmAFYAWQB3AGYAaQBuAEkALQAZADUAbgBNAGgAaAAkADUAVwBQAC4AbQBYADAARwBOAGUAYwBjACMAQQBaAHAARgBhAGcAUABTAGUAdwA1ADQAMQA0AE0AawBLAF8AdQBDACQASABzAG0AXwA2AHQAawBvAFcAZwBKAewAegBzAF8AbgBMAHIAYgBDAC4ARQA3AFUAVwB4AFIAWQBhAEEAOABkAHkAZwAxAAEERAA=
- [59] U.S. Bureau of Labor Statistics, “Consumer Price Index Historical Tables for U.S. City Average”. Disponible: https://www.bls.gov/regions/mid-atlantic/data/consumerpriceindexhistorical_us_table.htm
- [60] Ministerio de energía, “Aprueba reglamento de seguridad de las instalaciones de consumo de energía eléctrica”, 31 de enero de 2019. Disponible: <https://www.sec.cl/reglamento-de-seguridad-de-las-instalaciones-de-consumo-de-energia-electrica-decreto-08/>

Anexos

Anexo A: Blumar S.A.

A.1. Procesos productivos

A.1.1 Harina y aceite de pescado

La harina y el aceite de pescado corresponden a productos de consumo humano indirecto. Blumar los produce en sus cuatro plantas, de las cuales una se ubica en la región de Atacama, perteneciente a su filial Pesquera Bahía Caldera S.A.; dos en la región del Biobío y una en la región de Los Ríos. Las principales exportaciones de harina de pescado fueron a China y Corea, donde se comercializa en forma directa y a través de agentes en distintos países. Las exportaciones de aceite de pescado fueron principalmente a Dinamarca y Grecia [27].

A.1.2 Jurel congelado

El jurel congelado es un producto de consumo humano directo. La empresa fue pionera en la elaboración de este producto en Chile y actualmente es el principal productor a nivel nacional. Cuenta con dos plantas de congelados localizadas en San Vicente y Rocuant, Talcahuano, capaces de producir en conjunto 752 toneladas por día.

Blumar comercializa este producto con la marca registrada Antarctic Ice. En 2021, se produjeron 78.022 toneladas de jurel congelado y las ventas alcanzaron a MUSD 83.274, representando el 36% de las ventas valoradas del negocio pesquero de la compañía. El 34% de estas tuvo como destino Nigeria, siendo Costa de Marfil el segundo destino de mayor importancia con un 29% de las ventas [27].

A.1.3 Merluza y pesca blanca

La merluza es un producto de consumo humano directo. La compañía produce merluza congelada, fresca y apanada, contando para ello con una planta de congelados y otra de apanados. Desde diciembre de 2017, opera el negocio de extracción, producción y comercialización de pesca blanca mediante su filial PacificBlue SpA. Esta última se materializó mediante la fusión de Congelados del Pacífico y Pesca Fina SpA [27].

A.1.4 Choritos y salmón ahumado

La empresa participa en el negocio del cultivo, procesamiento y exportación de choritos a través de sus coligadas St Andrews Smoky Delicacies S.A., Empresa Pesquera Apiao S.A. y Salmones Aucar S.A. El negocio consiste en la siembra de choritos por parte de la Empresa Pesquera Apiao S.A. en sus propias concesiones de mar, situadas en el archipiélago de Chiloé. Este cultivo propio corresponde a la mayor parte de la materia prima que se procesa, otorgando una gran ventaja competitiva a la operación. Por otro lado, la compañía St Andrews Smoky Delicacies S.A. cuenta en Chiloé con dos modernas plantas donde procesa y transforma la materia prima en los distintos productos que se comercializan, como son la carne o IQF (Individual Quick Freezing), en media concha y entero [27].

El resumen del proceso productivo de Blumar se aprecia en la figura A.1 y A.2. La cadena de valor para los procesos del segmento pesquero y acuícola se describen a continuación:

Barcos: La flota se compone de seis barcos pesqueros de Alta Mar (PAM) que cuentan con tecnología de última generación en monitoreo, sistemas de detección y captura y comunicación. El equipo realiza las operaciones con modernos equipos de detección que localizan el cardumen, procediendo a desplegar la red para la captura, desde donde se succiona la pesca hacia las bodegas, recibéndola con agua de mar enfriada a -1°C , lo que permite mantener la calidad y preservación de la materia prima a través del enfriamiento continuo.

Descarga: Este proceso comienza cuando el barco llega al pontón de descarga, que es donde se evalúa la calidad de la pesca y se determina su destino a las distintas plantas. Luego, la materia prima es impulsada por un sistema de bombeo de presión/vacío a través de cañerías submarinas. Esto garantiza la calidad de la pesca, minimizando el uso del agua descargada.

Plantas de consumo humano: al momento de descargar el pescado, este es recepcionado y clasificado por tamaño; de esta forma se selecciona la materia prima que califica para consumo humano y es enviada a las líneas automáticas que pesan y empaican en cajas de 20 kilos de producto entero. Posteriormente, las cajas son enviadas a los túneles de congelación, donde el producto alcanza los -18°C en 21 horas. Además de los productos enteros, existen líneas de elaboración de HG (Sin cabezas y vísceras), HGT (Sin cabeza, cola y vísceras) y IQF (Congelamiento individual). Finalmente, el producto se almacena en frigoríficos hasta su posterior venta.

Plantas de harina y aceite de pescado: la producción comienza desde que se recibe la materia prima de las embarcaciones de flota industrial y lanchas artesanales, pasando por diferentes etapas que permiten extraer el agua y obtener como resultado la harina y aceite de pescado, productos con alto contenido proteico y en ácidos grasos Omega-3, respectivamente.

Comercialización: los productos generalmente van enfocados a un mercado y grandes distribuidores, no a clientes finales. En mercados como África y Perú se comercializan productos directamente en pescaderías [27].

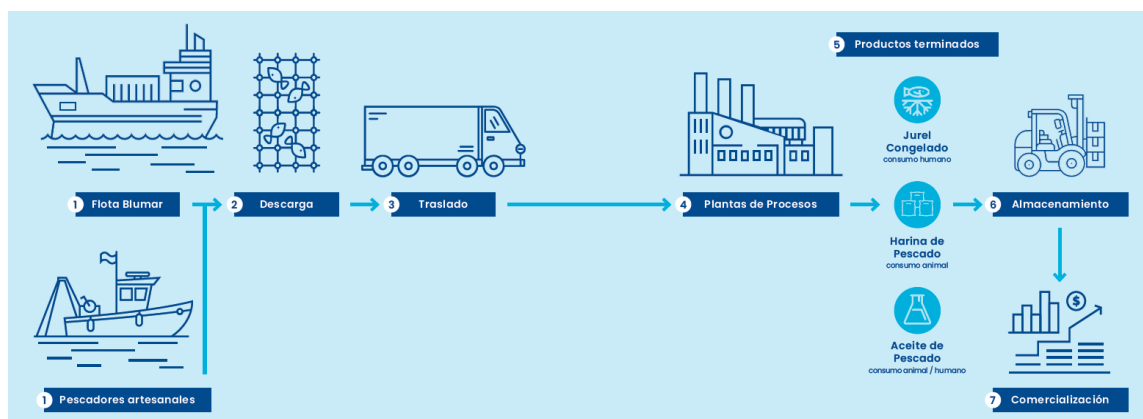


Figura A. 1: Proceso productivo de Blumar S.A. : Segmento pesquero [27]

Genética y producción de ovas: Los procedimientos de selección garantizan la reproducción entre peces resistentes a enfermedades y con mayor potencial de crecimiento. En ese contexto, los proveedores de ovas pueden adaptar sus entregas mediante el uso de reproductores con genética

favorable para los diferentes rasgos deseados por los clientes, siendo varios de ellos capaces de producir ovas durante todo el año.

Producción de smolts: la Compañía tiene un acuerdo de exclusividad con una piscicultura de recirculación junto al mar, que produce un porcentaje importante de los smolts. Estos son salmones juveniles que se encuentran en un proceso de adaptación fisiológica para vivir en un medio marino y cuentan con altos estándares de seguridad y bioseguridad.

Centros de cultivo: Blumar cuenta con 55 concesiones propias, que se distribuyen en las regiones de Los Lagos (1), Aysén (41) y Magallanes (13). Los centros están preparados para producir entre 3 mil y 6 mil toneladas por cada ciclo de producción, el cual tiene una duración entre 15 y 18 meses para el salmón Atlántico.

Plantas de proceso: una vez que el salmón llega a su madurez y está en condiciones para ser cosechado, es transportado a bordo de los wellboats. El pez es llevado desde los centros de cultivo hacia el primer destino: la planta de proceso primario de Quellón. Luego, la producción se procesa en la Planta de Talcahuano. En tanto, en la Región de Magallanes las siembras están ubicados entre las zonas de Seno Skyring y Puerto Natales. Desde ahí, la producción se traslada y procesa en la Planta Entrevientos, en Punta Arenas [27].

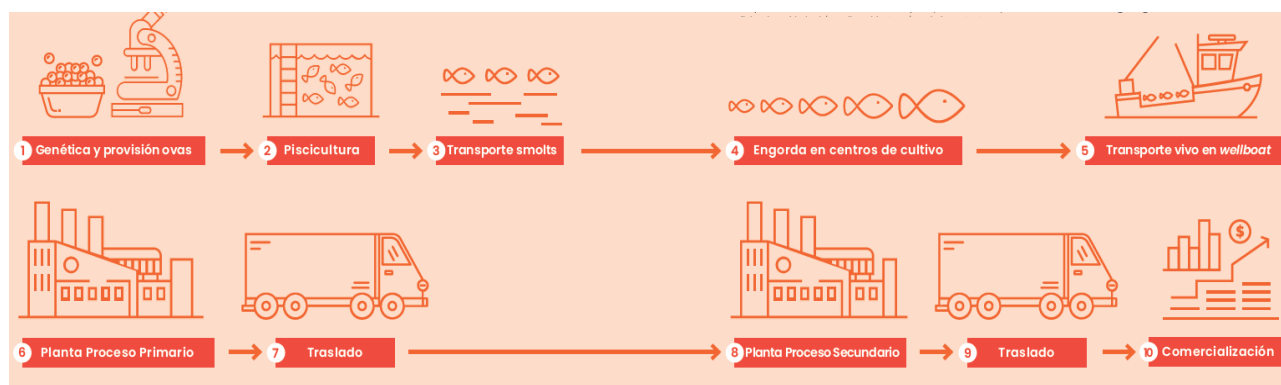


Figura A. 2: Proceso productivo de Blumar S.A. : Segmento acuícola [27]

Anexo B: Marco regulatorio de los sistemas de almacenamiento de energía

B.1. Decreto 128/2016

- **Artículo 1°**

En el presente artículo se define una central de bombeo como aquellos sistemas de almacenamiento de energía conformados por centrales hidráulicas que operan con dos reservorios de acumulación de agua, localizados de manera tal que exista una diferencia de altura entre ellos para permitir el bombeo de agua para su almacenamiento y posterior utilización en la generación de electricidad.

- **Artículo 2°**

En el presente artículo se define que dicho reglamento será aplicable a quienes exploten una central de bombeo con capacidad instalada de generación igual o superior a 200 MW y que no estén sujetas a variabilidad de tipo hidrológico, entendiéndose por “*sin variabilidad hidrológica*” cuando el agua utilizada por la misma se extrae y bombea desde un reservorio inferior con un volumen tal que se mantiene una disponibilidad de recurso hídrico que no limita la operación de la central a potencia nominal.

El reglamento en sus demás artículos regula las transferencias de potencias, la determinación de la potencia de suficiencia preliminar de una central de bombeo y su coordinación.

B.2. Norma Técnica de seguridad y calidad de Servicio

- **Artículo 1°-7**

Equipo de compensación de energía activa: Equipo capaz de inyectar potencia activa a la red en forma rápida y sostenerla durante un tiempo prefijado, dentro de todos los rangos aceptables de frecuencia y tensión de un SI, ante variaciones de frecuencia.

B.3. Decreto Supremo 125/2017

- **Artículo 2°**

Central con Almacenamiento de bombeo: Central de generación eléctrica formada por unidades hidráulicas que operan con dos reservorios de acumulación de agua, localizados de manera tal que exista una diferencia de altura entre ellos para permitir el bombeo de agua para su almacenamiento y posterior generación de electricidad, y que disponga de afluentes que representen anualmente un porcentaje de la capacidad de acumulación mayor a las pérdidas que se produzcan durante el proceso de almacenamiento en igual período.

Central Renovable con Capacidad de Almacenamiento: Central de generación renovable que utiliza recursos primarios variables, compuesta por una componente de generación y una componente de almacenamiento, ambas con el mismo punto de conexión al sistema eléctrico. La componente de generación corresponde al equipamiento tecnológico para transformar energía primaria en energía eléctrica, en tanto la componente de almacenamiento es aquel equipamiento capaz de transformar la energía eléctrica producida por la componente de generación, en otro tipo de energía y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla al sistema eléctrico.

Central Renovable con Capacidad de regulación: Central de generación renovable que utiliza recursos primarios variables, con la capacidad de gestionar temporalmente su recurso energético primario, en forma de energía mecánica, térmica, electromagnética, entre otras, de forma previa a su transformación en energía eléctrica para la inyección al sistema eléctrico.

Sistema de Almacenamiento de Energía: Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema.

- **Artículo 90°**

Los sistemas de almacenamiento de energía interconectados al sistema eléctrico podrán destinarse a la presentación de SSCC, incorporarse como infraestructura asociada a los sistemas de transmisión o para el arbitraje de precios de energía.

- **Artículo 95°**

Los coordinados titulares únicamente de sistemas de almacenamiento de energía no podrán efectuar retiros desde el sistema eléctrico para comercializar con empresas distribuidora o clientes libres.

- **Artículo 110°**

En el presente artículo se definen tres modos de operación para centrales renovables con capacidad de almacenamiento. El modo carga el cual transforma parte la energía eléctrica producida por su componente de generación en otro tipo de energía para su almacenamiento, el modo descarga el cual transforma la energía previamente almacenada en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico y el modo generación directa el cual inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente generación sin haber pasado previamente por un proceso de almacenamiento.

- **Artículo 113°**

Para la determinación de la metodología a la cual el coordinador incorporará a las centrales renovables con capacidad de almacenamiento considerará al menos: la capacidad de almacenamiento, volumen de energía almacenada, pronóstico de generación y de energías afluentes, potencia nominal de las componentes de generación y almacenamiento, operación esperada de la central y el impacto en la seguridad o eficiencia económica del sistema eléctrico.

B.4. Decreto Supremo 3/2022

- **Artículo octavo transitorio**

Desde la publicación en el Diario Oficial del reglamento y hasta la entrada en vigor de este, la PSUF preliminar de las centrales renovables con capacidad de almacenamiento, corresponderá al mínimo valor entre la potencia máxima de la unidad generadora y la suma de PSUF preliminar de dicha unidad y de la componente de almacenamiento.

La potencia inicial de la componente de almacenamiento de una central con capacidad de almacenamiento corresponderá a la multiplicación entre la potencia máxima de dicha componente y el porcentaje de reconocimiento de potencia inicial, determinado de acuerdo con la tabla B.4.1.

Tabla B.4.1: Porcentaje de reconocimiento de potencia inicial en función de su capacidad de almacenamiento

Capacidad de almacenamiento (horas)	Porcentaje de reconocimiento de potencia inicial
<1	0%
1	70%
2	82%
3	90%
4	95%
≥5	100%

B.5. Decreto 148/2004

- **Artículo 87°**

En el presente artículo se listan residuos incompatibles entre los que destacan el ácido de baterías (grupo B-1) y el líquido alcalino de baterías (grupo A-1) dentro de la tabla de incompatibilidades, donde la mezcla de dichos elementos entre residuos del grupo A-1 con los del grupo B-1 genera calor y reacción violenta.

Si bien el mismo reglamento señala que son de carácter referencial, los procesos de eliminación podrán mezclar estos componentes cuando se demuestre que los efectos de la reacción se encuentran bajo control.

- **Artículo 90°**

En el presente artículo se listan objetos considerados como peligrosos entre ellas las baterías. No obstante, en el artículo 19 el generador del residuo podrá demostrar ante la Autoridad Sanitaria, conforme a lo establecido entre los artículos 12 y 17 del presente reglamento, que tales residuos no son peligrosos. Dentro del listado es posible encontrar:

- Baterías de plomo desechadas, enteras o trituradas.
- Baterías desechadas sin seleccionar, excluidas mezclas de baterías sólo de la lista B (Residuos no peligrosos) del artículo en cuestión, que contengan constituyentes en concentraciones tales que hagan que el residuo presente alguna característica de peligrosidad.

- Montajes eléctricos y electrónicas de desecho o chatarras de estos que contengan componentes como baterías incluidas de la lista, interruptores de mercurio, vidrios de tubos de rayos catódicos y otros vidrios activados y capacitores de PCB, o contaminados con constituyentes en concentraciones tales que hagan que el residuo presente alguna característica de peligrosidad.

B.6. Regulación internacional de sistemas de almacenamiento de energía

B.6.1 Estados Unidos

Para Estados Unidos, los incentivos dependen de los diferentes estados. No obstante, la mayoría de las baterías instaladas anualmente se han realizado dentro del operador regional PJM, la cual es una entidad privada encargada de la operación del sistema y la operación del mercado eléctrico en trece estados más el distrito de Columbia, y el operador del sistema independiente de California (CAISO). Para promover el almacenamiento de energía, CAISO ha iniciado varias iniciativas para eliminar barreras y aumentar la utilidad operativa de la capacidad de almacenamiento permitiendo participar en los mercados de regulación de la energía a los sistemas de almacenamiento. Otro incentivo es el crédito fiscal federal del 30% para desarrolladores que integran baterías a sus proyectos solares. Además, existen incentivos directos como subvenciones estatales, descuentos por Watt instalado y programas de incentivos basados en la productividad del sistema [8].

B.6.2 Australia

Para el caso de Australia, la agencia de energías renovables australiana para fomentar el desarrollo de las energías renovables utiliza las subastas con contratos por diferencias. Esto quiere decir que, se acuerda un precio por kWh y si el precio del mercado está por encima, el promotor debe devolver la diferencia y si está por debajo, el gobierno paga el diferencial. Para este caso, los sistemas de almacenamiento no son puros sino que están anexados a una fuente de generación renovable y de esta forma participan principalmente en el mercado de control de frecuencia y arbitraje de precios el cual consiste en cargar la batería en momento donde el precio de la energía sea barato y descarga cuando sea más costoso y con este diferencial amortizar la inversión realizada [8].

B.6.3 Reino Unido

La regulación en Reino Unido está bastante desarrollada. Actualmente permite a los ESS participar en tres mercados asegurando la rentabilidad de las plantas de baterías en el mercado eléctrico, las cuales son: arbitraje de precios en dos mercados existentes, servicios auxiliares o de equilibrio y mercado de capacidad el cual consiste en un pago a cambio que una determinada capacidad esté disponible en los periodos de estrés del sistema [8].

B.6.4 Alemania

Alemania no posee un plan específico para incentivar las inversiones de ESS. Por consiguiente, la mayoría de los proyectos de almacenamiento han sido financiados mediante programas de investigación. Su política está enfocada en los clientes con autoconsumo mediante subsidios para usuarios detrás del medidor tales como clientes comerciales, industriales y residenciales con tarifas *feed-in-tariff*. De esta forma, parte de los ahorros obtenidos con el autoconsumo de electricidad y los costes de conexión a la red que alcanzan casi un 50% de la factura están exentos de impuestos [8].

Anexo C: Sistemas de Almacenamiento

C.1. Baterías Litio – Ion (Li-I)

Dependiendo de sus ánodos, cátodos y electrolito existen múltiples baterías de Li-I. Las principales tecnologías en base a estos materiales son:

- LiCoO_2 (LCO): Su alta energía específica hace que las baterías de Litio-Cobalto sea una opción popular entre los teléfonos móviles, computadores portátiles y cámaras digitales. Consta de un cátodo de óxido de cobalto y un ánodo de grafito y carbono. No obstante, su principal desventaja es una vida útil relativamente corta puesto que no debe cargarse ni descargarse a una corriente superior a su clasificación C. Además, el material del cátodo es relativamente caro.
- LiM_2O_2 (LMO): Debido a su estructura molecular, posee una baja resistencia interna la que permite una carga rápida, una descarga de altas corrientes y estabilidad térmica. Al igual que la anterior, su ciclo de vida útil es limitado y su energía específica es menor en comparación a la LiCoO_2 .
- LiNiMnCoO_2 (NMC): Combinación de tecnologías. El níquel aporta una alta energía específica mientras que el manganeso aporta estabilidad a la estructura. La relación del cátodo típicamente es un tercio de níquel, un tercio de manganeso y un tercio de cobalto lo cual reduce el costo de la materia prima debido al contenido reducido de cobalto.
- LiFePO_4 (LFP): El fosfato de litio ofrece un buen rendimiento electroquímico con baja resistencia. Posee un ciclo de vida prolongado, estabilidad térmica y gran tolerancia a variadas tasas de carga y descarga. Su principal desventaja es su alta tasa de autodescarga en comparación con las demás baterías de Li-I y una energía específica relativamente baja.
- LiNiCoAlO_2 (NCA): Tecnología nueva usada en aplicaciones específicas como dispositivos médicos industriales, posee una alta energía específica, pero ciclos de vida relativamente bajos.
- Li_2TO_3 (LTO): El titanio reemplaza al grafito en el ánodo mientras que el cátodo está formado por óxido de manganeso o por níquel-manganeso-cobalto. Sus principales ventajas

son una alta tasa de descarga, de 10C, y ciclos de vida que oscilan entre las 3000 y 7000 cargas/descargas, sin embargo, posee una energía específica baja y un alto costo. Sus principales aplicaciones han sido en el tren motriz eléctrico del Mitsubishi i-MiEV y el Honda Fit EV.

Actualmente existen tres baterías en desarrollo, las cuales son:

- **Li-I de estado sólido:** La tecnología de estado sólido reemplaza el grafito con litio puro y sustituye el electrolito líquido empapado en un separador poroso con un polímero sólido o un separador cerámico. Promete almacenar el doble de energía en comparación con las baterías Li-I convencionales. Al estar en fase de desarrollo en su proceso de carga/descarga se producen filamentos metálicos. Además, posee una mala conductividad térmica a bajas temperaturas y se estima que su ciclo de vida no supera los 100 ciclos.
- **Litio-Azufre (Li-S):** Ofrece una energía específica bastante superior a sus predecesoras, alcanzando una energía específica hasta tres veces en comparación con las con las baterías Li-I convencionales. El principal obstáculo de esta tecnología es el ciclo de vida limitado que posee, entre 40 a 50 cargas/descargas debido a que el azufre se disuelve durante el ciclo al alejarse del cátodo y reaccionar con el ánodo del litio.
- **Litio-aire:** Posee una energía específica teórica similar a la de la gasolina, la cual es de 13kWh/kg. La batería ocupa un cátodo de aire catalítico que suministra oxígeno, un electrolito y un ánodo de litio. Su principal obstáculo es la pureza del aire debido a que debe ser filtrado por lo que la batería puede terminar usando compresoras, bombas y filtros pudiendo llegar a consumir un 30% de la energía producida como soporte auxiliar. Otro problema es el síndrome de muerte súbita. Esto se debe a que el litio y el oxígeno forman películas de peróxido de litio que produce una barrera que evita el movimiento de electrones y provoca una reducción abrupta de la capacidad de almacenamiento de la batería.

Anexo D: Flujos de caja

D.1. Flujo de caja de opción más competitiva

Tabla D.1.1: Flujo de caja oferta 2.

Año	0	1	2	3	4	5	6
Concepto							
Ingresos							
Costo oportunidad combustible		154.889.710	168.490.333	206.376.212	245.526.502	287.355.478	315.121.538
Egresos							
Asesoría	-1.356.525						
COMA				-1.500.000	-1.515.000	-1.530.150	-1.545.452
Carga BESS		-22.507.494	-23.878.431	-25.382.398	-27.029.175	-28.829.210	-30.793.665
EBITDA	-1.356.525	132.382.216	144.611.901	179.493.813	216.982.326	256.996.117	282.782.421
Depreciación		-50.163.750	-50.163.750	-50.163.750	-50.163.750	-50.163.750	-50.163.750
Interés préstamo		0	0	0	0	0	0
Resultado antes de impuesto		82.218.466	94.448.151	129.330.063	166.818.576	206.832.367	232.618.671
Impuesto		20.554.616	23.612.038	32.332.516	41.704.644	51.708.092	58.154.668
Resultado después de impuesto		61.663.849	70.836.114	96.997.548	125.113.932	155.124.276	174.464.004
Depreciación		50.163.750	50.163.750	50.163.750	50.163.750	50.163.750	50.163.750
Resultado operacional neto		111.827.599	120.999.864	147.161.298	175.277.682	205.288.026	224.627.754
Inversión inicial	-1.003.275.000						
Préstamo	0						
Amortización deuda							
Flujo de caja	-1.004.631.525	111.827.599	120.999.864	147.161.298	175.277.682	205.288.026	224.627.754
Payback	-1.004.631.525	-844.964.329	-645.407.691	-410.366.133	-162.331.551	78.097.008	282.904.943

Año	7	8	9	10	11	12	13
Concepto							
Ingresos							
Costo oportunidad combustible	348.732.588	385.158.003	428.652.652	392.763.110	392.763.110	392.763.110	392.763.110
Egresos							
Asesoría							
COMA	-1.560.906	-1.576.515	-1.592.280	-1.608.203	-1.608.203	-1.608.203	-1.608.203
Carga BESS	-32.934.461	-35.264.335	-37.796.885	-40.546.638	-40.546.638	-40.546.638	-40.546.638
EBITDA	357.313.912	398.561.290	360.218.960	360.218.960	360.218.960	360.218.960	357.313.912
Depreciación	-50.163.750	-50.163.750	-50.163.750	-50.163.750	-50.163.750	-50.163.750	-50.163.750
Interés préstamo							
Resultado antes de impuesto	264.073.471	298.153.404	339.099.737	300.444.519	300.444.519	300.444.519	300.444.519
Impuesto	66.018.368	74.538.351	84.774.934	75.111.130	75.111.130	75.111.130	75.111.130
Resultado después de impuesto	198.055.103	223.615.053	254.324.803	225.333.390	225.333.390	225.333.390	225.333.390
Depreciación	50.163.750	50.163.750	50.163.750	50.163.750	50.163.750	50.163.750	50.163.750
Resultado operacional neto	248.218.853	273.778.803	304.488.553	275.497.140	275.497.140	275.497.140	275.497.140
Inversión inicial							
Préstamo							
Amortización deuda							
Flujo de caja	248.218.853	273.778.803	304.488.553	275.497.140	275.497.140	275.497.140	275.497.140
Payback	449.274.115	577.865.208	676.985.618	691.107.583	679.573.430	653.909.054	622.279.072

Año	14	15					
Concepto							
Ingresos							
Costo oportunidad combustible	392.763.110	392.763.110					
Egresos							
Asesoría							
COMA	-1.608.203	-1.608.203					
Carga BESS	-40.546.638	-40.546.638					
EBITDA	350.608.269	350.608.269					
Depreciación	-50.163.750	-50.163.750					
Interés préstamo							
Resultado antes de impuesto	300.444.519	300.444.519					
Impuesto	75.111.130	75.111.130					
Resultado después de impuesto	225.333.390	225.333.390					
Depreciación	50.163.750	50.163.750					
Resultado operacional neto	275.497.140	275.497.140					
Inversión inicial							
Préstamo							
Amortización deuda							
Flujo de caja	275.497.140	275.497.140					
Payback	589.790.357	559.196.385					

Flujo de caja a 10 años

VAN	538.531.622
TIR	13,18%

Flujo de caja a 15 años

VAN	1.270.781.836
TIR	17,38%

Tabla D.1.2: Análisis de sensibilidad de precio diésel y precio energía modelo 1 en USD.

Concepto	Diésel 5%	Diésel 5%	Diésel 5%	Diésel 0%
	Energía 0%	Energía 5%	Energía -5%	Energía 5%
VAN 10 años	688.655	679.098	698.211	588.812
TIR 10 años	14,26%	14,15%	14,38%	13,06%
VAN 15 años	1.545.763	1.531.717	1.531.717	1.397.933
TIR 15 años	18,33%	18,22%	18,43%	17,28%
Concepto	Diésel 0%	Diésel -5%	Diésel -5%	Diésel -5%
	Energía -5%	Energía -5%	Energía 0%	Energía 5%
VAN 10 años	607.925	517.639	508.082	498.526
TIR 10 años	13,30%	12,19%	12,07	11,95%
VAN 15 años	1.426.027	1.292.243	1.278.196	1.264.149
TIR 15 años	17,49%	16,52%	16,41%	16,30%

Tabla D.1.3: Análisis de sensibilidad de precio diésel y precio energía modelo 2 en USD.

Concepto	Diésel 5%	Diésel 5%	Diésel 5%	Diésel 0%
	Energía 0%	Energía 5%	Energía -5%	Energía 5%
VAN 10 años	618.378	608.821	7.627.934	518.535
TIR 10 años	18,93%	18,74%	19,13%	16,96%
VAN 15 años	1.475.232	1.461.232	1.489.279	1.327.401
TIR 15 años	23,68%	21,52%	23,84%	22,08%
Concepto	Diésel 0%	Diésel -5%	Diésel -5%	Diésel -5%
	Energía -5%	Energía -5%	Energía 0%	Energía 5%
VAN 10 años	537.648	447.361	437.361	428.248
TIR 10 años	17,36%	15,53%	15,32%	15,12%
VAN 15 años	1.355.495	1.221.711	1.207.665	1.193.618
TIR 15 años	22,41%	20,94%	20,78%	20,61

Anexo E: Factura peaje de distribución

E.1. Flujo de caja de opción más competitiva



DETALLE DE FACTURACIÓN CARGOS TARIFARIOS DECRETO VAD 11T/2016

1. DETALLE DEL CLIENTE

N° de Cliente

Ref. Boleta/Factura N°

Dirección del Cliente:

Fecha Emisión de Facturación: **09-05-2022**

2. DETALLE DE MI CUENTA

Servicio Eléctrico	
Cargo Fijo P Dist	\$
Energía P Dist (748.998,701 kWh)	\$
Cargo por Compras de Potencia (110,674 kW)	\$
Demanda Suministrada P Dist (2.066,661 kW)	\$
Demanda Hp P Dist (114,48 kW)	\$
Pago de la Cuenta Fuera de Plazo	\$
Interés	\$
Otros Cargos	
Ajuste para Facilitar el Pago en Efectivo, Mes Anterior	\$
Ajuste para Facilitar el Pago en Efectivo, Mes Actual	\$
Saldo Anterior Vencido	
Saldo Anterior Servicio Eléctrico	\$
Otro Saldo Anterior	\$
Total neto:	\$
19% IVA:	\$
Total factura:	\$
Otros:	\$
TOTAL A PAGAR:	\$

Anexo F: Especificaciones técnicas

F.1. Especificaciones técnicas del generador diésel

Planta	Generador	Factor de potencia	Rendimiento	Costos de mantenimiento
Unidad	kVA	fp	Litros/hora	\$
Congelados Rocuant	1000	0,8	202	1.500.000

El mantenimiento del generador diésel se realizará cada 1000 horas de funcionamiento o anualmente, lo que suceda primero.

F.2. Horas de funcionamiento del generador diésel

Año	Mes	Horas de funcionamiento	Año	Mes	Horas de funcionamiento
2022	abr-22	80	2028	may-28	88
2022	may-22	88	2028	jun-28	80
2022	jun-22	76	2028	jul-28	84
2022	jul-22	84	2028	ago-28	84
2022	ago-22	88	2028	sept-28	76
2022	sept-22	80	2029	abr-29	84
2023	abr-23	76	2029	may-29	88
2024	jun-24	76	2029	jun-29	80
2024	jul-24	88	2029	jul-29	80
2024	ago-24	80	2029	ago-29	84
2024	sept-24	72	2029	sept-29	68
2025	abr-25	84	2030	abr-30	84
2025	may-25	80	2030	may-30	84
2025	jun-25	84	2030	jun-30	76
2025	jul-25	88	2030	jul-30	88
2025	ago-25	76	2030	ago-30	80
2025	sept-25	80	2030	sept-30	72
2026	abr-26	84	2031	abr-31	84
2026	may-26	76	2031	may-31	80
2026	jun-26	84	2031	jun-31	84
2026	jul-26	88	2031	jul-31	88
2026	ago-26	80	2031	ago-31	76
2026	sept-26	84	2031	sept-31	80
2027	abr-27	88	2032	abr-32	88
2027	may-27	80	2032	may-32	80

2027	jun-27	80	2032	jun-32	80
2027	jul-27	84	2032	jul-32	84
2027	ago-27	84	2032	ago-32	84
2027	sept-27	88	2032	sept-32	88
2028	abr-28	76			

F.3. Especificaciones técnicas de BESS

Especificación eléctrica	Valor	Unidad de medida
Power	1,92	[MW]
Energy	6,144	[MWh]
Nominal Voltaje INPUT	1331,2	[V]
Nominal Capacity	392	[Ah]
AC Output power	1655	(kVA/kW) @40°C
AC Output power	1535	(kVA/kW) @50°C
Max. AC Output Current	1837	[A] @40°C
Operating Grid Voltage	690 ± 10%	[V _{ac}]
Operating Grid frequency	50/60	Hz