



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

**OPTIMIZACIÓN DEL RECURSO HIDRÁULICO EN LA OPERACIÓN  
DEL SISTEMA PALENA MEDIANTE SU TRANSFORMACIÓN A RED  
INTELIGENTE**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERA CIVIL ELÉCTRICO**

GABRIELA JOSEFINA ARANCIBIA CONTRERAS

**PROFESOR GUÍA:  
PATRICIO MENDOZA ARAYA**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
KANDINSKY DINTRANS PÉREZ  
LUIS VARGAS DÍAZ**

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por grupo SAESA.

SANTIAGO DE CHILE  
2018

**RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR  
AL TÍTULO DE:** Ingeniera Civil Eléctrico.

**POR:** Gabriela Arancibia Contreras

**FECHA:** 22/01/2018

**PROFESOR GUÍA:** Patricio Mendoza

## **Optimización del recurso hidráulico en la operación del sistema Palena mediante su transformación a red inteligente**

En la actualidad uno de los principales desafíos de los sistemas eléctricos de potencia es utilizar los recursos naturales renovables para generar energía y desplazar a la generación que se basa en la utilización de combustibles fósiles. Bajo esta premisa la presente memoria busca cumplir con este objetivo mediante la utilización de técnicas de redes inteligentes en el sistema Palena, ubicado entre la región de Los Lagos y la región de Aysén de Chile.

Dicho sistema es una micro-red que abastece a 4.360 clientes regulados y está compuesto por una central hidroeléctrica de pasada y doce unidades diésel. A pesar de que la mayor parte del consumo es abastecido con la central de pasada, en las horas de menor demanda esta no utiliza todo el recurso natural disponible provocando vertimiento de energía y, por el contrario, en las horas de mayor demanda no es capaz de abastecer completamente el consumo y es necesario operar las centrales diésel. En este contexto, se utiliza el software HOMER para estudiar la posibilidad de aprovechar la energía vertida en horas valle para desplazar la generación diésel en horas punta, por medio de la incorporación de sistemas de almacenamiento, estrategias de despacho para micro-redes y de desplazamiento de carga.

En principio, se estudia la factibilidad de diferentes tipos de almacenamiento eléctrico para encontrar aquella tecnología que se adecue de mejor forma a las características del sistema sin considerar el crecimiento anual de la demanda. Los resultados indican que las baterías de flujo son la alternativa más atractiva para optimizar el recurso hídrico del sistema. Sin embargo, debido a la baja maduración actual de esta tecnología se descarta esta posibilidad. Por ende, se opta por recomendar la siguiente tecnología que presenta buenos resultados, siendo estas las baterías de ion litio.

A partir de esta elección se estudian las estrategias de despacho de microrredes, concluyendo que la estrategia de seguimiento de carga es la que optimiza mejor el recurso hídrico. Se encuentra que el desplazamiento de carga también cumple con este objetivo. Sin embargo, si el porcentaje de demanda punta desplazado es alto, se puede obstaculizar la operación de las baterías.

Finalmente, al incorporar del crecimiento de la demanda se concluye que el plan de expansión óptimo para el sistema hasta el año 2030 consiste en la instalación de una central hidráulica de pasada de 500 kW que empiece a operar en el año 2024. En dicho escenario la instalación de un banco de baterías de ion litio queda sujeta a la necesidad de continuar o no generando con una unidad diésel en hora valle, luego de la entrada en operación de la nueva central. En el caso de que no sea necesario operar en hora valle con una central diésel, la capacidad máxima del banco de baterías que es factible instalar es 134 kWh. Mientras que, si sigue siendo necesario, la capacidad máxima aumenta a 336 kWh.

# Dedicatoria

Para mi familia y amigos,  
sin ustedes no lo habría logrado.

## Agradecimientos

En primer lugar, agradezco a mi familia, ya que, sin ellos nada de esto hubiese sido posible. Gracias por todo el apoyo y cariño que me han demostrado, en especial, a mis padres, Fabiola y Gabriel, que me han apoyado y guiado en mis decisiones, celebrando mis éxitos. Y, a mi abue por estar siempre a mi lado, quererme y ser la mejor abuela del mundo.

También, quisiera agradecer a mis amigos de siempre, sobre todo a Francisca y Carlos que me han visto crecer y cambiar, y han sido mi apoyo fundamental en todo momento. Y a mis amigos de la universidad que hicieron posible que amaré ir a clases todos los días, desde los primeros años con los días de estudio que eran cualquier cosa menos estudio, la pajarera y el odio al verano, acompañados de Álvaro, somos los mejores minions. Hasta los últimos años, donde aprendí mucho más de lo que esperaba y viví momentos inolvidables en el preciado lugar de la universidad que siempre recordaré.

Gracias a Tomás G., Tomas H., Daniel y Gabriel por ser mis pilares fundamentales en eléctrica, todos los momentos de alegría que vivimos, el inolvidable CEIE y enseñarme a tomarme las cosas con más calma y, a veces, demasiada calma.

Y, no puede faltar, expresar mi profundo agradecimiento a Nicolás, Diego y Alfredo (“M&M”), que el pasado año hicieron que todo fuera posible, me ayudaron a enfrentar cada obstáculo (hasta acompañarme en las eternas horas de simulación) y a ver cada problema de una forma más optimista.

De igual forma, me gustaría agradecer todo el apoyo otorgado por mi profesor guía, y a la empresa SAESA por su compromiso con mi trabajo y facilitarme toda la información necesaria.

# Tabla de contenido

1. Introducción.....	1
1.1. Motivación.....	1
1.2. Objetivos.....	1
1.2.1. Objetivo general .....	1
1.2.2. Objetivos específicos.....	2
1.3. Alcances.....	2
1.4. Estructura del trabajo.....	2
2. Marco Teórico .....	3
2.1. Software HOMER .....	3
2.2. Modelo de centrales diésel en HOMER [1].....	5
2.2.1. Vida útil del generador .....	5
2.2.2. Curva de combustible y curva de eficiencia.....	5
2.2.3. Costos .....	6
2.2.4. Mantenimiento.....	7
2.2.5. Variables de salida.....	7
2.3. Modelo de centrales hidráulicas de pasada en HOMER [2].....	8
2.3.1. Pérdida por fricción en la tubería .....	8
2.3.2. Caudal de la turbina.....	11
2.3.3. Potencia hidráulica .....	12
2.4. Almacenamiento eléctrico .....	12
2.4.1. Tipos de sistemas de almacenamiento eléctrico.....	12
2.4.2. Modelos de almacenamiento en HOMER [25] .....	17
2.5. Estrategias de despacho para microrredes .....	22
2.5.1. Estrategia de seguimiento de carga .....	23
2.5.2. Estrategia de ciclo de carga .....	24
3. Metodología.....	27
3.1. Metodología para inclusión de sistemas de almacenamiento.....	27
3.2. Metodología para la utilización de técnicas de redes inteligentes.....	28
3.3. Metodología para determinar propuesta con crecimiento de la demanda .....	29
4. Modelo desarrollado .....	31
4.1. Sistema Palena.....	31

4.2. Modelo de las centrales diésel.....	33
4.3. Modelo central de pasada Río Azul.....	35
4.3.1. Estimación del caudal.....	36
4.4. Crecimiento anual de la demanda.....	37
4.5. Modelo bombeo hidráulico.....	37
4.6. Modelo almacenamiento por compresión de aire.....	39
4.7. Modelo baterías .....	40
4.8. Modelo batería de flujo .....	44
4.9. Modelo volante de inercia .....	45
4.10. Modelo supercondensador.....	46
5. Resultados y análisis.....	48
5.1. Inclusión de sistemas de almacenamiento .....	48
Caso 1: Base .....	48
Caso 2: Almacenamiento por compresión de aire .....	54
Caso 3: Baterías de plomo ácido .....	58
Caso 4: Baterías de ion litio.....	62
Caso 5: Baterías de níquel cadmio .....	65
Caso 6: Baterías de níquel-metal hidruro .....	69
Caso 7: Batería de flujo redox de vanadio.....	72
Caso 8: Batería de flujo de zinc-bromuro.....	76
Caso 9: Volante de inercia de larga duración .....	79
5.1.2. Elección de la tecnología y sistema propuesto .....	82
5.2. Estrategia de despacho y carga desplazable .....	85
5.3. Propuesta con crecimiento de la demanda.....	92
6. Conclusiones.....	95
6.1. Trabajo futuro .....	96
6.1.1. Propuesta de inversión con crecimiento de demanda con horizonte de evaluación mayor .....	97
7. Bibliografía.....	98
Anexos .....	104
Anexo A. Estudio tarifario para sistemas medianos cuadrienio 2014-2018 CNE .....	104
Anexo B. Cotización batería NiMH Nilar.....	107
Anexo C. Caso 10: Volante de inercia de corta duración .....	108

Anexo D.	Caso 11: Supercondensadores .....	111
Anexo E.	Caso 12: Bombeo hidráulico.....	114
Anexo F.	Diferencias entre instalar 12 y 13 módulos de baterías de plomo ácido en el sistema Palena	116
Anexo G.	Resultados de plomo ácido con diferentes estrategias de despacho .....	118
Anexo H.	Resultados de las tecnologías de interés para una demanda constante equivalente a la del décimo año del sistema Palena .....	119
Anexo I.	Resultados para las tres capacidades de ion litio estudiadas con las diferentes estrategias	121
Anexo J.	Resultados con desplazamiento de la demanda en hora punta .....	122
Anexo K.	Resultados caso base ideal con crecimiento de demanda .....	123
Anexo L.	Resultados caso base con restricción y crecimiento de demanda .....	125
Anexo M.	Resultados incorporación de baterías con crecimiento de demanda.....	127
Anexo N.	Resultados de incorporación de baterías casos con 134 kWh y 336 kWh.....	131

## Índice de tablas

Tabla 2.1: Estimación de la vida útil de los diferentes tipos de generador .....	5
Tabla 2.2: Valores típicos de rugosidad absoluta para tuberías [4].....	11
Tabla 2.3: Aplicaciones, estado actual y desafíos para las diferentes tecnologías de almacenamiento [5] .....	14
Tabla 4.1: Centrales del sistema Palena .....	33
Tabla 4.2: Parámetros de entrada de las unidades generadoras.....	34
Tabla 4.3: Parámetros para el modelo de la central hidráulica.....	35
Tabla 4.4: Características de una tubería forzada y cálculo de las pérdidas por fricción.....	36
Tabla 4.5: Datos de entrada de las centrales para la expansión del sistema Palena .....	37
Tabla 4.6: Parámetros de entrada del sistema de bombeo hidráulico.....	39
Tabla 4.7: Parámetros de entrada del sistema de compresión de aire .....	40
Tabla 4.8: Parámetros de las baterías. ....	43
Tabla 4.9: Parámetros de entrada de las baterías de flujo. ....	44
Tabla 4.10: Parámetros de entrada de los volantes de inercia .....	46
Tabla 4.11: Parámetros de entrada del supercondensador.....	47
Tabla 5.1: Resumen caso base.....	53
Tabla 5.2: Resultados para diferentes capacidades de almacenamiento por compresión de aire..	54
Tabla 5.3: Resultados para diferentes capacidades de baterías de plomo ácido.....	58
Tabla 5.4: Costos del sistema Palena con 13 y 14 módulos en paralelo de plomo ácido con ambas estrategias de despacho y la diferencia entre los resultados de estas .....	59
Tabla 5.5: Resultados para diferentes capacidades de baterías ion litio.....	62
Tabla 5.6: Resultados para diferentes capacidades de baterías níquel cadmio .....	65
Tabla 5.7: Resultados para diferentes capacidades de baterías níquel cadmio con estrategia de seguimiento de carga .....	67
Tabla 5.8: Resultados para diferentes capacidades de baterías níquel-metal hidruro .....	69
Tabla 5.9: Resultados para diferentes capacidades de baterías de flujo redox de vanadio .....	72
Tabla 5.10: Resultados para diferentes capacidades de baterías ZnBr.....	76
Tabla 5.11: Resultados para diferentes capacidades de volante de larga duración .....	79
Tabla 5.12: Beneficio del desplazamiento de carga para las diferentes estrategias .....	90
Tabla 5.13: Costo nivelado de la energía con distintas capacidades considerando crecimiento de demanda.....	92
Tabla A.1: Costo variable no combustible e inversión del sistema Palena.....	104
Tabla A.2: Costos unitarios módulos térmicos para el sistema Palena .....	104

Tabla A.3: Recargos sistema Palena.....	104
Tabla A.4: Detalle recargos sistema Palena .....	105
Tabla A.5: Proyección de la demanda .....	106
Tabla A.6: Resultados para diferentes capacidades de volante de corta duración .....	108
Tabla A.7: Resultados para diferentes capacidades de supercondensadores.....	111
Tabla A.8: Resultados sistema con bombeo hidráulico.....	114
Tabla A.9: Análisis de sensibilidad del costo de inversión del bombeo hidráulico .....	115
Tabla A.10: Resultados para diferentes capacidades de baterías de plomo ácido estrategia de ciclo de carga.....	118
Tabla A.11: Resultados para diferentes capacidades de baterías de plomo ácido estrategia seguimiento de carga .....	118
Tabla A.12: Resultados para diferentes capacidades de almacenamiento CAES para demanda equivalente al décimo año .....	119
Tabla A.13: Resultados para diferentes capacidades de baterías de plomo ácido para demanda equivalente al décimo año .....	119
Tabla A.14: Resultados para diferentes capacidades de baterías ion litio para demanda equivalente al décimo año.....	119
Tabla A.15: Resultados para diferentes capacidades de volante de larga duración para demanda equivalente al décimo año .....	120
Tabla A.16: Resultados para la instalación de 4, 8 y 11 módulos de baterías de ion litio con ambas estrategias .....	121
Tabla A.17: Resultados para escenarios con desplazamiento de carga con una batería de ion litio de 538 kWh.....	122
Tabla A.18: Flujo económico caso base ideal considerando crecimiento de demanda.....	123
Tabla A.19: Resultados caso base ideal con crecimiento de demanda.....	124
Tabla A.20: Flujo económico caso base con restricción considerando crecimiento de demanda.....	125
Tabla A.21: Resultados caso base con restricción considerando crecimiento de demanda .....	126
Tabla A.22: Flujo económico caso con 134 kWh de baterías de ion litio considerando crecimiento de demanda .....	127
Tabla A.23: Flujo económico caso con 269 kWh de baterías de ion litio considerando crecimiento de demanda .....	128
Tabla A.24: Flujo económico caso con 336 kWh de baterías de ion litio considerando crecimiento de demanda .....	129
Tabla A.25: Flujo económico caso con 403 kWh de baterías de ion litio considerando crecimiento de demanda .....	130
Tabla A.26: Resultados caso con 134 kWh considerando crecimiento de demanda .....	131

Tabla A.27: Resultados caso con 336 kWh considerando crecimiento de demanda ..... 132

## Índice de figuras

Figura 2.1: Modelo en HOMER de un sistema con 10 centrales convencionales y una hidráulica de pasada en (a) y en (b) el mismo sistema considerando la incorporación de un banco de baterías ..4	
Figura 2.2: Diagrama de Moody [4].....	10
Figura 2.3: Esquema de una batería de flujo. Elaboración propia en base a [20] .....	13
Figura 2.4: Comparación de las tecnologías de almacenamiento según potencia y capacidad nominal [23] .....	15
Figura 2.5: Aplicaciones de las tecnologías de almacenamiento en función de tiempo de descarga y potencia [5] .....	16
Figura 2.6: Tendencia de costos de los sistemas de almacenamiento a gran escala [24] .....	16
Figura 2.7: Modelo cinético modificado de un sistema de almacenamiento. Elaboración propia en base a [25].....	21
Figura 2.8: Esquema de la estrategia de seguimiento de carga. Elaboración propia en base a [32] .....	23
Figura 2.9: Esquema de la estrategia de ciclo de carga. Elaboración propia en base a [32] .....	25
Figura 2.10: Esquema de la estrategia de ciclo de carga con punto de ajuste al estado de carga. Elaboración propia en base a [32] .....	25
Figura 3.1: Metodología para la obtención de la tecnología óptima para el sistema Palena.....	27
Figura 3.2: Metodología para la utilización de técnicas de redes inteligentes .....	29
Figura 3.3: Metodología para determinar propuesta con crecimiento de demanda .....	30
Figura 4.1: Potencia media y variabilidad de la demanda en cada mes del 2015 .....	31
Figura 4.2: Perfil diario de la demanda primera quincena de marzo.....	32
Figura 4.3: Demanda horaria del año 2015 .....	32
Figura 4.4: Rendimiento de los generadores diésel.....	34
Figura 4.5: Corriente de carga versus estado de carga para el diseño del sistema de bombeo hidráulico.....	38
Figura 4.6: Curva de capacidad versus corriente de descarga de batería plomo ácido [46].....	41
Figura 4.7: Curva de capacidad versus corriente de descarga de batería níquel cadmio [49].....	42
Figura 4.8: Curva de capacidad versus corriente de descarga de batería níquel-metal hidruro ....	42
Figura 5.1: Operación diaria promedio en caso base ideal.....	49
Figura 5.2: Comparación de la energía generada entre caso base y la realidad .....	50
Figura 5.3: Comparación de la energía diésel generada entre el caso base y la realidad .....	51
Figura 5.4: Correlación entre el factor de potencia de la central Río Azul y las horas de generación diésel en horas valle para los meses de enero a mayo .....	51
Figura 5.5: Energía horaria real generada por las centrales diésel en el año 2015.....	52

Figura 5.6: Comparación de la energía diésel generada entre el caso base obligando a operar diésel y la realidad .....	52
Figura 5.7: Evolución del costo nivelado de la energía en función diferentes capacidades de CAES .....	54
Figura 5.8: Evolución del vertimiento y penetración renovable en función del costo nivelado de la energía para CAES .....	55
Figura 5.9: Potencia de carga y descarga y energía almacenada promedio durante un día del sistema CAES de 132 kWh .....	55
Figura 5.10: Operación diaria del sistema Palena con CAES .....	57
Figura 5.11: Evolución del costo nivelado de la energía y el vertimiento en función diferentes capacidades de baterías de plomo ácido .....	58
Figura 5.12: Operación del sistema Palena con baterías de plomo ácido de 556 kWh con estrategia de ciclo de carga .....	60
Figura 5.13: Operación del sistema Palena con baterías de plomo ácido de 556 kWh con estrategia de seguimiento de carga .....	60
Figura 5.14: Evolución del vertimiento y penetración renovable en función del costo nivelado de la energía para baterías de plomo ácido.....	61
Figura 5.15: Evolución del costo nivelado de la energía en función diferentes capacidades de baterías de ion litio .....	62
Figura 5.16: Evolución del vertimiento y penetración renovable en función del costo nivelado de la energía para baterías de ion litio.....	63
Figura 5.17: Operación diaria promedio del sistema con batería de ion litio de 538 kWh .....	63
Figura 5.18: Potencia de carga y descarga y energía almacenada promedio durante un día por la batería de ion litio de 538 kWh .....	64
Figura 5.19: Evolución del costo nivelado de la energía y el vertimiento en función diferentes capacidades de baterías de níquel cadmio .....	65
Figura 5.20: Evolución del vertimiento y penetración renovable en función del costo nivelado de la energía para baterías de níquel cadmio.....	66
Figura 5.21: Operación diaria promedio del sistema con batería de níquel cadmio 190 kWh.....	66
Figura 5.22: Potencia de carga y descarga y energía almacenada promedio durante un día de la batería níquel cadmio 190 kWh.....	67
Figura 5.23: Evolución del vertimiento y penetración renovable en función del costo nivelado de la energía para baterías de níquel cadmio con ambas estrategias.....	68
Figura 5.24: Evolución del costo nivelado de la energía y el vertimiento en función diferentes capacidades de baterías de níquel cadmio .....	69
Figura 5.25: Evolución del vertimiento y penetración renovable en función del costo nivelado de la energía para baterías de níquel cadmio.....	70

Figura 5.26: Operación diaria promedio del sistema con batería de níquel-metal hidruro 150 kWh .....	70
Figura 5.27: Potencia de carga y descarga y energía almacenada promedio durante un día de la batería NiMH 150 kWh .....	71
Figura 5.28: Evolución de costo nivelado en función de la capacidad del electrolito para diferentes potencias de la pila de celdas de las baterías VRB.....	73
Figura 5.29: Evolución del vertimiento en función del costo nivelado de la energía para diferentes potencias de la pila de celdas de las baterías VRB.....	73
Figura 5.30: Evolución de la penetración renovable en función del costo nivelado de la energía para diferentes potencias de la pila de celdas de las baterías VRB .....	74
Figura 5.31: Operación diaria promedio del sistema con batería VRB de 300kW/600kWh .....	74
Figura 5.32: Potencia de carga y descarga y energía almacenada promedio durante un día de la batería VRB de 300kW/600kWh.....	75
Figura 5.33: Evolución del costo nivelado de la energía en función diferentes capacidades de baterías ZnBr .....	76
Figura 5.34: Evolución del vertimiento y penetración renovable en función del costo nivelado de la energía para baterías ZnBr.....	77
Figura 5.35: Operación diaria promedio del sistema con batería ZnBr de 200kW/550kWh .....	77
Figura 5.36: Potencia de carga y descarga y energía almacenada promedio durante un día de la batería ZnBr de 200kW/550kWh .....	78
Figura 5.37: Evolución del costo nivelado de la energía y el vertimiento en función diferentes capacidades de volantes de inercia de larga duración .....	79
Figura 5.38: Evolución del vertimiento y penetración renovable en función del costo nivelado de la energía para volante de larga duración .....	80
Figura 5.39: Operación diaria promedio del sistema con volante de larga duración de 512 kWh	80
Figura 5.40: Potencia de carga y descarga y energía almacenada promedio durante un día del volante de larga duración de 512 kWh.....	81
Figura 5.41: Evolución del vertimiento en función del costo nivelado de las tecnologías de mayor interés .....	82
Figura 5.42: Evolución de la penetración renovable en función del costo nivelado de las tecnologías de mayor interés.....	83
Figura 5.43: Evolución del vertimiento en función del costo nivelado de las tecnologías de mayor interés para demanda del décimo año.....	83
Figura 5.44: Evolución de la penetración renovable en función del costo nivelado de las tecnologías de mayor interés para demanda del décimo año.....	84
Figura 5.45: Desglose de costos que influyen en el costo nivelado de la energía para las tres capacidades de ion litio estudiadas con ambas estrategias .....	85

Figura 5.46: Estado de carga promedio y variabilidad mensual de batería ion litio con estrategia de ciclo de carga .....	86
Figura 5.47: Estado de carga promedio y variabilidad mensual de batería ion litio con estrategia de seguimiento de carga .....	86
Figura 5.48: Consumo diésel para las tres capacidades de ion litio estudiadas y su comparación con el caso base y base ideal .....	87
Figura 5.49: Emisión de CO <sub>2</sub> para las tres capacidades de ion litio estudiadas y su comparación con el caso base y base ideal .....	88
Figura 5.50: Participación en el abastecimiento de la demanda para las tres capacidades de ion litio con la estrategia de seguimiento de carga .....	88
Figura 5.51: Evolución del costo nivelado y del vertimiento a medida que aumenta el porcentaje de desplazamiento de carga .....	89
Figura 5.52: Desglose del costo nivelado de la energía para distintos porcentajes de desplazamiento de carga.....	91
Figura 5.53: Consumo de combustible y emisión de CO <sub>2</sub> caso de 134 kWh y comparación con caso base sin forzar a una central diésel a operar en horas valle.....	93
Figura 5.54: Consumo de combustible y emisión de CO <sub>2</sub> caso de 336 kWh y comparación con caso base forzando a una central diésel a operar en horas valle.....	93
Figura A.1: Evolución del costo nivelado de la energía y el vertimiento en función diferentes capacidades de volantes de inercia de corta duración .....	108
Figura A.2: Evolución del vertimiento y penetración renovable en función del costo nivelado de la energía para volante de inercia de corta duración .....	109
Figura A.3: Potencia de carga y descarga y energía almacenada promedio durante un día del volante de corta duración de 5 kWh.....	110
Figura A.4: Evolución del costo nivelado de la energía y el vertimiento en función diferentes capacidades de supercondensadores.....	111
Figura A.5: Evolución del vertimiento y penetración renovable en función del costo nivelado de la energía para supercondensadores .....	112
Figura A.6: Potencia de carga y descarga y energía almacenada promedio durante un día del supercondensador de 55kWh.....	112
Figura A.7: Operación diaria promedio del sistema con supercondensador de 55kWh.....	113
Figura A.8: Potencia de carga y descarga y energía almacenada promedio durante un día del bombeo hidráulico .....	114
Figura A.9: Diferencia entre la generación diésel con 12 y 13 módulos de baterías de plomo ácido .....	116
Figura A.10: Potencia de carga y descarga y energía almacenada promedio durante un día de la batería de plomo ácido de 556 kWh .....	116
Figura A.11: Potencia de carga y descarga y energía almacenada promedio durante un día de la batería de plomo ácido de 603 kWh .....	117



# **1. Introducción**

## **1.1. Motivación**

El sistema mediano de Palena está ubicado en el sur de Chile, cubriendo parcialmente la región de Los Lagos y la región de Aysén, extendiéndose desde Chaitén por el norte hasta Puyuhuapi por el sur. Este sistema eléctrico se encuentra aislado del sistema interconectado nacional y abastece a 4.360 clientes regulados a diciembre del 2016, con una generación de 10,9 GWh en el mismo año. El sistema tiene una capacidad instalada de generación de 3,08 MW aproximadamente, es decir, menor que 200 MW y superior a 1.500 kW, por lo que, de acuerdo con la regulación vigente, se clasifica como un sistema eléctrico mediano y es operado por una empresa integrada verticalmente llamada EDELAYSEN, filial del grupo SAESA.

Desde el punto de vista de la operación, una de las dificultades que enfrenta el sistema Palena, es la optimización del recurso hidráulico presente en la zona. Esto se debe a que la central de pasada Río Azul, única central hidráulica del sistema y cuya potencia instalada es de 1.400 kW, tiene la capacidad de abastecer completamente la demanda valle del sistema, la que se encuentra en promedio entre los 800 kW y 1.200 kW, sin embargo, la demanda máxima del sistema es de 1.956 kW, por lo que la capacidad de ésta no permite abastecer el total de dicha demanda, siendo necesario producir energía con las otras centrales presentes en el sistema que operan en base a combustible diésel.

La presente memoria busca dar solución al problema de verter recurso hídrico en horas valle y tener que generar con diésel en horas punta, por medio de transformar el sistema Palena en una red inteligente, específicamente incluir una tecnología de almacenamiento que sea técnica y económicamente apropiada para optimizar el uso de los recursos del sistema y aplicar procedimientos de micro-redes para realizar el despacho óptimo de las centrales presentes en el sistema, disminuyendo así la utilización de las centrales diésel y con esto, el costo de la energía y el impacto en el medio ambiente.

Hoy en día las micro-redes y redes inteligentes son una temática contingente en la investigación mundial sobre la operación de los sistemas eléctricos y vienen a dar una solución a múltiples problemas de estos, tales como la adaptación al crecimiento de la demanda, reducción en el impacto medioambiental, resiliencia, flexibilidad, abastecimiento a comunidades aisladas, entre otros. Por lo tanto, la incorporación de estas tecnologías en el sistema Palena no solo permitirá la optimización del despacho de generación del sistema, sino, también le dará a la empresa un sello de innovación y sustentabilidad.

## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1. Objetivo general**

La presente memoria tiene por objetivo presentar alternativas para optimizar el uso del recurso hidráulico del sistema Palena por medio de la incorporación de técnicas de redes inteligentes. Con el propósito de delimitar tanto el desarrollo del trabajo como los objetivos de éste, el enfoque será la incorporación de tecnologías de almacenamiento y el uso de técnicas de despacho de micro-redes con y sin desplazamiento de carga, es decir, con y sin la posibilidad de manejar el consumo de los clientes para disminuir la demanda máxima del sistema. Esto último factible en el sistema gracias a la futura instalación de medidores inteligentes a gran parte de los clientes de SAESA.

El primer enfoque tiene el objetivo de seleccionar cuál de las tecnologías de almacenamiento existentes en el mercado es la que mejor se adecua al sistema Palena para reducir el vertimiento del recurso hídrico. El segundo enfoque toma esta selección como punto de partida, para luego seleccionar la función de despacho de una micro-red que realiza el mejor uso de los recursos del sistema sin perder la confiabilidad y seguridad de éste.

### **1.2.2. Objetivos específicos**

- Realizar un levantamiento de datos del sistema Palena con el fin de caracterizarlo y definir al menos un año de su operación, cuantificando el vertimiento de la central Río Azul.
- Cuantificar los beneficios técnicos y económicos de un conjunto de tecnologías de almacenamiento. Con los resultados seleccionar la que sea óptima económicamente.
- En un escenario con almacenamiento de energía, probar diferentes tipos de despacho para micro-redes generando diferentes casos que permitan identificar cuál función es la que optimiza la utilización de los recursos del sistema desde un punto de vista económico.
- Cuantificar los beneficios del desplazamiento de carga en los posibles despachos de la micro-red.

### **1.3. Alcances**

Se entregará una propuesta de inversión de la tecnología de almacenamiento que optimice la utilización de los recursos del sistema detallando la capacidad a ser instalada, los beneficios que otorgará, pero no la ubicación que deberá tener dentro del sistema Palena, debido a la característica uninodal del modelo que se utiliza.

Por otra parte, se identificará cuál tipo de despacho existente para micro-redes es el que optimiza los recursos del sistema Palena con almacenamiento eléctrico, generando el menor costo de operación. Se detallará los beneficios de operar el sistema como micro-red y los posibles beneficios de gestionar la carga desplazando algunos bloques de demanda que permitan disminuir la demanda máxima.

Cabe señalar que las únicas tecnologías de redes inteligentes que aborda la presente memoria son almacenamiento eléctrico, técnicas de despacho para micro-redes y desplazamiento de carga. Las otras tecnologías existentes se proponen para un trabajo futuro.

### **1.4. Estructura del trabajo**

La presente memoria cuenta con 5 capítulos adicionales al de la introducción, donde el capítulo 2 se enfoca en dar un marco teórico necesario para entender el trabajo realizado dando prioridad a la descripción de los modelos utilizados de HOMER, los sistemas de almacenamiento y las estrategias de despacho para microrredes.

Luego, en el capítulo 3 se describe la metodología seguida para realizar el estudio. En el capítulo 4 se presentan los modelos utilizados para simular el sistema Palena y las diferentes tecnologías de almacenamiento estudiadas. Para finalmente, en el capítulo 5 presentar los resultados obtenidos y el análisis de estos y en el capítulo 6 realizar las conclusiones pertinentes.

## **2. Marco Teórico**

A continuación, se describen todos los conceptos necesarios para comprender el trabajo realizado en la presente memoria. En particular, se tratan los temas de modelamiento de centrales hidráulicas de pasada y centrales diésel en el software HOMER, el cual es el estándar mundial para optimizar el diseño de microrredes, y entrega la operación de un año del sistema y los costos asociados al proyecto modelado a lo largo de su vida útil. Además, se abordarán los sistemas de almacenamiento y las estrategias de despacho en microrredes

### **2.1. Software HOMER**

Este software fue creado por NREL (National Renewable Energy Laboratory) para realizar el diseño de microrredes aisladas o conectadas a la red, y facilitar la comparación de una amplia gama de tecnologías de generación con el fin de abastecer la demanda eléctrica y/o térmica. HOMER modela los sistemas de potencia de forma uninodal y permite simular su comportamiento físico y su costo de ciclo de vida, es decir, el costo de instalar y operar el sistema durante su vida útil.

Su principal función es encontrar la combinación de centrales o almacenamiento que permitan satisfacer la demanda del sistema al menor costo posible. Para esto, HOMER realiza tres procesos; simulación, optimización y análisis de sensibilidad. La simulación consiste en modelar una configuración en particular del sistema para cada hora del horizonte de evaluación, determinando su viabilidad técnica y costo de ciclo de vida. Por otra parte, en la optimización se realizan múltiples simulaciones considerando todas las posibles configuraciones, y se busca aquella que permita abastecer la demanda al menor costo de ciclo de vida. Finalmente, el proceso de análisis de sensibilidad permite evaluar los efectos de la incertidumbre en los parámetros de entrada sobre las cuales no se tiene control y, básicamente, es la realización de múltiples optimizaciones con diferentes datos de entrada.

En el programa se pueden modelar una amplia gama de tecnologías y configuraciones, siendo posible ingresar los recursos naturales disponibles para modelar las centrales renovables no convencionales, incorporar tecnologías en corriente continua o alterna, e ingresar más de una central convencional definiendo el precio del combustible, crecimiento anual, rendimiento, entre otras cosas. Para ejemplificar, en la parte (a) de la Figura 2.1 se muestra la interfaz de HOMER con un sistema de diez centrales diésel, una central hidráulica de pasada y una carga eléctrica. Por otra parte, si a dicho sistema se le incorpora un banco de baterías la interfaz sería la mostrada en la parte (b) de la misma figura. De igual forma, se puede incorporar centrales eólicas, solares, de biomasa o convencionales de diferentes combustibles.

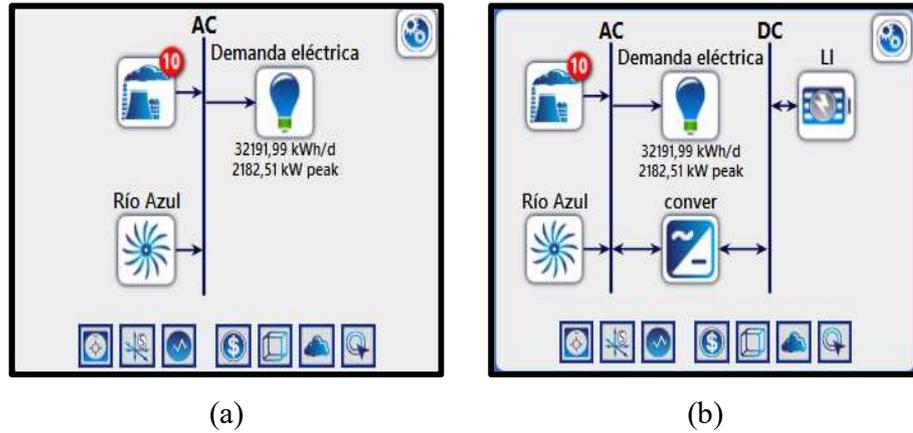


Figura 2.1: Modelo en HOMER de un sistema con 10 centrales convencionales y una hidráulica de pasada en (a) y en (b) el mismo sistema considerando la incorporación de un banco de baterías

Desde el punto de vista económico, el principal producto del programa es el costo presente neto (NPC). A partir de este valor, HOMER clasifica todas las configuraciones resultantes de la optimización, y calcula el costo nivelado de la energía y el costo total anualizado. El NPC es el valor presente de todos los costos en los que incurre el sistema durante su vida útil (costo de capital, reemplazo, operación y mantenimiento), menos el valor presente de los ingresos por venta de energía y valor residual. La fórmula utilizada se muestra en la ecuación (2.1), donde, el costo total anualizado es la suma de los flujos descontados totales para cada año.

$$C_{NPC} = \frac{C_{anual,t}}{\left[ \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \right]} \quad (2.1)$$

- Siendo:  $C_{NPC}$  Costo presente neto  
 $C_{anual,t}$  Costo total anualizado en MUS\$  
 $i$  Tasa anual de descuento en %  
 $N$  Vida útil del proyecto en años

Por otra parte, el costo nivelado de la energía es calculado por medio de la ecuación (2.2).

$$LCOE = \frac{C_{anual,t}}{E_p + E_{des} + E_{red}} \quad (2.2)$$

- Siendo:  $LCOE$  Costo nivelado de la energía US\$/MWh  
 $E_{dem}$  Energía producida para abastecer la demanda en kWh  
 $E_{des}$  Energía desplazada producida en kWh  
 $E_{red}$  Energía vendida a la red en kWh

## 2.2. Modelo de centrales diésel en HOMER [1]

Los generadores diésel son centrales despachables, es decir se tiene control de cuanto y cuando generan dentro de la operación del sistema. El modelo utilizado en HOMER permite especificar el fabricante del generador, el tipo de corriente de salida ya sea, alterna o continua, el tiempo de vida útil, carga mínima expresada como un porcentaje de su capacidad, relación de recuperación de calor y tiempo mínimo de ejecución una vez que es encendido.

A fin de comprender el modelo se detallarán los principales campos utilizados por el programa y las variables de salida.

### 2.2.1. Vida útil del generador

La vida útil es una variable de entrada denominada como  $R_{gen,h}$ , que debe ser ingresada en horas debido a que depende fuertemente del tiempo que el generador se encuentra operativo más que de su antigüedad. No siempre es directo saber su valor, ya que depende de las condiciones de operación, la frecuencia de mantenimiento, la calidad del combustible, entre otros factores, pero se puede estimar según el tipo de motor.

En la Tabla 2.1 se puede apreciar el tiempo de vida útil en horas de los diferentes tipos de generadores según el manual de uso de HOMER.

Tabla 2.1: Estimación de la vida útil de los diferentes tipos de generador

Tipo de Generador	Rango de tamaño [kW]	Tiempo estimado de vida útil [h]
Generador de gasolina de alta velocidad (3600 rpm) refrigerada por aire, de gas natural o de propano	1-10	250-1.000
Generador diésel de alta velocidad (3600 rpm) refrigerado por aire	4-20	6.000-10.000
Generador de gas natural o propano de baja velocidad (1800 rpm)	15-50	6.000-10.000
Generador diésel "prime power" con refrigeración líquida	7-10.000	20.000-80.000
Microturbina de gas natural	25-500	50.000-80.000

### 2.2.2. Curva de combustible y curva de eficiencia

La curva de combustible describe la cantidad de combustible que el generador consume para producir electricidad. Para construir la curva es necesario entregar al programa al menos dos puntos que relacionen el consumo de combustible con la potencia de salida del generador, luego, HOMER utiliza el método de mínimos cuadrados lineales para crear una recta que representa el mejor ajuste, de acuerdo a la ecuación (2.3). Definir la curva de esta manera permite aplicarla para una familia de generadores de diferentes rangos de capacidad.

$$F = F_0 \cdot Y_{gen} + F_1 \cdot P_{gen} \quad (2.3)$$

Siendo: $F$	Tasa de consumo de combustible en l/h
$F_0$	Coefficiente de intersección de la curva de combustible en l/kWh
$F_1$	Pendiente de la curva de combustible en l/kWh
$Y_{gen}$	Capacidad nominal del generador en kW
$P_{gen}$	Potencia de salida eléctrica del generador en kW

Tanto el coeficiente de intersección como la pendiente de la curva de combustible son calculados por HOMER en la calculadora de la curva de combustible. El coeficiente de intersección de la curva es el consumo sin carga del generador dividido su capacidad nominal y la pendiente es el consumo marginal de combustible por kWh generado.

Por otro lado, la curva de eficiencia representa la energía eléctrica que es producida por el generador dividida la energía química del combustible que entra. La eficiencia eléctrica es una de las salidas del modelo y es calculada por medio de la ecuación (2.4).

$$\eta_{gen} = \frac{3,6 \cdot P_{gen}}{\dot{m}_{fuel} \cdot LHV_{fuel}} \quad (2.4)$$

Siendo:  $\eta_{gen}$  Eficiencia eléctrica del generador  
 $P_{gen}$  Potencia de salida eléctrica del generador en kW  
 $\dot{m}_{fuel}$  Caudal másico del combustible en kg/h  
 $LHV_{fuel}$  Menor valor de calentamiento del combustible en MJ/kg

El factor 3,6 se debe a la conversión de kWh a MJ.

El caudal másico del combustible se relaciona con la curva de combustible a través de la ecuación (2.5).

$$\dot{m}_{fuel} = \rho_{fuel} \left( \frac{F}{1000} \right) = \rho_{fuel} \left( \frac{F_0 \cdot Y_{gen} + F_1 \cdot P_{gen}}{1000} \right) \quad (2.5)$$

Siendo:  $\dot{m}_{fuel}$  Caudal másico del combustible en kg/h  
 $\rho_{fuel}$  Densidad del combustible en kg/l

### 2.2.3. Costos

Los costos considerados son costo inicial de capital (que es el precio de compra inicial del equipo generador considerando la instalación), costo de reemplazo (una vez termina la vida útil del generador) ( $C_{rep,gen}$ ) y costos anuales de operación y mantenimiento (O&M).

La forma de ingresar los costos es por medio de una tabla donde se especifica la capacidad, el costo de capital, el de reemplazo y el de operación y mantenimiento por hora. HOMER estima que los costos varían según el tamaño, luego interpolando o extrapolando los datos de la tabla se tiene los costos asociados a un generador en particular. Además, se puede agregar más de una fila en la tabla con el fin de contabilizar los cambios de costos con escalas dependientes del tamaño. El costo de mantenimiento y operación anual se calcula multiplicando las horas totales de operación con el costo O&M horario, este costo es el llamado costo variable no combustible.

Para caracterizar cada generador se calcula su costo marginal y el costo fijo. El costo marginal o costo variable combustible es igual a la pendiente de la curva de combustible multiplicado por el precio de este y el costo fijo es la suma entre el costo de operación y mantenimiento horario, el costo de reemplazo horario y el costo de su consumo sin carga.

Por otra parte, el costo de reemplazo horario de cada generador se calcula de acuerdo con la ecuación (2.6).

$$C_{rep,gen,h} = \frac{C_{rep,gen}}{R_{gen,h}} \quad (2.6)$$

Siendo:  $C_{rep,gen}$  Costo de reemplazo en MUS\$

$C_{rep,gen,h}$  Costo de reemplazo por hora en MUS\$

$R_{gen,h}$  Vida útil del generador en horas

#### 2.2.4. Mantenimiento

HOMER permite definir la frecuencia, costos y tiempo de inactividad de los mantenimientos programados para un generador. Las variables de entradas son el nombre del procedimiento, intervalos de horas con las que se debe realizar el mantenimiento, ya sea en términos de horas de funcionamiento o horas calendario según el tipo de procedimiento que se realice, tiempo de inactividad en horas, costo del procedimiento y costo marginal por kW de capacidad.

#### 2.2.5. Variables de salida

Como resultado de la simulación se entregan las siguientes variables de salida:

- Horas de operación, que entrega el tiempo total de funcionamiento del generador durante un año.
- Número de inicios, que da cuenta de las veces que se inició el generador durante un año
- Vida operativa expresada en años
- Factor de capacidad, calculada como la potencia media del generador dividida por su capacidad.
- Costo fijo de la generación por hora
- Producción eléctrica, que es la energía generada durante un año
- Potencia eléctrica media de salida durante las horas de la simulación
- Potencia eléctrica mínima y máxima durante un año
- Promedio de salida de potencia térmica durante un año
- Potencia térmica mínima y máxima durante un año
- Consumo de combustible, que entrega la cantidad de combustible utilizado por el generador en un año en litros
- Consumo específico de combustible, que es igual a la cantidad media de combustible consumida por kWh de energía generada. Su cálculo se realiza por medio de la ecuación (2.7).

$$F_{espc} = \frac{F_{tot}}{E_{gen}} \quad (2.7)$$

Siendo:  $F_{espc}$  Consumo específico de combustible en l/kWh

$F_{tot}$  Consumo total anual de combustible en l/año

$E_{gen}$  Energía eléctrica generada en un año en kWh/año

- Cantidad de energía del combustible consumido por el generador durante un año
- Eficiencia eléctrica

## 2.3. Modelo de centrales hidráulicas de pasada en HOMER [2]

Las centrales hidráulicas de pasada son aquellas centrales sin un embalse que regule el caudal. Aquellas cuya potencia instalada es menor que 20 MW, son consideradas como productoras de energía renovable no convencional según la legislación vigente y, por lo tanto, son autodespachables, es decir, generan cuando tienen la capacidad de hacerlo.

Generalmente, están compuestas por una bocatoma que capta agua de un río. Luego, esta es derivada por una obra de conducción, ya sea tubería de baja presión, acueducto, canal o túnel, hacia una cámara de carga, la cual, permite acumular el agua y traspasarla a una tubería forzada de mayor presión. Dicha tubería es la responsable de llevar el caudal a la turbina ubicada en la sala de máquinas para que la energía mecánica de rotación sea transformada en energía eléctrica. Algunas centrales consideran una chimenea de equilibrio en la tubería forzada para absorber sobrepresiones y subpresiones causadas por el golpe de ariete. Finalmente, el agua es restituida al río por medio de un canal de descarga.

Este tipo de centrales se modelan por medio del módulo “Hydro” de HOMER, el cual permite simular generación de hidroelectricidad convencional, pequeña o micro. Las variables de entrada se pueden dividir en las siguientes categorías:

- Económicas que incluyen el costo inicial de capital, el de reemplazo y el de O&M anual, además, es necesario ingresar la vida útil en años.
- Asociados a la turbina, se debe especificar la altura de caída disponible ( $h$ ) que es la distancia vertida entre el punto de captación en el río hasta la turbina, el flujo de diseño, el flujo mínimo y máximo expresado como un porcentaje del flujo de diseño y la eficiencia con que la cual el sistema hidroeléctrico convierte la energía mecánica en electricidad.
- Tipo de energía producida por el sistema hidráulico, ya sea, corriente alterna o continua.
- Pérdidas producidas por la fricción en la tubería expresadas como un porcentaje de la altura disponible.
- Recurso hidráulico donde se especificará el caudal disponible por medio de valores mensuales de un año o una serie temporal importada y el caudal residual que representa la cantidad de agua que debe permanecer inalterada por razones ecológicas.

A continuación, se detallará como obtener la pérdida por fricción para poder ingresarla a HOMER como variable de entrada y cómo el programa calcula el caudal de la turbina y la potencia hidráulica.

### 2.3.1. Pérdida por fricción en la tubería

Este fenómeno ocurre gracias a que el agua es un fluido viscoso y, por ende, al entrar en contacto con las paredes de la tubería se produce un roce y pérdidas de energía asociadas a él. En HOMER dicho porcentaje de pérdida se denomina como  $f_h$  y se expresa como un porcentaje de la altura de caída disponible ( $h$ ). La fórmula para calcular este porcentaje es la mostrada en la ecuación (2.8).

$$f_h = 100 \frac{h_l}{h} \quad (2.8)$$

Siendo: $f_h$	Porcentaje de pérdida por fricción en la tubería
$h_l$	Pérdida absoluta de altura en m
$h$	Altura de caída disponible en m

Luego, se puede calcular la altura de caída efectiva ( $h_{net}$ ) por medio de la ecuación (2.9).

$$h_{net} = h \cdot (1 - f_h) \quad (2.9)$$

Siendo:  $h_{net}$       Altura neta en m

Para calcular la pérdida absoluta de altura se utiliza la ecuación de Darcy-Weisbach que predice las pérdidas friccionales en un tubo circular. Aplicada en este contexto la ecuación (2.10) describe este fenómeno.

$$h_l = f_D \left( \frac{L}{D} \right) \left( \frac{V^2}{2g} \right) \quad (2.10)$$

Siendo:  $f_D$       Factor de fricción de Darcy

$L$       Longitud de la tubería en m

$D$       Diámetro de la tubería en m

$V$       Velocidad del flujo en m/s, calculada como  $V = \dot{Q}/A$  con  $\dot{Q}$  el caudal volumétrico y  $A$  el área de la sección transversal de la tubería

$g$       Aceleración de gravedad (9,81 m/s<sup>2</sup>)

El factor de fricción de Darcy es un valor adimensional que depende del número de Reynolds ( $R_e$ ), el cual relaciona las fuerzas dinámicas del fluido, y de la rugosidad relativa de la tubería ( $\epsilon/D$ ) que indica las imperfecciones del material con la que está construida [3]. Valores típicos de la rugosidad absoluta ( $\epsilon$ ) se pueden apreciar en la Tabla 2.2. Si el número de Reynolds es menor o igual que 2100 la fórmula utilizada para calcular el factor de fricción es la de Hagen-Poiseuille mostrada en la ecuación (2.11), si es mayor que 4000 se utiliza la ecuación de Colebrook-White mostrada en (2.12) y, si se encuentra entre estos valores la tubería se encuentra en una zona crítica donde el comportamiento del fluido no es modelable de la misma manera. También es posible obtener este factor de manera gráfica por medio del diagrama de Moody que se puede apreciar en la Figura 2.2.

$$f_D = \frac{64}{R_e} \quad (2.11)$$

$$\frac{1}{\sqrt{f_D}} = -2 \log \left( \frac{\epsilon}{3,7D} + \frac{2,51}{R_e \sqrt{f_D}} \right) \quad (2.12)$$

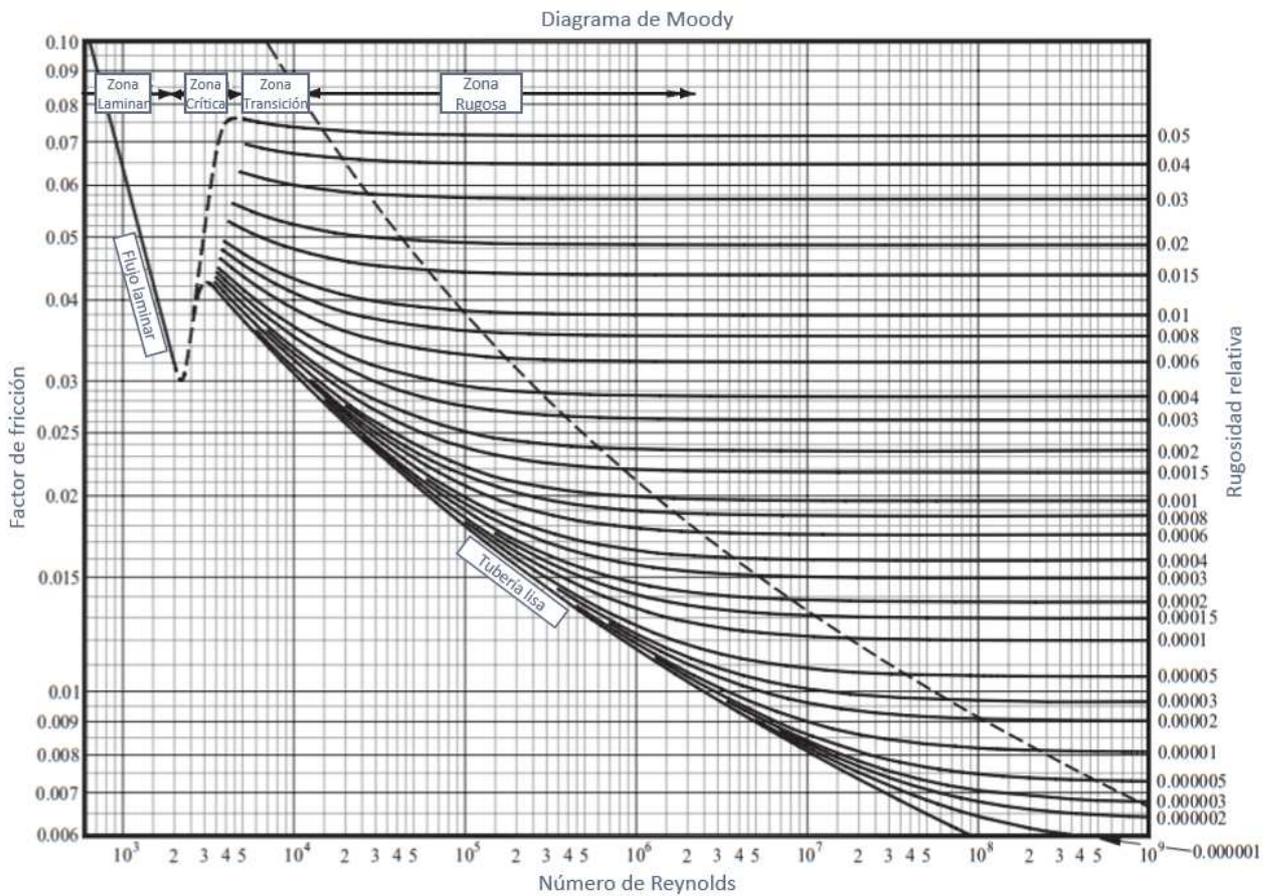


Figura 2.2: Diagrama de Moody [4]

Cabe mencionar que el número de Reynolds se puede calcular por medio de la ecuación (2.13).

$$Re = \frac{\rho_{agua} \cdot V \cdot D}{\mu_{agua}} \quad (2.13)$$

Siendo:  $\rho_{agua}$  Densidad del agua en  $kg/m^3$

$\mu_{agua}$  Viscosidad dinámica del fluido en  $kg/(m \cdot s)$

Tabla 2.2: Valores típicos de rugosidad absoluta para tuberías [4]

Material de la tubería	$\epsilon$ [mm]
Fibrocemento	0,0024
Acero de construcción	0,0450-0,090
Hormigón alisado	0,3000
Hormigón ordinario	1,0000
Hormigón grueso	3,0000
Tubo de vidrio	0,0015
Hierro fundido sin recubrimiento	0,2600
Hierro fundido asfaltado	0,1200
Hierro fundido con revestimiento de cemento	0,0024
Hierro fundido con revestimiento bituminoso	0,0024
Hierro fundido centrifugado	0,0300
Hierro fundido galvanizado	0,1500
Hierro forjado	0,0600
Fibra de vidrio	0,0050
PVC y plástico	0,0015-0,0060
Acero inoxidable	0,0450
Acero remachado	0,9000-9,0000
Tubos "drawing" (Aluminio, latón, cobre, plomo)	0,0015
Madera	0,1800-0,9000

### 2.3.2. Caudal de la turbina

Este caudal es la cantidad de agua que fluye a través de la turbina hidráulica. Es una variable intermedia que calcula el programa en cada paso de tiempo para poder obtener la potencia eléctrica generada. El primer paso es calcular el caudal disponible por medio de la ecuación (2.14), luego, el caudal de la turbina es el mostrado en (2.15).

$$\dot{Q}_{disp} = \dot{Q}_{tot} - \dot{Q}_{res} \quad (2.14)$$

$$\dot{Q}_{turb} = \begin{cases} 0 & \text{Si } \dot{Q}_{disp} < \dot{Q}_{mín} \\ \dot{Q}_{disp} & \text{Si } \dot{Q}_{mín} \leq \dot{Q}_{disp} < \dot{Q}_{máx} \\ \dot{Q}_{máx} & \text{Si } \dot{Q}_{disp} > \dot{Q}_{máx} \end{cases} \quad (2.15)$$

Siendo:  $\dot{Q}_{turb}$  Caudal de la turbina en  $m^3/s$

$\dot{Q}_{disp}$  Caudal disponible en  $m^3/s$

$\dot{Q}_{tot}$  Caudal total en  $m^3/s$

$\dot{Q}_{res}$  Caudal residual en  $m^3/s$

$\dot{Q}_{mín}$  Caudal mínimo en  $m^3/s$

$\dot{Q}_{máx}$  Caudal máximo en  $m^3/s$

### 2.3.3. Potencia hidráulica

En cada paso de tiempo el programa calcula la potencia hidráulica de salida de la turbina utilizando la ecuación (2.16).

$$P_{hyd} = \frac{\eta_{hyd} \cdot \rho_{agua} \cdot g \cdot h_{net} \cdot \dot{Q}_{turb}}{1000} \quad (2.16)$$

Siendo:  $P_{hyd}$  Potencia de salida de la turbina hidráulica en kW

$\eta_{hyd}$  Eficiencia de la turbina hidráulica

Con el fin de identificar el tamaño del sistema hidráulico HOMER calcula la potencia hidráulica nominal  $P_{hyd,nom}$  como la potencia producida por la turbina dada la altura de caída disponible y un flujo igual al caudal de diseño. En este proceso se considera la eficiencia de la turbina, pero no la pérdida por fricción. La ecuación utilizada para el cálculo es la mostrada en (2.17).

$$P_{hyd,nom} = \frac{\eta_{hyd} \cdot \rho_{agua} \cdot g \cdot h_{net} \cdot \dot{Q}_{des}}{1000} \quad (2.17)$$

Siendo:  $P_{hyd,nom}$  Potencia de salida nominal de la turbina hidráulica en kW

$\dot{Q}_{des}$  Caudal de diseño en m<sup>3</sup>/s

## 2.4. Almacenamiento eléctrico

Hoy en día el almacenamiento eléctrico aplicado a los sistemas de transmisión y a micro-redes es una solución viable a múltiples problemas, dentro de los cuales se destacan: el alivio de las líneas de transmisión sobrecargadas, facilitar la penetración de energías renovables no convencionales en el sistema, extender la vida útil de los transformadores al no sobrecargar los equipos, reducir las pérdidas en las líneas, nivelar la demanda, mejorar la calidad de la energía, hacer más eficiente el uso de los recursos de capital, apoyar en control de frecuencia por medio de prestar servicios de reserva de giro y en el control de tensión mediante la mitigación de caídas de tensión [5], [6].

### 2.4.1. Tipos de sistemas de almacenamiento eléctrico

Los sistemas de almacenamiento eléctrico se pueden clasificar según el tipo de energía que utilizan para almacenar la energía eléctrica [7], [8], [9]:

- Mecánicos: Transforman la energía eléctrica en mecánica para su almacenamiento. En esta categoría se puede encontrar bombeo hidráulico (PHS) que almacena en energía potencial [10], los volantes de inercia (FESS) que utiliza la energía cinética [11] y por compresión de aire (CAES) que consisten en tener contenedores donde se almacena el aire a una alta presión y cuando sea necesario liberarlo para que pase por una turbina y genere electricidad [12], [13].
- Electromagnéticos: Convierten la energía eléctrica en energía electromagnética para su almacenamiento. Dentro de estos se encuentran los supercondensadores o ultracondensadores que almacenan energía en forma de cargas electrostáticas [14], [15], [16] y los superconductores (SMES) que realizan esta labor por medio del campo magnético producido por la corriente que fluye a través de una bobina de un material superconductor [17], [18].

- Electroquímicos: Almacenan energía eléctrica por medio de convertirla en energía química. Como ejemplo de estos sistemas se encuentran las baterías (Plomo-ácido, ion litio, NiCd, NaS, NiMH, entre otras), las cuales, están compuestas por una o varias celdas que tienen un electrolito, un cátodo (electrodo positivo) y un ánodo (electrodo negativo). Al conectarse con la red la batería es cargada por una reacción química interna gracias a un potencial aplicado entre ambos electrodos, o bien, descargada debido a que la reacción es reversible y libera energía en este proceso [9] [19].

También existen las baterías de flujo, las cuales tienen una membrana que separa los electrodos creando dos compartimientos por donde circula el electrolito líquido como se aprecia en la Figura 2.3. Al fluir el electrolito líquido por las celdas se produce reacciones químicas en la superficie los electrodos que permiten cargar o descargar la batería. Las más comunes son la batería Redox de Vanadio (VRB), Polisulfuro de Bromuro (PSB) y Zinc-Bromuro (ZnBr) [9], [20].

Otro tipo de almacenamiento electroquímico son aquellos en base a hidrógeno. Estos convierten el exceso de electricidad en hidrógeno por medio de un electrolizador y lo almacenan en depósitos presurizados, luego, en una celda de combustible se puede convertir nuevamente a energía eléctrica [19], [21], [22].

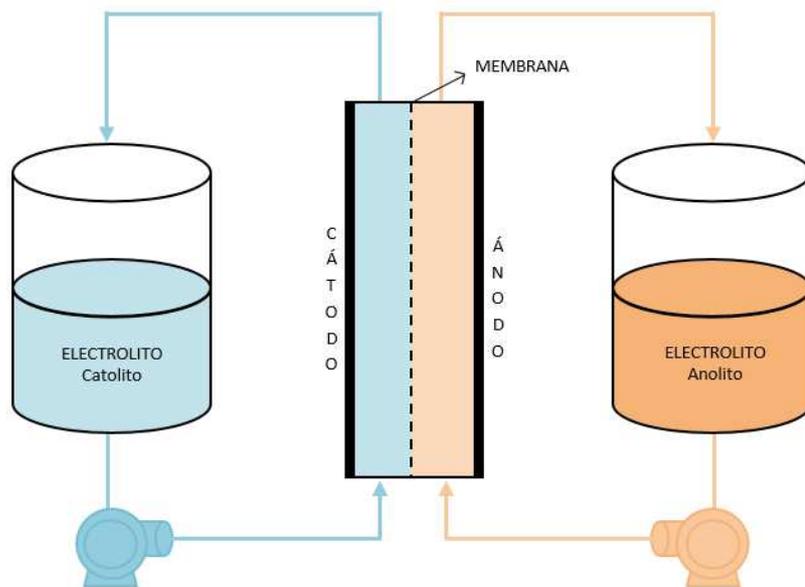


Figura 2.3: Esquema de una batería de flujo. Elaboración propia en base a [20]

Las diferentes tecnologías varían en la capacidad de energía que pueden almacenar, potencia de salida, los tiempos de ciclos de carga y descarga, vida útil, profundidad de descarga, tiempo de respuesta, costos de inversión, costos de operación y mantenimiento, dimensiones, temperatura de funcionamiento, entre otras características. Estas diferencias posibilitan que los sistemas de almacenamiento tengan funciones dependiendo de la tecnología que se va a utilizar, por lo que se debe tener en cuenta estas características para elegir la tecnología óptima para cumplir con el objetivo requerido [5]. En la Tabla 2.3 se puede apreciar un resumen de las aplicaciones, estado y desafíos de las principales tecnologías de almacenamiento utilizadas en sistemas eléctricos.

Tabla 2.3: Aplicaciones, estado actual y desafíos para las diferentes tecnologías de almacenamiento [5]

Tecnología	Aplicación	Estado	Desafíos
<b>Tecnologías de almacenamiento de energía a gran escala</b>			
Bombeo hidráulico (PHS)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gestión de la energía.</li> <li>Reservas estacionales y respaldo.</li> <li>Servicios de regulación durante generación.</li> <li>Servicio de regulación a través de las bombas de velocidad variable durante bombeo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tecnología desarrollada y madura</li> <li>Alto costo de rampa</li> <li>Actualmente es la forma de almacenamiento más costo-efectiva</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Limitada geográficamente por el sitio de emplazamiento</li> <li>Impactos medioambientales</li> <li>Altos costos totales de proyecto</li> </ul>
Compresión de aire (CAES)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gestión de la energía</li> <li>Reservas estacionales y respaldo.</li> <li>Integración renovable</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejor capacidad de rampa que turbinas a gas</li> <li>Tecnología establecida en operación desde los 70's</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Limitada geográficamente en el caso de sistemas en cavernas</li> <li>Alto costo de inversión y escaso desarrollo en sistemas al nivel del suelo</li> </ul>
Hidrógeno	<ul style="list-style-type: none"> <li>Regulación de frecuencia.</li> <li>Nivelación de demanda.</li> <li>Desplazamiento de demanda máxima (peak).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Escalable y desplegable.</li> <li>Integración multisectorial – como potencia limpia, como calor y como combustible para transporte.</li> <li>Potencial para almacenamiento por estación</li> <li>Rápida respuesta</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Normativas y estándares.</li> <li>Eficiencia global del sistema.</li> </ul>
<b>Tecnologías de almacenamiento en baterías (Alta potencia y energía)</b>			
Plomo-Ácido avanzado	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nivelación de la carga y regulación</li> <li>Estabilización de la red</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tecnología madura</li> <li>Bajo costo</li> <li>Contenido altamente reciclable</li> <li>Vida útil</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Restricción a la profundidad de descarga</li> <li>Baja densidad energética</li> <li>Gran huella (medioambiental)</li> <li>Corrosión del electrodo reduce su vida útil</li> </ul>
NaS	<ul style="list-style-type: none"> <li>Calidad de la potencia</li> <li>Reduce congestiones</li> <li>Integración de fuentes renovables.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alta densidad energética</li> <li>Ciclos de descarga largos</li> <li>Respuesta rápida</li> <li>Larga vida útil</li> <li>Buen potencial de ampliación (<i>scaling</i>)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Temperatura de operación requerida entre 250° y 300°C.</li> <li>Problemas con contención de fluidos (corrosión y sellos de vidrio frágil)</li> </ul>
Ion Litio	<ul style="list-style-type: none"> <li>Calidad de la potencia</li> <li>Regulación de frecuencia</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alta densidad energética</li> <li>Buen ciclo de vida</li> <li>Alta eficiencia de carga y descarga</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Escalabilidad a un alto costo de producción</li> <li>Sensible a sobre-temperatura, sobrecarga y aumento de presión interna</li> </ul>

Baterías de flujo ( <i>flow batteries</i> )	<ul style="list-style-type: none"> <li>Rampa.</li> <li>Reducción de demanda peak / desplazamiento de demanda.</li> <li>Regulación de frecuencia</li> <li>Calidad de la potencia</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alto número de ciclos de descarga</li> <li>Eficiencias de carga/descarga menores</li> <li>Vida útil muy larga</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tecnología en desarrollo, aun no madura para desarrollo en escala comercial</li> <li>Diseño complejo</li> <li>Baja densidad energética</li> </ul>
<b>Tecnologías de almacenamiento de alta potencia</b>			
Volante de inercia (FESS)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Regulación de frecuencia.</li> <li>Estabilidad de la potencia.</li> <li>Estabilidad de red.</li> <li>Desplazamiento de demanda máxima (peak).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Escalable y desplegable</li> <li>Integración multi-sector</li> <li>Respuesta rápida</li> <li>Larga vida útil</li> <li>Alta eficiencia de carga y descarga</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aplicación de alta tecnología</li> <li>Requerimiento de protección por altas velocidades</li> </ul>
Super condensador	<ul style="list-style-type: none"> <li>Calidad de la potencia</li> <li>Regulación de frecuencia</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Escalable y desplegable</li> <li>Integración multi-sector</li> <li>Respuesta rápida</li> <li>Larga vida útil</li> <li>Alta eficiencia de carga y descarga</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aplicación de alta tecnología</li> <li>Alto costo</li> </ul>

En la Figura 2.4 y Figura 2.5 se puede observar valores típicos de potencia nominal de los sistemas de almacenamiento versus su capacidad nominal y las diferentes aplicaciones en función de la potencia y tiempo de descarga de las tecnologías respectivamente.

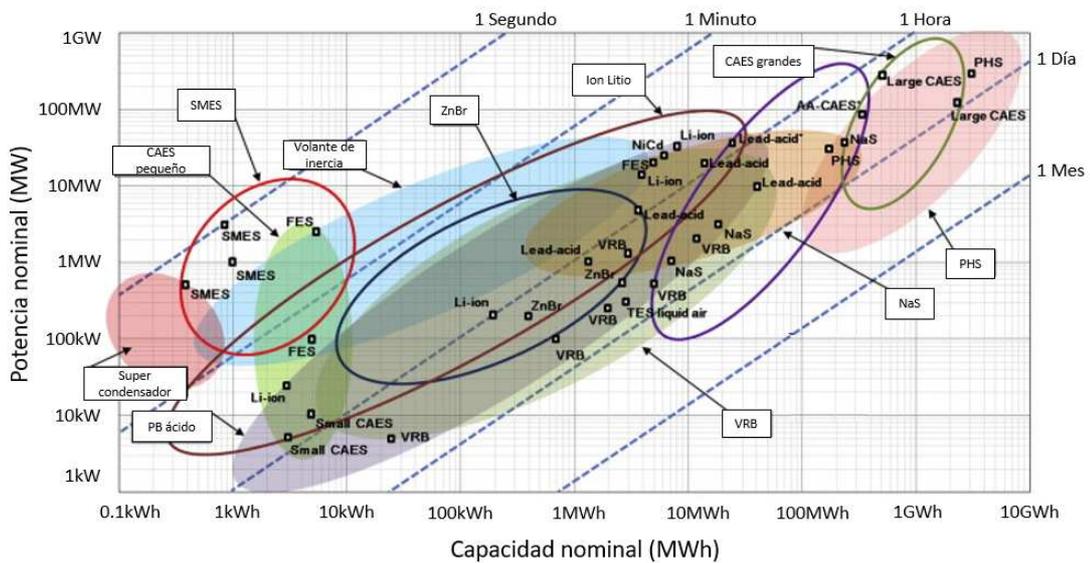


Figura 2.4: Comparación de las tecnologías de almacenamiento según potencia y capacidad nominal [23]

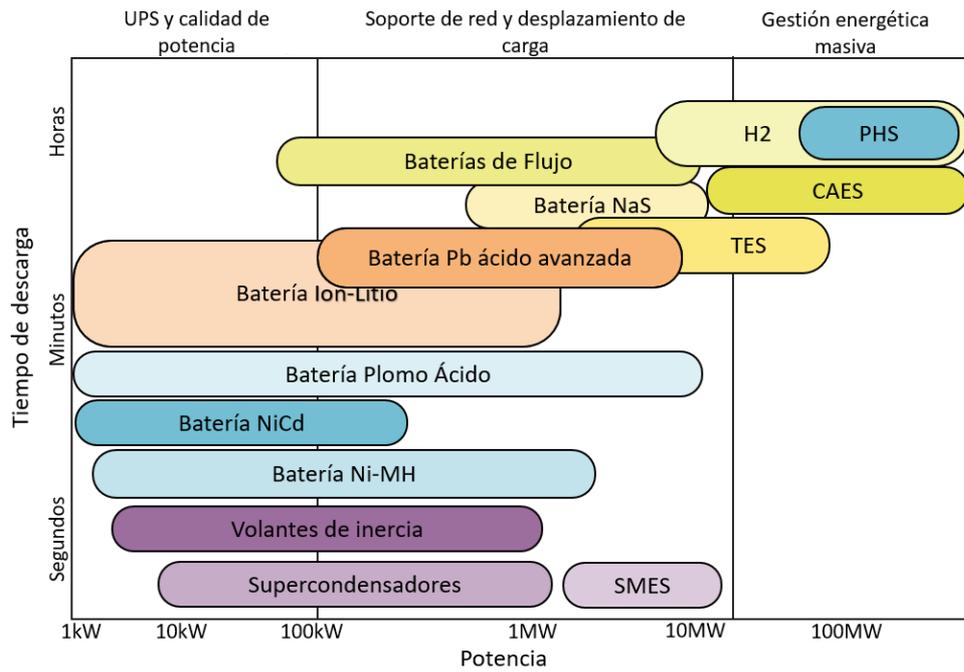


Figura 2.5: Aplicaciones de las tecnologías de almacenamiento en función de tiempo de descarga y potencia [5]

En cuanto a los costos iniciales de estas tecnologías, estos han experimentado una reducción en los últimos años que según [24] se estima que mantendrá una tendencia similar hasta el 2024, como se puede observar en la Figura 2.6. A pesar de esto, aún los costos son elevados y representan una de las mayores barreras de entrada al mercado.

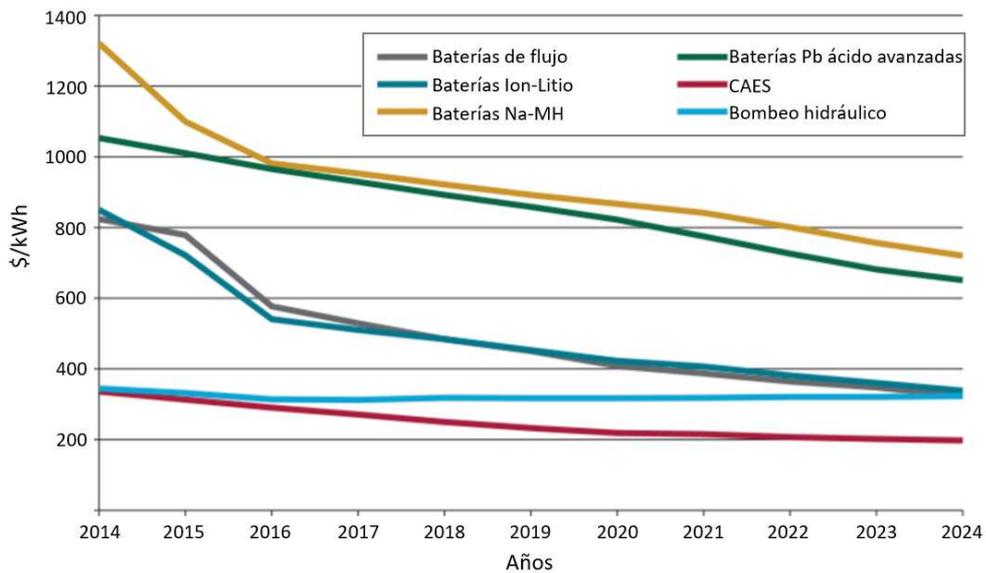


Figura 2.6: Tendencia de costos de los sistemas de almacenamiento a gran escala [24]

## 2.4.2. Modelos de almacenamiento en HOMER [25]

Existen tres modelos de almacenamiento disponibles en el programa que permiten simular una amplia gama de tecnologías. Dependiendo del tipo de almacenamiento y características que se deseen incluir se opta por uno de los modelos detallados en esta sección. Además, es posible crear un nuevo modelo a partir de los ya existentes. Todos los modelos se conectan al bus DC del sistema, independiente de si la tecnología es o no en corriente continua.

Algunas entradas de los modelos son comunes para casi todos ellos. Por ejemplo, es necesario ingresar una tabla de costos que especifique, por unidad de almacenamiento, los costos de capital, reemplazo y de mantenimiento y operación anuales, luego HOMER extrapolará dichos valores para obtener los costos del sistema óptimo. Si se desea que los costos varíen a medida que aumenta la cantidad se pueden ingresar varias filas a la tabla de costos.

También, parámetros como el estado inicial de carga, si se activa la restricción de vida mínima de almacenamiento y horario de mantenimiento, son comunes para casi todos los modelos.

### Modelo de almacenamiento idealizado

Este modelo sirve para simular un tipo de almacenamiento simple con curva de descarga plana, ya que, asume que la tensión de suministro permanece casi siempre constante durante el ciclo de descarga. Un ejemplo de tecnología que se adapta bien a este modelo son las baterías de ion-litio de alto rendimiento.

Las entradas del modelo adicionales a las comunes anteriormente mencionadas en el apartado anterior son:

- Tensión nominal en kW
- Capacidad nominal en Ah
- Eficiencia de ida y vuelta o “round-trip”, la cual refleja la fracción de energía puesta en el almacenamiento que se puede recuperar. HOMER calcula la eficiencia de carga y la de descarga como la raíz cuadrada de la eficiencia de ida y vuelta.
- Estado mínimo de carga, que es el estado real de carga expresado como un porcentaje de la capacidad máxima (estado relativo) por debajo del cual no se descarga el sistema de almacenamiento.
- Tasa máxima de carga ( $\alpha_c$ ) que impone un límite a la velocidad con la cual el sistema de almacenamiento se puede cargar. Dicho límite es directamente proporcional a la cantidad de capacidad sin carga en el sistema de almacenamiento, es decir, a la capacidad máxima menos es estado de carga actual. Este valor limita la potencia máxima de carga del sistema de almacenamiento según la ecuación (2.18).

$$P_{cm\acute{a}x,\alpha_c} = \frac{(1 - e^{-\alpha_c \cdot \Delta t})(Q_{m\acute{a}x} - Q)}{\Delta t} \quad (2.18)$$

Siendo:  $P_{cm\acute{a}x,\alpha_c}$  Potencia máxima de carga cuando hay tasa máxima de carga en kW

$Q_{m\acute{a}x}$  Capacidad máxima total del sistema de almacenamiento en kWh

$\alpha_c$  Tasa máxima de carga en A/Ah

$Q$  Cantidad total de energía almacenada en kWh

$\Delta t$  Longitud de cada paso de tiempo en h

- Corriente máxima de carga y de descarga. La máxima corriente de carga al igual que la tasa máxima de carga, limita la potencia máxima de carga del sistema según la ecuación (2.19).

$$P_{cm\acute{a}x,I} = \frac{N_{alm} \cdot I_{cm\acute{a}x} \cdot V_{nom}}{1000} \quad (2.19)$$

Siendo:  $P_{cm\acute{a}x,I}$  Potencia máxima de carga limitada por corriente máxima kW  
 $N_{alm}$  Número de módulos del sistema de almacenamiento  
 $I_{cm\acute{a}x}$  Corriente máxima de carga en A  
 $V_{nom}$  Tensión nominal en V

Luego, la potencia máxima de carga será el mínimo valor entre el límite por tasa de carga y corriente máxima de carga. Como HOMER calcula estos valores después de las pérdidas por carga se debe dividir por la eficiencia de carga para no considerar dichas pérdidas. Finalmente, la potencia máxima de carga sin pérdidas por carga será calculada según la ecuación (2.20).

$$P_{cm\acute{a}x} = \frac{\min(P_{cm\acute{a}x,\alpha_c}, P_{cm\acute{a}x,I})}{\eta_{carga}} \quad (2.20)$$

Siendo:  $P_{cm\acute{a}x}$  Potencia máxima de carga kW  
 $\eta_{carga}$  Eficiencia de carga

- Vida útil. Puede ser ingresada fijando un periodo de tiempo en años, rendimiento (o cantidad de ciclos de energía) en kWh, o bien, con ambos valores requiriendo el reemplazo del sistema cuando uno de ellos se alcance, como se muestra en la ecuación (2.21)

$$R_{alm} = \begin{cases} \frac{N_{alm} \cdot Q_{vida\ \acute{u}til,i}}{Q_{alm}} & \text{Vida \acute{u}til por rendimiento} \\ R_{alm,in} & \text{Vida \acute{u}til en a\~{n}os} \\ \min\left(\frac{N_{alm} \cdot Q_{vida\ \acute{u}til,i}}{Q_{alm}}, R_{alm,in}\right) & \text{Por rendimiento o en a\~{n}os} \end{cases} \quad (2.21)$$

Siendo:  $R_{alm}$  Vida útil del sistema de almacenamiento en años  
 $Q_{vida\ \acute{u}til,i}$  Vida útil por rendimiento en kWh para la profundidad de descarga  $i$   
 $Q_{alm}$  Rendimiento anual del almacenamiento en kWh/año  
 $R_{alm,in}$  Vida útil del almacenamiento ingresada en años

El valor de la vida útil por rendimiento puede ser ingresado manualmente o calculado en el programa a través de introducir una curva de duración. Dicha curva es entregada por los fabricantes y muestra la cantidad de ciclos antes de que falle el sistema de almacenamiento en función de distintas profundidades de descarga. Luego, el valor de la vida útil por rendimiento se calcula según la ecuación (2.22).

$$Q_{vida\ útil,i} = f_i \cdot d_i \cdot \left( \frac{q_{m\acute{a}x} \cdot V_{nom}}{1000} \right) \quad (2.22)$$

Siendo:  $f_i$  Número de ciclos antes de fallar para la profundidad de descarga  $i$   
 $d_i$  Profundidad de descarga  $i$   
 $q_{m\acute{a}x}$  Máxima capacidad de almacenamiento en Ah

A partir de este modelo, HOMER aconseja simular los supercondensadores, volantes de inercia, baterías de flujo y bombeo hidráulico. Incluso posee dos modelos derivados del idealizado que son: El modelo de almacenamiento de volante que permite ingresar la capacidad de carga y de descarga del volante de inercia (capacidad de potencia que puede absorber y descargar) y la carga parasitaria que necesita para funcionar, la cual, es simulada como una carga eléctrica que se debe abastecer en cada paso de tiempo para que el sistema sea factible. El modelo de almacenamiento idealizado de capacidad-potencia que permite simular sistemas de almacenamiento dimensionando la potencia y energía de forma independiente. Este último modelo es especialmente útil para baterías donde la pila de células y el electrolito pueden ser dimensionados independientemente y reemplazados individualmente, por ejemplo, para baterías de flujo de vanadio.

### Modelo de almacenamiento cinético

El modelo de almacenamiento cinético está basado en el trabajo de Manwell y McGowan [26] donde se caracteriza a las baterías de plomo ácido con un enfoque basado en la cinética química. En HOMER se simula el almacenamiento como un sistema de dos tanques, donde uno de ellos corresponde a la energía disponible para la generación de electricidad y el otro a la energía ligada químicamente que no se puede ser utilizada inmediatamente.

Existen tres parámetros que describen el sistema de dos tanques los cuales son: La capacidad máxima total del sistema de almacenamiento ( $Q_{m\acute{a}x}$ ) que, en este caso, corresponde a la suma de la capacidad de los dos tanques, la relación de capacidad ( $c$ ) que es el tamaño del tanque de energía disponible dividido en el tamaño combinado de ambos tanques y la constante de velocidad ( $k$ ) que se refiere a la conductancia entre los tanques y, por ende, mide la rapidez con la que el sistema puede convertir la energía disponible en energía ligada químicamente o viceversa.

Las entradas difieren de las del modelo de almacenamiento idealizado solo en la capacidad nominal, en este caso se puede ingresar una curva de capacidad versus corriente de descarga y con esta el programa calcula los tres parámetros mencionados anteriormente o bien, estos pueden ser introducidos manualmente.

En cada paso de tiempo se calcula la cantidad máxima de potencia que puede ser absorbida o retirada del sistema de almacenamiento a partir de las ecuaciones (2.23) y (2.24) respectivamente y, con esto, se tiene el rango permitido para la entrada o salida. Como en este modelo también es necesario ingresar la tasa de carga máxima y corriente máxima de carga, la potencia máxima absorbida o de carga será el mínimo valor entre lo calculado en (2.18), (2.19) y (2.23) dividido en la eficiencia de carga para no considerar las pérdidas de carga. En el caso de la potencia máxima de descarga HOMER asume que las pérdidas de descarga se producen después de que la energía es liberada por el sistema de almacenamiento, luego, para considerar estas pérdidas el valor entregado por (2.24) se debe multiplicar por la eficiencia de descarga.

$$P_{cm\acute{a}x,mc} = \frac{k \cdot Q_1 \cdot e^{-k\Delta t} + k \cdot c \cdot Q(1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c(k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})} \quad (2.23)$$

$$P_{dm\acute{a}x,mc} = \frac{-k \cdot c \cdot Q_{m\acute{a}x} + k \cdot Q_1 \cdot e^{-k\Delta t} + k \cdot c \cdot Q(1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c(k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})} \quad (2.24)$$

Siendo:  $P_{cm\acute{a}x,mc}$  Potencia máxima de carga modelo cinético en kW

$P_{dm\acute{a}x,mc}$  Potencia máxima de descarga modelo cinético en kW

$Q_1$  Cantidad total de energía disponible en kWh

$Q_2$  Cantidad total de energía ligada químicamente en kWh

$k$  Constante de velocidad en  $s^{-1}$

$c$  Relación de capacidad

Al final de cada paso de la simulación y una vez determinadas la potencia de carga o descarga real se calcula la energía disponible y la ligada químicamente con las ecuaciones (2.25) y (2.26) respectivamente.

$$Q_{1,fin} = Q_1 \cdot e^{-k\Delta t} + \frac{(Q \cdot k \cdot c - P)(1 - e^{-k\Delta t})}{k} + \frac{P \cdot c(k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})}{k} \quad (2.25)$$

$$Q_{2,fin} = Q_2 e^{-k\Delta t} + Q(1 - c)(1 - e^{-k\Delta t}) + \frac{P(1 - c)(k \cdot \Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})}{k} \quad (2.26)$$

Siendo:  $Q_{1,fin}$  Energía disponible al final del paso de tiempo en kWh

$Q_{2,fin}$  Energía ligada químicamente al final del paso de tiempo en kWh

$P$  Potencia absorbida (positiva) o entregada (negativo) en kW

### Modelo de almacenamiento cinético modificado

Al igual que el modelo de almacenamiento cinético este modelo está basado en el trabajo de Manwell y McGowan, pero, añade una resistencia en serie al modelo para poder simular los efectos de la temperatura en la capacidad y tasa de degradación y como esta última depende de la profundidad de descarga de cada uno de los ciclos. A grandes rasgos el modelo es el mostrado en la Figura 2.7, donde se aprecia los estanques de energía disponible y ligada químicamente mencionados en el modelo anterior y la resistencia en serie que permite incluir una mayor cantidad de fenómenos que fueron programados de forma lineal y con la posibilidad de aislar cada uno de ellos si no es necesario para el propósito de la simulación. Gracias a esto, las entradas del modelo dependeran de los fenómenos que se deseen considerar, pero, seran las mismas que para el modelo cinético más valores que comúnmente se encuentran en el datasheet de las diferentes tecnologías de almacenamiento.

Los parámetros que describen el funcionamiento de la batería son los mismos que para el modelo cinético, es decir, capacidad máxima total del sistema, relación de capacidad y constante de velocidad, más el valor de la resistencia en serie. Estos pueden ser ingresados manualmente o entregando la curva de capacidad versus potencia de descarga al programa para que este los estime.

Cabe mencionar que para el modelo anterior la curva que se debía ingresar para que el programa calculara los parámetros no es la misma, sino que, la de capacidad versus corriente de descarga

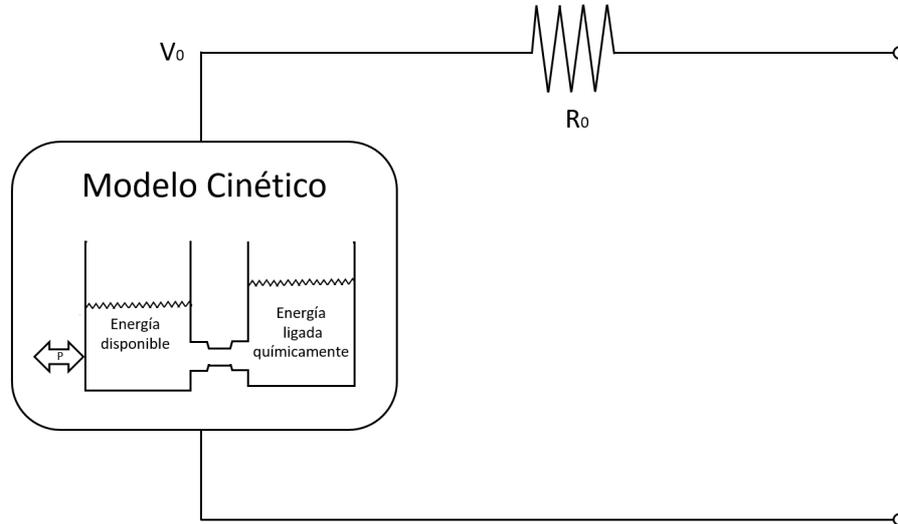


Figura 2.7: Modelo cinético modificado de un sistema de almacenamiento. Elaboración propia en base a [25]

La potencia de salida del sistema de almacenamiento se calcula según la ecuación (2.27) y la potencia máxima de carga, la energía disponible y la ligada químicamente al final de cada paso de tiempo son calculadas de igual forma que en el modelo cinético. En el caso de la potencia máxima de descarga existe una restricción adicional a la del modelo cinético, ya que, las pérdidas por la resistencia en serie aumentan a medida que aumenta la corriente de descarga y pueden llegar a ser dominantes produciendo que el incremento de la corriente de descarga disminuya la potencia de salida. Luego, la máxima potencia de descarga viene dada por la corriente mostrada en la ecuación (2.28).

$$P_{out} = V_0 \cdot I - R_0 \cdot I^2 \quad (2.27)$$

$$I_{P_{out},máx} = \frac{V_0}{2 \cdot R_0} \quad (2.28)$$

Siendo: $P_{out}$	Potencia de salida del sistema de almacenamiento W
$I$	Corriente de descarga en A
$V_0$	Tensión nominal del sistema de dos tanques en V
$R_0$	Resistencia en serie en $\Omega$
$I_{P_{out},máx}$	Corriente que determina la máxima potencia de descarga en A

Los aspectos térmicos del modelo permiten simular la transferencia de calor entre el sistema de almacenamiento y el medio ambiente. En cada paso de tiempo se calcula la energía disipada por la resistencia en serie que se convierte en calor y aumenta la temperatura global del almacenamiento luego, se calcula la temperatura interna una vez finalizado el paso de tiempo al resolver el balance

energético del sistema. En la ecuación (2.29) se puede apreciar el cálculo que se realiza para obtener la temperatura interna.

$$T_{i+1} = \left( T_i - T_a - \frac{\dot{Q}}{h} \right) e^{-\frac{h}{m \cdot c_{esp}} \Delta t} + \frac{\dot{Q}}{h} + T_a \quad (2.29)$$

Siendo: $T_{i+1}$	Temperatura interna al final del paso de tiempo en K
$T_i$	Temperatura interna al inicio del paso de tiempo en K
$T_a$	Temperatura ambiente en K
$\dot{Q}$	Pérdidas por la resistencia interna disipadas en calor ( $R_0 \cdot I^2$ ) en W
$h$	Conductancia térmica a temperatura ambiente en W/K
$m$	Masa del sistema de almacenamiento en kg
$c_{esp}$	Capacidad calorífica específica en J/(kg·K)

Existen algunas baterías que la capacidad depende de la temperatura, para considerar dicho efecto, se debe ingresar una curva de temperatura versus capacidad representada como un porcentaje de la capacidad nominal y el programa ajusta una función cuadrática que la represente.

Por otra parte, la degradación de las baterías se puede modelar como un aumento de la resistencia en serie o como una disminución de capacidad del sistema. Ambos efectos dependen de dos variables o tipos de degradación que son: La producida por el tiempo de vida y la temperatura, que es independiente de si la batería se encuentra o no activa y, la producida por el desgaste de los ciclos y la profundidad de estos. Las dos variables tienen una tasa de incremento que permiten que sus valores varíen de cero al límite de degradación previamente definido y que una vez alcanzado significa el fin de la vida útil. El programa permite decidir cuál tipo de degradación considerar, ya sea una sola elegida arbitrariamente por diseño, el máximo valor entre las dos degradaciones que corresponde al efecto de disminuir la capacidad, o la suma de las dos en cuyo caso la vida útil llega a su fin cuando sumando los dos valores se alcanza el límite de degradación y simula el efecto de aumentar la resistencia en serie [27] [28].

## 2.5. Estrategias de despacho para microrredes

Las estrategias de despacho son definidas como el que conjunto de reglas hace posible controlar el funcionamiento de los generadores y sistemas de almacenamiento cuando la energía renovable no es suficiente para suministrar la carga. Existen múltiples estrategias para las micro-redes, dentro de las cuales se destacan dos que vienen integradas en el software HOMER, estas se describen a continuación según [29]:

- Load Following (Estrategia de seguimiento de carga, LFDS): Determina que los generadores despachables solo produzcan la energía suficiente para abastecer la demanda residual, entendiéndose como ésta la diferencia entre la demanda total y la generación con fuentes renovables.
- Cycle charging (Estrategia de ciclo de carga, CCDS): Determina que los generadores deben operar a plena carga para abastecer la demanda residual y con el exceso de potencia cargar los sistemas de almacenamiento.

A parte de ambas estrategias el software permite despachar las centrales por orden de mérito o bien crear una función personalizada en el software Matlab.

Cuál de las estrategias es la óptima para el sistema depende de diferentes factores como el precio del combustible, tamaño de los generadores y sistema de almacenamiento, costos de operación y mantenimiento de las centrales, cantidad y características de la energía renovable presente, entre otros. En general, la estrategia de seguimiento de carga tiende a ser óptima cuando el sistema tiene alta penetración de energías renovables y cumple que, a veces, la potencia proveniente de estos recursos supera a la carga, al contrario, la estrategia de ciclo de carga tiende a ser óptima cuando el sistema presenta poca penetración de energía renovable [30].

A continuación, se describe ambas estrategias y el modelo matemático que las respalda considerando un sistema híbrido aislado con almacenamiento, generadores diésel y una central renovable que no tiene demanda térmica.

### 2.5.1. Estrategia de seguimiento de carga

Esta estrategia permite operar a los generadores diésel de tal forma de satisfacer la demanda residual cuando el sistema de almacenamiento no es capaz de hacerlo en su totalidad y sin que se produzca un exceso de energía. Bajo esta premisa, el sistema de almacenamiento sólo es cargado cuando la energía renovable sobrepasa la demanda y nunca por los generadores diésel [31].

En la Figura 2.8 se puede apreciar un esquema de esta estrategia que permite comprender el funcionamiento del sistema de almacenamiento y de los generadores diésel en función de la carga residual y el estado de carga de la tecnología de almacenamiento.

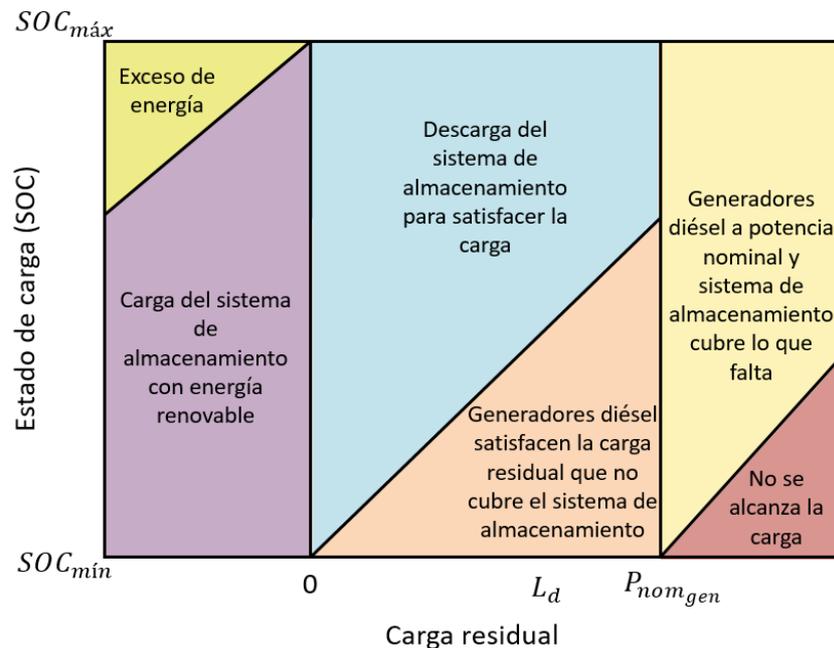


Figura 2.8: Esquema de la estrategia de seguimiento de carga. Elaboración propia en base a [32]

Matemáticamente esta estrategia modifica la ecuación de balance del problema de optimización para que los generadores sigan la demanda. Según el trabajo realizado en [29] la ecuación de balance cambia en función de que si la carga residual es mayor o menor que cero según lo mostrado en la ecuación (2.30) y (2.31) respectivamente.

$$\sum_{i=1}^{N_{dg}} P_{dg,t}^i + P_{ren,t}^{tot} + P_{sa,dch,t} + D_{shed,t} - D_t = 0 \quad (2.30)$$

$$P_{vert,t} = P_{ren,t}^{tot} - D_t - P_{ren,ch,t} \quad (2.31)$$

Siendo: $N_{dg}$	Número de generadores distribuidos
$P_{dg,t}^i$	Potencia producida por el generador i en la hora t
$P_{ren,t}^{tot}$	Potencia renovable total generada en la hora t
$P_{sa,dch,t}$	Potencia descargada por el sistema de almacenamiento en la hora t
$D_{shed,t}$	Demanda aplazada en la hora t
$D_t$	Demanda total en la hora t
$P_{vert,t}$	Potencia renovable vertida en la hora t
$P_{ren,ch,t}$	Potencia renovable que carga el almacenamiento en la hora t

### 2.5.2. Estrategia de ciclo de carga

Esta estrategia permite operar los generadores diésel a su potencia nominal cuando el sistema de almacenamiento no es capaz de abastecer toda la demanda. El excedente generado sirve para suplir la carga aplazable y cargar el sistema de almacenamiento sin que exista vertimiento, ya que en dicho caso, los generadores diésel no funcionarán a plena carga, sino que, a una potencia tal que no exista desperdicio de energía [31].

Existe la posibilidad de aplicar un punto de ajuste al estado de carga del sistema de almacenamiento ( $SOC_{st}$ ) de tal forma que los generadores diésel se mantengan funcionando hasta que esta consigna sea alcanzada. Aplicar esta consigna en general tiende a reducir el tiempo que el sistema de almacenamiento se encuentra en un estado de carga bajo, número de arranques del generador y número de ciclos de carga y descarga que ocurren a lo largo del año. De aplicar este ajuste el software HOMER evitará descargar el almacenamiento si es que tiene un estado de carga inferior a la consigna fijada y en el paso anterior no se encuentra descargando [33].

En la Figura 2.9 y Figura 2.10 se puede apreciar un esquema de esta estrategia con y sin ajuste del estado de carga respectivamente que permite comprender el funcionamiento del sistema de almacenamiento y de los generadores diésel.

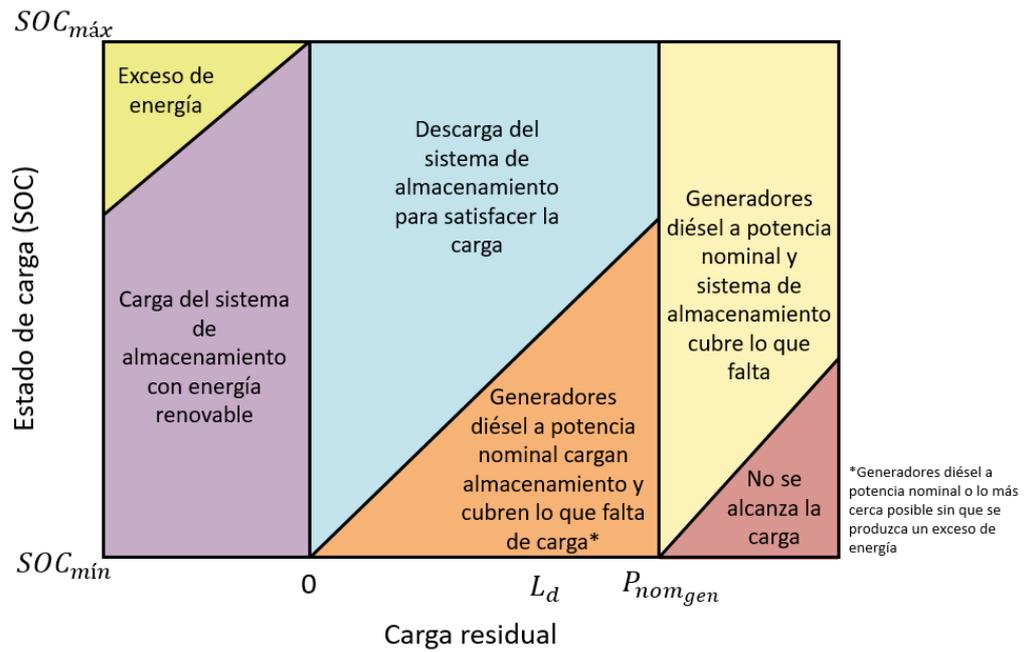


Figura 2.9: Esquema de la estrategia de ciclo de carga. Elaboración propia en base a [32]

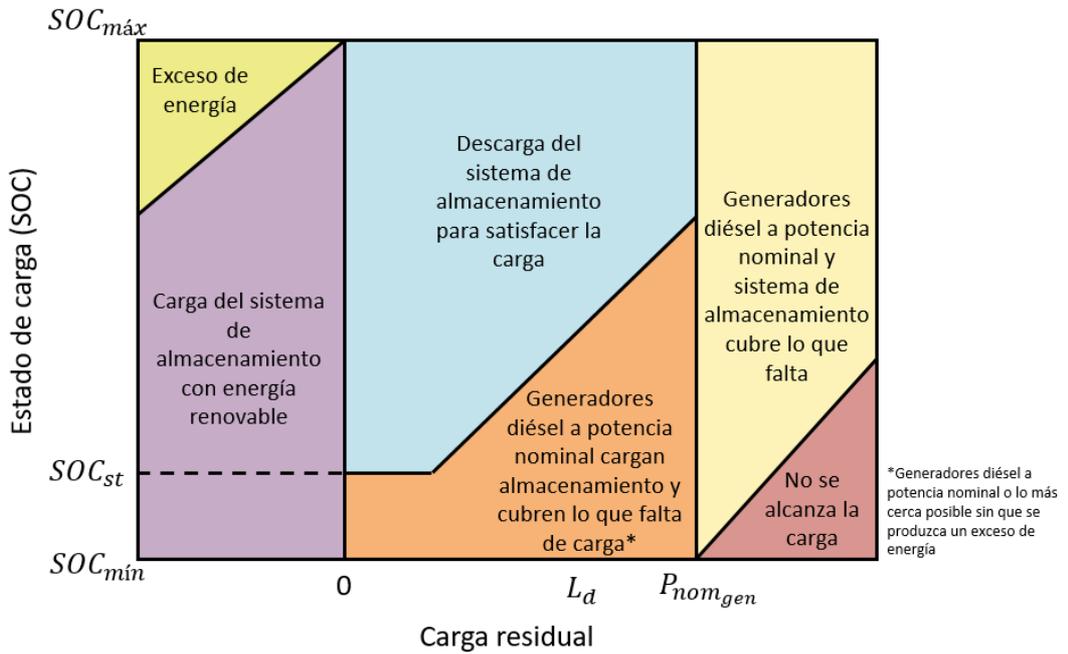


Figura 2.10: Esquema de la estrategia de ciclo de carga con punto de ajuste al estado de carga. Elaboración propia en base a [32]

Matemáticamente esta estrategia modifica la ecuación de balance de igual forma que la de seguimiento de carga cuando la carga residual es menor que cero (ecuación (2.31)), pero, cuando la carga residual es mayor que cero la ecuación de balance es la mostrada en la ecuación (2.32) [29].

$$\sum_{i=1}^{N_{gd}} P_{dg,t}^{i,m\acute{a}x} + P_{ren,t}^{tot} + P_{sa,dch,t} + D_{shed,t} - P_{gd,ch,t} - D_t = 0 \quad (2.32)$$

- Siendo:  $N_{dg}$  Número de generadores distribuidos
- $P_{dg,t}^{i,m\acute{a}x}$  Potencia producida por el generador  $i$  en la hora  $t$  que es la máxima posible sin que se produzca un exceso de energía
- $P_{ren,t}^{tot}$  Potencia renovable total generada en la hora  $t$
- $P_{sa,dch,t}$  Potencia descargada por el sistema de almacenamiento en la hora  $t$
- $D_{shed,t}$  Demanda aplazada en la hora  $t$
- $P_{gd,ch,t}$  Potencia de los generadores distribuidos que carga el sistema de almacenamiento en la hora  $t$
- $D_t$  Demanda total en la hora  $t$

Si se fija un punto de ajuste al estado de carga del sistema de almacenamiento la ecuación (2.32) seguirá siendo válida mientras el estado de carga sea mayor que la consigna, pero, si es menor se cumple la ecuación (2.33).

$$\sum_{i=1}^{N_{gd}} P_{dg,t}^{i,m\acute{a}x} + P_{ren,t}^{tot} + D_{shed,t} - P_{gd,ch,t} - D_t = 0 \quad (2.33)$$

### 3. Metodología

En este capítulo se describe la metodología seguida para analizar la inclusión de sistemas de almacenamientos al sistema Palena y utilizar técnicas de redes inteligentes para el despacho óptimo de las unidades de generación.

La temática abordada por esta memoria se puede separar en tres problemas, siendo el resultado del primero una entrada para el desarrollo del segundo y tercero. Específicamente, en el primero se analiza la inclusión de sistemas de almacenamiento en el sistema Palena, con el fin de encontrar el tipo de tecnología óptima. Luego, se estudian las diferentes estrategias de despacho incluyendo el sistema de almacenamiento óptimo, y el efecto de diferentes porcentajes de desplazamiento de carga. Finalmente, se realiza una propuesta considerando el crecimiento de demanda.

#### 3.1. Metodología para inclusión de sistemas de almacenamiento

La metodología para estudiar la inclusión de sistemas de almacenamiento es la mostrada en la Figura 3.1, siendo “n” las tecnologías analizadas y “m” casos para cada una de ellas.

Con respecto a la evaluación económica de cada caso se considera un horizonte de evaluación de 20 años con una tasa de interés del 10%.

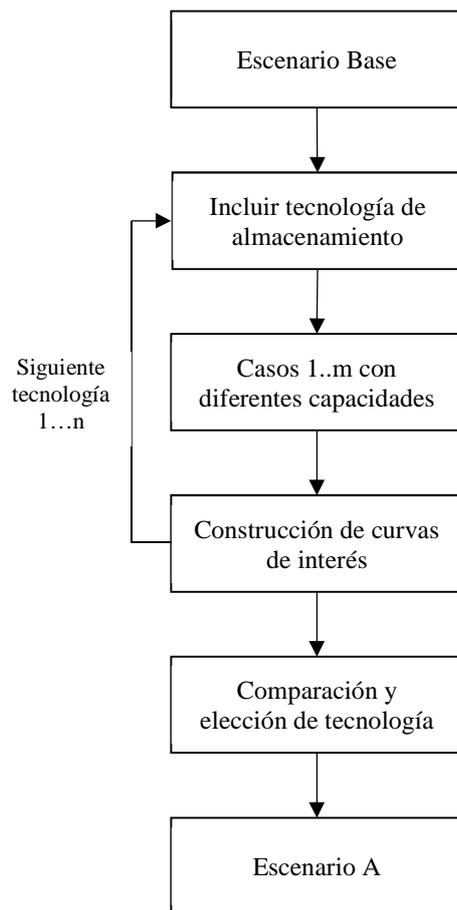


Figura 3.1: Metodología para la obtención de la tecnología óptima para el sistema Palena

En primer lugar, se modela el escenario base del sistema en el software HOMER. Éste contará con los datos reales de la operación de un año del sistema Palena (año 2015) y su modelación permitirá dar un punto de referencia para los posibles análisis. Como se verá más adelante en este caso no se puede optimizar la instalación de las tecnologías de almacenamiento directamente en HOMER, ya que, una central diésel debe ser forzada a operar en horas valle para compensar reactivos, lo cual, no será necesario al instalar el almacenamiento, a excepción del bombeo hidráulico.

Debido a lo anterior, la elección de la capacidad instalada no se realiza en el programa, sino que, para cada una de las tecnologías se simula el escenario incluyendo m diferentes capacidades de instalación. Con los resultados se construyen curvas para ver como varía el vertimiento y la penetración renovable en función del costo nivelado de la energía (LCOE).

Una vez construidas las curvas para cada una de las tecnologías se procede a compararlas entre sí para elegir cuál de ellas es la óptima. En el caso del conjunto de curvas de costo nivelado versus vertimiento se optará por aquella tecnología que defina la envolvente inferior. En cambio, para el conjunto de curvas de costo nivelado versus penetración renovable la elección estará definida por la envolvente superior. El escenario que contempla la instalación del tipo almacenamiento elegido se denomina “Escenario A” y las capacidades estudiadas serán aquellas que produzcan el mayor vertimiento, el mínimo costo nivelado y el promedio entre las anteriores.

Debido a la alta carga computacional que significa evaluar los proyectos a 20 años con aumento de la demanda del sistema, se realiza la elección de la tecnología óptima sin considerar el cambio anual en la demanda. Lo anterior se justifica debido a que la operación de las tecnologías no variará, solo lo hará su capacidad óptima. Para comprobar que la elección del tipo tecnología no se ve afectada con el aumento de la demanda, se compararán las tecnologías de mayor interés con una demanda equivalente a la del décimo año del sistema.

### **3.2. Metodología para la utilización de técnicas de redes inteligentes**

La segunda temática abordada por el presente trabajo es analizar el efecto de los diferentes tipos de despacho para micro-redes y, del desplazamiento de carga.

Las diferentes estrategias de despacho se estudiarán a partir del escenario A con las tres capacidades anteriormente mencionadas. En particular, se analizará las diferencias en el costo nivelado, en el ahorro de combustible y emisiones de CO<sub>2</sub>. Con los resultados, se realizará una propuesta de estrategia óptima de despacho.

Por otra parte, para analizar el desplazamiento de carga, se utiliza el escenario A con la capacidad que presente el mejor trade-off entre aumentar la utilización del recurso hidráulico y disminuir el costo nivelado de la energía (“Escenario A<sub>c</sub>”), y se sigue la metodología mostrada en la Figura 3.2, siendo “p” las diferentes estrategias analizadas y “q” los porcentajes de desplazamiento considerados.

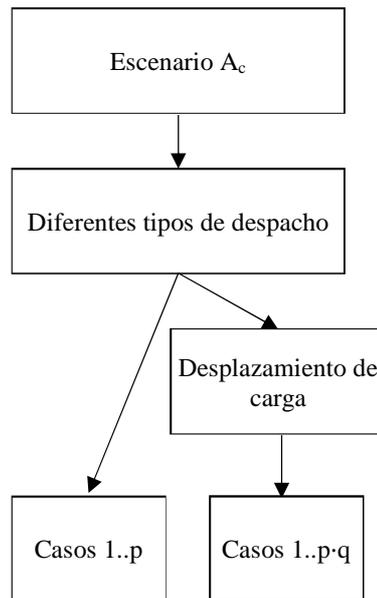


Figura 3.2: Metodología para la utilización de técnicas de redes inteligentes

### 3.3. Metodología para determinar propuesta con crecimiento de la demanda

Para realizar una propuesta de almacenamiento considerando el crecimiento de la demanda, se realiza la modelación del caso base asumiendo que desde el año  $A_{c+1}$  en adelante es posible la entrada operativa de nuevas centrales en el sistema. Siendo en el año  $A_c$  la construcción de dicha central. Luego, se analiza la incorporación de la tecnología de almacenamiento anteriormente elegida, tomando el supuesto de que las baterías pueden entrar en operación desde el año  $A_{b+1}$  en adelante.

Debido a las singularidades del problema abordado, se divide el horizonte temporal en tres. Primero, del año  $A_1$  al  $A_b$  donde solo existe la posibilidad de instalar baterías en el último año, luego, del  $A_{b+1}$  al  $A_c$ , en cuyo período las baterías se encuentran operativas y es factible la instalación de una nueva central en el último año. Finalmente, del año  $A_{c+1}$  al  $A_f$ , en el cual, tanto la nueva central como el banco de baterías se encuentran en operación. Entre los diferentes periodos analizados se debe actualizar la vida útil de cada unidad generadora, el precio del diésel y la demanda.

Nuevamente, no es posible realizar la optimización de la instalación de las baterías directamente en HOMER, por lo que, se realizan pruebas con diferentes capacidades en la búsqueda del límite en que deja de ser rentable su instalación. Con cada capacidad se obtienen los resultados de la operación física y los costos anuales para cada intervalo estudiado, y se realiza el flujo económico para el horizonte de evaluación completo. Si el resultado del costo nivelado de la energía con baterías es menor que el costo nivelado del caso base, la instalación de dicho banco de baterías es factible económicamente. El procedimiento seguido se encuentra explicado en la Figura 3.3.

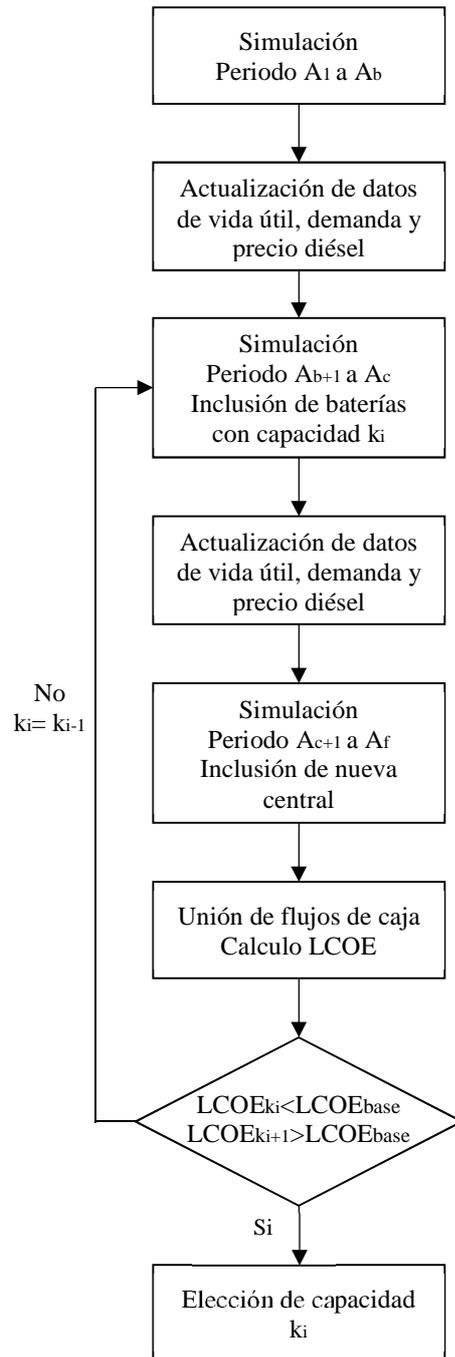


Figura 3.3: Metodología para determinar propuesta con crecimiento de demanda

## 4. Modelo desarrollado

En el presente capítulo se describirá el modelo utilizado para las simulaciones. Primero, se hará una descripción del sistema Palena para luego explicar los parámetros utilizados en las simulaciones de cada uno de sus componentes y los sistemas de almacenamiento analizados.

### 4.1. Sistema Palena

El sistema mediano de Palena se extiende desde Chaitén por el norte hasta Puyuhuapi por el sur, tiene una demanda máxima de 1,96 MW aproximadamente y una generación total de 10,5 GWh en el año 2015. La variabilidad mensual de la demanda se puede observar en la Figura 4.1, mientras que el perfil diario de los primeros 15 días de marzo se observa en la Figura 4.2. Del análisis de este último gráfico se puede apreciar que existe un peak de demanda cercano a las 21 horas y, entre las 6 y 18 horas es donde existe mayor variabilidad entre los días observados.

Cabe mencionar que la información considerada para este trabajo es la del año 2015, debido a que en el año 2016 la zona sufrió una sequía poco común que no ha prevalecido en el presente año, por lo que la generación diésel no es representativa. En la Figura 4.3, se muestra la demanda horaria durante el año 2015, se puede apreciar que entre el 16 y 19 de mayo existe esta inusualmente baja. Se presume que lo anterior corresponde a una singularidad en el sistema, considerando esto, se excluyen del análisis dichos días y son reemplazados por el promedio entre del día anterior y posterior al suceso.

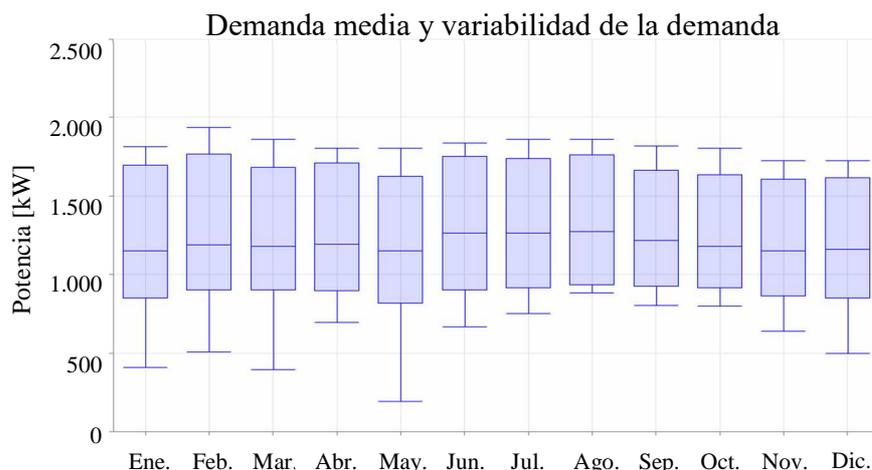


Figura 4.1: Potencia media y variabilidad de la demanda en cada mes del 2015

Demanda primera quincena marzo

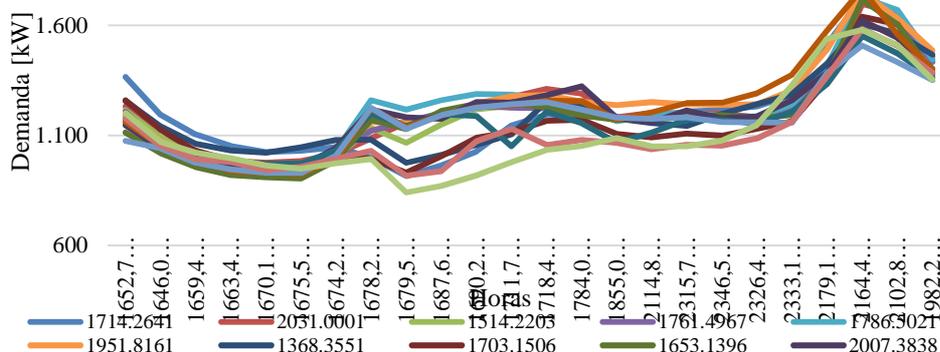


Figura 4.2: Perfil diario de la demanda primera quincena de marzo

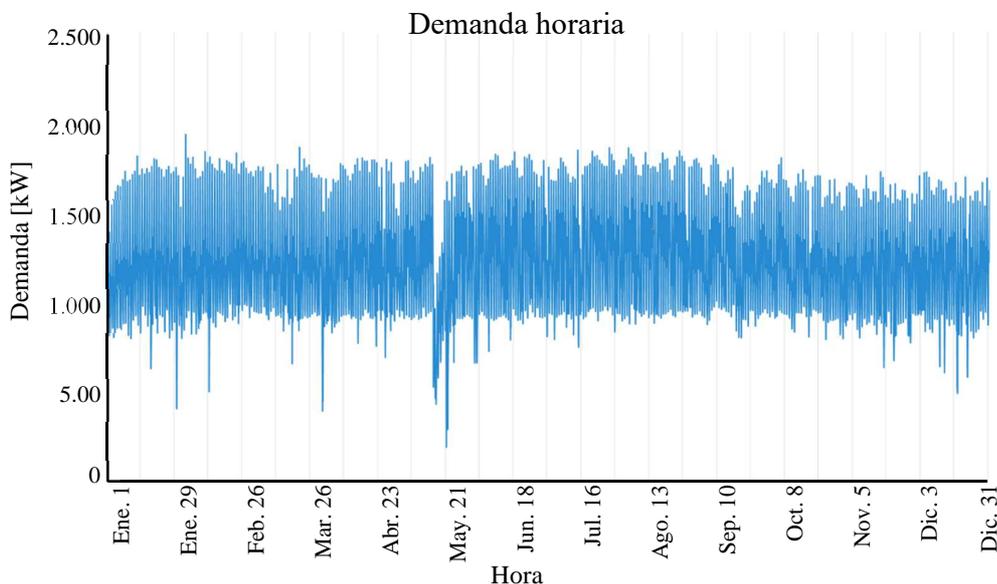


Figura 4.3: Demanda horaria del año 2015

La matriz energética del sistema está conformada por siete centrales, de las cuales, seis son térmicas en base a diésel y una es una hidráulica de pasada. En conjunto permiten que la capacidad de generación instalada sea 3.78 MW siendo 2,38 MW de generación convencional y 1,40 MW de generación hidráulica. En la Tabla 4.1 se puede apreciar el nombre de cada una de las centrales, la comuna donde se ubican, el punto de conexión al sistema, cantidad y nombre de las unidades que posee, año de puesta en marcha y potencia bruta.

Tabla 4.1: Centrales del sistema Palena

Nombre	Tipo de central	Comuna	Unidades	Año puesta en servicio	Potencia bruta [MW]
Río Azul	Pasada	Palena	G-5133	1987	0,350
			G-5134	1987	0,350
			G-5135	1987	0,350
			G-5136	1987	0,350
Palena	Diésel	Palena	G-5522	2013	0,292
			G-5131	2009	0,292
Futaleufú	Diésel	Futaleufú	G-5519	2005	0,230
			G-5520	2009	0,250
La Junta	Diésel	Cisnes	G-5534	2010	0,288
Lago Verde	Diésel	Lago Verde	G-5552	2005	0,150
Puyuhuapi	Diésel	Cisnes	G-5514	2008	0,292
Santa Bárbara	Diésel	Palena	G-5625	2009	0,109
			G-5626	2009	0,109
			G-5146	2010	0,360

## 4.2. Modelo de las centrales diésel

Son seis las centrales diésel presentes en el sistema que en conjunto significan diez máquinas generadoras térmicas que podrían operar en paralelo. Para simular cada una de estas unidades en HOMER, se considera la potencia mostrada en la Tabla 4.1. La vida útil se estima en 70.000 horas, lo cual está dentro de los valores mostrados en la Tabla 2.1 para generadores diésel con refrigeración líquida, a este valor se le resta las horas de funcionamiento que llevaba cada unidad a finales de diciembre del 2014. Por otra parte, se considera un mínimo técnico de despacho equivalente al 30% de la potencia bruta, fijado a partir de la recomendación entregada por los fabricantes de las unidades.

En cuanto a los parámetros económicos, se consideró nulo el costo de inversión, debido a que las centrales se encuentran instaladas. Tanto el costo de operación y mantenimiento (O&M) como el costo de reemplazo fueron fijados a partir del proceso de tarificación de los sistemas medianos realizado por la CNE (Anexo A) [34]. Para el costo de O&M se utilizó el costo variable no combustible en hora punta que asciende a 21,39 US\$/MWh. Y, para el de reemplazo el de agregar una unidad de 400 kW al sistema según el plan de reposición eficiente y el costo de los módulos térmicos fijados por la CNE.

El costo del combustible es estimado a partir del promedio de los datos reales del 2015, dando como resultado 0,65 US\$/L. La tasa de crecimiento anual del precio de este combustible se fija en 3,43% lo cual, corresponde al promedio del crecimiento esperado por la CNE en la fijación de precios de nudo de corto plazo [35].

Los parámetros de entrada son los mostrados en la Tabla 4.2. Adicionalmente, para las curvas de consumo de combustible en función de la potencia de salida, se utilizaron los datos entregados por la empresa, los cuales, se pueden ver en la Figura 4.4. Por otro lado, para estimar el consumo en vacío de las unidades del SSMM Palena, se tomó como ejemplo la unidad diésel que opera en Huatacondo, la cual consume en vacío el 9,4% de lo que consume a plena carga. Finalmente, el mantenimiento contempla de tipo preventivo cada 3.000 horas de funcionamiento, mayor cada

12.000 y overhaul cada 25.000 significando un tiempo de indisponibilidad de 36, 240 y 336 horas, respectivamente.

Tabla 4.2: Parámetros de entrada de las unidades generadoras

Unidad generadora		Capacidad [MW]	Vida útil [horas]	Costo de O&M [US\$/h]
Palena	G-5522	0,292	12.457	6,25
	G-5131	0,292	54.464	6,25
Futaleufú	G-5519	0,230	62.437	4,92
	G-5520	0,256	18.680	5,48
La Junta	G-5534	0,288	66.263	6,16
Lago Verde	G-5552	0,150	69.550	3,21
Puyuhuapi	G-5514	0,292	52.792	6,25
Santa Bárbara	G-5625	0,109	65.794	2,33
	G-5626	0,109	47.635	2,33
	G-5146	0,360	68.911	7,70

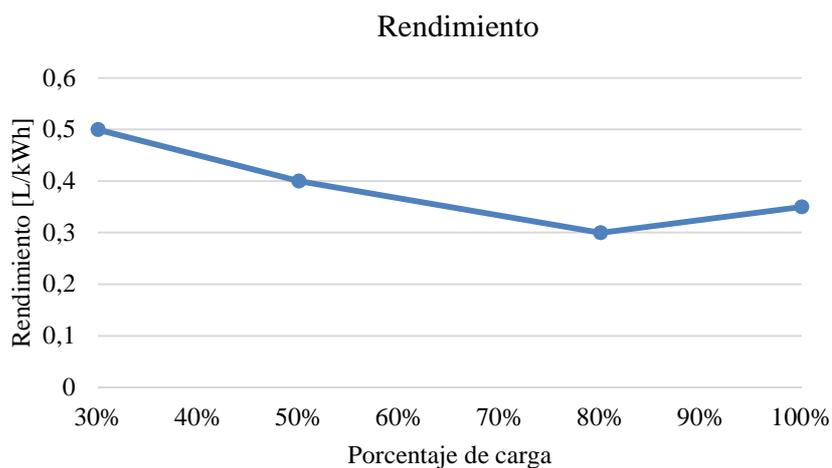


Figura 4.4: Rendimiento de los generadores diésel

### 4.3. Modelo central de pasada Río Azul

La central Río Azul es una hidráulica de pasada formada por 4 unidades de generación tipo Turgo de potencia nominal igual a 350kW, estas están conectadas a una cámara de carga por medio de dos tuberías forzadas de acero de 710 mm de diámetro y 808 metros de longitud. Como HOMER no permite simular las 4 unidades por separado se procedió a modelar la central en su conjunto. Los parámetros de entrada utilizados son los mostrados en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3: Parámetros para el modelo de la central hidráulica

Parámetros de entrada		Central Río Azul
Capacidad	[kW]	1.400
Costo de inversión	[US\$]	0
Costo de reemplazo	[US\$]	4.744.600
Costo de O&M	[US\$/año]	143.038
Vida útil inicial	[años]	50
Vida útil actual	[años]	22
Altura de caída disponible	[m]	146,53
Flujo de diseño	[L/s]	1.400
Caudal mínimo	[%]	29
Caudal máximo	[%]	100
Pérdidas por fricción	[%]	2,02
Eficiencia	[%]	71

El costo de O&M utilizado es 14,9 US\$/MWh según el proceso de tarificación de los sistemas medianos para el cuadrienio 2014-2018 realizado por la CNE (Anexo A). Luego, como en el año 2015 la central Río Azul generó 9.599,85 MWh se fija el costo anual en US\$143.038. Al igual que en el caso de las centrales diésel el costo de inversión se considera nulo, ya que, la central se encuentra actualmente en operación y, el costo de reemplazo se estima con los módulos hidráulicos considerados en el plan de reposición eficiente (Anexo A).

Para definir el caudal mínimo se considera que los operadores de esta central limitan la generación de cada una de las unidades hasta 100kW, luego se estima que el límite inferior para el caudal con respecto al de diseño es de 29%. El caudal máximo se considera igual al de diseño, es decir, 350 L/s.

Por otra parte, para determinar las pérdidas por fricción se consideran las características de las tuberías forzadas mostradas en la Tabla 4.4 con la nomenclatura especificada en el marco teórico en la sección 2.3.1. Los valores utilizados se basan en que el agua tiene una temperatura de 5°C, luego, su densidad es 1.000 kg/m<sup>3</sup> [36] y su viscosidad dinámica es 1,52 · 10<sup>-3</sup> kg/m<sup>3</sup> [37]. Además, el caudal volumétrico es igual al doble del caudal de diseño de las turbinas, ya que, cada tubería alimenta a dos unidades. Por otra parte, se fija la rugosidad absoluta como el máximo valor para el acero de construcción mostrada en la Tabla 2.2 debido a los años de funcionamiento que tienen las tuberías

**Tabla 4.4: Características de una tubería forzada y cálculo de las pérdidas por fricción**

Característica		Nomenclatura	Valor
Densidad del agua	[kg/m <sup>3</sup> ]	$\rho_{agua}$	1.000
Viscosidad dinámica del agua	[kg/(m·s)]	$\mu_{agua}$	$1,52 \cdot 10^{-3}$
Diámetro de la tubería	[m]	$D$	0,71
Longitud de la tubería	[m]	$L$	808
Caudal volumétrico	[m <sup>3</sup> /s]	$\dot{Q}$	0,70
Velocidad de flujo	[m/s]	$V$	1,77
Número de Reynolds (Ecuación (2.13))		$Re$	$8,27 \cdot 10^5$
Rugosidad relativa		$\epsilon/D$	$1,27 \cdot 10^{-4}$
Factor de fricción (Ecuación (2.12))		$f_D$	$1,40 \cdot 10^{-2}$
Altura de caída disponible	[m]	$h$	146,53
Pérdida absoluta de altura	[m]	$h_l$	2,95
Altura de caída neta	[m]	$h_{net}$	143,58
Pérdidas por fricción (Ecuación (2.8))	[%]	$f_h$	2,02

La eficiencia del conjunto turbina generador, se calcula por medio de la ecuación (2.17) dando como resultado 71%.

Se estima que los días de indisponibilidad por mantenimiento son 8,5 días por año. Como HOMER no incluye la posibilidad de fijar mantenimiento para las centrales hidráulicas se procede a castigar la potencia máxima que puede generar Río Azul a 1.367,38 kW, que resulta de restar la generación que se hubiese producido en los días de mantención a la potencia total.

#### 4.3.1. Estimación del caudal

Para estimar el caudal horario del sistema se toman los siguientes supuestos:

- El caudal horario no varía considerablemente dentro de un día, incluso, llegando a ser constante tanto en el día como dentro del mes. Este supuesto se basa en lo observado por los trabajadores de la empresa a lo largo de los años de funcionamiento de la central Río Azul.
- Si se utiliza generación diésel dentro de las horas punta (desde las 19 horas hasta las 23) de cada día, la potencia hidráulica en ese momento determina el máximo caudal turbinado del día, dicho caudal se calcula por medio de la ecuación (2.16) y, depende de la eficiencia y la altura de caída neta de la central.
- La generación térmica fuera de hora punta no se debe a la falta de agua, sino a restricciones técnicas propias de la operación del sistema.
- El caudal disponible para cada hora del día será igual al caudal turbinado durante la hora punta. Exceptuando las horas en que está operando las centrales diésel
- Existe la posibilidad de que el caudal disponible real de la central sea mayor a esta estimación, pero esto no afecta los resultados de este trabajo. Lo anterior se basa en que, aunque el caudal fuera mayor las turbinas no podrían generar más energía.

#### 4.4. Crecimiento anual de la demanda

Para estimar el crecimiento anual de la demanda se utiliza la proyección realizada por la CNE (Comisión Nacional de Energía) en el proceso de tarificación de los sistemas medianos para el cuatrienio 2014-2018 [34], la cual, fija en 3,72% la tasa de crecimiento promedio entre el año 2012 y el año 2027 (Anexo A).

Debido a este crecimiento la matriz energética del sistema se tendrá adaptar instalando nuevas centrales que permitan el abastecimiento de la demanda en su totalidad. Dicho lo anterior, se considera que la expansión del sistema puede ser realizada a partir del décimo año de la simulación (año 2024) por medio de centrales eólicas, geotérmicas, hidráulicas o diésel según sea conveniente para el sistema. Para esto, las nuevas centrales son modeladas con los datos mostrados en la Tabla 4.5 y, por medio de la simulación en HOMER, se encontrará el mix óptimo de expansión. La tecnología solar se descarta debido a la poca presencia del recurso en la zona.

Tabla 4.5: Datos de entrada de las centrales para la expansión del sistema Palena

Tipo de central	Costo de inversión [US\$/kW]	Costo de reemplazo [US\$/kW]	Costo de O&M [US\$/MWh]
Diésel 400kW	443	443	21,39
Diésel 800kW	386	386	21,39
Hidráulica 250kW	4.731	4.731	14,90
Hidráulica 500kW	3.389	3.389	14,90
Eólica	2.250	2.250	13,50
Geotérmica	6.000	6.000	10,00

Para modelar las centrales diésel e hidráulica se consideran los módulos que la CNE contempla en el estudio tarifario mostrado en el Anexo A. Y, tanto el rendimiento como la vida útil se estiman iguales a las de las centrales presentes en el sistema. A partir, de la recomendación de la empresa se considera que la nueva central hidráulica no se encuentra en el mismo sector de Río Azul, más bien, su locación será en las cercanías de Puyuhuapi.

En el caso de la central eólica, se estiman los parámetros de entrada por medio de la central Alto Baguales ubicada en el sistema media Aysén cuyos costos de inversión y O&M se encuentran en el estudio de tarificación de los sistemas medianos [34]. La vida útil se estima superior a 20 años mientras que el recurso eólico es estimado por HOMER por medio de la página web “NASA Surface meteorology and Solar Energy” [38].

Finalmente, se considera la posibilidad de instalar una planta geotérmica en la zona lo cual, se justifica por medio del trabajo realizado en [39], donde se señalan zonas de interés para la instalación de esta tecnología cerca del sistema Palena. Los costos asociados a la instalación se estiman a partir de la mesa de geotermia chilena [40] y la vida útil se estima en 50 años.

#### 4.5. Modelo bombeo hidráulico

El bombeo hidráulico se simula en HOMER por medio de crear una batería equivalente con el modelo de almacenamiento idealizado. Para este trabajo se estima que la locación será la misma que tiene la central hidroeléctrica, luego, la altura disponible es 146,53 m.

Siguiendo el trabajo realizado por Canales y Beluco [41] se consideran los siguientes pasos para realizar la simulación:

- Se calcula la energía almacenada total según la ecuación (4.1) dando como resultado 200 kWh, con un reservorio de 668 m<sup>3</sup>. Para esto, se asume que la eficiencia del sistema es de 75% al igual que en el trabajo de Canales y Beluco.

$$E_s = \frac{g \cdot \eta_{PHS} \cdot h \cdot Vol}{3600} \quad (4.1)$$

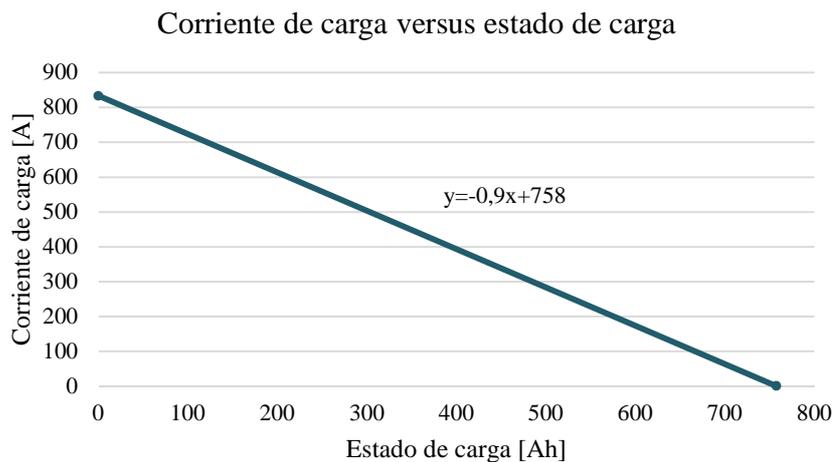
Siendo:  $E_s$  Energía almacenada total en kWh  
 $g$  Aceleración de gravedad (9,81 m/s)  
 $\eta_{PHS}$  Eficiencia de la turbina  
 $h$  Altura disponible en m  
 $Vol$  Volumen del reservorio en m<sup>3</sup>

- Se fija la tensión nominal en 240 V y la capacidad se calcula según la ecuación (4.2) dando el resultado de 833,33 Ah.

$$C_{PHS} = \frac{1000 \cdot E_s}{V} \quad (4.2)$$

Siendo:  $C_{PHS}$  Capacidad de almacenamiento en Ah  
 $V$  Tensión nominal

- La corriente máxima de carga es proporcional al tiempo que se demora en llenar el reservorio, en este caso son aproximadamente 1,1 horas, lo que significa un caudal máximo de 0,35 m<sup>3</sup>/s. Luego, la potencia nominal de la batería se calcula como la capacidad dividida el tiempo de se demora en llenar el reservorio dando 181,82 kW y la corriente máxima de carga y descarga es 757,58 A.
- La tasa máxima de carga se estima en veinte veces superior a la pendiente de la curva mostrada en la Figura 4.5.



**Figura 4.5:** Corriente de carga versus estado de carga para el diseño del sistema de bombeo hidráulico

Como la batería equivalente se conecta al bus CC del modelo es necesario simular un convertidor con igual vida útil del bombeo hidráulico y con una eficiencia típica del 95%. La capacidad del convertidor entrega las diferentes opciones de capacidad instalada del bombeo hidroeléctrico.

Los parámetros de entrada se muestran en la Tabla 4.6. El costo de operación y mantenimiento y vida útil asociados al sistema se estimaron a partir del trabajo realizado en [23] y [42], mientras que, el costo de inversión se estima similar al costo de construir una de las unidades de la central Río Azul según el estudio tarifario realizado por la CNE (Anexo A).

**Tabla 4.6: Parámetros de entrada del sistema de bombeo hidráulico**

Parámetros		Bombeo Hidráulico
Potencia nominal	[kW]	181,82
Tensión nominal	[V]	240
Capacidad	[Ah]	833,33
Vida útil	[años]	>20
Eficiencia ida y vuelta	[%]	75
Mínimo estado de carga	[%]	0
Estado de carga inicial	[%]	0
Tasa de carga máxima	[Ah/h]	18
Corriente máxima de carga	[A]	757,58
Corriente máxima de descarga	[A]	757,58
Costo de inversión	[MUS\$]	725,64
Costo de O&M	[US\$/año]	545,46

#### 4.6. Modelo almacenamiento por compresión de aire

Una de las primeras decisiones necesarias para instalar un sistema CAES es si el almacenamiento de aire a alta presión va a ser bajo tierra o al nivel del suelo. En el caso de Palena no se tiene conocimiento de cavernas subterráneas que puedan servir como almacenamiento de aire comprimido, por lo que, se determina que la instalación va a ser a nivel del suelo. La principal desventaja de este tipo de sistema es que su costo es más elevado que los sistemas subterráneos, por otro lado, permiten que la implementación del proyecto sea más fácil [43].

La tecnología de almacenamiento por compresión de aire (CAES) se simula a partir del modelo de almacenamiento idealizado de HOMER. En este caso, los parámetros son definidos a partir del modelo CAB 100 de Pnu Power [44] de 100 kW y 600 V, su vida útil es sobre los 23 años y 30.000 ciclos, la eficiencia se fija en 80%, el tiempo de descarga es entre 30 s y 40 minutos, a partir de esto la capacidad es 115Ah. El costo de inversión del sistema se establece a través del trabajo realizado en [23] como 1.500US\$/kW y 300US\$/kWh y el costo de operación anual es muy bajo, alrededor de 5US\$/kW.

Por otra parte, para estimar el aumento de precio por efecto del transporte, seguros y locación, se utiliza el promedio del porcentaje de recargos para la inversión de los generadores diésel en el proceso de tarificación de los sistemas medianos realizado por la CNE (Anexo A). Los recargos considerados son los por flete a sistemas medianos (SSMM), montaje eléctrico, ingeniería, puesta en marcha, gastos generales e intereses intercalarios. El recargo por obras civiles y materiales no se considera, ya que, los sistemas de almacenamiento se compran armados en contenedores y la subestación donde se ubicará ya está construida. Luego, el factor a multiplicar por los costos de

inversión y reemplazo encontrados en la bibliográfica es 1,65. Los parámetros de entrada son Tabla 4.7.

**Tabla 4.7: Parámetros de entrada del sistema de compresión de aire**

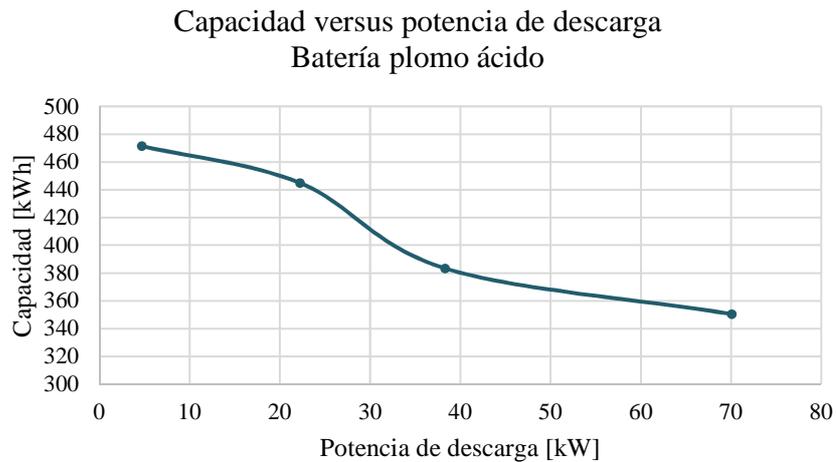
Parámetros		Small CAES
Potencia nominal	[kW]	100,
Tensión nominal	[V]	600
Capacidad	[Ah]	110
Vida útil	[años]	>23
Rendimiento máximo	[MWh]	1.980
Eficiencia ida y vuelta	[%]	80
Mínimo estado de carga	[%]	0
Estado de carga inicial	[%]	0
Corriente máxima de carga	[A]	167
Corriente máxima de descarga	[A]	167
Costo de inversión	[MUS\$]	301.95
Costo de reemplazo	[MUS\$]	301.95
Costo de O&M	[US\$/año]	500

#### 4.7. Modelo baterías

Para modelar todas las baterías se utilizó el modelo de almacenamiento cinético modificado, gracias a que este permite considerar múltiples factores que afectan el funcionamiento de los equipos y su efecto en la degradación y por ende, vida útil. Se considero utilizar dicho modelo para tener una aproximación más realista de los reemplazos que serán necesarios a lo largo del horizonte de evaluación, aunque, los efectos de la temperatura no se consideran en este análisis, ya que, las temperaturas en el sector no bajan de los 0°C ni superan los 30°C, por lo que, el efecto de la temperatura no se estima tan significativo.

Se considera necesario modelar las baterías con mayor presencia en el mercado mundial y que presentan el desarrollo adecuado para que la posibilidad de instalarlas sea factible, estas son: Las de plomo ácido (Pb-ác), ion litio (Ion Li), níquel cadmio (NiCd) y níquel-metal hidruro (NiMH). Las de sodio-azufre (NaS) no se simularán debido a que todos los proyectos realizados mundialmente por la empresa NGK Insulators (principal fabricante de esta tecnología) se encuentran en el orden de los MWh, siendo el menor, un sistema de 5 MWh y, no se ha probado en escalas menores como lo requerido para el presente trabajo [43] [45].

La tecnología de plomo ácido es modelada a partir de una celda de 2V ~230 Ah con 100 horas de duración conectadas de tecnología AGM (Absorbent Glass Mat), los datos son definidos a partir de la batería Trojan T105-AGM [46]. La corriente máxima de carga es 0,18 C y de descarga 2,25 C lo que corresponde a 46,37 A y 579,63 A respectivamente. La curva de capacidad versus corriente de descarga se muestra en la Figura 4.6 y a partir de esta, HOMER calcula los parámetros funcionales para el modelo cinético modificado y su eficiencia de ida y vuelta se estima en 83%. Para realizar la optimización se considera que los módulos son de 200 V, es decir, están conformados por 100 celdas en serie y estos serán conectados en serie para conformar los bancos de diferentes capacidades.



**Figura 4.6:** Curva de capacidad versus corriente de descarga de batería plomo ácido [46]

El modelo utilizado para el sistema de almacenamiento de ion litio se basa en una celda LFP (batería de fosfato de hierro y litio) de 3,2 V y 300 Ah con una duración de descarga de 10 horas, los parámetros técnicos se obtienen de los datasheet de las empresas Victron [47] y PolarPower [48]. La corriente máxima de carga es 1 C y de descarga 2,50 C lo que corresponde a 300 A y 750 A respectivamente. Como esta tecnología es moderna y de alto rendimiento (con eficiencia de ida y vuelta 92 ~93%) se asume que no existe energía ligada químicamente por lo que la constante de velocidad y relación de capacidad son 1, además, la resistencia en serie se fija en 0,40 mΩ. Para la simulación se considera que módulos de 224 V formados por 70 celdas en serie.

La tecnología de níquel cadmio es modelada a partir de la celda de Amco Saft [49] de 1,20 V y ~230 Ah con una duración de descarga de 5 horas, la corriente máxima de carga es 0,20 C y la de descarga es 2,25 C. Su eficiencia de ida y vuelta se fija en 67%, además, tiene una vida útil elevada (>20 años). La curva de capacidad versus corriente de descarga se muestra en la Figura 4.7, al calcular los parámetros funcionales da que la resistencia en serie es 0,57 mΩ, lo cual, concuerda con lo establecido en el datasheet ( $0,15 \cdot (1/C_5) \sim 0,64 \text{ m}\Omega$ , siendo  $C_5$  la capacidad con una descarga de 5 horas). Para la simulación se considera que módulos de 204 V formados por 170 celdas en serie.

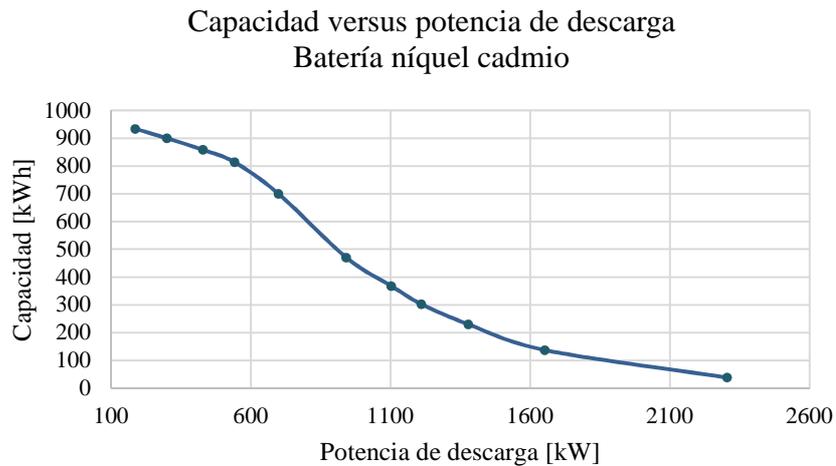


Figura 4.7: Curva de capacidad versus corriente de descarga de batería níquel cadmio [49]

Las baterías de níquel-metal hidruro son simuladas por medio del módulo de celdas Nilar de 12 V 10 Ah que está conformado por 10 celdas en serie [50]. Su corriente máxima de carga 10 A y de descarga 30 A (1C y 3C respectivamente). La eficiencia de ida y vuelta se fija en 65% y tienen una vida útil elevada y similar a las de NiCd. La curva de capacidad versus potencia de descarga se muestra en la Figura 4.8 y da como resultado una resistencia en serie de 67,65 mΩ, lo cual, concuerda con los 6-7 mΩ por celda que establece el datasheet. En general los bancos de esta tecnología tienen una tensión igual a 600 V, por lo que, la cadena mínima en la simulación está formada por 50 módulos en serie [51].

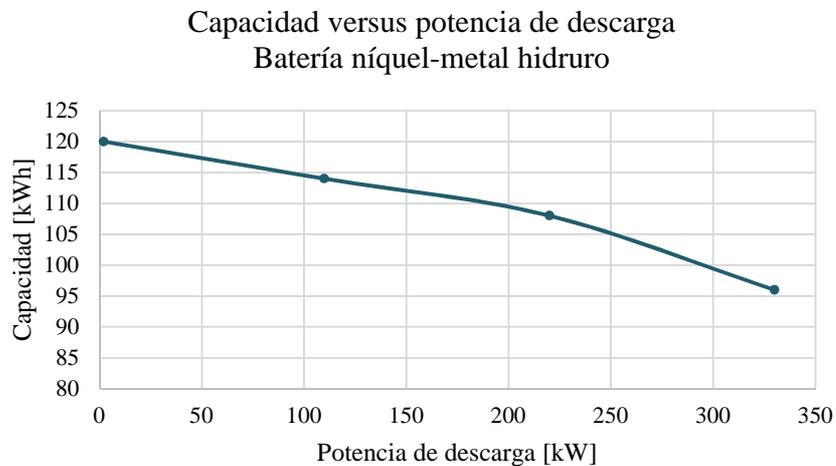


Figura 4.8: Curva de capacidad versus corriente de descarga de batería níquel-metal hidruro

Para todas las baterías se considera la degradación como la suma entre las degradaciones de tiempo de vida y la producida por desgaste de los ciclos, ya que, es el peor caso, además, el límite de degradación se fija en un 20%. También, el estado de carga inicial se fija en 0% asumiendo que la batería se encuentra descargada al momento de la instalación.

Para estimar el porcentaje de otras pérdidas de ida y vuelta se utiliza la ecuación (4.4) [52].

$$\%_{otras} \approx 100 \cdot \left( 1 - \sqrt{\eta_{i\&v}} + \frac{R_0 \cdot P_{nom}}{V_{nom}^2} \right) \quad (4.3)$$

Siendo:  $\%_{otras}$  Porcentaje de otras pérdidas de ida y vuelta

$\eta_{i\&v}$  Eficiencia ida y vuelta

$R_0$  Resistencia en serie [ $\Omega$ ]

Los costos de las diferentes baterías fueron estimados a partir de los trabajos realizados en [23], [53], [54], [55] y Anexo B. Los costos de inversión se fijan en 700US\$/kWh, 600US\$/kWh y 200 para las baterías de níquel cadmio, ion litio y níquel-metal hidruro y plomo ácido, respectivamente. Los costos de reemplazo se estiman iguales a los de inversión exceptuando para la batería de ion litio cuya tecnología se espera que alcance mayor madurez en los próximos años y reduzca su precio a 400US\$/kWh. Los costos de operación y mantenimiento utilizados para este análisis son 30US\$/kWh·año, 25US\$/kWh·año, 23US\$/kWh·año y 20US\$/kWh·año para las baterías níquel cadmio, níquel-metal hidruro, plomo ácido e ion litio respectivamente. El convertidor utilizado para la conexión de las baterías es el mismo que el modelado para el almacenamiento en base a hidrógeno. Como las baterías vienen en container listos para instalar no se considera el recargo por obras civiles y materiales al llevar los costos de inversión y reemplazo al sistema Palena, luego, el factor a multiplicar por los costos anteriormente definidos es 1,65.

Finalmente, los parámetros de entrada para las baterías se muestran en la Tabla 4.8.

**Tabla 4.8: Parámetros de las baterías.**

Parámetro	Pb-ác	Ion Li	NiCd	NiMH
Tensión nominal [V]	2,00	3,20	1,20	12,00
Capacidad máxima del sistema [kWh]	0,46	0,96	0,28	0,13
Capacidad máxima del sistema [Ah]	231,85	300,00	233,54	10,01
Otras pérdidas de ida y vuelta [%]	9,65	4,50	20,36	20,50
Corriente máxima de carga [A]	46	300	47	10
Corriente máxima de descarga [A]	580	750	525	30
Estado inicial de carga [%]	0	0	0	0
Mínimo estado de carga [%]	20	20	20	20
Constante de velocidad [ $hr^{-1}$ ]	0,41	1,00	31,32	93,03
Relación de capacidad	0,74	1,00	0,07	1,00
Resistencia en serie [ $\Omega$ ]	$6,60 \cdot 10^{-3}$	$0,40 \cdot 10^{-3}$	$0,57 \cdot 10^{-3}$	$67,65 \cdot 10^{-3}$
Vida útil a DoD 80% [ciclos]	750	2.500	800	800
Vida útil a DoD 70% [ciclos]	857	3.000	1.000	1.000
Vida útil a DoD 50% [ciclos]	1.200	5.000	1.500	1.500
Vida útil a DoD 30% [ciclos]	2.000	-	3.000	3.000
Vida útil a DoD 20% [ciclos]	3.000	-	5.500	5.500
Vida útil 20°C [años]	8	8	>20	>20
Costo de inversión [US\$]	153,02	950,40	323,69	118,92
Costo de reemplazo [US\$]	153,02	633,60	323,69	118,92
Costo de O&M [US\$/año]	10,67	19,20	8,41	3,25

#### 4.8. Modelo batería de flujo

Las baterías de flujo tienen las ventajas de experimentar una degradación insignificante a lo largo de su vida útil, ser menos contaminantes que las baterías convencionales y desacoplar la capacidad de almacenamiento de energía con la potencia de salida [56]. Gracias a esto, se decide utilizar la versión del modelo idealizado que fue creada por HOMER para modelar este tipo de baterías, ésta separa los parámetros de la pila de celdas (potencia de salida) con los del electrolito (capacidad de almacenamiento). Existen dos tipos de baterías de flujo, las de flujo redox y las de flujo híbrido, del primer tipo la más común es la redox de vanadio (VRB) y del segundo es la zinc-bromuro (ZnBr), por lo que, se decide simular ambas tecnologías [57].

Las baterías redox de vanadio tienen un rango de capacidad entre los 0,5 y 6 MWh y bajo los 3MW, mientras que las zinc-bromuro entre los 0,01-3 MWh y bajo los 0,5 MW. La mayor diferencia entre ambas tecnologías es que la capacidad total de las baterías ZnBr depende tanto del tamaño de la pila de celdas como de los tanques de almacenamiento, siendo así la relación de potencia/energía fija y cercana a 0,36 debido a los diseños comercializados [58], por otra parte, no existe una relación similar para las baterías VRB. Las eficiencias de ida y vuelta se fijan en 85% y 75% para la VRB y ZnBr respectivamente [59].

El costo de inversión para ambas tecnologías se separa en el específico de capacidad que comprende los costos del electrolito y del tanque que lo almacena y, el costo específico de potencia que incluye el costo de la pila de celdas, bombas y tuberías. Para definir dichos costos se utilizaron los trabajos realizados en [59] y [58], para la batería VRB se fija en 800US\$/kW y 900 US\$/kWh y para la ZnBr en 900 US\$/kW y 700 US\$/kWh. El costo de reemplazo del electrolito se fija igual al de inversión, mientras que el de la pila de celdas un cuarto de este. Los costos de inversión y de reemplazo son multiplicados por 1,65 para estimar el costo de la instalación en Palena. Los parámetros de entrada se muestran en la Tabla 4.9, la capacidad de la pila de celdas y del electrolito son las variables por optimizar.

Tabla 4.9: Parámetros de entrada de las baterías de flujo.

Parámetros		VRB	ZnBr
Eficiencia ida y vuelta	[%]	85	75
Vida útil	[ciclos]	10.000	3.000
Tensión nominal celda	[V]	1,20	1,85
Mínimo estado de carga	[%]	20	20
Estado de carga inicial	[%]	0	0
Vida útil pila de celdas	[años]	20	20
Costo de inversión pila de celdas	[US\$/kW]	1.320	1.485
Costo de reemplazo pila de celdas	[US\$/kW]	330	370
Costo de O&M pila de celdas	[US\$/año]	10,07	5,10
Vida útil electrolito	[años]	15	15
Costo de inversión electrolito	[US\$/kWh]	1.485	1.155
Costo de reemplazo electrolito	[US\$/kWh]	1.485	1.155
Costo de O&M electrolito	[US\$/MWh]	5,07	4,71

## 4.9. Modelo volante de inercia

Con el fin de modelar esta tecnología se estudiaron los volantes de inercia de corta y larga duración presentes en el mercado, específicamente, los de las marcas Beacon Power, ABB, Active Power, Ambar y Vicon. A partir de las especificaciones de estos sistemas se crea una batería con el modelo idealizado de HOMER que se comporte de manera similar a los volantes.

Para analizar un volante de corta duración se decidió modelar un sistema ABB de 458 kVA, con tensión nominal 440 V en corriente alterna y con factor de potencia 0,9 como otros equipos en el mercado. Luego, la capacidad máxima de energía almacenada es aproximadamente 5 kWh, o bien, 11,36 Ah. Se asume que el estado inicial de carga es el 0%, mientras que el estado mínimo es 15%. La vida útil es 20 años y, su eficiencia de ida y vuelta es 85%. Las pérdidas parásitas asociadas al funcionamiento del volante son 3 kW, para modelarlas se decide crear una carga eléctrica constante en el bus donde se conecta el volante.

Por otra parte, para realizar el modelo de un volante de larga duración se utilizó el sistema Ambar Kinetics M32 [60]. Este consiste en un sistema de 8 kW, 800 V en corriente continua, 30 años de vida útil, 88% de eficiencia ida y vuelta y un tiempo de descarga de 4 horas, por lo que la máxima energía almacenada es 32kWh, o bien, 40 Ah. En este caso no se especifica mínimo estado de carga, luego, se asume en 0% y el estado de carga inicial en 100%. Posee una pérdida de autodescarga de 65W en promedio, para modelarla, al igual que para el sistema de corta duración, se agrega una carga en el bus DC constante. Los productos que comercializa la empresa son un volante de larga duración, o bien, un módulo de 16 volantes en paralelo.

En general, los volantes de inercia presentes en el mercado no señalan la corriente máxima de carga y descarga, por lo que, estas se calculan a partir de la potencia y la tensión del sistema. La opción de tasa máxima de carga se deshabilita, ya que, los volantes de inercia poseen una tasa más alta que la de la batería más potente presente en el mercado (~4.000 A/Ah) [61], gracias a esto, la tasa no afecta en la potencia máxima de carga como se puede apreciar en la ecuación (2.18) y, por ende, no tiene una gran influencia en el modelo.

En cuanto a los parámetros económicos, estos fueron establecidos a partir de los trabajos realizados en [43], [57], [62]. El costo de inversión para el sistema de corta duración, incluyendo la maquinaria, su instalación y conexión al sistema, se fija en US\$3.000 por kWh más US\$300 por kW, lo cual, se encuentra dentro del rango encontrado en la bibliografía que es de US\$1.000 a US\$5.000 por kWh y de US\$150 a US\$500 por kW. Mientras que para el sistema de larga duración el costo de inversión es inferior, por lo que, se fijan en US\$1.300 por kWh según [53]. Los costos de inversión y reemplazo se multiplican por 1,65 para obtener el precio de instalación y reemplazo en el sistema Palena, ya que, al igual que en las baterías los volantes vienen en container listos para instalar.

Por otra parte, para ambos sistemas el costo de operación y mantenimiento anual es 19 US\$/kW y el costo de reemplazo se fija igual al costo de inversión, aunque, para el de larga duración no se considera debido a que su vida útil excede el horizonte de evaluación.

La conexión a la red se estima que será realizada por medio de un convertidor AC/AC (modelado por uno DC/AC en HOMER) y DC/AC para el volante de corta duración y el de larga respectivamente, ambos con una eficiencia típica de 95% y costo considerado en el costo de inversión de los volantes de inercia.

Tabla 4.10: Parámetros de entrada de los volantes de inercia

Parámetros	FESS corta duración	FESS larga duración
Potencia nominal [kW]	412,20	8
Tensión nominal [V]	440	800
Capacidad [Ah]	11,36	40
Vida útil [años]	20	30
Eficiencia ida y vuelta [%]	85	88
Mínimo estado de carga [%]	0	0
Corriente máxima de carga [A]	936,82	10
Corriente máxima de descarga [A]	936,82	10
Estado de carga inicial [%]	0	0
Costo de inversión [US\$]	228.789	68.640
Costo de reemplazo [US\$]	228.789	68.640
Costo de O&M [US\$/año]	7.828	152
Pérdidas [kW]	3	0,07

#### 4.10. Modelo supercondensador

El modelo utilizado para simular un supercondensador en HOMER es el idealizado, para esto, se tiene que tener en cuenta que la energía almacenada en joule está definida por la ecuación (4.4), mientras que, capacidad nominal en Ah por la ecuación (4.5).

$$E_{Joule} = \frac{C \cdot V^2}{2} \quad (4.4)$$

$$N_{Ah} = \frac{E_{Joule}}{3600 \cdot V} = \frac{C \cdot V}{2 \cdot 3600} \quad (4.5)$$

Siendo:  $E_{Joule}$  Energía almacenada en J  
 $N_{Ah}$  Capacidad nominal en Ah  
 $C$  Capacitancia en F  
 $V$  Tensión nominal en V

Para definir los parámetros del modelo se utiliza la celda BCAP3000 de Maxwell [63], este tiene una tensión nominal de 2,7V, capacitancia de valor 3.000 F, capacidad nominal 1,125 Ah según la ecuación (4.5) (o bien, 3,04 Wh), vida útil de 10 años o un millón de ciclos (equivalente a un rendimiento de 3.040 kWh), máxima corriente de carga y descarga 1.900 A y mínimo estado de carga nulo. Para estimar la eficiencia de ida y vuelta se utiliza los trabajos realizados en [16] y [57] donde se establece que la eficiencia de carga y descarga es de 90-95%, luego, la eficiencia de ida y vuelta se encuentra entre 81-90% fijándose para efectos de este trabajo en 85%. Al igual que los volantes de inercia su tasa de descarga es muy alta, luego, se deshabilita esta opción [64].

Al igual que las baterías, las celdas de supercondensadores son conectadas en serie formando módulos y, luego, estos son conectados entre sí para conformar un banco. En este caso se simulará un módulo de Maxwell de 162 V [65], es decir, 60 supercondensadores en serie y, para aumentar la capacidad los módulos serán conectados en paralelo.

Por otra parte, los parámetros económicos fueron definidos a partir del trabajo realizado en [66] donde, modelan un supercondensador de similares características. El costo de inversión es de 10.000 US\$/kWh y el de reemplazo de 3.000 US\$/kWh, mientras que el costo de O&M se omite del análisis, ya que, este tipo de sistemas no necesitan ningún mantenimiento. Dichos costos se multiplican por 1,65 para obtener el precio de instalación y reemplazo en el sistema Palena, nuevamente el recargo por obras civiles y materiales no se considera, ya que, los supercondensadores se compran armados y listos para instalar.

Finalmente, los parámetros de entrada se pueden observar en la Tabla 4.11. Para conectar el supercondensador al sistema Palena se utiliza un convertidor DC/AC con eficiencia típica de 95% y cuyos costos están incluidos en los del proyecto. Para encontrar el tamaño óptimo del convertidor se procede de igual forma que para las demás tecnologías, exceptuando el sistema de almacenamiento en base a hidrógeno.

**Tabla 4.11: Parámetros de entrada del supercondensador**

Parámetros		Supercondensador
Tensión nominal	[V]	2,70
Capacidad	[Ah]	1,13
Vida útil	[años]	10
Rendimiento máximo	[MWh]	3.040
Eficiencia ida y vuelta	[%]	85
Mínimo estado de carga	[%]	0
Estado de carga inicial	[%]	0
Corriente máxima de carga	[A]	1.900
Corriente máxima de descarga	[A]	1.900
Costo de inversión	[US\$]	50,16
Costo de reemplazo	[US\$]	15,05
Costo de O&M	[US\$/año]	0

Para los objetivos de este estudio los resultados para el supercondensador serán extrapolados a partir de los del condensador, ya que, la forma de almacenar energía es similar (electromagnética) y la dinámica de su funcionamiento no difiere considerablemente para los objetivos de este estudio. El superconductor todavía es una tecnología no madura que espera grandes avances en el futuro cercano, pero, actualmente sus costos son superiores a los del supercondensador, por lo que, su instalación en el sistema será menos factible.

## 5. Resultados y análisis

### 5.1. Inclusión de sistemas de almacenamiento

A continuación, se presentan los resultados de cada una de las tecnologías y la solución propuesta para el sistema Palena. Los casos estudiados son:

1. Caso base
2. Almacenamiento por compresión de aire
3. Baterías de plomo ácido
4. Baterías de ion litio
5. Baterías de níquel cadmio
6. Baterías de níquel-metal hidruro
7. Baterías de flujo redox de vanadio
8. Baterías de flujo de zinc-bromuro
9. Volante de inercia de larga duración
10. Volante de inercia de corta duración
11. Supercondensadores
12. Bombeo hidráulico

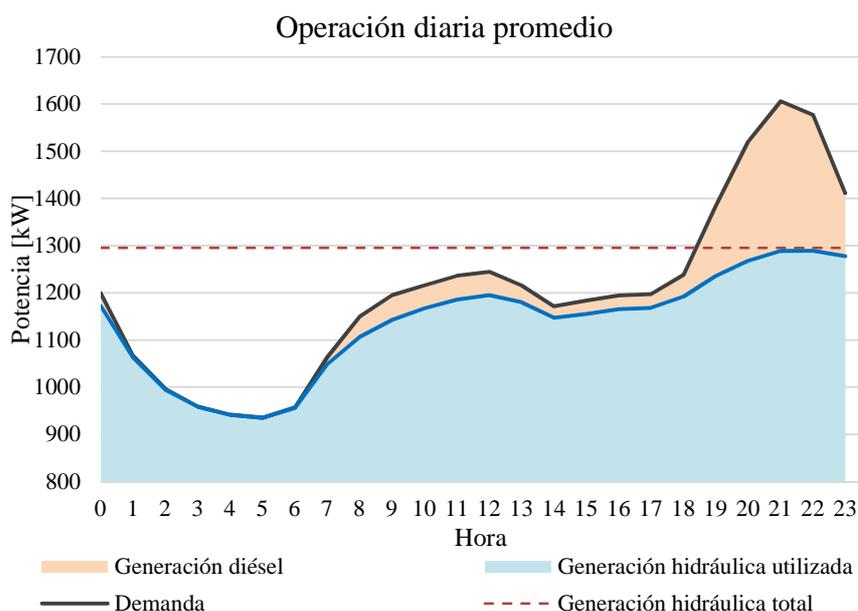
Las tecnologías estudiadas en el caso 9 y 10 son descartadas de las soluciones posibles debido a que su tiempo de descarga es a corto plazo, lo cual provoca que sean atractivas para aplicaciones que necesiten una rápida respuesta y no para el almacenamiento de grandes bloques de energía. Un mayor detalle sobre los resultados de estas tecnologías en el sistema Palena se encuentra en el Anexo C para el caso del volante de inercia de corta duración, y en el Anexo D para el caso de los supercondensadores.

Por otra parte, debido a que el bombeo hidráulico tiene un alto costo de inversión y solo se ha probado que su instalación es factible económicamente en sistemas de gran potencia (alrededor de los 100 kW), se descarta entre las posibilidades para el sistema Palena. De igual forma, los resultados para esta tecnología se encuentran en el Anexo E.

#### Caso 1: Base

La simulación del sistema sin incorporación de alguna tecnología de almacenamiento se denomina caso base ideal y da como resultado que, para el 2015 la central Río Azul podría haber generado 11.342,86 MWh, de los cuales 9.924,88 MWh fueron utilizados para abastecer la demanda y 1.417,98 MWh fue energía vertida. Por otra parte, las centrales diésel generan 605,72 MWh que corresponde al 42% de la energía vertida. Con ello, el porcentaje de penetración renovable considerando toda la energía generada es 94,93%, el vertimiento es 11,87% y el consumo de diésel es 220.424 L.

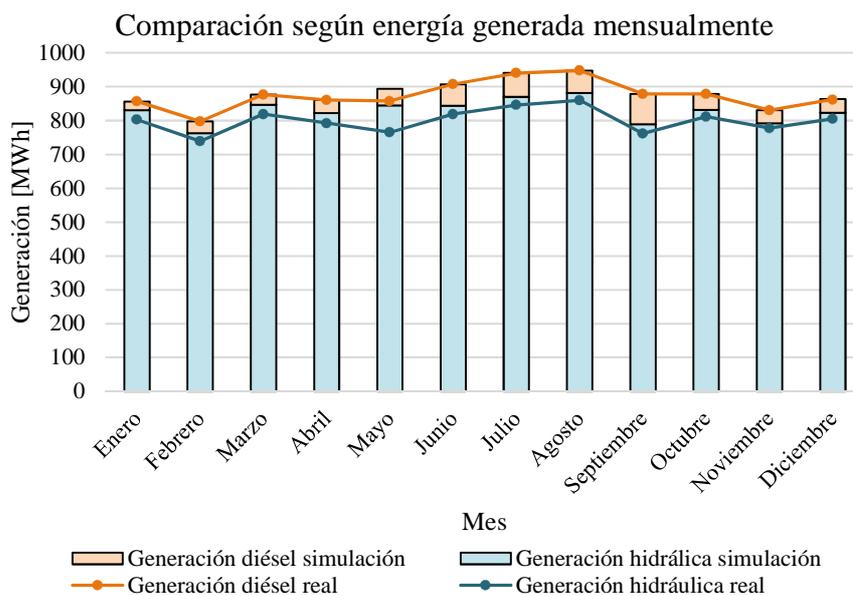
En la Figura 5.1 se muestra la operación diaria promedio del sistema donde la generación hidráulica y diésel son graficadas como áreas apiladas que suman exactamente la demanda del sistema. El área entre la generación hidráulica total y el límite de la generación hidráulica (línea azul) es la energía vertida. Se puede observar que las centrales diésel operan mayoritariamente en horas punta y a las horas en que la central hidráulica no es capaz de abastecer la demanda y cumplir con los requerimientos de reserva en giro del sistema.



**Figura 5.1: Operación diaria promedio en caso base ideal**

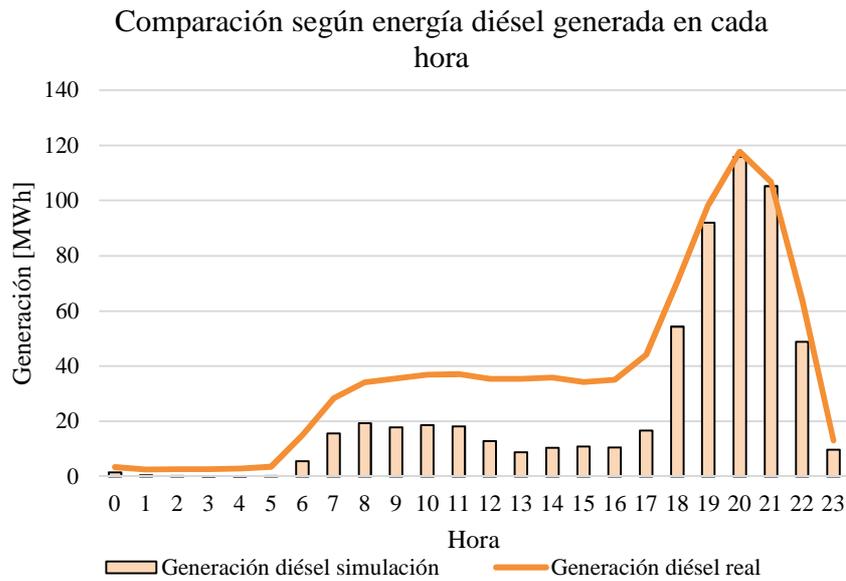
Económicamente los resultados indican que el costo de operación anual del sistema es MUS\$359,04 (según los valores indicados en la sección 4.2 y 4.3), mientras que, el costo nivelado de la energía (LCOE) es 34,10 US\$/MWh, dicho valor da cuenta del costo teórico de la producción de energía y se comparará con los costos nivelados de las soluciones.

Los resultados del primer año permiten comprobar la veracidad de los supuestos tomados al realizar el modelo por medio de la comparación con los datos reales. En la operación real la central Río Azul genera 9.600 MWh para abastecer a la demanda anual del sistema y las centrales diésel 875 MWh, mientras que en el resultado de la simulación la energía generada es 9.924 MWh por la componente hidráulica y 607 MWh por la diésel. Lo anterior significa que la generación hidráulica en la simulación es 3,39% superior y la diésel 30,74% inferior. Gráficamente la comparación de la energía generada se puede observar en la Figura 5.2. Se aprecia que la mayor diferencia entre la simulación y la operación real ocurre en el mes de mayo, esto se debe a los cambios que se realizaron en cuatro días de este mes en la demanda y el caudal para ingresarlos al modelo. En cuanto al consumo de combustible en la realidad se utilizaron 315.948 L mientras que en el caso base 220.477 L, lo cual significa que los resultados son un 30,22 % menor.

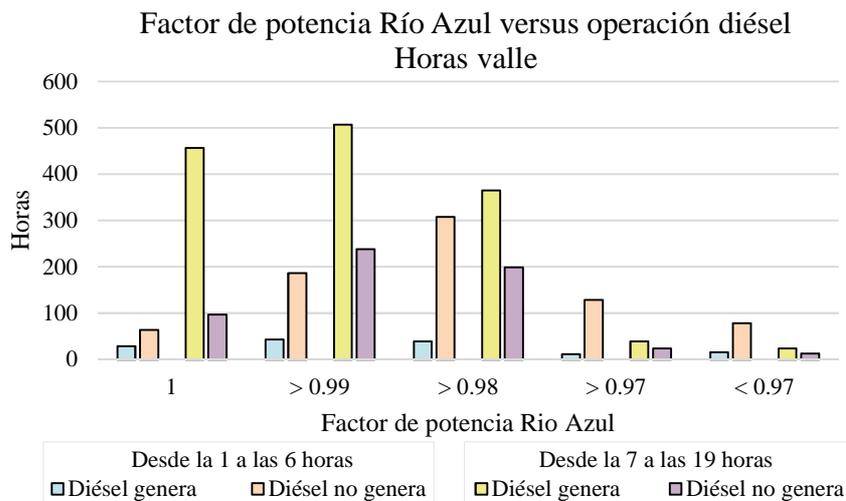


**Figura 5.2: Comparación de la energía generada entre caso base y la realidad**

La comparación de la generación diésel anual simulada y real, según las horas en que funcionan los generadores se aprecia en la Figura 5.3, la mayor diferencia ocurre entre las 7 y 19 horas y se debe a que restricciones técnicas del sistema como por ejemplo la compensación de reactivos, reserva en giro, obligan a que las centrales diésel operen lo que no está reflejado dentro de la modelación del sistema. Lo anterior se justifica por medio de la Figura 5.4 donde se muestra la cantidad de horas que opera las centrales diésel en los meses de enero a mayo para cada valor absoluto del factor de potencia de la centra Río Azul en horas valle. En ella se aprecia que desde las 1 a las 6 horas la central hidráulica se encuentra principalmente compensando reactivos siendo su factor de potencia mayoritariamente menor a 0,98 y las centrales diésel en general no se encuentran operando. Por otro lado, desde las 7 a las 19 horas el factor de potencia es mayoritariamente mayor que 0,98, es decir la central hidráulica compensa menos reactivos que desde las 1 a las 6, pero las centrales diésel operan más horas, por lo que se concluye que las centrales diésel compensan reactivos en conjunto con la central Río Azul.



**Figura 5.3: Comparación de la energía diésel generada entre el caso base y la realidad**



**Figura 5.4: Correlación entre el factor de potencia de la central Río Azul y las horas de generación diésel en horas valle para los meses de enero a mayo**

Para adaptar el modelo a la realidad, se fuerza a la unidad G-5522 de la central Palena a operar desde las 7 a las 19 horas, ya que es la que tiene mayor presencia en la operación del sistema como se puede observar en la Figura 5.5. En este caso, el resultado de la simulación indica que la generación diésel anual es 868,79 MWh, un 0,66% menor que la realidad y la generación hidráulica es 9.661,81 MWh, un 0,65% mayor, esto significa que la demanda es abastecida en un 91,75% por energía renovable y en un 8,25% por energía convencional. Además, como se puede apreciar en la Figura 5.6 existe una mayor coherencia entre el modelo y la realidad en cuanto a la comparación de la generación diésel horaria. Por otra parte, el consumo diésel anual es 323.834 L un 2,50%

mayor que el utilizado realmente, la penetración renovable es 92,89% y el vertimiento de energía es 13,77%.

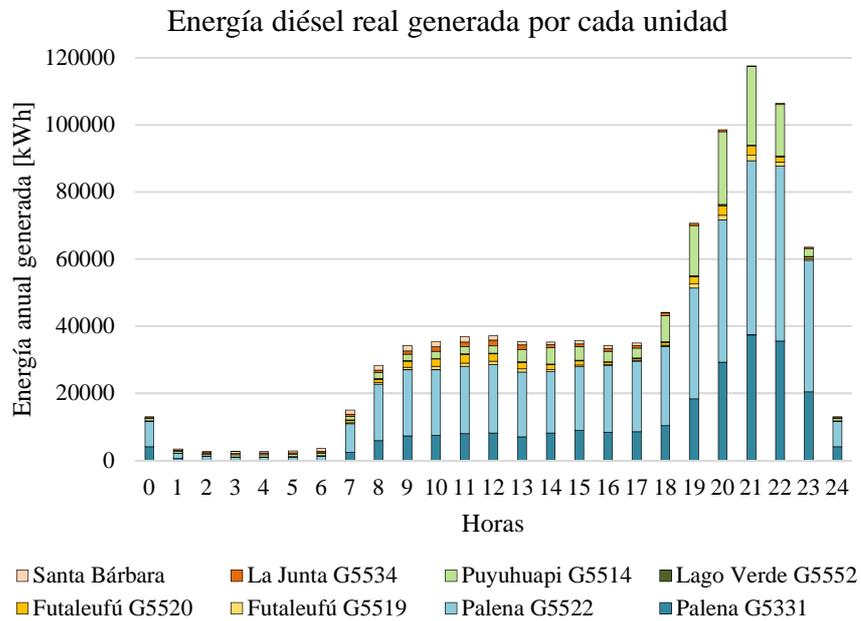


Figura 5.5: Energía horaria real generada por las centrales diésel en el año 2015

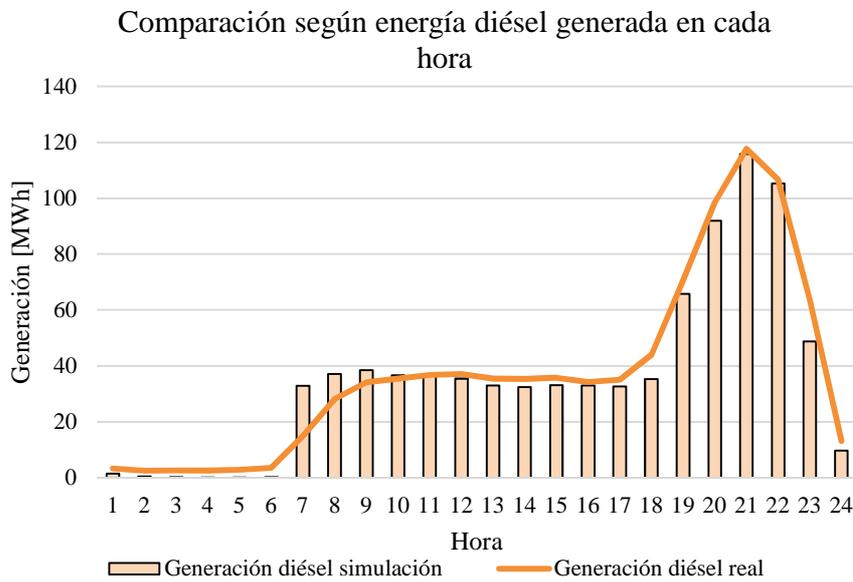


Figura 5.6: Comparación de la energía diésel generada entre el caso base obligando a operar diésel y la realidad

Para este caso, el costo de operación del sistema es MUS\$485,74 y el costo nivelado de la energía (LCOE) es 46,13 US\$/MWh, ambos aumentan un 50,73% con respecto al caso base sin forzar a una central diésel a operar en horas valle.

Como los resultados forzando una unidad a mantenerse en servicio operación en horas valle concuerdan con la operación real del año 2015, se considera este escenario como el caso base, teniendo el cuidado aumentar la vida útil de la unidad forzada a 70.000 horas con el fin de compensar el hecho de que en la realidad no va a funcionar la misma máquina todos los días y para que los reemplazos contemplen la instalación de una máquina sin operar.

Por otra parte, los convertidores son capaces de compensar potencia reactiva, por lo que con los sistemas de almacenamiento ya no será necesario que una unidad diésel opere en horas valle. Teniendo en cuenta lo anterior, es necesario sobredimensionar el convertidor para que sea capaz de entregar la potencia reactiva a las horas en que el sistema lo requiera, es por esto que la solución al menos debe contar con un convertidor de 150kVA y en horas valle estar disponibles 100kVA, estos valores son estimados a partir de la potencia reactiva que entrega la central Rio Azul durante el año 2015.

El resumen del caso base y el escenario sin forzar a una central a operar en hora valle se muestra en la Tabla 5.1. Además, se incluye los parámetros reales del año 2015 estimando que la generación hidráulica total que podría aportar la central Rio Azul es la misma que en el caso de las simulaciones y obteniendo el costo de operación del proceso de tarificación de la CNE.

**Tabla 5.1: Resumen caso base**

<b>Parámetro</b>		<b>Caso base</b>	<b>Caso base ideal</b>	<b>Realidad</b>
LCOE	[US\$/MWh]	46,13	34,10	48,44
Costo de operación	[MUS\$/año]	485,74	359,04	507,36
Generación hidráulica utilizada	[MWh]	9.661,81	9.924,88	9.599,84
Generación diésel	[MWh]	868,79	605,72	874,54
Demanda	[MWh]	10.530,60	10.530,60	10.474,38
Vertimiento	[%]	13,77	11,87	14,27
Consumo diésel	[L]	323.834	220.424	315.948
Penetración renovable	[%]	92,89	94,93	92,84
Emisiones de CO <sub>2</sub>	[kg/año]	849.907	578.506	-

El software HOMER no permite realizar una optimización que considere dejar de forzar la unidad diésel cuando se instala un sistema de almacenamiento, es por esto que se sigue la metodología explicada en el punto 3.1, la cual, en vez de optimizar directamente el sistema se basa en la instalación de diferentes capacidades para seleccionar un rango donde es factible su instalación. Sin embargo, la necesidad de forzar una central diésel a operar en horas valle responde a características propias del sistema destacándose la compensación de reactivos, el cual, es un problema local, por lo tanto, cuando el sistema de almacenamiento este instalado en el mismo lugar que la central Río Azul será necesario que una de las unidades diésel continúe siendo forzada a funcionar en horas valle.

## Caso 2: Almacenamiento por compresión de aire

Para estudiar el comportamiento del sistema Palena frente a la instalación de almacenamiento por compresión de aire, se analizan los escenarios de instalar de 1 a 6 baterías CAB (“Compressed Air Batteries”) de 66 kWh en paralelo. Los resultados se muestran en la Tabla 5.2, se puede observar que el sistema de 330 kWh (5 CAES) es la máxima capacidad rentable que se puede instalar en el sistema Palena, presentando un costo nivelado de la energía 3,27% menor que el del caso base y un vertimiento menor que difiere en 3,80%. Por otro lado, el escenario con mínimo costo nivelado es el de la instalación de 66 kWh, cuyo costo es 24,58% menor que el del caso base, pero, tiene el mayor vertimiento entre los casos evaluados presentando un decremento de sólo 2,62%.

Tabla 5.2: Resultados para diferentes capacidades de almacenamiento por compresión de aire

Cantidad de CAES	Capacidad [kWh]	Convertidor [kW]	Vertimiento [%]	Penetración renovable [%]	LCOE [US\$/MWh]
1	66	150	11,15	95,60	34,79
2	132	200	10,72	95,98	36,30
3	198	300	10,45	96,19	39,08
4	264	350	10,20	96,37	41,72
5	330	450	9,97	96,55	44,62
6	396	550	9,74	96,72	47,56

Gráficamente el costo nivelado de la energía se incrementa a medida que aumenta la capacidad instalada como se observa en la Figura 5.7. Se puede ver que tiene un punto de inflexión en la capacidad de 132 kWh, provocando que dicha capacidad sea interesante desde el punto de vista de la optimización del recurso hidráulico en comparación a capacidades inferiores, ya que, un pequeño aumento en el costo nivelado produce un gran beneficio con respecto a la reducción del vertimiento.

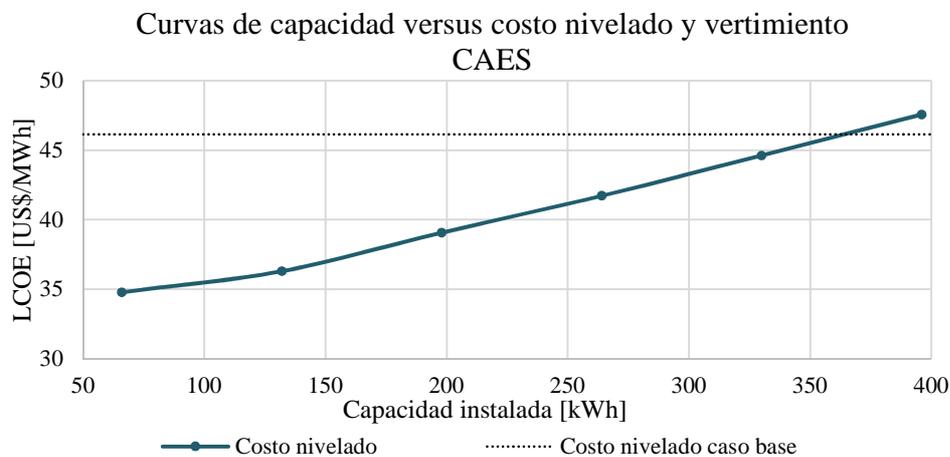


Figura 5.7: Evolución del costo nivelado de la energía en función diferentes capacidades de CAES

En la Figura 5.8 se grafican las curvas de penetración renovable y vertimiento en función del costo nivelado de la energía, al igual que en la figura anterior se ve en ambas curvas el punto de inflexión a los 132 kWh. Además, se grafican el vertimiento en el caso base ideal, con el fin de verificar que el sistema de almacenamiento provoca una mejora adicional a la de dejar de operar diésel en horas valle, y el del caso base para ver gráficamente las opciones descartadas, es decir, aquellas con costo nivelado mayor.

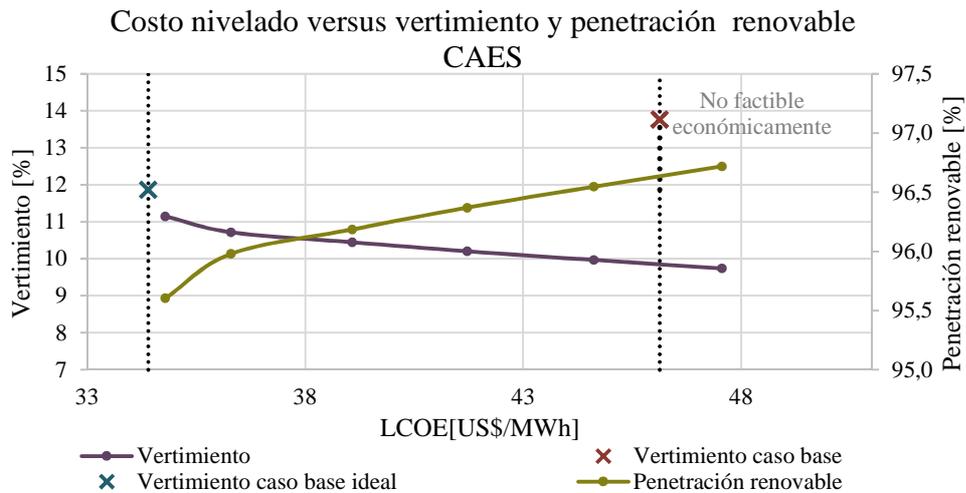


Figura 5.8: Evolución del vertimiento y penetración renovable en función del costo nivelado de la energía para CAES

Con el fin de comprobar el funcionamiento de la tecnología se analiza su operación para una de las capacidades, en este caso se toma de ejemplo la de 132 kWh. En la Figura 5.9 se grafica su operación diaria promedio donde se puede observar que existe coherencia entre la energía almacenada y las potencias de carga y descarga del sistema. Como era de esperar la descarga del almacenamiento se produce en horas punta principalmente y la carga en horas valles predominando al inicio del día.

Entre las 6 a las 10 horas hay un peak de descarga del almacenamiento que coincide con el momento en que la demanda aumenta durante horas valle, seguido de un peak de carga cuando la demanda decae a las 14 horas, esto se puede observar en la Figura 5.10, donde, además de la operación promedio diaria del sistema, se muestra un zoom de las horas de interés. Adicionalmente, en la parte c de esta misma figura se aprecia que al aumentar la capacidad del sistema de almacenamiento la generación diésel desplazada es mayor.

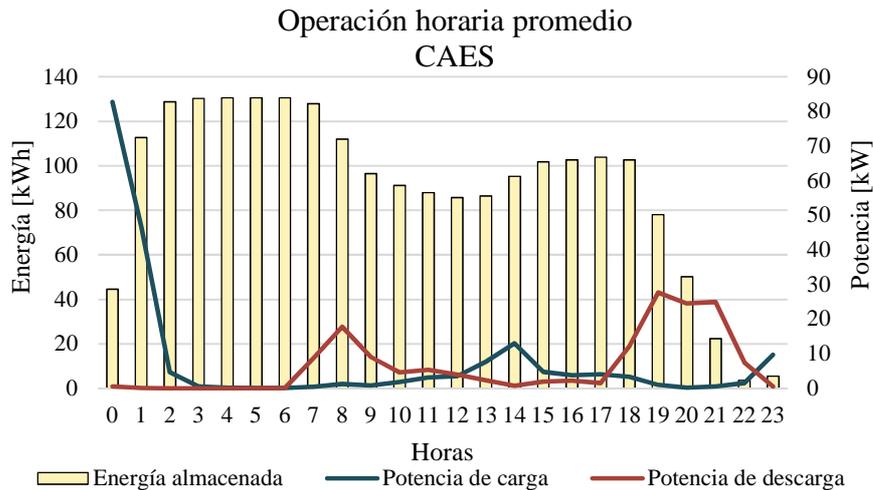
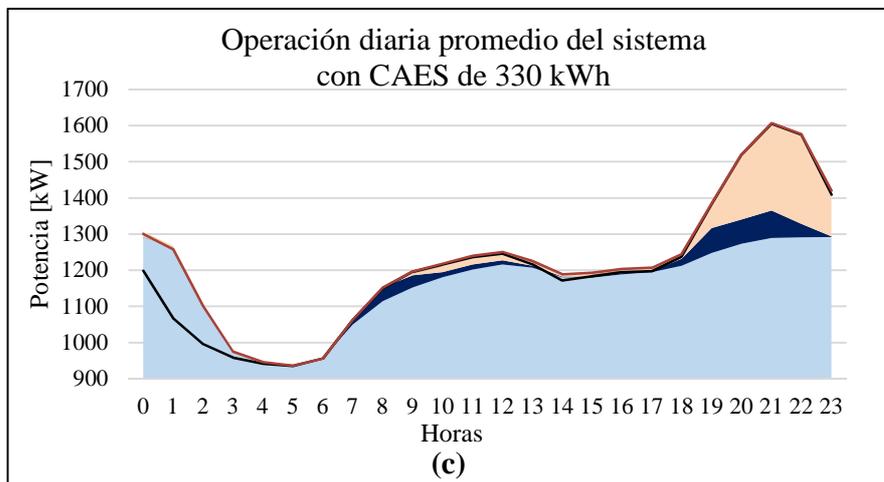
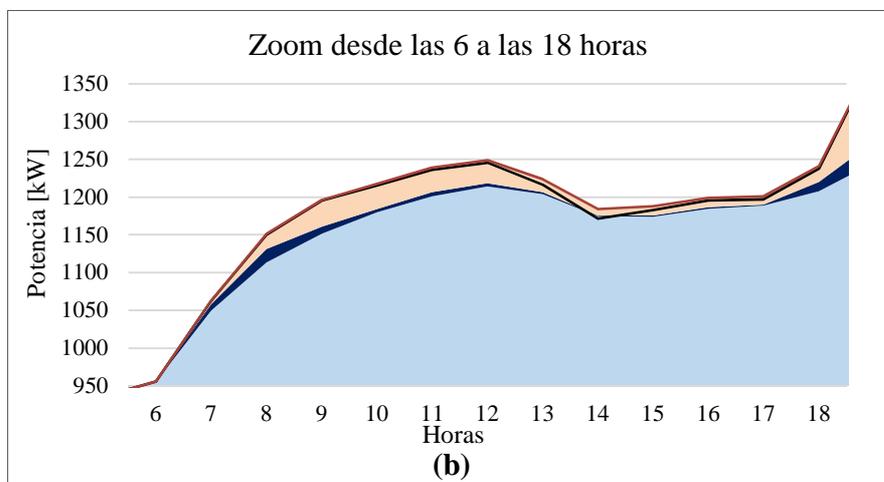
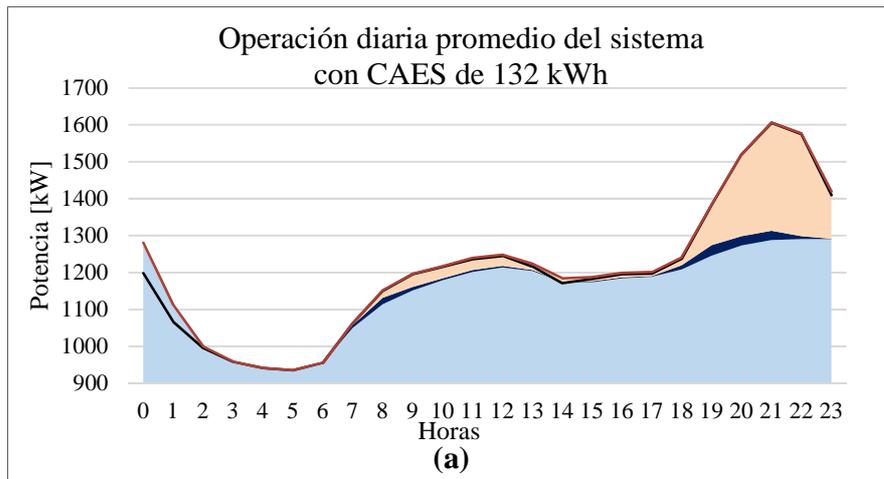


Figura 5.9: Potencia de carga y descarga y energía almacenada promedio durante un día del sistema CAES de 132 kWh

Con respecto a la estrategia de despacho utilizada, esta es seguimiento de carga (LF) para cada una de las capacidades estudiadas, lo cual se verifica en la Figura 5.10, ya que cuando está presente la

generación diésel las centrales están produciendo exactamente la potencia necesaria para abastecer la demanda. Si la estrategia de despacho fuera ciclo de carga (CC) la generación diésel cumpliría el rol de cargar el sistema de almacenamiento en algún momento del día. En este caso, el vertimiento fluctuaría entre 11,45% cuando se instala 1 sistema CAES y 10,51% cuando se instalan 6, siendo el costo nivelado 35,04 US\$/MWh y 49,68 US\$/MWh, respectivamente. Por lo que, se concluye que la estrategia de ciclo de carga no presenta mejoras ni en el vertimiento ni en el costo nivelado para los sistemas CAES.



■ Generación diésel      ■ Descarga del almacenamiento  
■ Generación hidráulica utilizada      — Demanda más carga del almacenamiento  
— Demanda

(143) **Figura 5.10: Operación diaria del sistema Palena con CAES**  
 Operación del sistema de Palena con sistema CAES de 132 kWh, (b) Zoom desde las 6 a las 18 horas de la operación con CAES de 132 kWh, (c) Operación del sistema de Palena con sistema CAES de 330 kWh

### Caso 3: Baterías de plomo ácido

La instalación de baterías de plomo ácido en el sistema Palena es analizada por medio de 12 escenarios que contemplan capacidades entre los 185 kWh y los 1.206 kWh. Los resultados son los mostrados en la Tabla 5.3, y en la Figura 5.11 se observan las curvas de costo nivelado y vertimiento en función de las diferentes capacidades instaladas. Se puede comprobar que el LCOE es creciente, mientras que, el vertimiento es decreciente salvo entre las capacidades de 556 kWh y 603 kWh y presenta una gran caída entre los 603 kWh y 649 kWh.

Tabla 5.3: Resultados para diferentes capacidades de baterías de plomo ácido

Módulos en paralelo	Capacidad [kWh]	Convertidor [kW]	Vertimiento [%]	Penetración renovable [%]	LCOE [US\$/MWh]
4	185,48	150	11,63	95,17	34,95
8	370,96	150	11,41	95,38	35,04
12	556,44	200	11,40	95,38	36,65
13	602,81	200	11,46	95,32	37,45
14	649,18	200	10,91	95,78	38,31
17	788,29	250	10,83	95,85	39,81
19	881,03	300	10,77	95,90	40,90
21	973,77	300	10,72	95,94	41,75
24	1112,88	350	10,64	96,01	43,27
26	1205,62	400	10,58	96,06	44,35
29	1298,36	450	10,50	96,12	45,86
35	1622,95	500	10,34	96,26	48,66

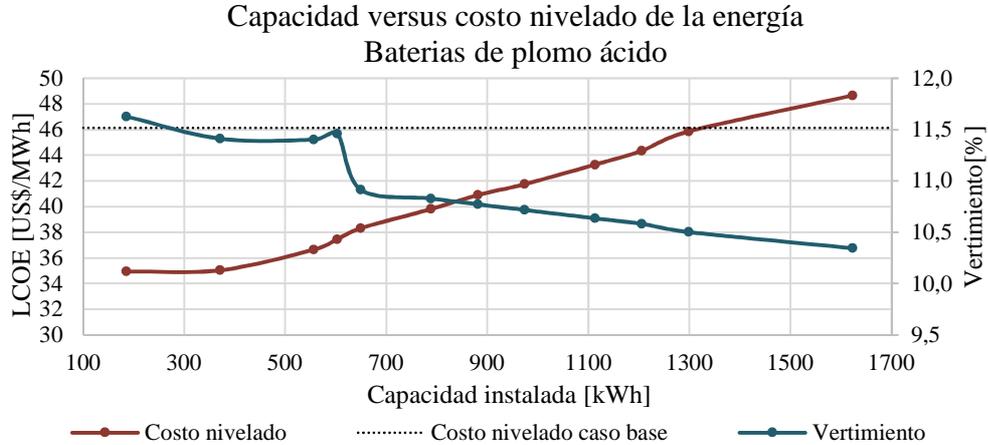


Figura 5.11: Evolución del costo nivelado de la energía y el vertimiento en función de diferentes capacidades de baterías de plomo ácido

Como se comentó anteriormente existen dos puntos de interés en la curva de vertimiento que no permiten establecer una tendencia fija y difieren del comportamiento presentado con las otras tecnologías de almacenamiento. El primero es el aumento al pasar de 556 kWh a 603 kWh, lo cual se debe a que la estrategia de despacho óptima es la de ciclo de carga y, por ende, se prioriza disminuir las profundidades de descarga y aumentar la vida útil de las baterías. Al aumentar la capacidad de las baterías a 603 kWh permite que una unidad diésel opere en hora valles para cargar la batería de forma constante durante el día y, así evitar profundidades de descarga altas. Lo anterior

aumenta la vida útil disminuyendo el costo de remplazo y, compensando así, el hecho de aumentar la generación diésel. La diferencia entre la generación diésel y el estado de carga en el caso de 12 y 13 módulos instalados se observa en el Anexo F.

El segundo punto de interés de la curva de vertimiento es la marcada disminución entre la capacidad de 603 kWh (13 módulos en paralelo) y 649 kWh (14 módulos en paralelo). Esto se debe a que hay un cambio en la estrategia de despacho, pasando a ser óptima la de seguimiento de carga en vez de la de ciclo de carga. Numéricamente, los costos asociados a las baterías de 13 y 14 módulos en paralelo con ambas estrategias se muestran en la Tabla 5.4. Se puede observar que cuando la estrategia es ciclo de carga el costo de reemplazo de las baterías es menor, esto se debe a que esta estrategia es menos demandante en cuanto a profundidad de descarga que la de seguimiento de carga y, por lo tanto, se disminuye la degradación y aumenta la vida útil.

Cuando la instalación es de 13 módulos el bajo costo de reemplazo con la estrategia de ciclo de carga compensa el aumento en el costo del combustible con respecto a la estrategia de seguimiento de carga, siendo la diferencia entre el costo de reemplazo de la estrategia CC y la LF -MUS\$13,98 y entre los costos de combustible MUS\$13,47.

Por otro lado, cuando se instalan 14 módulos la diferencia entre los costos de reemplazo es -MUS\$14,39 y entre los costos de combustible es MUS\$19,13. Por lo que, el aumento en la vida útil de las baterías y, por ende, la disminución de los costos de reemplazo de la estrategia de ciclo de carga no alcanza a compensar el beneficio de generar menos con las unidades diésel de la estrategia de seguimiento de carga.

**Tabla 5.4: Costos del sistema Palena con 13 y 14 módulos en paralelo de plomo ácido con ambas estrategias de despacho y la diferencia entre los resultados de estas**

<b>Resultado</b>	<b>13 CC</b>	<b>13 LF</b>	<b>Δ</b>	<b>14 CC</b>	<b>14 LF</b>	<b>Δ</b>
LCOE [US\$/MWh]	37,45	37,88	-0,43	38,39	38,31	0,08
Costo de inversión anualizado [MUS\$]	32,76	32,76	0	34,56	34,56	0
Costo de reemplazo anualizado [MUS\$]	25,11	38,58	-13,98	27,14	41,53	-14,39
Costo de O&M anualizado [MUS\$]	172,39	176,16	-3,77	174,18	177,08	-2,90
Costo combustible anualizado [MUS\$]	194,74	180,76	13,47	198,82	179,69	19,13
Valor residual anualizado [MUS\$]	30,66	29,38	1,28	30,48	29,47	1,01

Por medio de la operación diaria promedio del sistema con la estrategia de ciclo de carga mostrada en la Figura 5.12 y con la de seguimiento de carga en la Figura 5.13 para 12 módulos en paralelo, se puede ver gráficamente porque la segunda estrategia es la que presenta menor vertimiento. En efecto, mientras que con la estrategia de ciclo de carga la generación diésel aumenta para cargar a la batería en las horas punta y solo un pequeño porcentaje de la generación hidráulica en horas valle es utilizada para este fin, en la operación con la estrategia de seguimiento de carga la batería es cargada principalmente en hora valle por medio de utilizar la generación hidráulica que anteriormente era vertida. Además, se infiere que, de ser la capacidad instalada superior, la energía inyectada por las baterías aumentaría de igual forma que el caso con CAES (Figura 5.10).

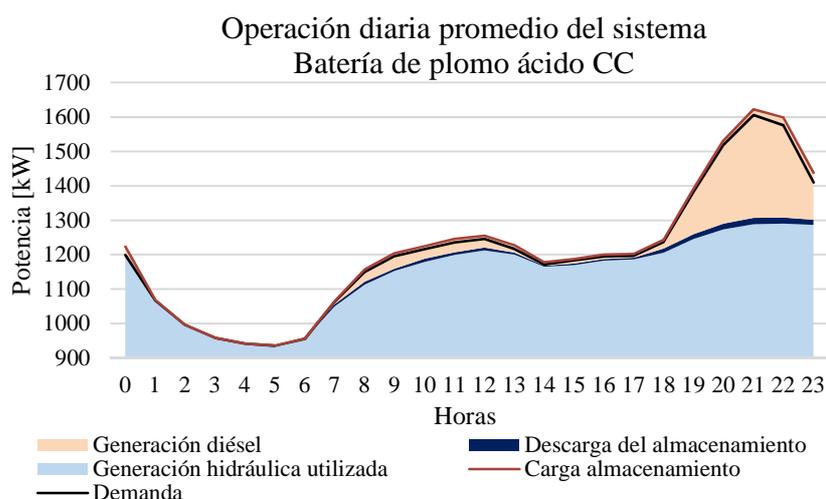


Figura 5.12: Operación del sistema Palena con baterías de plomo ácido de 556 kWh con estrategia de ciclo de carga

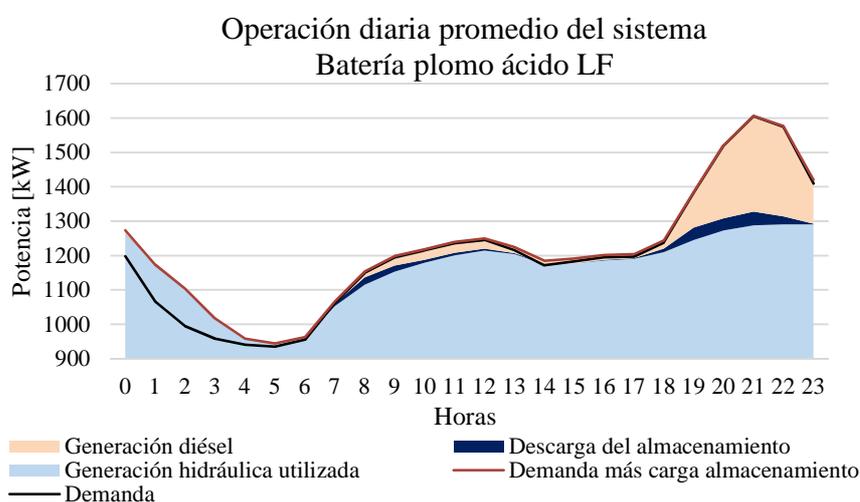
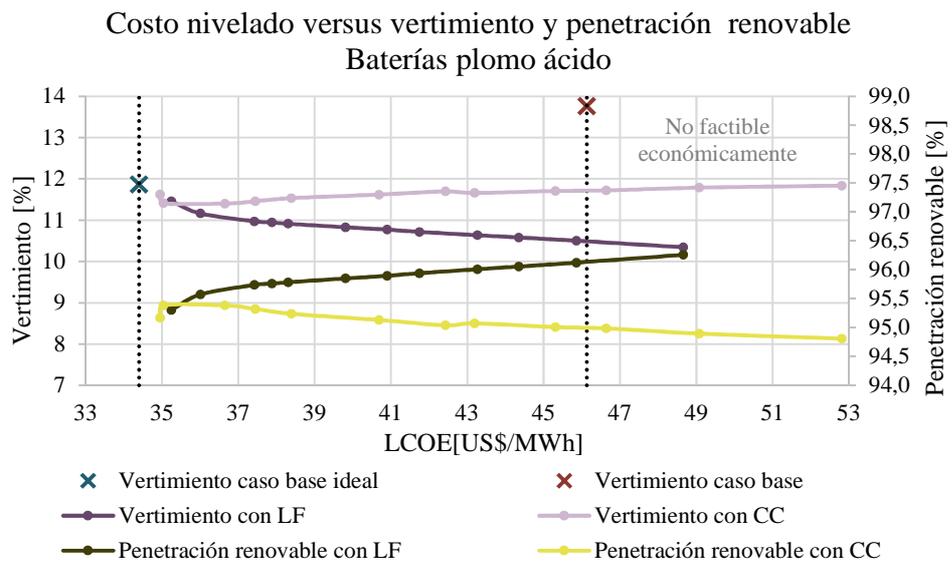


Figura 5.13: Operación del sistema Palena con baterías de plomo ácido de 556 kWh con estrategia de seguimiento de carga

Se concluye que la estrategia más adecuada para evaluar la tecnología es la de seguimiento de carga, ya que, aunque no sea la óptima económicamente para capacidades menores a 649 kWh, el vertimiento es menor y la penetración renovable es mayor, por lo que hace más competitiva a la tecnología para los efectos de este trabajo. Los resultados para el sistema con ambas estrategias se encuentran en el Anexo G, a partir de ellos, se crean las curvas de vertimiento y penetración renovable en función del costo nivelado mostradas en la Figura 5.14.

La opción rentable con el menor vertimiento es la instalación de 1.298 kWh, con la cual se obtiene un vertimiento menor que el del caso base, difiriendo en 3,27%, y un costo nivelado 0,27 US\$/MWh menor.



**Figura 5.14: Evolución del vertimiento y penetración renovable en función del costo nivelado de la energía para baterías de plomo ácido**

#### Caso 4: Baterías de ion litio

La tecnología de ion litio es estudiada en el sistema Palena por medio de la instalación de 4 a 12 módulos en paralelo, siendo cada módulo conformado por 70 celdas. Los resultados se muestran en la Tabla 5.5 y dan cuenta que el costo nivelado de la energía es creciente a medida que aumenta la capacidad como se aprecia en la Figura 5.15.

Gráficamente los resultados se muestran en la Figura 5.15 y la Figura 5.16. Se puede ver que la opción con menor vertimiento rentable económicamente es la instalación de 11 módulos en paralelo. Esta tiene un vertimiento de 9,15% el cual difiere con el vertimiento con el del caso base en 4,62%, por otra parte, tiene un costo nivelado de la energía 1,77% menor que el caso base.

Tabla 5.5: Resultados para diferentes capacidades de baterías ion litio

Módulos en paralelo	Capacidad [kWh]	Convertidor [kW]	Vertimiento [%]	Penetración renovable [%]	LCOE [US\$/MWh]
4	268,80	450	10,46	96,27	37,07
5	336,00	450	10,28	96,43	38,37
6	403,20	500	10,11	96,58	39,66
7	470,40	500	9,94	96,73	40,74
8	537,60	550	9,78	96,88	41,83
9	604,80	550	9,62	97,02	42,92
10	672,00	600	9,46	97,17	44,22
11	739,20	600	9,31	97,31	45,31
12	806,40	600	9,15	97,45	46,39

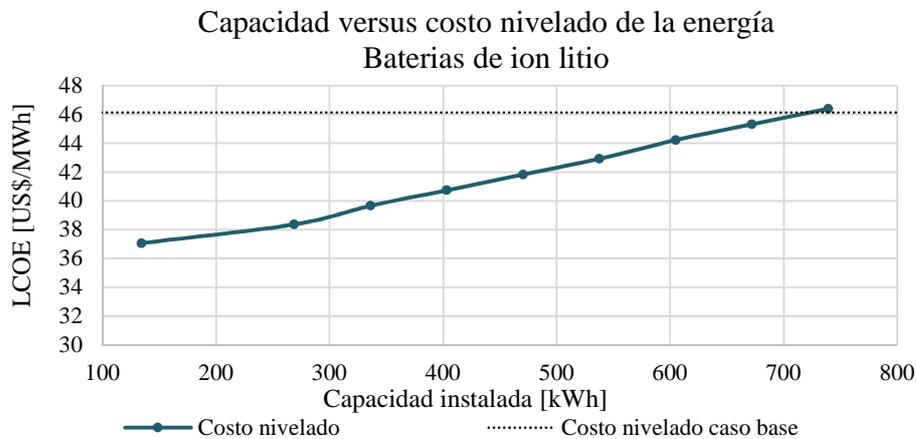
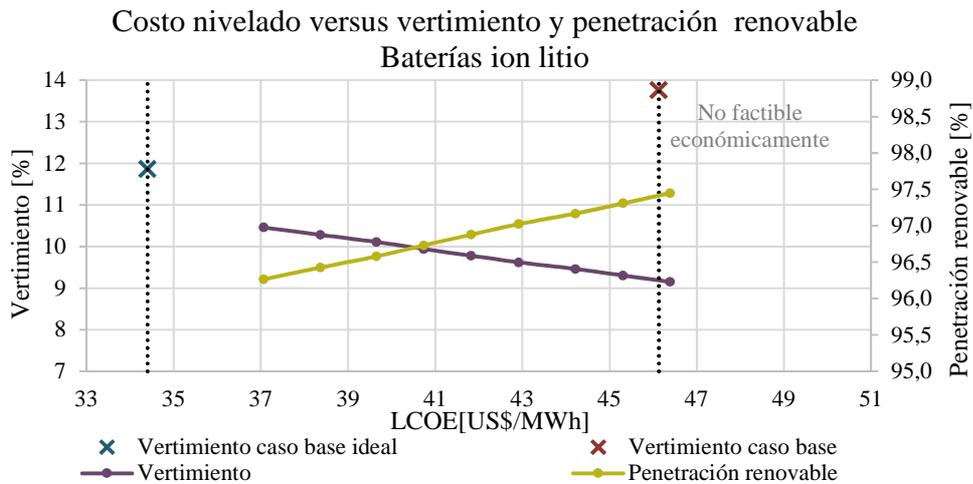


Figura 5.15: Evolución del costo nivelado de la energía en función diferentes capacidades de baterías de ion litio

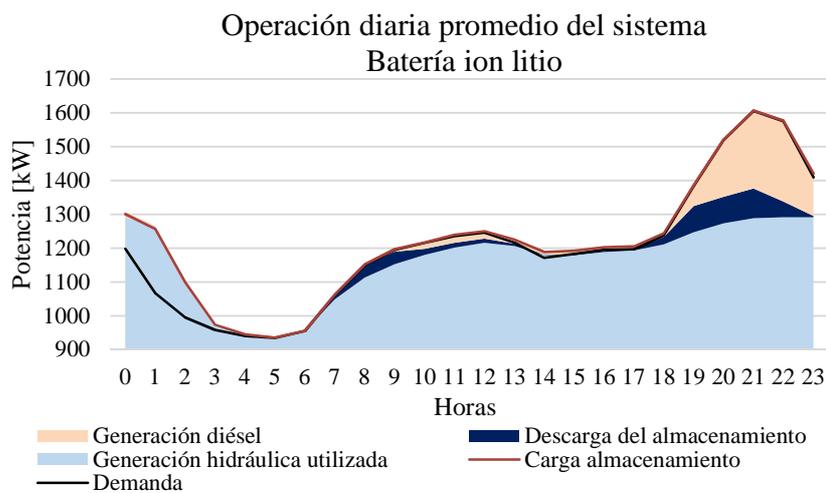


**Figura 5.16:** Evolución del vertimiento y penetración renovable en función del costo nivelado de la energía para baterías de ion litio

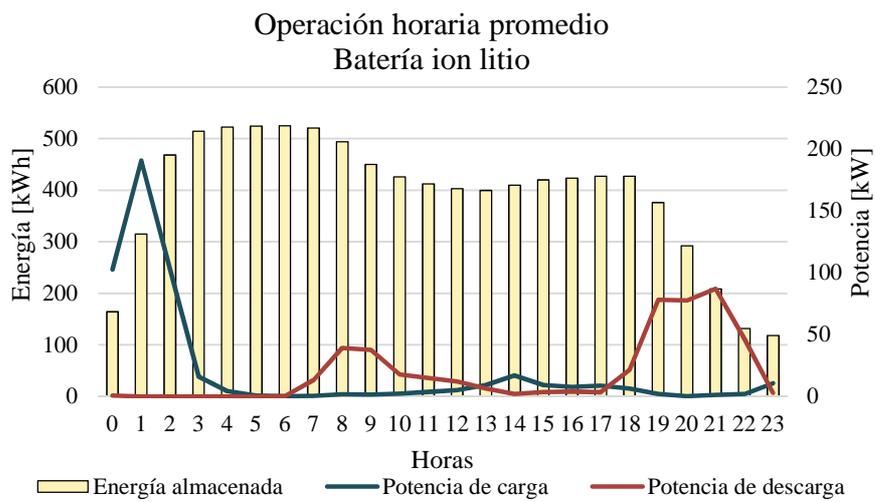
A diferencia de las baterías de plomo ácido, el vertimiento tiene una tendencia decreciente y no presenta puntos con gran decaimiento, por esto, no hay indicios de que haya ocurrido un cambio en la estrategia de despacho. En efecto, la estrategia de despacho utilizada para todas las capacidades estudiadas es la de seguimiento de carga (LF), lo cual, se verifica en la Figura 5.17.

Al modelar el sistema forzando que la estrategia de despacho sea ciclo de caga (CC), el vertimiento mínimo sería 10,03% en el caso de que se instalen 12 módulos en paralelo, esto significa un aumento de 0,88% con respecto al sistema con estrategia de seguimiento de carga. En este mismo escenario el costo nivelado de la energía sería 48,24 US\$/MWh, es decir, 3,99% mayor que cuando se utiliza la estrategia LF.

Por otra parte, con el fin de comprobar el funcionamiento de la tecnología se analiza como ejemplo la operación diaria promedio del caso de una batería de 538 kWh, mostrada en la Figura 5.18. Se puede observar que existe coherencia entre la energía almacenada y las potencias de carga y descarga del sistema y, además, el comportamiento de la carga y descarga coincide con el de las otras tecnologías anteriormente analizadas que operan con la estrategia de seguimiento de carga.



**Figura 5.17:** Operación diaria promedio del sistema con batería de ion litio de 538 kWh



**Figura 5.18: Potencia de carga y descarga y energía almacenada promedio durante un día por la batería de ion litio de 538 kWh**

### Caso 5: Baterías de níquel cadmio

El análisis de la instalación de baterías de níquel cadmio en el sistema Palena se realiza por medio de estudiar la incorporación de 2 a 6 módulos de 170 celdas en paralelo. Los resultados se muestran en la Tabla 5.6. En la Figura 5.19 se puede ver que el costo nivelado de la energía varía considerablemente entre las diferentes capacidades, haciendo posible que con solo 5 opciones se abarque desde un costo nivelado inferior al del caso base ideal a uno superior al de caso base.

En lo que respecta al vertimiento y la penetración renovable, se observa, por medio de la Figura 5.20, que ambos no varían considerablemente a medida que aumenta el costo nivelado de la energía y, por ende, la capacidad instalada. Bajo esta premisa se concluye que de instalarse esta tecnología en el sistema Palena lo óptimo sería instalar la capacidad menor.

Tabla 5.6: Resultados para diferentes capacidades de baterías níquel cadmio

Módulos en paralelo	Capacidad [kWh]	Convertidor [kW]	Vertimiento [%]	Penetración renovable [%]	LCOE [US\$/MWh]
2	95,28	150	11,28	95,52	32,84
3	142,93	250	11,07	95,55	38,15
4	190,60	300	10,97	95,61	41,86
5	238,21	350	10,90	95,64	45,38
6	285,85	450	10,83	95,69	48,70

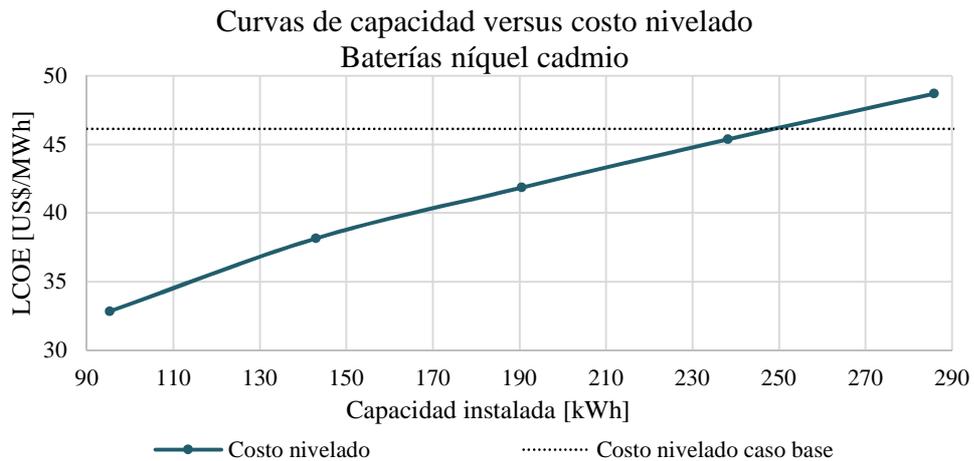
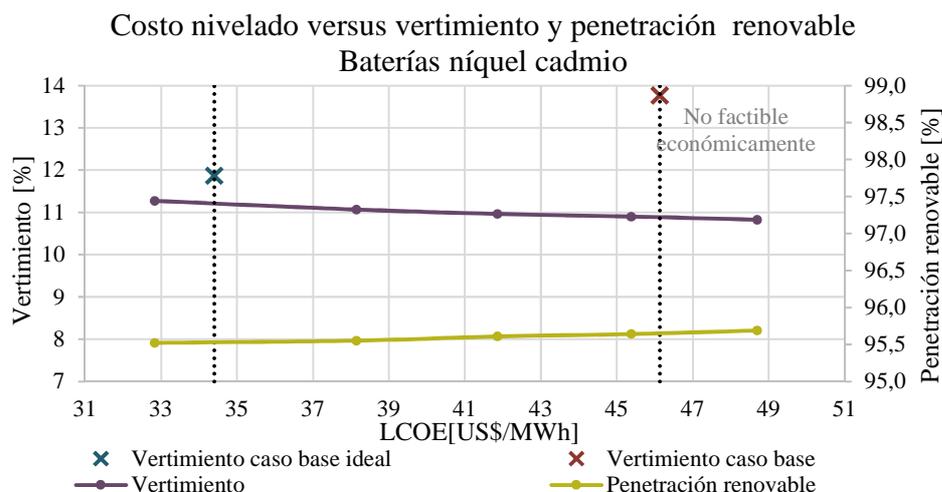


Figura 5.19: Evolución del costo nivelado de la energía y el vertimiento en función diferentes capacidades de baterías de níquel cadmio

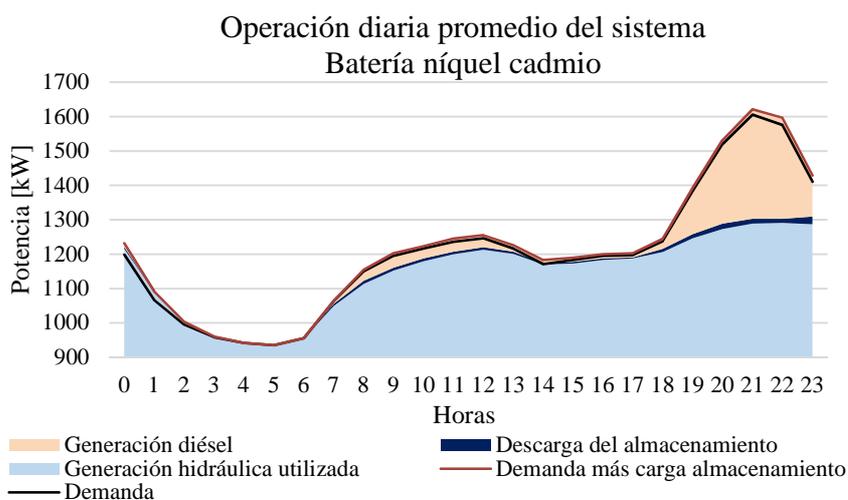


**Figura 5.20: Evolución del vertimiento y penetración renovable en función del costo nivelado de la energía para baterías de níquel cadmio**

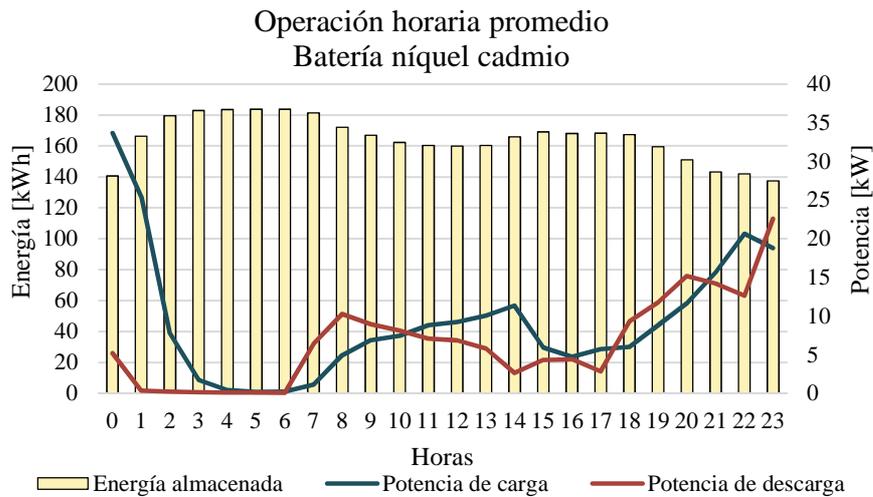
Al igual que en el caso de las baterías de ion litio, el vertimiento presenta una tendencia decreciente fija que no da indicios de la existencia de un cambio en la estrategia de despacho entre las capacidades evaluadas.

Por medio de la Figura 5.21 se analiza la operación diaria promedio del sistema en el caso de la instalación de un banco de baterías de 190 kWh. Se verifica que la estrategia de despacho utilizada es la de ciclo de carga, debido a que en horas punta la generación diésel aumenta y se carga el sistema de almacenamiento.

Por otra parte, la operación diaria promedio de la batería NiCd se muestra en la Figura 5.22, se observa que existe coherencia entre la energía almacenada y las potencias de carga y descarga del sistema. Además, el comportamiento de la carga y descarga coincide con la operación bajo la estrategia de ciclo de carga, es decir, la carga y la descarga se realizan casi simultáneamente para no someter a la batería a profundidades de descarga elevadas.



**Figura 5.21: Operación diaria promedio del sistema con batería de níquel cadmio 190 kWh**



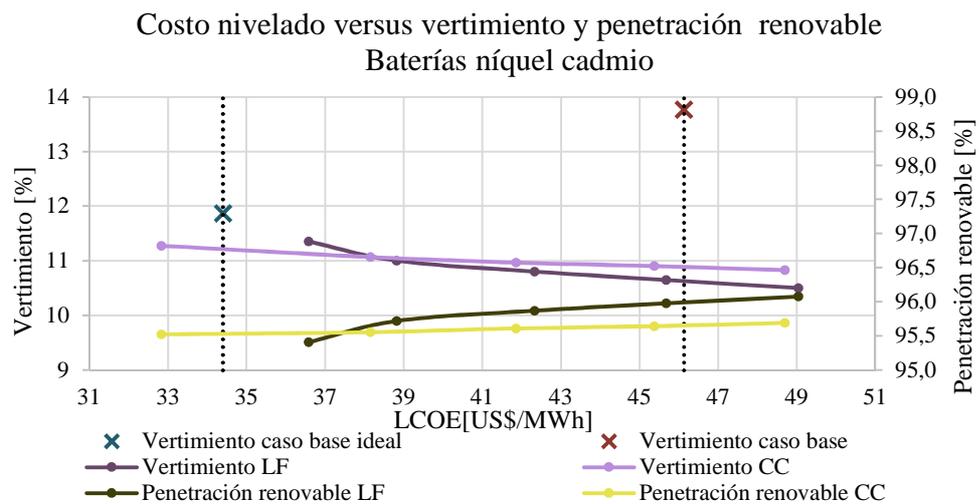
**Figura 5.22: Potencia de carga y descarga y energía almacenada promedio durante un día de la batería níquel cadmio 190 kWh**

Como se comprobó anteriormente las baterías de plomo ácido presentan menor vertimiento cuando la estrategia de despacho es la de seguimiento de carga, aunque, sea menos rentable económicamente. Por esto se toman los datos de las baterías de níquel cadmio cambiando su estrategia para verificar si sucede lo mismo con esta tecnología. Los resultados se muestran en la Tabla 5.7, donde se puede ver que efectivamente la estrategia de seguimiento de carga permite disminuir el vertimiento y aumentar la penetración renovable, a cambio de aumentar considerablemente el costo nivelado de la energía, desde el costo nivelado de 38,15 US\$/MWh en adelante.

**Tabla 5.7: Resultados para diferentes capacidades de baterías níquel cadmio con estrategia de seguimiento de carga**

Módulos en paralelo	Capacidad [kWh]	Convertidor [kW]	Vertimiento [%]	Penetración renovable [%]	LCOE [US\$/MWh]
2	95,28	150	11,00	95,72	38,82
3	142,93	250	10,80	95,87	42,33
4	190,60	300	10,65	95,98	45,68
5	238,21	350	10,50	96,08	49,04

La Figura 5.23 muestra la evolución del vertimiento y de la penetración renovable en función del costo nivelado de la energía para ambas estrategias de despacho. Se aprecia que tanto la curva de vertimiento como de penetración renovable presentan mejores beneficios en el caso de la estrategia de seguimiento de carga. A pesar de esto, el vertimiento mínimo no es significativamente bajo, difiriendo del caso base en solo 3,27%.



**Figura 5.23: Evolución del vertimiento y penetración renovable en función del costo nivelado de la energía para baterías de níquel cadmio con ambas estrategias**

### Caso 6: Baterías de níquel-metal hidruro

La incorporación de baterías de níquel-metal hidruro en el sistema Palena es evaluada por medio de 6 escenarios que contemplan la instalación de 15 a 60 módulos en paralelo, los resultados se presentan en la Tabla 5.8. Se puede observar que el costo nivelado de la energía aumenta considerablemente desde la instalación de 90 kWh a los 120 kWh, posterior a esto aumenta en menor grado hasta los 150 kWh, para luego, seguir aumentando con una pendiente alta. Este comportamiento se observa gráficamente en la Figura 5.24, mientras que en la Figura 2.7 se presenta la evolución del vertimiento y de la penetración renovable a medida que aumenta el costo nivelado.

En lo que respecta a la máxima capacidad que permite que el proyecto sea rentable, la cual es 300 kWh, esta permite un vertimiento de 10,28% que difiere de el del caso base en 3,49%, y una penetración renovable de 96,24%, que supera a la del caso base en 3,35%. Por otra parte, su costo nivelado de la energía es 0,37% menor.

Tabla 5.8: Resultados para diferentes capacidades de baterías níquel-metal hidruro

Módulos en paralelo	Capacidad [kWh]	Convertidor [kW]	Vertimiento [%]	Penetración renovable [%]	LCOE [US\$/MWh]
15	90,12	200	11,13	95,53	34,12
20	120,16	300	11,02	95,57	38,31
25	150,21	350	10,74	95,90	39,21
30	180,25	400	10,64	95,98	40,64
40	240,33	500	10,46	96,11	43,54
50	300,41	500	10,28	96,24	45,96
60	360,49	550	10,11	96,36	48,47

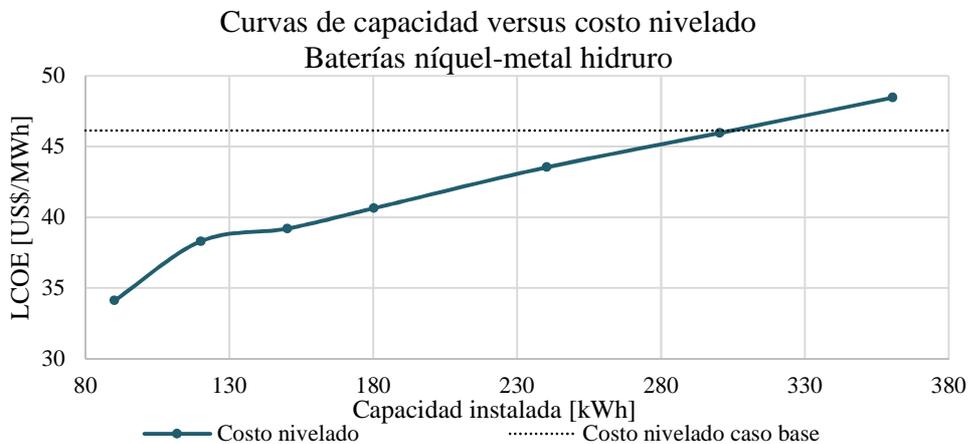
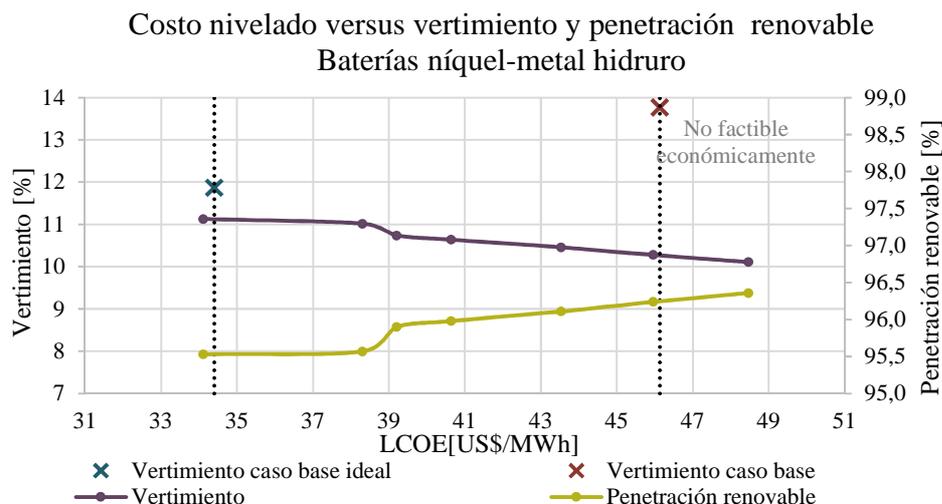
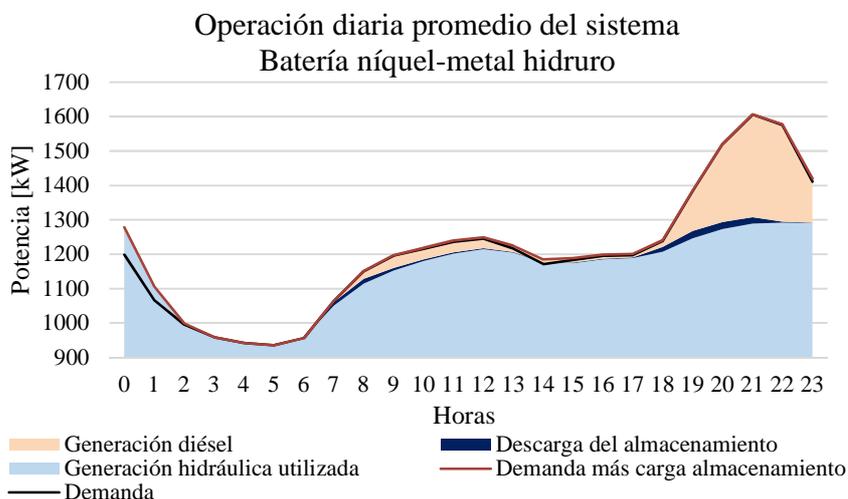


Figura 5.24: Evolución del costo nivelado de la energía y el vertimiento en función diferentes capacidades de baterías de níquel cadmio

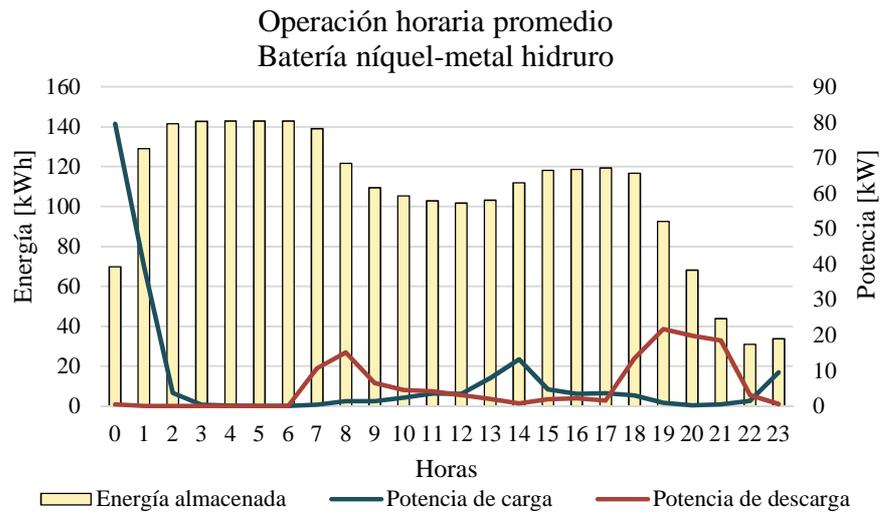


**Figura 5.25:** Evolución del vertimiento y penetración renovable en función del costo nivelado de la energía para baterías de níquel cadmio

Para analizar la operación horaria promedio del sistema se toma de ejemplo el caso de instalar un banco de baterías de 150 kWh, dicha operación se observa en la Figura 5.29. Se verifica que la estrategia de despacho utilizada es la de seguimiento de carga, debido a que en horas punta la generación diésel genera exactamente lo necesario para suplir la demanda y el almacenamiento es cargado principalmente con generación hidráulica. Por otra parte, la operación diaria promedio de la batería NiMH de 150 kWh se muestra en la Figura 5.27 se observa que existe coherencia entre la energía almacenada y las potencias de carga y descarga del sistema y, además, el comportamiento de la carga y descarga coincide con la operación bajo la estrategia de seguimiento de carga.



**Figura 5.26:** Operación diaria promedio del sistema con batería de níquel-metal hidruro 150 kWh



**Figura 5.27: Potencia de carga y descarga y energía almacenada promedio durante un día de la batería NiMH 150 kWh**

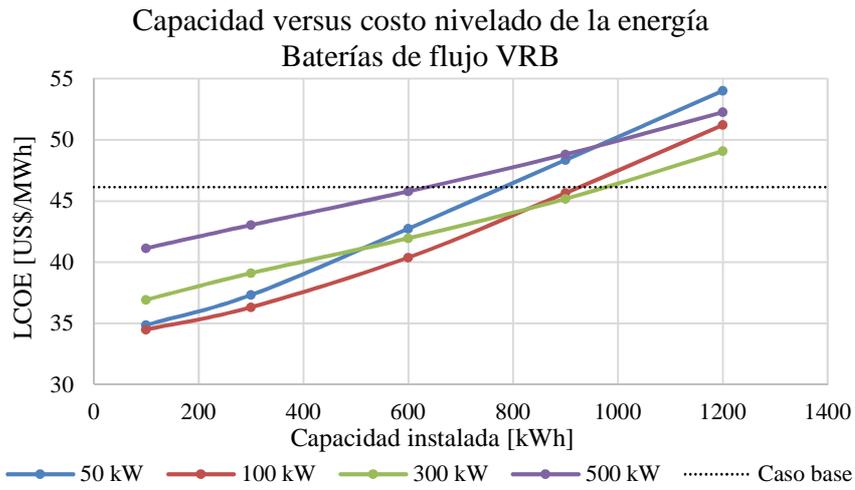
### Caso 7: Batería de flujo redox de vanadio

Las baterías de flujo redox de vanadio poseen la propiedad de desacoplar la potencia instalada y la energía a través de, la definición del tamaño de la pila de celdas y del electrolito, respectivamente. Por esto, para estudiar su instalación en el sistema Palena se fijaron cuatro potencias posibles para la pila de celdas y cinco posibilidades para el tamaño del electrolito, los resultados para todas las combinaciones posibles se muestran en la Tabla 5.9.

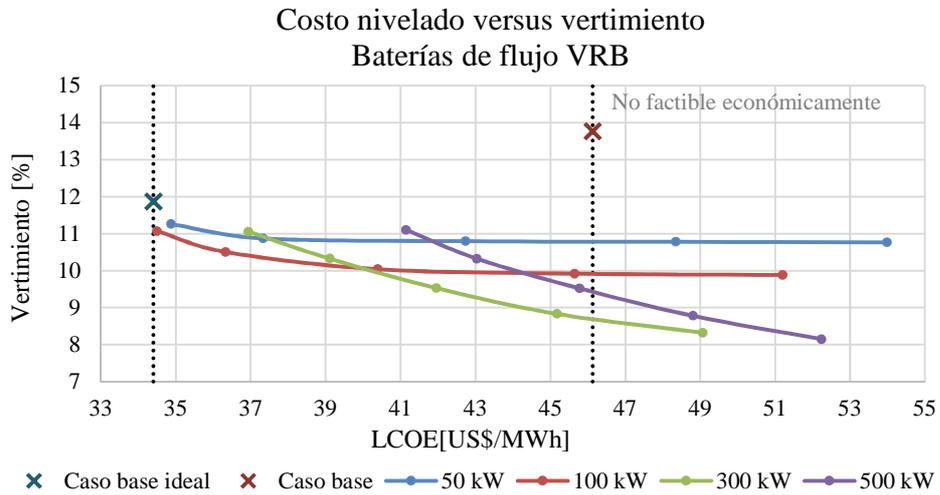
Tabla 5.9: Resultados para diferentes capacidades de baterías de flujo redox de vanadio

Potencia pila de celdas [kW]	Electrolito [kWh]	Convertidor [kW]	Vertimiento [%]	Penetración renovable [%]	LCOE [US\$/MWh]
50	100	150	11,26	95,50	34,87
50	300	150	10,87	95,81	37,33
50	600	150	10,80	95,86	42,74
50	900	150	10,78	95,88	48,35
50	1200	150	10,77	95,89	53,99
100	100	150	11,07	95,69	34,5
100	300	150	10,50	96,15	36,33
100	600	150	10,04	96,52	40,39
100	900	150	9,92	96,61	45,65
100	1200	150	9,88	96,64	51,2
300	100	350	11,05	95,63	36,94
300	300	350	10,32	96,33	39,11
300	600	350	9,53	96,97	41,96
300	900	350	8,83	97,53	45,18
300	1200	350	8,32	97,94	49,07
500	100	550	11,10	95,58	41,15
500	300	550	10,32	96,33	43,04
500	600	550	9,52	96,97	45,78
500	900	550	8,78	97,57	48,81
500	1200	550	8,15	98,08	52,24

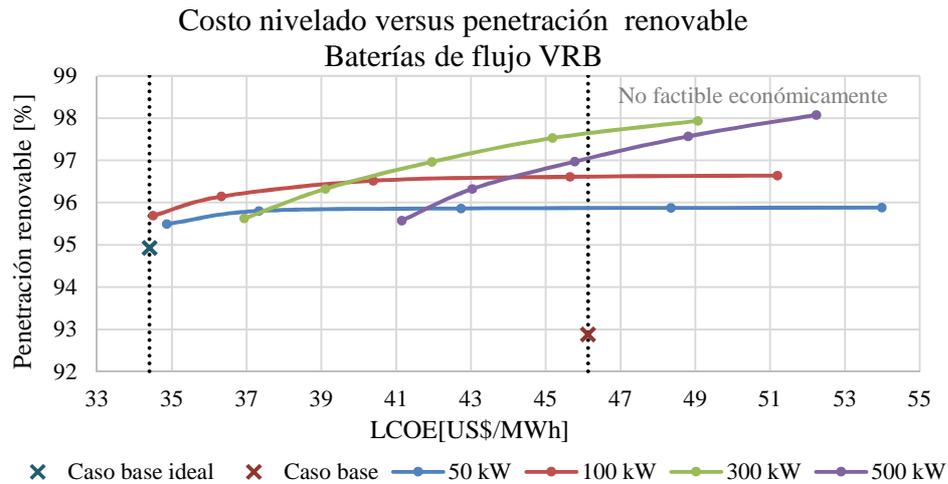
Gráficamente la evolución del costo nivelado cuando la capacidad del electrolito aumenta se muestra en la Figura 5.28, en la cual, cada una de las curvas graficadas corresponde a una de las potencias de la pila de celdas analizadas. Se puede concluir que cuando la capacidad del electrolito se encuentra bajo los 900 kWh la potencia de la pila de celdas óptima es 100 kW, pero, sobre este valor es 300 kW. Lo anterior se comprueba por medio de la Figura 5.29 y la Figura 5.30, donde se observa el vertimiento y la penetración renovable para cada costo nivelado de la energía. Además, se puede ver gráficamente aquellas capacidades que no son factible económicamente para el sistema.



**Figura 5.28:** Evolución de costo nivelado en función de la capacidad del electrolito para diferentes potencias de la pila de celdas de las baterías VRB



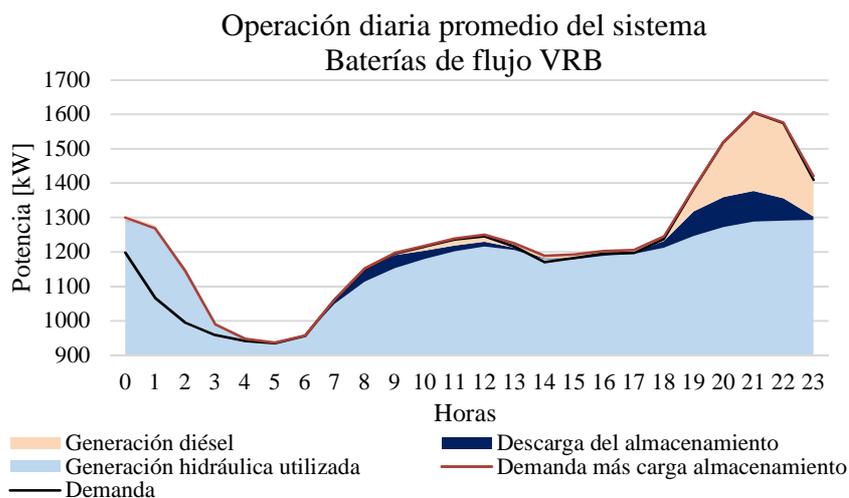
**Figura 5.29:** Evolución del vertimiento en función del costo nivelado de la energía para diferentes potencias de la pila de celdas de las baterías VRB



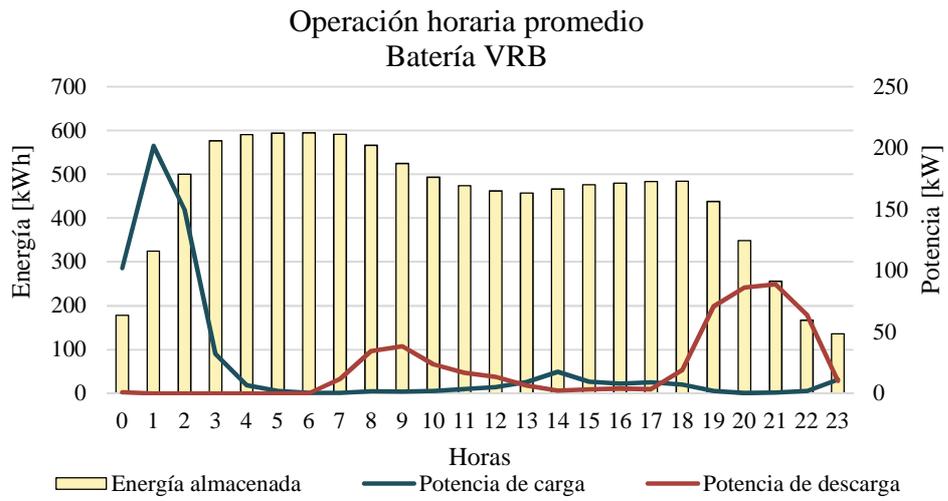
**Figura 5.30: Evolución de la penetración renovable en función del costo nivelado de la energía para diferentes potencias de la pila de celdas de las baterías VRB**

En este caso, al igual que con las baterías de ion litio y níquel cadmio, el vertimiento no presenta un decaimiento pronunciado o un aumento a medida que cambia la capacidad instalada. Por lo que, se infiere que no existe un cambio en la estrategia de despacho óptima entre las capacidades estudiadas.

El comportamiento del sistema con la instalación de un banco de baterías de flujo redox de vanadio, particularmente de 300 kW y 600 kWh, se observa en la Figura 5.31. Se comprueba que la estrategia de despacho es seguimiento de carga, ya que, la carga del almacenamiento se produce principalmente en horas valle y es realizada con el exceso de generación hidráulica. Además, por medio de la Figura 5.32, se comprueba el buen funcionamiento del modelo, al tener coherencia las potencias de carga y descarga promedio horarias con la energía almacenada y al ser la operación de la batería similar a las otras tecnologías cuando el sistema es despachado con la misma estrategia que en este caso. De ser diferente la capacidad lo que cambia es la cantidad de energía diésel que desplaza la descarga por parte de las baterías.



**Figura 5.31: Operación diaria promedio del sistema con batería VRB de 300kW/600kWh**



**Figura 5.32: Potencia de carga y descarga y energía almacenada promedio durante un día de la batería VRB de 300kW/600kWh**

### Caso 8: Batería de flujo de zinc-bromuro

En el caso de las baterías de flujo de zinc-bromuro se estudia la instalación de pilas de celda desde los 100 kW a los 500 kW, con la capacidad del electrolito manteniendo la razón de 0,36 entre la potencia y la energía del sistema, tal como, se especificó en el modelo de las baterías (Sección 0). Los resultados se muestran en la Tabla 5.10.

Gráficamente el costo nivelado de la energía a medida que aumenta la capacidad instalada se observa en la Figura 5.46 y, da cuenta de un punto de inflexión a los 550 kWh, a partir del cual, el costo aumenta con una pendiente mayor. Dicha capacidad se considera interesante desde el punto de la optimización del recurso hidráulico, ya que, a pesar de que el costo nivelado de la energía aumenta en comparación a las capacidades menores, existe un mayor beneficio en cuanto a la optimización del recurso hidráulico.

Por otra parte, en la Figura 5.34 se grafican las curvas de penetración renovable y vertimiento en función del costo nivelado de la energía, especificando la zona donde comienza a no ser rentable la instalación de este tipo de baterías. Se puede ver que la máxima capacidad rentable de instalar es 400 kW/1.100 kWh, la cual provoca un vertimiento que difiere de el del caso base en 5,65% y, alcanza una penetración de energía renovable 4,91% superior. Además, se infiere, a partir del comportamiento del vertimiento, que no existe un cambio en la estrategia de despacho entre las capacidades estudiadas.

Tabla 5.10: Resultados para diferentes capacidades de baterías ZnBr

Potencia pila de celdas [kW]	Electrolito [kWh]	Convertidor [kW]	Vertimiento [%]	Penetración renovable [%]	LCOE [US\$/MWh]
100	280	150	10,49	96,07	35,26
150	420	200	9,98	96,47	36,43
200	550	250	9,57	96,76	38,01
300	840	350	8,77	97,32	41,84
400	1.100	450	8,12	97,77	45,72
500	1.400	550	7,48	98,22	50,19

Curvas de capacidad versus costo nivelado  
Baterías ZnBr

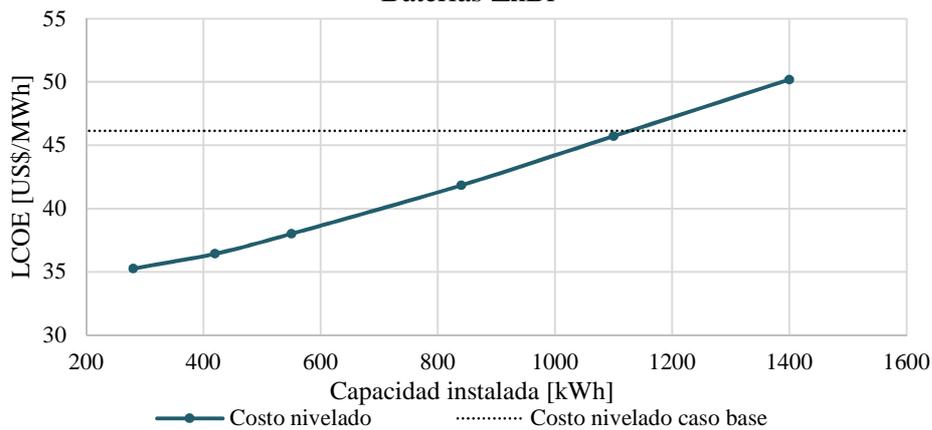
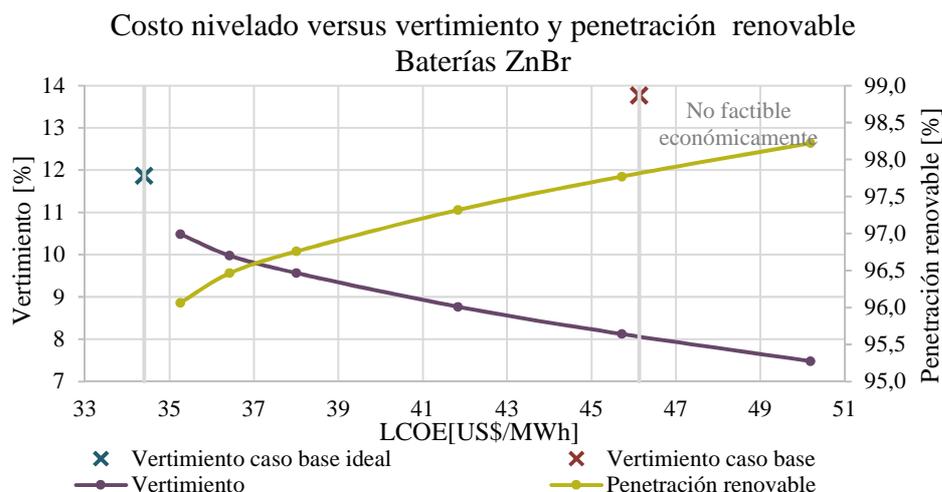
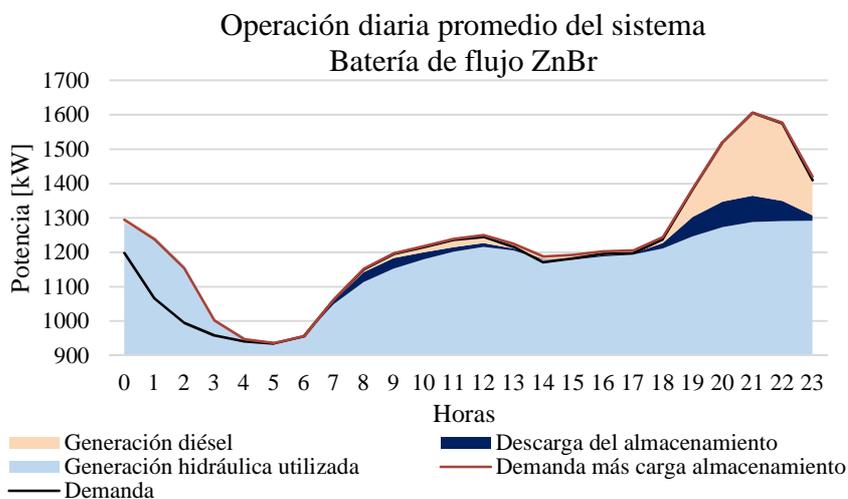


Figura 5.33: Evolución del costo nivelado de la energía en función diferentes capacidades de baterías ZnBr

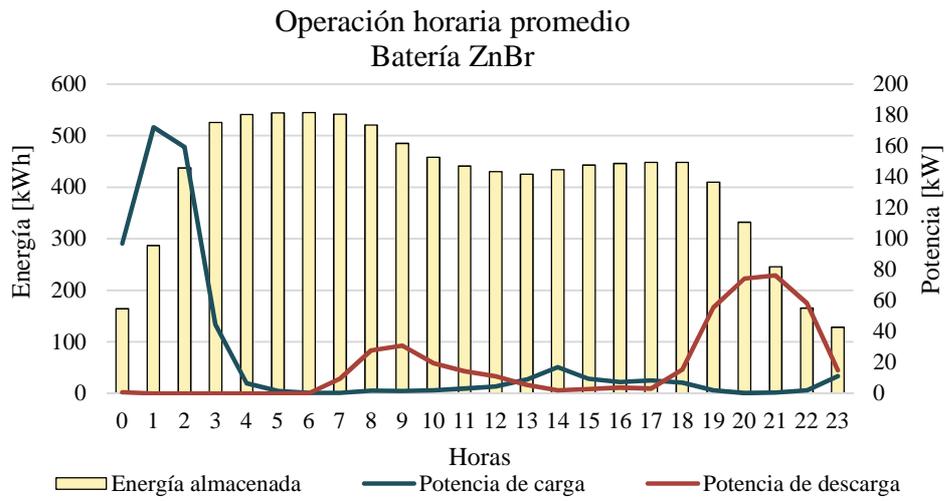


**Figura 5.34:** Evolución del vertimiento y penetración renovable en función del costo nivelado de la energía para baterías ZnBr

Para comprobar el funcionamiento de las baterías de ZnBr se estudia el sistema de 200 kW/ 550 kWh, la operación horaria promedio del sistema se aprecia en la Figura 5.35, con la que se comprueba que la estrategia de despacho utilizada es la de seguimiento de carga. Adicionalmente, la operación horaria de la batería se muestra en la Figura 5.36, la cual permite verificar el buen funcionamiento del modelo al tener coherencia las potencias de carga y descarga con la energía almacenada y al coincidir la forma de la operación con la estrategia de despacho utilizada.



**Figura 5.35:** Operación diaria promedio del sistema con batería ZnBr de 200kW/550kWh



**Figura 5.36: Potencia de carga y descarga y energía almacenada promedio durante un día de la batería ZnBr de 200kW/550kWh**

### Caso 9: Volante de inercia de larga duración

Para estudiar el comportamiento del sistema con la instalación de volantes de inercia de larga duración se procedió a simular el sistema con diferentes capacidades que van desde los 32 kWh a los 960 kWh. Los resultados son los mostrados en la Tabla 5.11, se puede ver que el vertimiento disminuye a medida que aumenta la capacidad alcanzando un mínimo de 9,60% (4,17% menos que el caso base) en el límite en que continúa siendo rentable su instalación.

En la Figura 5.37 se puede ver la curva de costo nivelado de la energía en función de la capacidad instalada. Se observa que sobre los 512 kWh la pendiente del costo nivelado es mayor, haciendo menos conveniente la instalación de capacidades mayores. Por otra parte, la evolución del vertimiento y la penetración renovable en función del costo nivelado se aprecia en la Figura 5.38.

Tabla 5.11: Resultados para diferentes capacidades de volante de larga duración

Cantidad de volantes	Capacidad [kWh]	Convertidor [kW]	Vertimiento [%]	Penetración renovable [%]	LCOE [US\$/MWh]
1	32	150	11,76	95,02	35,36
4	128	150	11,45	95,30	36,25
6	192	150	11,25	95,48	36,89
8	256	150	11,06	95,65	37,55
10	320	150	10,88	95,81	38,24
14	448	150	10,53	96,12	39,75
16	512	150	10,37	96,27	40,52
22	704	200	9,89	96,68	42,99
26	832	250	9,60	96,94	44,78
30	960	300	9,34	97,17	46,65

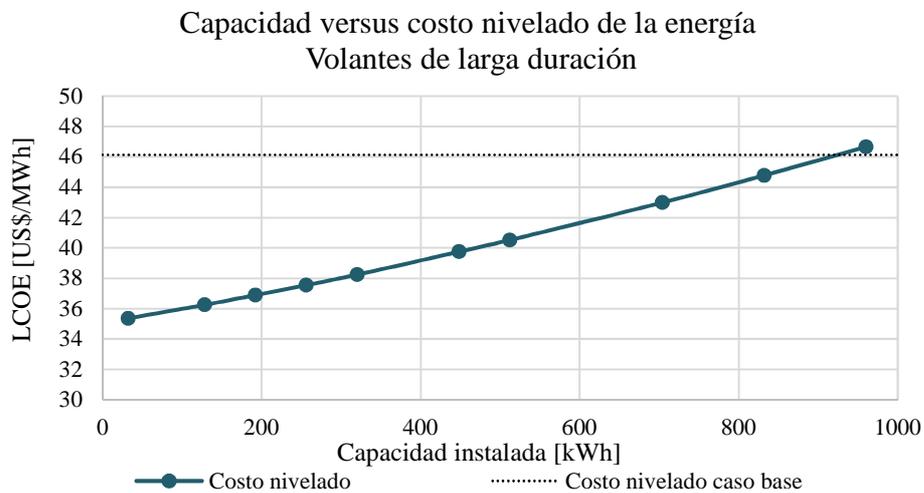
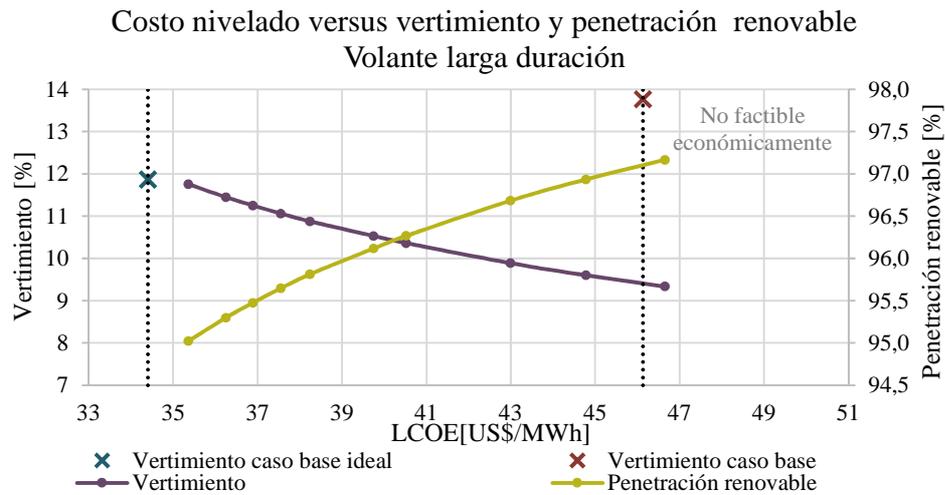
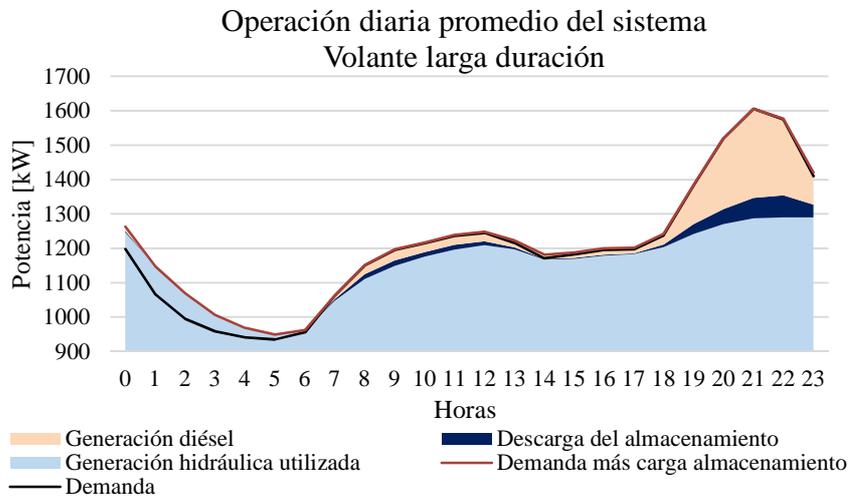


Figura 5.37: Evolución del costo nivelado de la energía y el vertimiento en función diferentes capacidades de volantes de inercia de larga duración

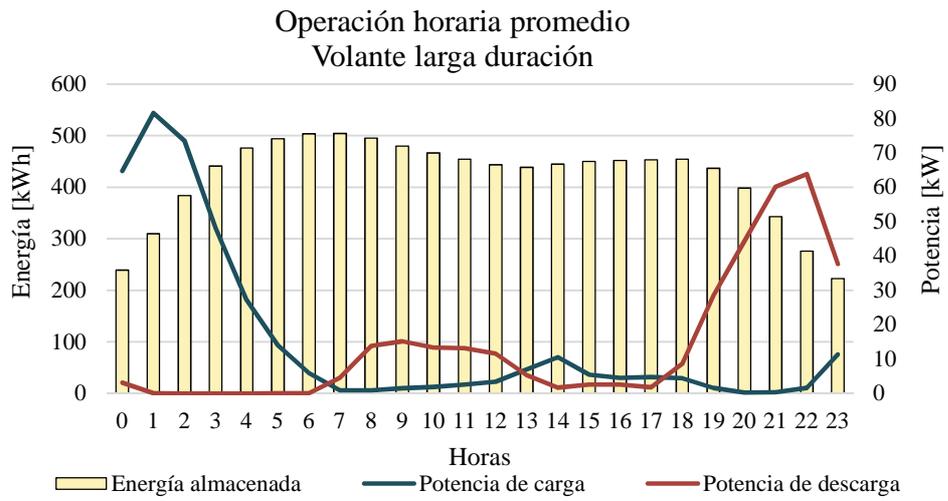


**Figura 5.38: Evolución del vertimiento y penetración renovable en función del costo nivelado de la energía para volante de larga duración**

Con respecto a la operación horaria promedio del sistema, esta se puede apreciar en la Figura 5.39, en dicho gráfico se comprueba que la estrategia de despacho utilizada es la de seguimiento de carga. Además, la operación del volante es la esperada, siendo coherente las potencias de carga y descarga con la energía almacenada y teniendo el comportamiento esperado para los sistemas de almacenamiento que operan bajo la estrategia de seguimiento de carga, como se puede ver en la Figura 5.40.



**Figura 5.39: Operación diaria promedio del sistema con volante de larga duración de 512 kWh**



**Figura 5.40: Potencia de carga y descarga y energía almacenada promedio durante un día del volante de larga duración de 512 kWh**

### 5.1.2. Elección de la tecnología y sistema propuesto

La elección de la tecnología óptima para el sistema Palena se basa en la evolución del vertimiento y de la penetración renovable en función del costo nivelado de la energía. En un primer filtro los resultados presentados anteriormente permiten descartar las baterías de níquel cadmio, níquel-metal hidruro, volate de corta duración y los supercondensadores, debido al escaso beneficio en el vertimiento que provocan en el sistema.

En la Figura 5.41 se observan las curvas de vertimiento en función del costo nivelado para las diferentes tecnologías. Se puede concluir que la que presenta mayores beneficios en cuanto al vertimiento, es decir, la tecnología que describe envoltente inferior del conjunto de curvas, es la batería de flujo de zinc bromuro seguido de la batería de flujo redox de vanadio. Los costos de ambas tecnologías y su funcionamiento son altamente atractivos para el sistema Palena, sin embargo, la escasa maduración de la tecnología no permite que esta solución sea factible actualmente, por lo que, se descarta la posibilidad de ser instalada en un futuro cercano. Descartando las dos baterías de flujo del análisis, las siguientes tecnologías que presentan el menor vertimiento para cada costo nivelado son las baterías de ion litio.

Este mismo resultado se obtiene con la comparación de la penetración renovable en función del costo nivelado de la energía mostrada en la Figura 5.42, ya que, la envoltente superior del conjunto de curvas es la producida por las baterías de ion litio. Cabe mencionar que, las baterías de flujo fueron excluidas de este último gráfico.

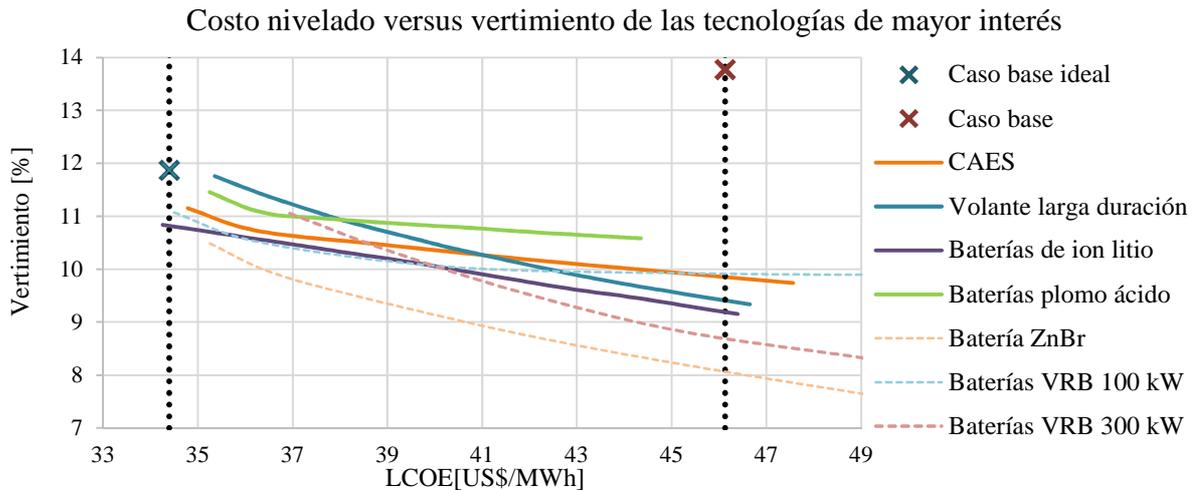
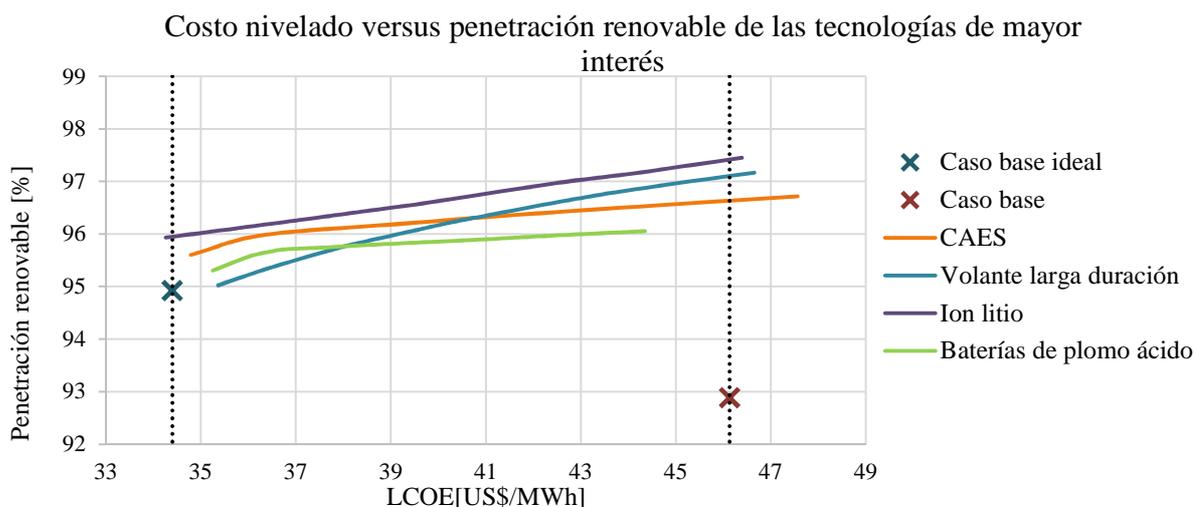
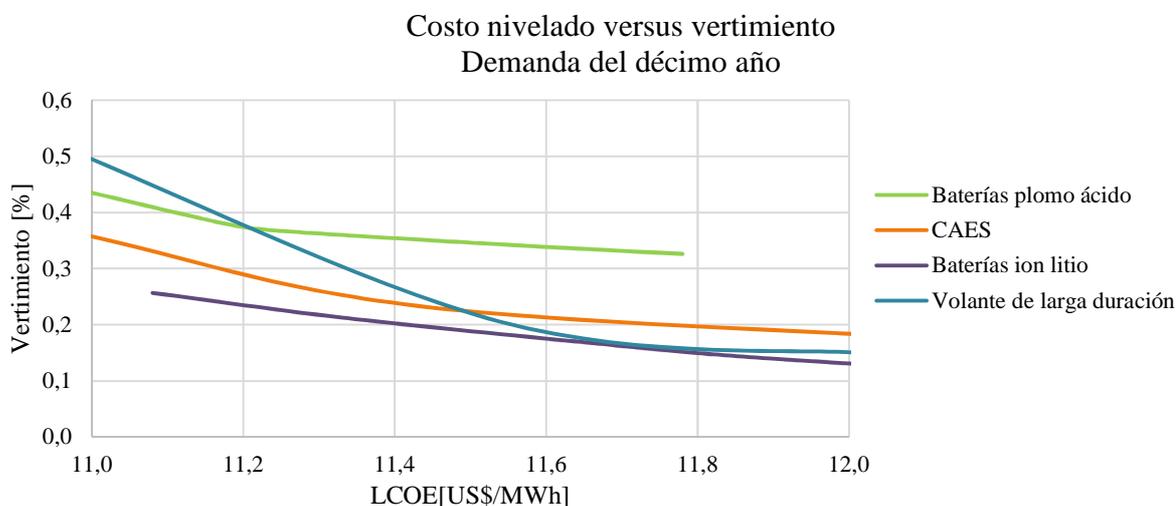


Figura 5.41: Evolución del vertimiento en función del costo nivelado de las tecnologías de mayor interés

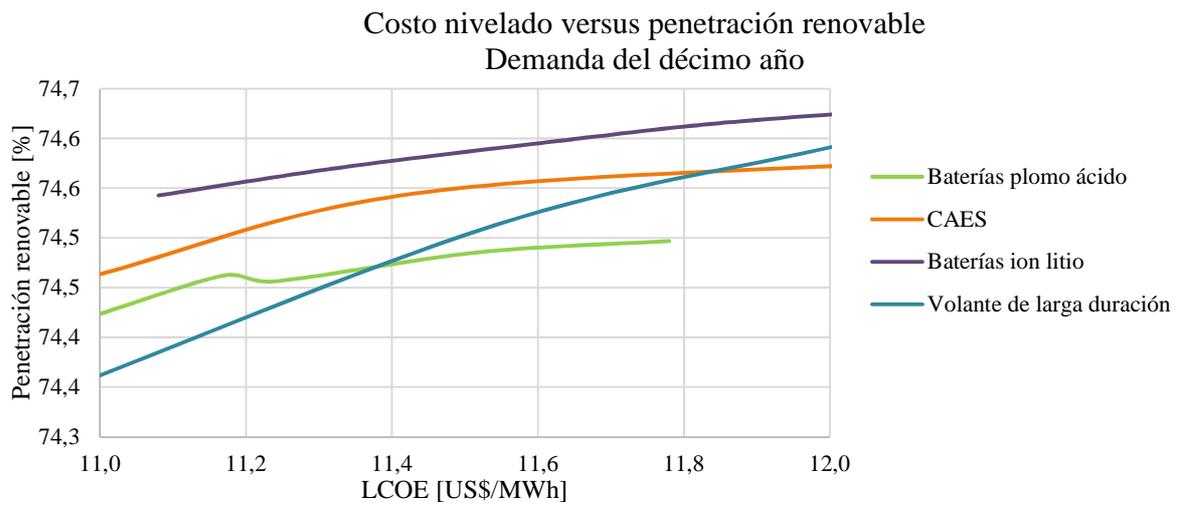


**Figura 5.42: Evolución de la penetración renovable en función del costo nivelado de las tecnologías de mayor interés**

Para establecer si la tecnología óptima cambia cuando aumenta la demanda, se simula un escenario con demanda constante e, igual a la proyectada para el décimo año, considerando las tecnologías de mayor interés sin contemplar las baterías de flujo. Los resultados son los mostrados en el Anexo H y, las curvas de vertimiento y penetración renovable en función del costo nivelado se pueden apreciar en la Figura 5.43 y la Figura 5.44, respectivamente. Para su construcción, al igual que en caso anterior, se fija la estrategia de seguimiento de carga. Se concluye que al aumentar la demanda no cambia la tecnología óptima, ya que, las baterías de ion litio son las que permiten el menor vertimiento y la mayor penetración renovable.



**Figura 5.43: Evolución del vertimiento en función del costo nivelado de las tecnologías de mayor interés para demanda del décimo año**



**Figura 5.44: Evolución de la penetración renovable en función del costo nivelado de las tecnologías de mayor interés para demanda del décimo año**

## 5.2. Estrategia de despacho y carga desplazable

Para analizar las dos diferentes estrategias de despacho en el sistema se analizan tres escenarios de instalación de baterías de ion litio. Estos son definidos por la capacidad del banco de baterías que provoca el menor vertimiento (739 kWh), el menor costo nivelado (269 kWh) y el promedio entre ambas (538 kWh). Los resultados se encuentran en el Anexo I.

Como se pudo comprobar con los resultados de las diferentes tecnologías, la estrategia que presenta mejores resultados en cuanto a la optimización del recurso hidráulico es la de seguimiento de carga. Lo anterior se justifica por medio del desglose de los costos que influyen en el costo nivelado presentado en la Figura 5.45.

Teniendo en cuenta que el costo nivelado es la suma de los costos de reemplazo, combustible, O&M e inversión menos el valor residual anualizado dividido la energía generada anual. Se puede apreciar que la mayor diferencia entre las estrategias radica en el costo de reemplazo y el costo de combustible anualizado, siendo menor el costo de combustible para la estrategia de seguimiento de carga y menor el costo de reemplazo para la estrategia de ciclo de carga.

La diferencia entre dichos costos se debe a que, la estrategia de seguimiento de carga prioriza el desplazamiento de la generación diésel en vez de la utilización de las unidades diésel para cargar las baterías y evitar profundidades de descarga altas, como es el caso de la estrategia de ciclo de carga. Debido a esto, la estrategia CC cumple con extender la vida útil de baterías al no exigirles profundidades de descarga elevadas y, con esto, disminuir la degradación de la tecnología. En efecto, cuando la estrategia es ciclo de carga el estado de carga es más elevado y tiene menor variabilidad, que cuando la estrategia es seguimiento de carga, como se puede observar en la Figura 5.46 y Figura 5.47, respectivamente.

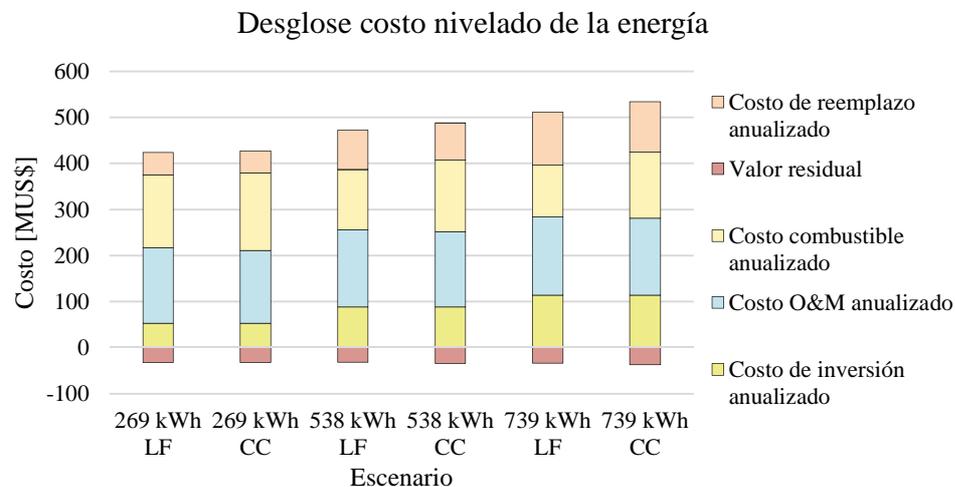


Figura 5.45: Desglose de costos que influyen en el costo nivelado de la energía para las tres capacidades de ion litio estudiadas con ambas estrategias

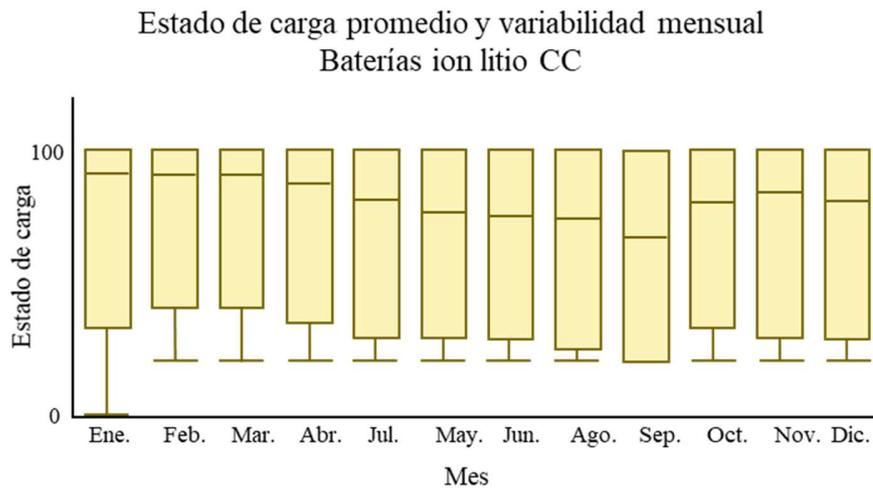


Figura 5.46: Estado de carga promedio y variabilidad mensual de batería ion litio con estrategia de ciclo de carga

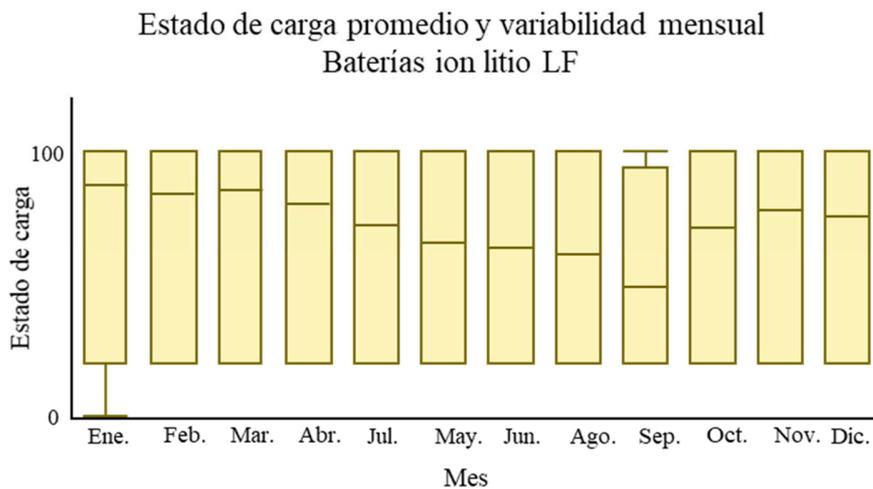


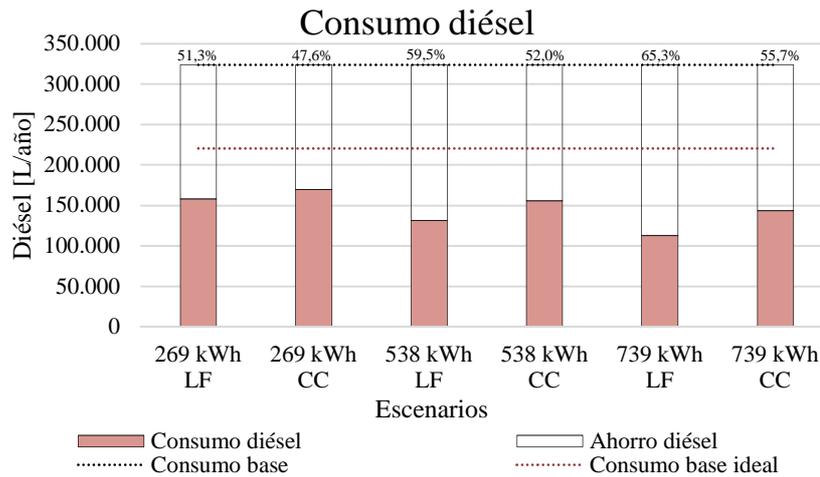
Figura 5.47: Estado de carga promedio y variabilidad mensual de batería ion litio con estrategia de seguimiento de carga

Al comparar las tres capacidades propuestas por medio de la Figura 5.45, se puede apreciar que la diferencia entre los costos nivelados entre ambas estrategias va aumentando a medida que aumenta la capacidad. Por lo que, se infiere que a capacidades menores puede llegar a ser más rentable utilizar la estrategia de ciclo de carga antes que la de seguimiento de carga. Al contrario, a capacidades mayores un proyecto que es factible económicamente cuando se utiliza la estrategia de seguimiento de carga, puede dejar de serlo si se cambia de estrategia. Lo anterior, se ejemplifica en el caso de la instalación de 739 kWh, donde al utilizar LF el proyecto se paga en 14 años, considerando una rentabilidad del 10% para la empresa y, al contrario, cuando la estrategia es CC el proyecto no se alcanza a pagar.

El consumo diésel anual para las tres capacidades estudiadas y con ambas estrategias se muestra en la Figura 5.48. En este gráfico se puede ver que la estrategia LF es la que presenta menor consumo para cada capacidad y, a medida que aumenta la capacidad disminuye el consumo. Por medio de la comparación con el caso base se puede observar que hay un alto ahorro de combustible fósil en todos los escenarios, siendo parte de este ahorro el provocado por no tener que operar una

unidad diésel en horas valle. Este último se calcula a partir de la comparación entre el caso base y el base ideal, resultando un valor de 103.410 L, gráficamente es la diferencia entre las líneas de consumo base y consumo base ideal.

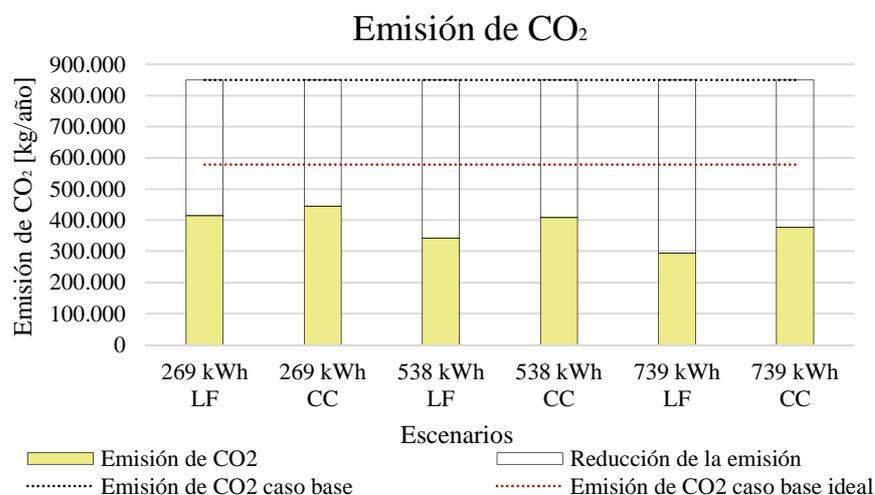
Considerando los escenarios de mayor interés para el objetivo de este informe, es decir, aquellos con la estrategia de despacho de seguimiento de carga, se calcula el ahorro para cada capacidad, este es 165.974 L, 192.824 L y 211.450 L para las capacidades de 296 kWh, 538 kWh y 739 kWh, respectivamente.



**Figura 5.48: Consumo diésel para las tres capacidades de ion litio estudiadas y su comparación con el caso base y base ideal**

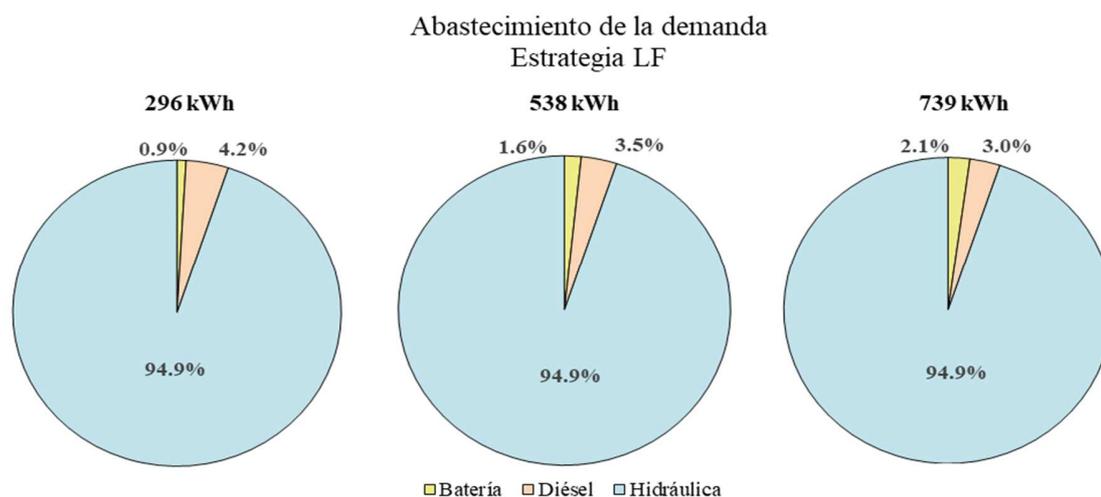
Sobre la línea de consumo del escenario base se observa el porcentaje de ahorro diésel para cada escenario

De igual forma, se analiza la emisión de CO<sub>2</sub> para las diferentes capacidades y estrategias, los resultados se muestran en la Figura 5.49. Al igual que en el caso del consumo diésel, se observa un mayor beneficio en las emisiones cuando la estrategia de despacho es seguimiento de carga. Además, a medida que aumenta la capacidad instalada disminuye la emisión anual. Cabe mencionar que en todos los escenarios existe un beneficio medioambiental, lo cual, se debe a dos factores; dejar de operar en hora valle las centrales diésel y la instalación de baterías de ion litio.



**Figura 5.49:** Emisión de CO<sub>2</sub> para las tres capacidades de ion litio estudiadas y su comparación con el caso base y base ideal

Para contabilizar las diferencias de las distintas capacidades con la estrategia de seguimiento de carga, se estudia el porcentaje de participación de la generación hidráulica, diésel y de las baterías de ion litio en el abastecimiento de la demanda por medio de la Figura 5.50. La generación hidráulica tiene prácticamente la misma participación en el abastecimiento de la demanda en las tres capacidades y, lo que las diferencia es que a medida que aumenta la capacidad, el porcentaje de participación de la generación diésel disminuye y el de las baterías aumenta, ejemplificando claramente que las baterías tienen como objetivo desplazar la generación diésel. Recordando que los porcentajes de participación de la generación hidráulica y diésel en el caso base son 91,7% y 8,3% respectivamente, la inclusión de baterías permite que la central Río Azul participe un 2,5% más en el abastecimiento de la demanda y las centrales diésel un 4,1%, 4,8% y 5,3% menos para las capacidades de 296 kWh, 538 kWh y 739 kWh, respectivamente. Con respecto al vertimiento este disminuye en 3,3%, 4,0% y 4,7% en comparación al caso base en el mismo orden de las capacidades.



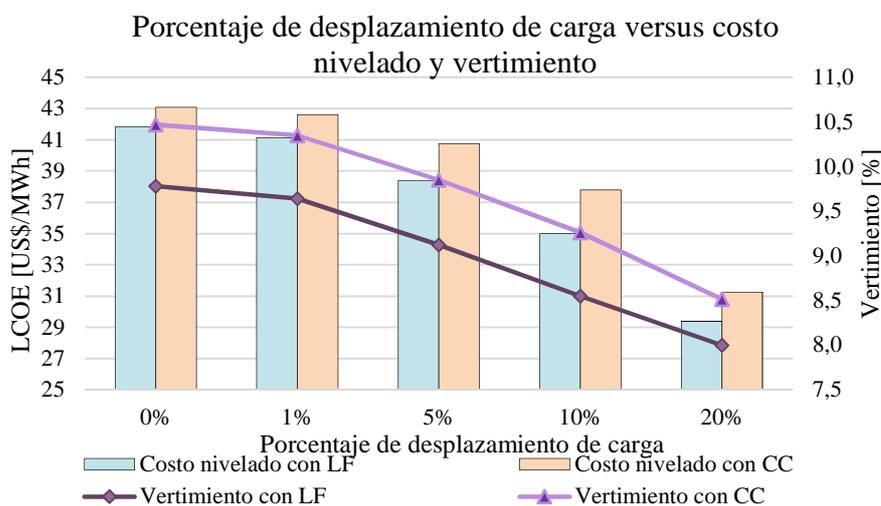
**Figura 5.50:** Participación en el abastecimiento de la demanda para las tres capacidades de ion litio con la estrategia de seguimiento de carga

Analizando económicamente las diferentes capacidades con la estrategia de seguimiento de carga, todas tienen una tasa interna de retorno (TIR) mayor que cero, por lo que, sus instalaciones son realizables económicamente. Dicha tasa es decreciente a medida que aumenta la capacidad, lo que significa que habrá una capacidad mayor donde deje de ser rentable la instalación de baterías de ion litio.

Por otra parte, los años de retorno de la inversión considerando una rentabilidad del 10% son 3, 9 y 14 para las capacidades 296 kWh, 538 kWh y 739 kWh, respectivamente. Se concluye que a pesar de que la menor capacidad es la que tiene mayor TIR y menores años de retorno no presenta una mejora significativa en el sistema, por lo que, es poco atractiva en comparación a la segunda capacidad, la cual, presenta un equilibrio entre el trade-off de disminuir el vertimiento y bajar el costo de producción de la energía.

Para analizar los efectos del desplazamiento de carga en el sistema se considera que el 1%, 5%, 10% y 20% de la demanda punta puede ser desplazada y se toma el escenario de 8 módulos en paralelo de ion litio (583 kWh), dando a entender que los beneficios para las demás capacidades son equivalentes. Los resultados se observan en el Anexo J y permiten comprobar que la estrategia de seguimiento de carga continúa siendo la óptima tanto económicamente como para optimizar el recurso hidráulico del sistema. En efecto, cuando la estrategia es seguimiento de carga y se tiene la posibilidad de desplazar un 20% de la demanda en horario punta, se provoca una reducción de un 29,8% del costo nivelado con respecto al caso sin desplazamiento y con la misma estrategia, mientras que, si la estrategia es ciclo de carga esta reducción se estima en 27,5% en comparación con el caso sin desplazamiento y estrategia CC.

En la Figura 5.51 se aprecia la evolución del vertimiento y costo nivelado de la energía en función del porcentaje de demanda punta que puede ser desplazada. Lo anterior, permite comprobar que a medida que se desplaza carga se optimiza la utilización del recurso hidráulico significativamente y, con esto, se reduce el costo de producir energía.



**Figura 5.51: Evolución del costo nivelado y del vertimiento a medida que aumenta el porcentaje de desplazamiento de carga**

La disminución del costo nivelado de la energía se debe principalmente a dos factores; la disminución del costo de combustible y la reducción del costo de reemplazo, como se puede

apreciar en la Figura 5.52. En este gráfico, se muestra el desglose del costo nivelado y la energía aportada por las baterías para abastecer la demanda. Luego, analizando la participación de la batería, se observa que con un 20% de desplazamiento de carga, la energía inyectada es considerablemente menor que en los otros casos, por lo que, la batería estaría sobredimensionada en dicho escenario, o bien, el desplazamiento de carga es lo suficientemente elevado para ser un obstáculo en el buen funcionamiento del almacenamiento. Gracias a esto, se concluye que dicho porcentaje es muy elevado para el sistema Palena con una batería de ion litio de 538 kWh y se excluye de los siguientes análisis.

Al estudiar el comportamiento del sistema cuando la estrategia es seguimiento de carga, se observa que el costo de reemplazo disminuye en un 0,48%, 2,63% y 7,61% y el de combustible en 4,87%, 23,07% y 43,71%, cuando los porcentajes de desplazamiento son 1%, 5% y 10%, respectivamente. Es por esto que, para esta estrategia, el principal beneficio es la disminución del costo de combustible provocado por la disminución progresiva de la generación diésel. Lo anterior, en principio, es producido por el sistema de almacenamiento, pero, cuando el porcentaje de desplazamiento aumenta, la energía vertida en hora valle es utilizada tanto para cargar la batería como para alimentar la carga desplazada, disminuyendo así la demanda que debe ser abastecida en hora punta por la generación diésel.

Aunque sea menor el efecto del costo de reemplazo de las baterías en el costo nivelado del sistema, que exista una disminución de este, permite verificar que aumenta la vida útil del sistema de almacenamiento e incluso, desde el 5% de desplazamiento adelante la vida útil sobrepasa a la de la estrategia es ciclo de carga, por lo que, el mayor beneficio de esta estrategia es traspasado a la estrategia de seguimiento de carga.

Por otra parte, si la estrategia es ciclo de carga el comportamiento del costo de reemplazo no tiene una tendencia fija, siendo mayor cuando el desplazamiento de la carga es un 5%. Esto se debe a que, para este porcentaje la inyección de energía por parte del sistema de almacenamiento aumenta provocando una mayor utilización de las baterías y, con esto, una disminución de su vida útil por la degradación. En cambio, el costo de combustible para esta estrategia disminuye en 3,50%, 17,70% y 34,89% cuando los porcentajes de desplazamiento son 1%, 5% y 10%, respectivamente

Para analizar el beneficio en el costo nivelado y el vertimiento con la técnica de desplazamiento de carga, se presenta la Tabla 5.12. En ella se muestra el porcentaje de disminución del costo nivelado con respecto al caso sin desplazamiento e igual estrategia de despacho y la diferencia porcentual del vertimiento, teniendo en cuenta que cuando no hay desplazamiento el vertimiento es 9,78% y 10,47% con la estrategia LF y CC, respectivamente. Luego, se puede concluir que el efecto del desplazamiento de carga es más notorio cuando la estrategia es seguimiento de carga.

**Tabla 5.12: Beneficio del desplazamiento de carga para las diferentes estrategias**

<b>Desplazamiento [%]</b>	<b>LCOE LF [%]</b>	<b>Vertimiento LF [%]</b>	<b>LCOE CC [%]</b>	<b>Vertimiento CC [%]</b>
1	1,67	1,43	1,07	1,15
5	8,15	6,75	5,39	5,92
10	16,33	12,58	12,26	11,56

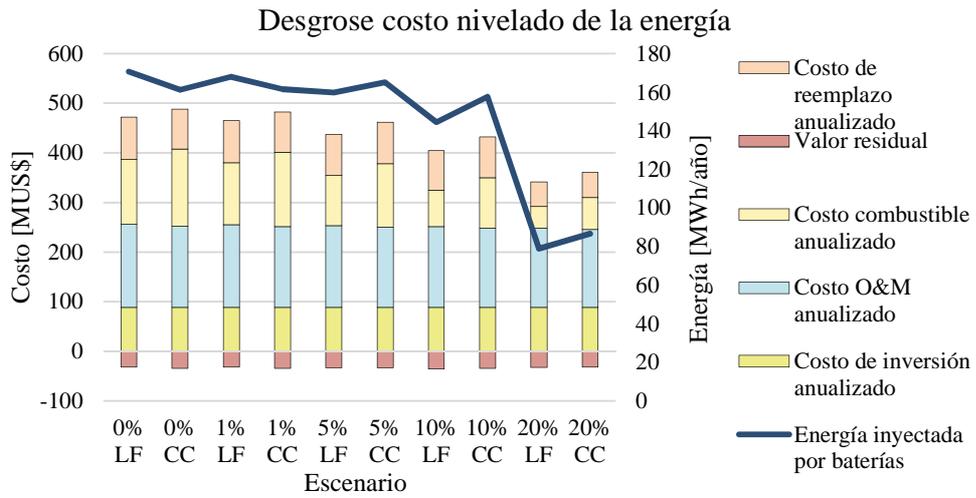


Figura 5.52: Desglose del costo nivelado de la energía para distintos porcentajes de desplazamiento de carga

También, se pudo ver que la participación de las baterías disminuye a medida que aumenta el porcentaje de desplazamiento. Esto se debe a que el desplazamiento de carga permite modificar la curva del consumo para que la demanda en hora punta disminuya y sea abastecida en horas valle por medio de la utilización del recurso renovable, luego, al aumentar el porcentaje de carga que se puede desplazar disminuye el exceso de energía disponible para que el almacenamiento se cargue. Dicho esto, se concluye que ambas técnicas permiten optimizar el recurso hidráulico del sistema de manera diferente y la incorporación del desplazamiento de carga permite que la cantidad óptima de almacenamiento disminuya.

### 5.3. Propuesta con crecimiento de la demanda

Como se mencionó en el apartado 3.3 para realizar una propuesta con crecimiento de demanda es necesario dividir el horizonte de evaluación en tres periodos. El primero representa el tiempo en que no es factible la instalación de nuevas centrales o banco de baterías, es decir, hasta el 2018 (año 4). El segundo, comienza el 2019 que es cuando comienza a operar el banco de baterías, y termina el 2023, donde se realiza la inversión de una nueva central en el sistema Palena, con el fin de que comience a operar en el siguiente año. El último periodo comienza en el año 10 (2024) de la simulación y finaliza en el año 15 (2029).

Para actualizar los datos del precio del diésel se tiene en cuenta el crecimiento definido en 4.2, dando el resultado de 0,74 US\$/L en el quinto año y 0,88 US\$/L en el décimo. De igual forma se modela la demanda para el quinto y décimo año. Por otra parte, la vida útil se actualiza por medio de restar las horas de operación de cada central una vez finalizado el periodo.

El caso base, es decir, sin la instalación de baterías, tiene la restricción de que una de las centrales diésel opere en hora valle, al igual que en los análisis anteriores. Dicha restricción puede acabar cuando se instala la nueva central, debido a que esta estará ubicada en una barra diferente a la de la central Río Azul, luego, el requerimiento de potencia reactiva dependerá de los futuros estudios dinámicos que se realicen. Gracias a esta incertidumbre se modela el caso base con y sin la restricción de que una central diésel opere en hora valle.

Al realizar la simulación para encontrar el mix óptimo de expansión para el sistema Palena, da como resultado que es necesario instalar 500 kW de generación hidráulica en el décimo año, tanto en el caso de que se obligue o no a una central a operar en hora valle. Cabe mencionar, que se limitó la expansión del sistema a que solo un tipo de tecnología pudiera ser instalada, ya que, a recomendación de la empresa, no es factible que se realice la construcción de más de una central en el mismo año.

Los resultados para los casos base son los mostrados en el Anexo K y Anexo L, sin y con la restricción de que una central opere en horario valle, se considera un horizonte de 15 años desde el 2015. Los costos nivelados son 44,10 US\$/kWh y 45,84 US\$/kWh, respectivamente.

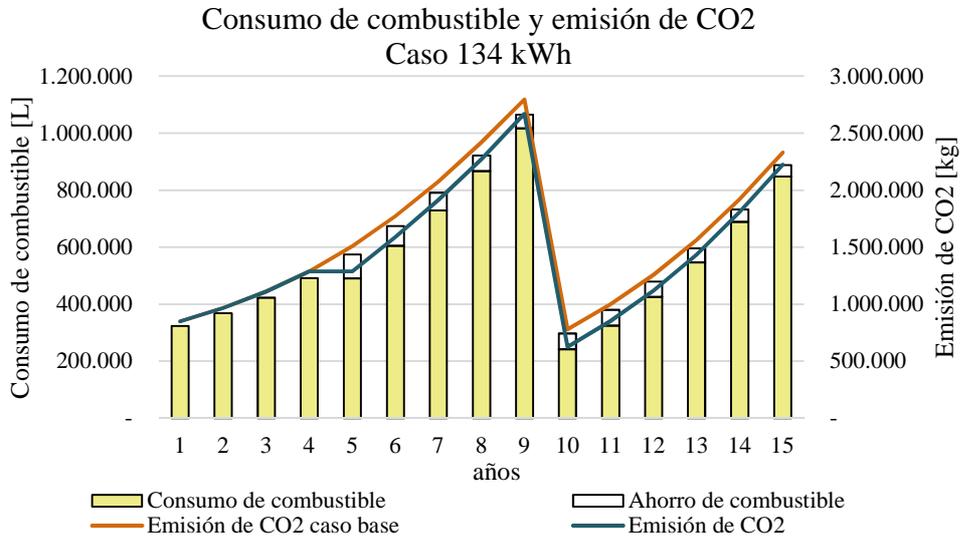
Al modelar la inclusión de baterías se obtiene para diferentes capacidades de instalación los costos nivelados de la energía mostrados en la Tabla 5.13, para mayor detalle el flujo económico para cada caso se encuentra en el Anexo M. Se concluye que, si al ingresar la nueva central al sistema el requerimiento de que una central diésel opere en horas valle no es necesario, se puede instalar hasta 134 kWh. En cambio, si la restricción continua luego de que se instala una nueva central, se puede instalar hasta 336 kWh.

Tabla 5.13: Costo nivelado de la energía con distintas capacidades considerando crecimiento de demanda

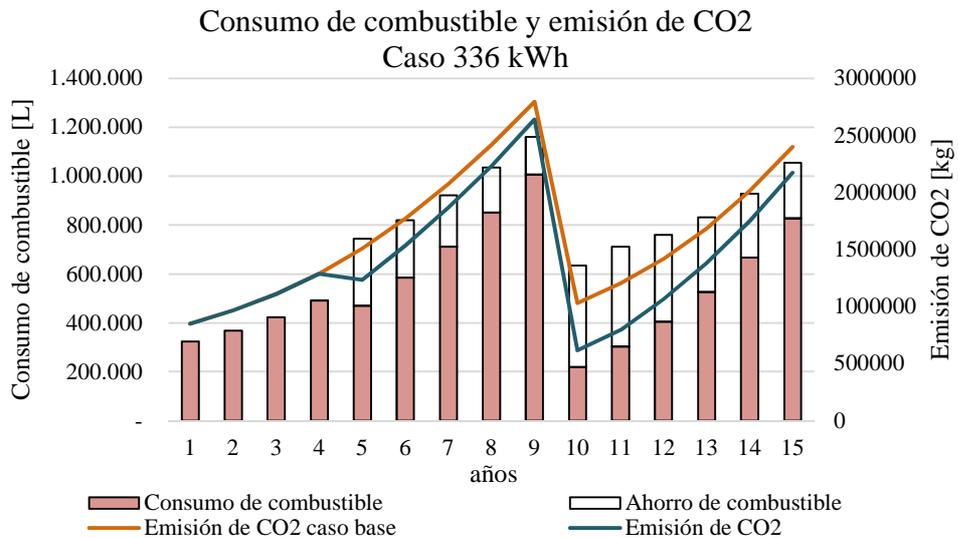
Capacidad [kWh]	LCOE [US\$/kWh]
134,40	44,11
268,80	45,28
336,00	45,84
403,20	46,58

En la Figura 5.53 y Figura 5.54 se puede apreciar el consumo de combustible diésel y emisión de CO<sub>2</sub> para el caso de la instalación de 134 kWh y 336 kWh, respectivamente. La instalación de 134 kWh disminuye el consumo de combustible en un 6,86%, y de la emisión de CO<sub>2</sub> en un 6,90, con respecto al caso base sin forzar a una central diésel a operar en horas valle. Por otro lado, con la

instalación de 336 kWh estos porcentajes ascienden a 12,52% y 14,87%, respectivamente, con respecto al caso base forzando a una central diésel a operar en horas valle. Más detalles de estos casos se encuentran en el Anexo N.



**Figura 5.53: Consumo de combustible y emisión de CO2 caso de 134 kWh y comparación con caso base sin forzar a una central diésel a operar en horas valle**



**Figura 5.54: Consumo de combustible y emisión de CO2 caso de 336 kWh y comparación con caso base forzando a una central diésel a operar en horas valle**

Al comparar los proyectos con su respectivo caso base, se obtiene que los años de retorno de la inversión son 10,1 en el caso del banco de baterías de 134 kWh y 10,5 en el caso de las de 336 kWh. Estos valores se obtuvieron de la base que los ingresos del proyecto es el ahorro en combustible y aumento en el valor residual, y los costos son las inversiones y reemplazos de las baterías.

Se infiere que con un horizonte de evaluación mayor las capacidades máximas aumentarían, pero, sería necesario considerar en el plan de expansión un nuevo periodo que considere la instalación de otra central, y estudiar si va a ser necesario o no operar una central diésel en hora valle después de la instalación de cada una de las nuevas centrales.

## 6. Conclusiones

En este trabajo se logró presentar alternativas para optimizar el recurso hidráulico del sistema Palena en el apartado 5 donde se estudian, por una parte, los diversos sistemas de almacenamiento existentes en el mercado, y por otra parte, la posibilidad de realizar desplazamiento de carga en el sistema. Finalmente se realiza una propuesta considerando el crecimiento de la demanda del sistema.

Al contrastar la operación real con una simulación de la operación óptima del sistema Palena en la sección 5.1, una de las primeras conclusiones que se pueden extraer es que su operación real no es óptima en cuanto a la generación diésel, ya que, estas centrales deben operar en horas valle por motivos de seguridad y continuidad de suministro, entre los que se destaca la compensación de reactivos. Al respecto se observa que, la instalación de un banco de condensadores disminuiría la necesidad de generar con diésel y, por ende, el costo de operación del sistema.

Con respecto a la inclusión de los sistemas de almacenamiento en el sistema Palena, se logra determinar que cumplen con optimizar el recurso hidráulico y reducir los costos de operación para ciertas capacidades de instalación que dependen de las características técnicas y económicas de cada tecnología. Por otra parte, se concluye que el vertimiento y el costo nivelado tienen correlación inversa. Bajo esta premisa, las propuestas de inversión dependerán del valor que se le asigne a optimizar el recurso hidráulico frente a disminuir el costo de producir energía en el sistema.

Con los resultados obtenidos con el volante de inercia (Figura A.1) y supercondensador (Figura A.4) se concluye que las tecnologías de almacenamiento que se descargan en el corto plazo no son las adecuadas para optimizar el recurso hídrico del sistema Palena, ya que, su instalación no provoca grandes beneficios en el vertimiento ni en la penetración renovable del sistema. Bajo esta premisa se descartan los superconductores, ya que, poseen tiempo de descarga similares a los supercondensadores.

En cuanto a la elección de la tecnología óptima realizada en el apartado 5.1.2, se concluye que las baterías de flujo son altamente atractivas para optimizar el recurso hidráulico del sistema Palena. Esto se debe a que son las que permiten el menor vertimiento y mayor penetración renovable para cada costo nivelado de la energía. Sin embargo, su actual estado de maduración no permite que sea una posibilidad factible. Bajo esta premisa se espera que, cuando la tecnología tenga mayor presencia en el mercado eléctrico logren desplazar a las baterías convencionales gracias a sus excelentes características de operación, bajos costos y que son más amigables con el medio ambiente.

Dicho lo anterior, la tecnología propuesta para ser instalada en el sistema Palena son las baterías de ion litio. Estas cumplen con ser la siguiente tecnología, después de las baterías de flujo, en tener el menor vertimiento y mayor penetración renovable en función del costo nivelado de la energía.

Al comparar las diferentes estrategias de despacho de microrredes en los escenarios con baterías de ion litio de 293 kWh, 538 kWh y 739 kWh, se aprecia que la estrategia de seguimiento de carga es la que permite una mayor utilización del recurso hidráulico y es más conveniente económicamente como se observa en la Figura 5.45. No obstante, se concluye que para capacidades menores existirá un punto en que la utilización de la estrategia de ciclo de carga será más rentable y, en consecuencia, el objetivo de la instalación será extender la vida útil de las baterías al no exigirles altas profundidades de descarga, en vez de priorizar el desplazamiento diésel y la optimización del recurso hidráulico.

Con la incorporación de desplazamiento de carga se concluye que la estrategia de seguimiento de carga continúa siendo la más adecuada para el sistema. Además, la incorporación de esta técnica tiene un efecto más notorio con la estrategia de seguimiento de carga que con la de ciclo de carga, como se aprecia en la Tabla 5.12. En efecto, si la demanda peak se desplaza un 10% y la estrategia es seguimiento de carga el costo nivelado del sistema se ve reducido un 16,3% y el vertimiento en 12,6%. Por otra parte, si la estrategia utilizada es ciclo de carga estos porcentajes se reducen a 12,3% y 11,6%, respectivamente. También, se pudo comprobar que existe un porcentaje máximo de desplazamiento para que esta técnica no obstaculice el funcionamiento de las baterías. Esto se debe a que ambas técnicas para optimizar el recurso hidráulico dependen de cuanta energía sea vertida en horas valles y cuanta este utilizando la otra técnica para su funcionamiento. Luego, se concluye que debe existir una coordinación entre la capacidad de las baterías a instalar y el diseño del desplazamiento de carga.

Por medio del estudio del sistema con crecimiento de la demanda y la optimización del mix óptimo de expansión del sistema, se concluye que en el décimo año de la simulación (año 2024) será necesario la entrada en operación de una nueva central hidráulica en el sistema. Dicha central deberá tener una capacidad mínima de 500 kW.

Al estudiar la inclusión de bancos de baterías de ion litio, considerando crecimiento de demanda y un horizonte de once años desde su instalación, se logró comprobar que la capacidad máxima factible de instalar depende de si es o no necesario la operación de una central diésel en horas valle en el caso base. De no serlo la capacidad máxima de instalación es 134 kWh, lo que provoca una disminución del consumo de combustible de 6,86%, y de emisiones de CO<sub>2</sub> de 6,90%. En cambio, en el caso contrario, la capacidad máxima asciende a 336 kWh y permite disminuir en 12,52% y 14,87% el consumo de combustible y emisiones de CO<sub>2</sub>, respectivamente.

Se concluye que, de no ser necesario que una unidad diésel opere en horas valle cuando ingresa una nueva central hidráulica en el sistema, la inclusión de sistemas de almacenamiento no permite un gran beneficio. Esto se debe a que los costos asociados al sistema de almacenamiento actualmente son altos, por lo que, el avance en esta tecnología va a permitir que el futuro sea más competitiva. Además, se ha demostrado que reduce las emisiones de CO<sub>2</sub>, por medio de la Figura 5.53 y Figura 5.54, por lo que, en el posible escenario de que se instaure un impuesto por emisiones, los beneficios de las baterías incrementarían haciendo posible la instalación de una mayor capacidad.

Se infiere que, de aumentar el horizonte de evaluación, será necesario realizar un estudio de expansión del sistema más detallado y un análisis dinámico frente a la inclusión de nuevas centrales, el procedimiento se detalla más adelante en el apartado 6.1.1.

Por otra parte, HOMER no permite diferir si el crecimiento de la demanda en horas valle es diferente a horas punta, y se prevé que en la realidad el crecimiento en horario punta es mayor que en valle. Es por esto que se espera que en la realidad exista mayor vertimiento en horas valle y mayor generación diésel en hora punta y, por ende, la capacidad de almacenamiento pueda ser mayor.

## **6.1. Trabajo futuro**

Como trabajo futuro se encuentra necesario simular el sistema Palena por medio de un modelo multi-nodal en Digsilent y realizar estudios dinámicos de éste. Esto se debe a que, como se pudo comprobar en el desarrollo del presente trabajo, la compensación de reactivos y, por ende, las características del sistema de transmisión tienen un rol fundamental en la operación del sistema.

Este nuevo modelo permitirá comprobar los requerimientos de potencia reactiva del sistema y, con esto determinar si el tamaño del convertidor utilizado en el sistema de almacenamiento es el óptimo.

Este mismo modelo servirá para encontrar el punto óptimo de conexión del sistema de almacenamiento. Para ello se debe modelar el sistema Palena ubicando el banco de baterías en cada una de las subestaciones existentes. Lo anterior, tiene el objetivo de no incrementar los costos de instalación al no ser necesaria la adquisición de un terreno. La elección del punto de conexión dependerá de las pérdidas que se produzcan en las líneas de transmisión y de la respuesta dinámica que el sistema presente frente a las posibles fallas más comunes considerada en el estudio dinámico del sistema.

Conociendo el punto de conexión, se debe calcular los flujos, despacho de cada una de las unidades y pérdidas producidas. Dichas pérdidas deberán ser ingresadas al modelo de HOMER como un aumento de la demanda y, con esto, se podrá comprobar si la capacidad propuesta para el banco de baterías es la óptima. Si al modelar el sistema considerando las pérdidas resulta una capacidad diferente para el banco de baterías que la propuesta, se deberá ingresar la nueva capacidad en el modelo Digsilent y calcular las pérdidas que se producen. Este proceso iterativo se repite hasta que la capacidad considerada en el modelo multi-nodal converja al resultado del modelo uninodal.

#### **6.1.1. Propuesta de inversión con crecimiento de demanda con horizonte de evaluación mayor**

Para realizar una propuesta de inversión en sistema de almacenamiento, considerando el crecimiento de la demanda en un horizonte superior al estudiado en la presente memoria, es necesario realizar dos estudios en paralelo, los cuales son: (i) encontrar el mix óptimo del sistema Palena en el nuevo horizonte y (ii) realizar un análisis dinámico del sistema para verificar los requerimientos de potencia reactiva cuando cambia la matriz energética del sistema.

En principio, se deberá seleccionar los años en que se espera que entren en operación las nuevas centrales definidas por el estudio de expansión del sistema Palena. Luego, en HOMER se deberá dividir el horizonte de evaluación en los periodos pre y post inclusión de una nueva central, tal como, se explica en el apartado 3.3.

Una vez realizado el caso base, se debe estudiar la inclusión de baterías por medio de fijar una cierta capacidad, realizar la simulación del sistema con dicha batería en HOMER en todos los periodos definidos y, finalmente, unir los flujos económicos de cada periodo para comprobar que el costo nivelado de la energía sea menor que el del caso base. De no serlo, se debe reducir la capacidad fijada y realizar la simulación nuevamente.

El análisis dinámico del sistema será necesario para determinar si una central diésel debe operar en hora valle aún cuando las nuevas centrales se encuentren operativas en el sistema. De ser necesario, el caso base debe contemplar dicho requerimiento, con lo que, el costo nivelado de la energía aumenta y, por ende, la capacidad máxima de instalación de baterías.

## 7. Bibliografía

- [1] HOMER ENERGY, *HOMER Pro Version 3.7 User Manual*. Boulder, Colorado, Estados Unidos, Agosto 2016.
- [2] HOMER ENERGY, *HOMER Pro Version 3.7 User Manual*. Boulder, Colorado, Estados Unidos, Agosto 2016.
- [3] Alejandro Isaías Anaya-Durand , Guillermo Israel Cauich-Segovia, Oliver Funabazama-Bárceñas, and Victor Alfonso Gracias-Medrano-Bravo, "Evaluación de ecuaciones de factor de fricción explícito para tuberías," *Educación Química*, vol. 25, pp. 128-134, 2014.
- [4] Donald C.Rennels and Hobart M.Hudson, *Pipe Flow: A Practical and Comprehensive Guide*.: John Wiley & Sons, 2012.
- [5] Engin Ozdemir, Sule Ozdemir, Koray Erhan, and Ahmet Aktas, "Energy Storage Technologies Opportunities and Challenges in Smart Grids," *IEEE*, 2016.
- [6] Mustafa Farhadi and Osama Mohammed, "Energy Storage Technologies for High-Power Applications," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, no. 3, pp. 1953-1961, 2015.
- [7] Pablo Andrés José Bilbao Rojas, *Dimensionamiento óptimo de sistemas de almacenamiento para centrales eólicas*. Santiago de Chile, 2013.
- [8] Leonhard Brandeis, David Sprake, Yuriy Vagapov, and Hein Tun, "Analysis of electrical energy storage technologies for future electric grids," *IEEE*, 2016.
- [9] Haoran Zhao, Qiuwei Wu, Shuju Hu, Honghua Xu, and Claus Nygaard Rasmussen, "Review of energy storage system for wind power integration support," *Applied Energy*, vol. 137, pp. 545-553, 2015.
- [10] Shafiqur Rehman, Luai M. Al-Hadhrami , and Md. Mahbub Alam, "Pumped hydro energy storage system: A technological review," *Renewable and Sustainable*, vol. 44, pp. 586-598, 2015.
- [11] Faramarz Faraji, Abbas Majazi, and Kamal Al-Haddad, "A comprehensive review of Flywheel Energy Storage System technology," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67, pp. 477-490, 2017.
- [12] Abdul Hai Alami, Kamilia Aokal, Jehad Abed, and Mohammad Alhemyari, "Low pressure, modular compressed air energy storage (CAES) system for wind energy storage applications," *Renewable Energy*, vol. 106, pp. 201-211, 2017.

- [13] Gayathri Venkataramani, Prasanna Parankusam, Velraj Ramalingam, and Jihong Wang, "A review on compressed air energy storage – A pathway for smart grid and polygeneration," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 62, pp. 895-907, 2016.
- [14] Brian E. Conway, *Electrochemical supercapacitors: scientific fundamentals and technological applications.*: Springer Science & Business Media, 2013.
- [15] Nathalie Devillers, Samir Jemei, Marie-Cécile Péra, Daniel Bienaimé, and Frédéric Gustin, "Review of characterization methods for supercapacitor modelling," *Power Sources*, vol. 246, pp. 596-608, 2013.
- [16] Tao Ma, Hongxing Yang, and Lin Lu, "Development of hybrid battery–supercapacitor energy storage for remote area renewable energy systems," *Applied Energy*, vol. 153, no. 1, pp. 56-62, 2015.
- [17] Xiao Y. Chen et al., "Integrated SMES Technology for Modern Power System and Future Smart Grid," *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, vol. 24, no. 5, pp. 1-5, 2014.
- [18] Guadalupe González, "Imacenamiento de energía magnética por superconducción," *Prisma*, vol. 4, no. 1, pp. 29-32, 2016.
- [19] Fabián Alfredo Barría Oyarzún, "Proyecto de Electrificación Rural Basado en Energías Renovables en el Parque Natural Karukinka, Tierra del Fuego," Santiago, 2011.
- [20] Grigorii L. Soloveichik, "Flow Batteries: Current Status and Trends," *Chem. Rev.*, vol. 115, no. 20, pp. 11533-11558, 2015.
- [21] Giorgio Cau, Daniele Cocco, Mario Petrollese, Søren Knudsen Kær, and Christian Milan, "Energy management strategy based on short-term generation scheduling for a renewable microgrid using a hydrogen storage system," *Energy Conversion and Management*, vol. 87, pp. 820-831, 2014.
- [22] Frank Gonzatti, Vinícius Nizolli Kuhn, Fredi Zancan Ferrigolo, Maicon Miotto, and Felix Alberto Farret, "Theoretical and practical analysis of the fuel cell integration of an energy storage plant using hydrogen," in *Industry Applications (INDUSCON), 2014 11th IEEE/IAS International Conference on*, 2014, pp. 1-6.
- [23] Xing Luo, Wang Jihong, Dooner Mark, and Clarke Jonathan , "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation," *Applied Energy*, vol. 137, pp. 511-536, 2015.
- [24] ESMAP, IFC. (2017, Agosto) Energy Storage Trends and Opportunities in Emerging Markets. [Online]. <https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/ed6f9f7f-f197-4915-8ab6-56b92d50865d/7151-IFC-EnergyStorage-report.pdf?MOD=AJPERES>

- [25] HOMER ENERGY, "Storage," in *HOMER Pro Version 3.7 User Manual*. Boulder, Colorado, Estados Unidos, Agosto 2016, pp. 53-67.
- [26] James F. Manwell and Jon G. McGowan, "Lead acid storage model for hybrid energy systems," *Solar Energy*, vol. 50, pp. 399-405, 1993.
- [27] Kandler Smith, Matthew Earleywine, Eric Wood, Jeremy Neubauer, and Ahmad Pesaran, "Comparison of plug-in hybrid electric vehicle battery life across geographies and drive cycles," *SAE Technical paper*, no. 2012-01-0666, 2012.
- [28] Jeremy Neubauer, *Battery Lifetime Analysis and Simulation Tool (BLAST) Documentation*. Golden, Colorado, Estados Unidos: National Renewable Energy Lab.(NREL), 2014.
- [29] Godfrey Gladson Moshi, Cristian Bravo, and Alberto Berizzi, "Optimal operational planning for PV-Wind-Diesel-battery microgrid," *IEEE*, 2015.
- [30] Bindu U. Kansara and B.R. Parekh, "Penetration of renewable energy resources based dispatch strategies for isolated hybrid system," *IJEEER*, vol. 3, no. 2, pp. 121-130, 2013.
- [31] Rodolfo Dufo-López and José L. Bernal-Agustín, "Design and control strategies of PV-Diesel systems using genetic algorithms," *Solar Energy*, vol. 7, pp. 33-46, 2005.
- [32] José L. Bernal-Agustín, Rodolfo Dufo-López, and David M. Rivas-Ascaso, "Design of isolated hybrid systems minimizing costs and pollutant emissions," *Renewable Energy*, vol. 31, pp. 2227-2244, 2006.
- [33] HOMER ENERGY, "Cycle Charging Strategy," in *HOMER Pro Version 3.7 User Manual*. Boulder, Colorado, Estados Unidos, Agosto 2016, p. 335.
- [34] CNE. (2015, Febrero) Comisión Nacional de Energía, Tarificación Sistemas Medianos proceso 2014-2018. [Online]. <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/tarificacion-sistemas-medianos/>
- [35] Comisión Nacional de Energía CNE, "Fijación de precios de nudo de corto plazo proceso 2018," Santiago, 2017.
- [36] VaxaSoftware. Densidad del agua líquida entre 0 °C y 100 °C. [Online]. [http://www.vaxasoftware.com/doc\\_edu/qui/denh2o.pdf](http://www.vaxasoftware.com/doc_edu/qui/denh2o.pdf)
- [37] VaxaSoftware. Viscosidad dinámica del agua líquida a varias temperaturas. [Online]. [http://www.vaxasoftware.com/doc\\_edu/qui/viscoh2o.pdf](http://www.vaxasoftware.com/doc_edu/qui/viscoh2o.pdf)
- [38] NASA. NASA Surface meteorology and Solar Energy. [Online]. <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi>

- [39] Diego Aravena et al., "Assessment of high enthalpy geothermal resources and promising areas of Chile," *Geothermics*, vol. 59, pp. 1-13, 2016.
- [40] Ministerio de energía. Mesa de geotermia. [Online]. <http://www.minenergia.cl/mesa-geotermia/>
- [41] Fausto A. Canales and Alexandre Beluco, "Modeling pumped hydro storage with the micropower optimization model (HOMER)," *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 6, p. 043131, 2014.
- [42] M. Kapsali and J.S. Anagnostopoulos, "Investigating the role of local pumped-hydro energy storage in interconnected island grids with high wind power generation," *Renewable Energy*, vol. 114, no. Part B, pp. 614-628, 2017.
- [43] Behnam Zakeri and Sanna Syri, "Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 569-596, 2015.
- [44] Pnu Power. CAB 100™ & CAB 200™. [Online]. [https://assets-cf.criticalpowersupplies.co.uk/assets/files/92/11/CAB\\_100\\_200\\_Sales\\_Sheet\\_v1.pdf?1406029382](https://assets-cf.criticalpowersupplies.co.uk/assets/files/92/11/CAB_100_200_Sales_Sheet_v1.pdf?1406029382)
- [45] NGK Insulators. NAS Sodium Sulfur Battery, energy storage system. [Online]. [https://www.ngk.co.jp/nas/case\\_studies/terna/](https://www.ngk.co.jp/nas/case_studies/terna/)
- [46] Trojan. 24-AGM DATA SHEET. [Online]. [http://www.trojanbattery.com/pdf/datasheets/24AGM\\_Trojan\\_Data\\_Sheets.pdf](http://www.trojanbattery.com/pdf/datasheets/24AGM_Trojan_Data_Sheets.pdf)
- [47] Victron energy. Baterías de Litio-Ion de 24V 180Ah/100Ah y Lynx Ion+ Derivador. [Online]. <https://www.victronenergy.com.es/upload/documents/Datasheet-Lithium-ion-and-Lynx-Ion-ES.pdf>
- [48] Polar Power INC. Polar Li-Ion Battery System. [Online]. <https://www.polarpower.com/wp-content/uploads/LiFePO4-brochure.pdf>
- [49] Amco Saft. KPL, KPM, KPH Nickel-cadmium batteries. [Online]. [http://www.amcosaft.com/sites/default/files/document\\_repo/AMCO%20Saft%20KP%20Range\\_final%20web\\_0.pdf](http://www.amcosaft.com/sites/default/files/document_repo/AMCO%20Saft%20KP%20Range_final%20web_0.pdf)
- [50] Nilar. Nilar 12V Energy Module. [Online]. <http://www.nilar.com/wp-content/uploads/2017/08/Nilar-12V-Energy-Module-Datasheet-NIL15-0059-1.pdf>
- [51] Nilar. Nilar Energy Storage. [Online]. [http://www.nilar.com/wp-content/uploads/2017/11/Nilar-Energy-Storage-Manual\\_Nov2017.pdf](http://www.nilar.com/wp-content/uploads/2017/11/Nilar-Energy-Storage-Manual_Nov2017.pdf)

- [52] HOMER. Modeling a battery with an efficiency curve. [Online]. <http://usersupport.homerenergy.com/customer/en/portal/articles/2787768-modeling-a-battery-with-an-efficiency-curve>
- [53] LAZARD, *Lazard's Levelized Cost of Storage.*, 2016. [Online]. <https://www.lazard.com/media/438042/lazard-levelized-cost-of-storage-v20.pdf>
- [54] Rebecca E. Ciez and J.F. Whitacre, "Comparative techno-economic analysis of hybrid micro-grid systems utilizing different battery types," *Energy Conversion and Management*, vol. 112, pp. 435-444, 2016.
- [55] A. Hina Fathima and K. Palanisamy, "Optimization in microgrids with hybrid energy systems – A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 45, pp. 431-446, 2015.
- [56] M.A. Escalante Soberanis, T. Mithrush, A. Bassam, and W. Mérida, "A sensitivity analysis to determine technical and economic feasibility of energy storage systems implementation: A flow battery case study," *Renewable Energy*, vol. 115, pp. 547-557, 2017, próximo a publicar Enero 2018.
- [57] Asmae Berrada and Khalid Loudiyi, "Operation, sizing, and economic evaluation of storage for solar and wind power plants," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 1117-1129, 2016.
- [58] B. Gillessen, H.U. Heinrichs, P. Stenzel, and J. Linssen, "Hybridization strategies of power-to-gas systems and battery storage using renewable energy," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 42, no. 19, pp. 13554-13567, 2017.
- [59] Marcin Jarnut, Szymon Werminiński, Jacek Kaniewski, and Bartosz Wańkiewicz, "Properties of small-scale flow battery for prosumer-owned microgrid," in *IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2016, pp. 6566-6571.
- [60] AMBER KINETICS. Amber Kinetics: Longer Duration, Lower Cost Flywheels. [Online]. <http://amberkinetics.com/products-2/>
- [61] George N. Prodromidis and Frank A. Coutelieiris, "Simulations of economical and technical feasibility of battery and flywheel hybrid energy storage systems in autonomous projects," *Renewable Energy*, vol. 39, no. 1, pp. 149-153, 2012.
- [62] A.A. Khodadoost Arani, H. Karami, G.B Gharehpetian, and M.S.A Hejazi, "Review of Flywheel Energy Storage Systems structures and applications in power systems and microgrids," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 69, pp. 9-18, 2017.
- [63] MAXWELL. Datasheet K2 2.7V 3000F Maxwell. [Online]. [http://www.maxwell.com/images/documents/K2Series\\_DS\\_1015370\\_5\\_20141104.pdf](http://www.maxwell.com/images/documents/K2Series_DS_1015370_5_20141104.pdf)

- [64] Innocent Sunday Ike, Lakovos Sigalas, Sunny E. Iyuke, and Kenneth I Ozoemena, "An overview of mathematical modeling of electrochemical supercapacitors/ultracapacitors," *Journal of Power Sources*, vol. 273, pp. 26-277, 2015.
- [65] MAXWELL. Datasheet 160V Modules. [Online]. [http://www.maxwell.com/images/documents/160VModule\\_DS\\_3000246\\_6.pdf](http://www.maxwell.com/images/documents/160VModule_DS_3000246_6.pdf)
- [66] Daijiafan Mao, Hussam J. Khasawneh, Mahesh S. Illindala, Benjamin L. Schenkman, and Daniel R. Borneo, "Economic evaluation of energy storage options in a microgrid with Flexible Distribution of Energy and Storage resources," in *Industrial & Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS), 2015 IEEE/IAS 51st*, 5-8 May 2015, pp. 1-7.
- [67] Nayibe Guerrero Moreno, Myriam Cisneros Molina, Dominic Gervasio, and Juan Francisco Pérez , "Approaches to polymer electrolyte membrane fuel cells (PEMFCs) and their cost," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 52, pp. 897-906, 2014.

## Anexos

### Anexo A. Estudio tarifario para sistemas medianos cuatrienio 2014-2018 CNE

Tabla A.1: Costo variable no combustible e inversión del sistema Palena

Fuente: Anexo Cálculo CNE – CTLP Palena [34]

N°	Unidad	Tipo	Inversión Total (US\$)	CVNC [US\$/MWh]			Vida Útil	Inversión [US\$/kW]
				PUNTA	SEMI BASE	BASE		
1	Futaleufú_1	Térmica Diesel	88.599	21,39	17,01	14,54	20	385
2	Futaleufú_2	Térmica Diesel	98.372	21,39	17,01	14,54	20	384
3	Lago Verde_3	Térmica Diesel	53.730	21,39	17,01	14,54	20	358
4	Palena_4	Térmica Diesel	86.699	21,39	17,01	14,54	20	482
5	Palena_5	Térmica Diesel	139.394	21,39	17,01	14,54	20	477
6	Puyuhuapi_6	Térmica Diesel	167.531	21,39	17,01	14,54	20	574
7	La Junta_7	Térmica Diesel	167.276	21,39	17,01	14,54	20	581
8	Río Azul_8	Hidroeléctrica	1.396.771	14,90	14,90	14,90	50	3.991
9	Río Azul_9	Hidroeléctrica	1.396.771	14,90	14,90	14,90	50	3.991
10	Río Azul_10	Hidroeléctrica	1.396.771	14,90	14,90	14,90	50	3.991
11	Río Azul_11	Hidroeléctrica	1.396.771	14,90	14,90	14,90	50	3.991

Tabla A.2: Costos unitarios módulos térmicos para el sistema Palena

Fuente: Resolución Exenta n°58 [34]

Sistema	Tipo	Capacidad módulo [kW]	Costo Tipo Etapa de instalación [USD/kW]	
			1	2
Palena	Térmico	400	1.123	443
	Térmico	800	727	386
Palena	Hidráulico	250	4.731	-
	Hidráulico	500	3.389	-

El costo tipo de etapa 1 de instalación considera el costo de adquirir el terreno donde se instalará el módulo térmico, mientras que, la etapa 2 asume que la nueva unidad se instalará en una central existente en el sistema.

Tabla A.3: Recargos sistema Palena

Fuente: Fuente: Resolución Exenta n°58 [34]

Recargos considerados	Valor [%]	Factor a multiplicar
Sin obras civiles y materiales	65,18	1,65
Con la mitad de obras civiles y materiales	86,01	1,86

Tabla A.4: Detalle recargos sistema Palena

Unidad	Potencia (kW)	Flete	Seguros	Flete SMM	Montaje mecánico	Montaje eléctrico	Obras civiles + materiales	Ingeniería	Puesta en Marcha	Gastos Generales	Intereses intercalarios
Futaleufú	230	0,00%	0,00%	8,44%	0,00%	12,25%	31,63%	10,61%	0,56%	6,05%	2,67%
Futaleufú	256	0,00%	0,00%	8,47%	0,00%	12,30%	31,77%	10,65%	0,56%	6,08%	2,67%
Lago Verde	150	0,00%	0,00%	7,29%	0,00%	11,97%	19,95%	9,71%	0,51%	5,54%	2,67%
Palena	180	0,00%	0,00%	15,00%	0,00%	28,79%	44,92%	13,08%	0,69%	7,46%	2,65%
Palena	292	0,00%	0,00%	15,30%	0,00%	29,35%	45,80%	13,33%	0,70%	7,61%	2,68%
Puyuhuapi	292	0,00%	0,00%	21,69%	0,00%	49,36%	57,94%	15,97%	0,84%	9,11%	2,67%
La Junta	288	0,00%	0,00%	22,12%	0,00%	49,94%	59,63%	16,16%	0,85%	9,22%	2,67%
<b>Promedio</b>	-	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	<b>14,04%</b>	<b>0,00%</b>	<b>27,71%</b>	<b>41,66%</b>	<b>12,79%</b>	<b>0,67%</b>	<b>7,30%</b>	<b>2,67%</b>

**Tabla A.5: Proyección de la demanda**  
**Fuente: Resolución Exenta n°58 [34]**

<b>Año</b>	<b>Energía bruta generada [MWh]</b>	<b>Demanda máxima [MW]</b>
2012	7.482	1,46
2013	7.471	1,51
2014	7.799	1,58
2015	9.843	2,00
2016	10.101	2,05
2017	10.363	2,10
2018	10.668	2,16
2019	10.933	2,22
2020	11.161	2,26
2021	11.389	2,31
2022	11.624	2,36
2023	11.868	2,41
2024	12.121	2,46
2025	12.384	2,51
2026	12.657	2,57
2027	12.940	2,62

Tasa de crecimiento promedio ( $T$ )

$$\frac{E_{generada\ 2027}}{E_{generada\ 2012}} = (1 + T)^{15}$$

$$T = 0,0372 = 3,72\%$$

## Anexo B. Cotización batería NiMH Nilar



Nilar Inc.  
10800 E. Bethany Drive, Suite 525  
Aurora, CO 80014

Quotation

<b>Date:</b> 28-Nov-2017
<b>Quote :</b> QPR.17332.A1

**Prepared For:**

Gabriela Arancibia Contreras  
Centro de Energía de la Universidad de Chile  
Av. Tupper 2007, Piso 4  
Santiago de Chile

Units	\$/Unit	Cost	Description
1	\$28,800.00	\$28,800.00	Product NIL17 (48 kWh, 600V) Exclusions: - Inverter - Isolation Transformer
10	\$150.00	\$0.00	Labor, Consulting It is assumed that there will be a need for initial consultation to ensure proper functionality. The expenses for the first 10 hours are waived.
Subtotal			\$28,800.00
Payments/Credits			\$0.00
Sales Tax			TBD
Total			\$28,800.00

**Terms and Conditions**

**Lead Time** Between 16-22 weeks, ARO, dependent on inventory  
**Expiration** Prices and terms for this quotation are valid for 90 days from date of issue.  
**Payment** 25% - Net 30 upon project commissioning  
 75% - Net 30 upon delivery  
**Freight** FOB Sweden, Prepay and Add, Unless otherwise specified by Customer.

If there are any questions, please contact Christina Vader at 720-446-0169, Ext 104

## Anexo C. Caso 10: Volante de inercia de corta duración

Con el fin de comparar las capacidades posibles de instalación de los volantes de corta duración se simula el sistema considerando de 1 a 4 volantes. Los resultados son los mostrados en la Tabla A.6, estos dan cuenta que a medida que aumenta el costo nivelado de la energía el vertimiento decae ligeramente, como se observa en la Figura A.1.

La evolución del vertimiento y la penetración renovable en función del costo nivelado de la energía se puede apreciar en la Figura A.2. Como se mencionó anteriormente el vertimiento decae ligeramente, pero, a diferencia de todas las otras tecnologías, la penetración renovable también decae. Lo anterior se debe a la alta carga parásita que necesita abastecer el sistema para que sea factible la instalación del volante de inercia, lo cual, aumenta la demanda del sistema provocando un aumento del uso de la generación hidráulica (disminuye el vertimiento) y de la generación diésel (disminuyendo la penetración renovable).

Tabla A.6: Resultados para diferentes capacidades de volante de corta duración

Cantidad de volantes	Capacidad [kWh]	Convertidor [kW]	Vertimiento [%]	Penetración renovable [%]	LCOE [US\$/MWh]
1	5,00	150	11,10	95,49	34,35
2	10,00	150	10,93	95,42	38,55
3	15,00	150	10,75	95,35	42,75
4	19,99	150	10,57	95,28	46,94

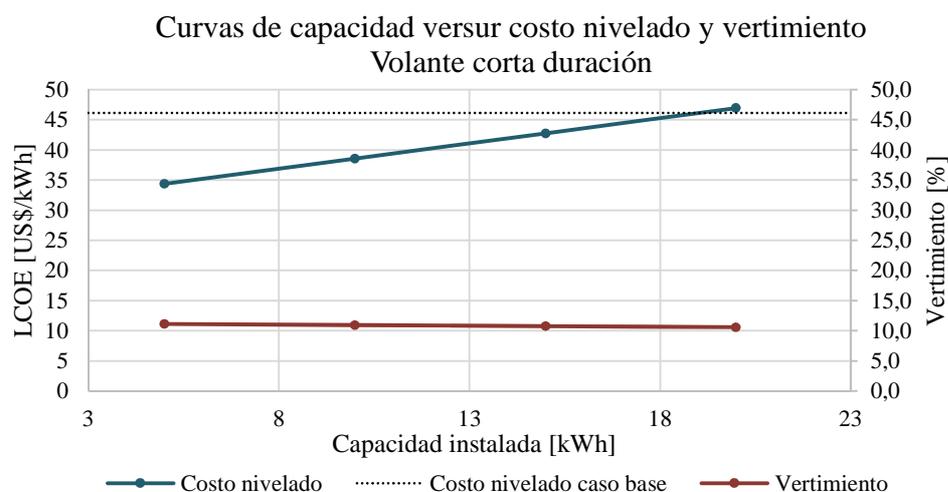
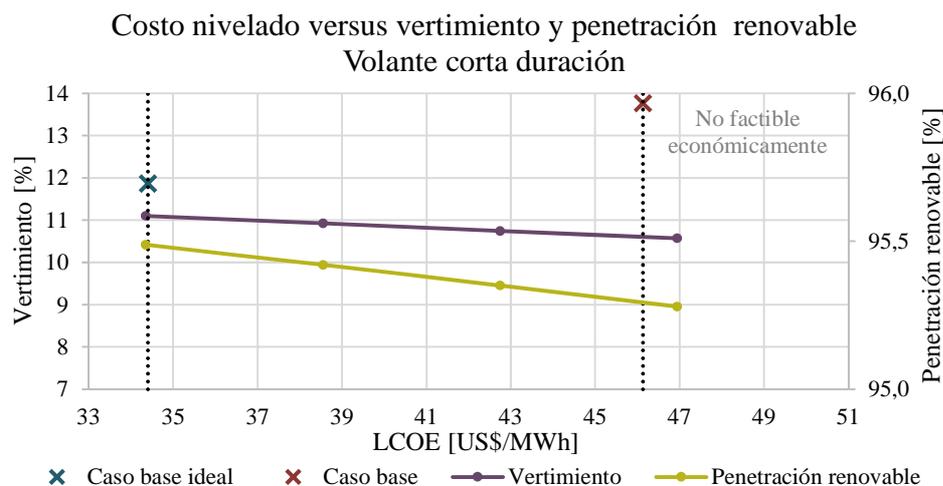


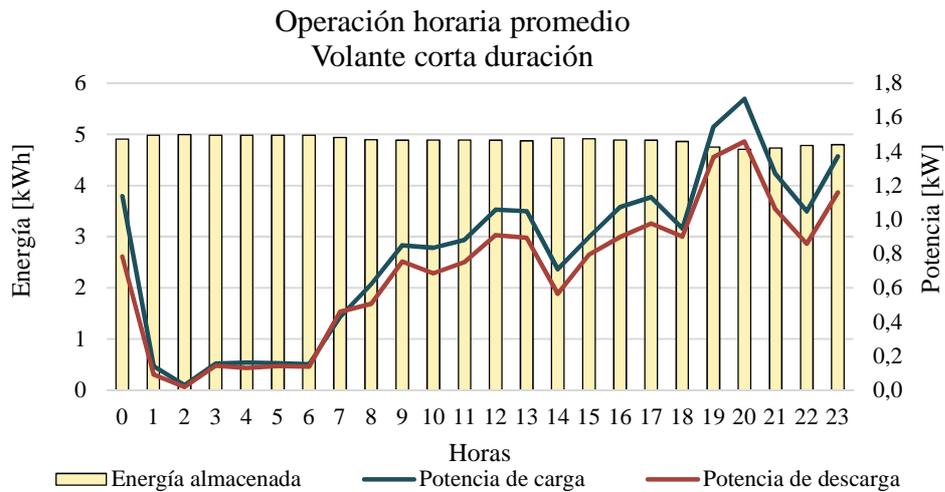
Figura A.1: Evolución del costo nivelado de la energía y el vertimiento en función diferentes capacidades de volantes de inercia de corta duración



**Figura A.2: Evolución del vertimiento y penetración renovable en función del costo nivelado de la energía para volante de inercia de corta duración**

Por otra parte, al estudiar la operación diaria del volante de inercia de 5 kWh se obtiene el gráfico mostrado en la Figura A.3. Se observa que la energía almacenada se mantiene cerca de su capacidad nominal en todas las horas, esto se debe a que la carga y descarga se realizan casi simultáneamente siguiendo el comportamiento de la demanda, en efecto, al analizar minuto a minuto la operación del volante se encuentra que generalmente se carga en uno o dos minutos para descargarse en los siguientes tres a cinco. Lo anterior es posible gracias a la gran rapidez de respuesta que posee esta tecnología. La potencia de carga y descarga es muy pequeña en comparación a la demanda, por lo que, si se analiza una operación horaria promedio del sistema no se alcanza a percibir el efecto del volante.

Debido a la poca evolución del vertimiento, la disminución la penetración renovable y a la baja influencia de las potencias de carga y descarga en el sistema, se concluye que esta tecnología es más adecuada para aplicaciones que necesiten una rápida respuesta que para el almacenamiento de grandes bloques de energía.



**Figura A.3: Potencia de carga y descarga y energía almacenada promedio durante un día del volante de corta duración de 5 kWh**

La estrategia de despacho óptima señalada por el programa es la de ciclo de carga, al cambiar la estrategia y forzar a que sea seguimiento de carga, el costo nivelado aumenta y el vertimiento disminuye, pero ligeramente. Numéricamente en el caso de un volante el costo nivelado aumenta un 3,81% y el vertimiento se ve reducido un 0,01% y en el caso de cuatro estas cifras cambian a 2,49% y 0,05%. Gracias a esto, se concluye que no tiene sentido cambiar la estrategia de despacho, ya que, el beneficio en el vertimiento es muy pequeño.

## Anexo D. Caso 11: Supercondensadores

En el caso de los supercondensadores se analizó la instalación de 100, 200, 300 y 400 módulos en paralelo, los resultados se pueden apreciar en la Tabla A.7. Se observa que el costo nivelado de la energía aumenta a medida que aumenta la capacidad instalada, como se puede observar en la Figura A.4. Sin embargo, el vertimiento no se ve considerablemente afectado por la capacidad instalada alcanzando máximo una reducción de 2,61% en comparación con el escenario base. En la Figura A.5 se puede comprobar que la penetración renovable también se mantiene constante, y tiene un máximo de aumento de 2,64% en comparación al caso base ideal. Luego, considerando la evolución del vertimiento y penetración renovable, se concluye que no es una tecnología apropiada para optimizar el recurso hídrico.

Tabla A.7: Resultados para diferentes capacidades de supercondensadores

Módulos en paralelo	Capacidad [kWh]	Convertidor [kW]	Vertimiento [%]	Penetración renovable [%]	LCOE [US\$/MWh]
100	18,23	250	11,22	95,52	34,04
200	36,45	300	11,19	95,52	38,00
300	54,68	650	11,16	95,53	43,27
400	72,90	650	11,12	95,56	46,88

Curvas de capacidad versur costo nivelado y vertimiento  
Supercondensadores

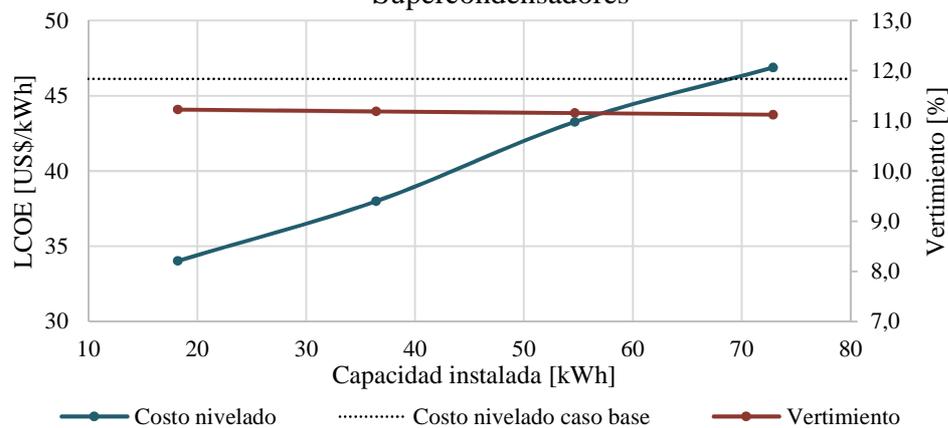
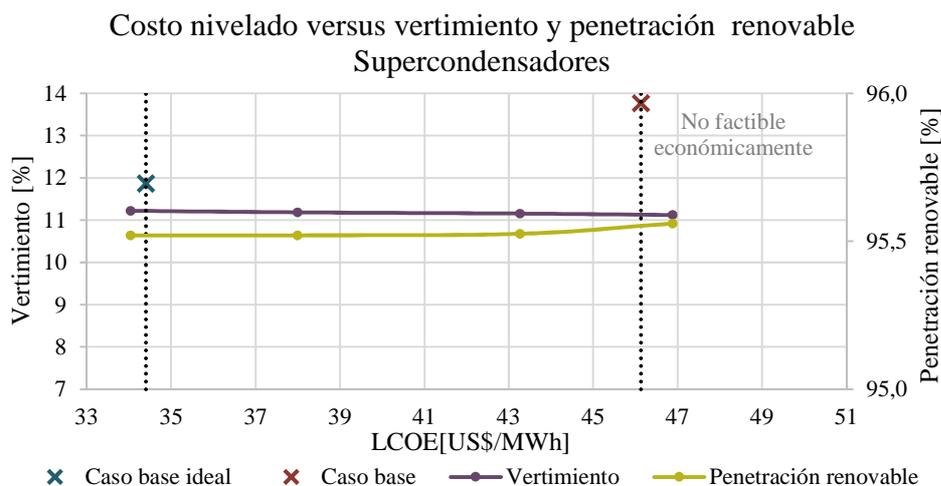


Figura A.4: Evolución del costo nivelado de la energía y el vertimiento en función diferentes capacidades de supercondensadores

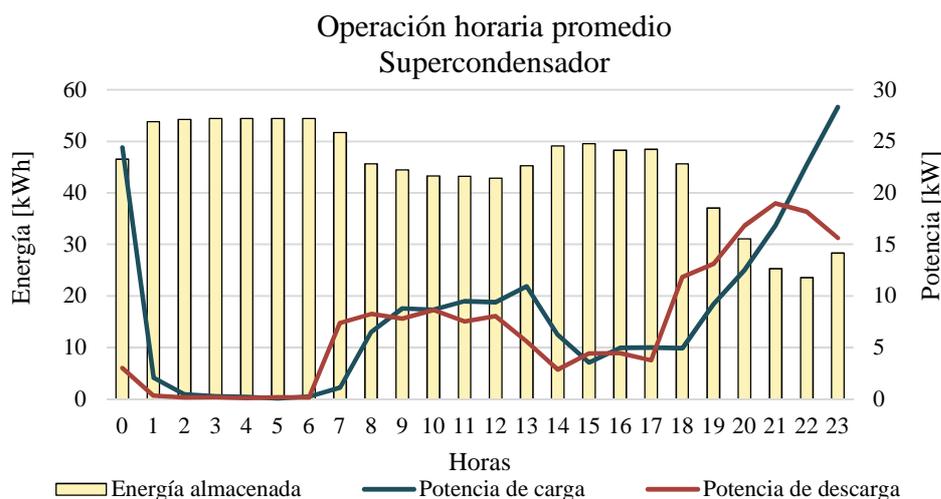


**Figura A.5:** Evolución del vertimiento y penetración renovable en función del costo nivelado de la energía para supercondensadores

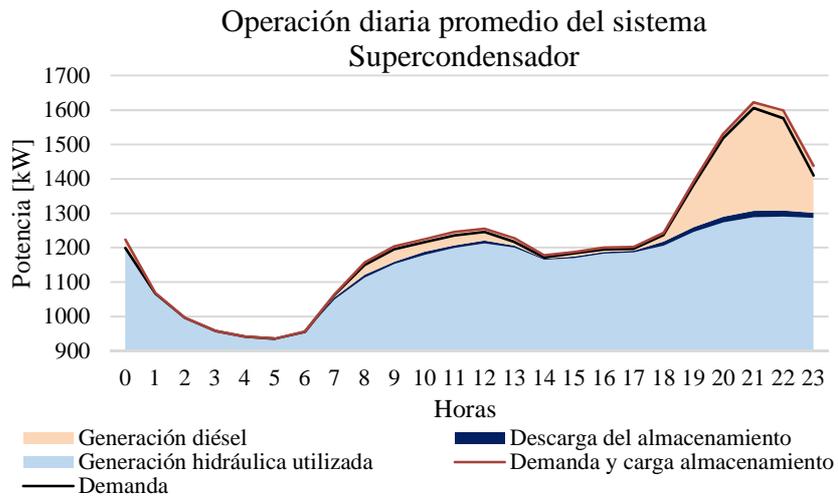
Al estudiar la operación horaria promedio de los supercondensadores se obtiene la Figura A.6, con ella se concluye que la carga se realiza con un desfase de una hora de la descarga y ambas curvas tienen un comportamiento similar, exceptuando un peak de carga aproximadamente a las 23 horas. Además, por medio de la operación horaria promedio del sistema, mostrada en la Figura A.7 se comprueba que la estrategia utilizada es la de ciclo de carga.

Al cambiar la estrategia de despacho por la de seguimiento de carga, se verifica que el vertimiento decae ligeramente, presentando reducciones de 0,03% hasta 0,17%, por lo que, se concluye que el cambio en la estrategia no presenta grandes beneficios.

Debido a la baja evolución del vertimiento y de la penetración renovable, a medida que la instalación de supercondensadores aumenta, se concluye que esta tecnología no es adecuada para la optimización del recurso hidráulico del sistema Palena.



**Figura A.6:** Potencia de carga y descarga y energía almacenada promedio durante un día del supercondensador de 55kWh



**Figura A.7: Operación diaria promedio del sistema con supercondensador de 55kWh**

## Anexo E. Caso 12: Bombeo hidráulico

En el caso del bombeo hidráulico, el sistema de almacenamiento se ubica en la central Río Azul por lo que las centrales diésel deberán compensar reactivos en las horas valle al igual que en el caso base. Bajo esta premisa, la optimización de la capacidad instalada se realiza directamente en HOMER. El resultado indica que la tecnología no es óptima para su instalación en el sistema, ya que la capacidad mínima evaluada (200 kWh con un convertidor de 200 kW) posee un costo nivelado superior al del caso base. El resumen del resultado y la comparación con el caso base se observa en la Tabla A.8.

Tabla A.8: Resultados sistema con bombeo hidráulico

Resultado	Valor	Comparación [%]
LCOE [US\$/MWh]	51,09	110,69
Costo de operación [MUS\$]	452,73	93,20
Costo de inversión [MUS\$]	725,64	-
TIR [%]	n/a	-
Años de retorno de la inversión [años]	n/a	-
Energía hidráulica utilizada [MWh/año]	9.777,13	101,19
Energía diésel [MWh/año]	782,54	90,07
Energía consumida por almacenamiento [MWh/año]	101,13	-
Energía inyectada por almacenamiento [MWh/año]	74,85	-
Penetración renovable [%]	93,55	100,19
Vertimiento de energía [%]	12,91	93,80
Combustible utilizado [L]	293.482	90,63

En la Figura A.8 se muestra la energía almacenada y las potencias de carga y descarga del bombeo hidráulico. Se puede comprobar que la operación del bombeo hidráulico es la esperada, es decir, se descarga principalmente en las horas punta y se carga en aproximadamente una hora durante horas valle tal como fue modelado. Su participación en el abastecimiento de la demanda anual es 0,71%, mientras que el de las centrales diésel y la central Río Azul es 7,43% y 91,88% respectivamente.

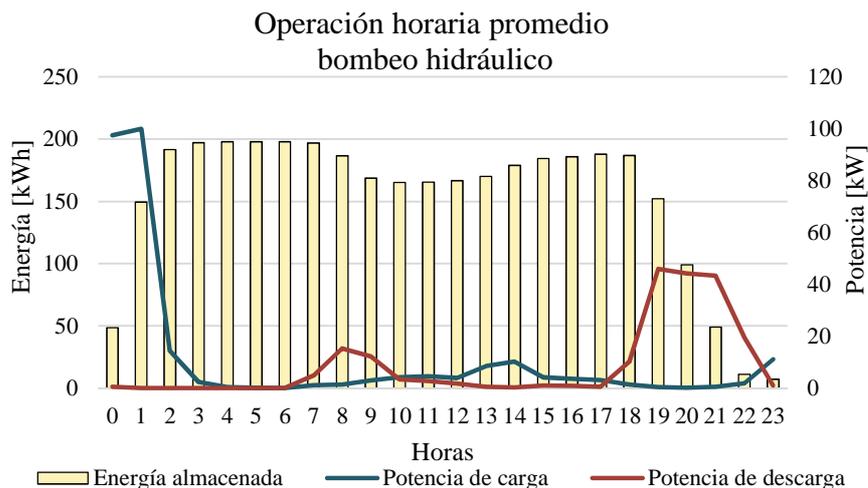


Figura A.8: Potencia de carga y descarga y energía almacenada promedio durante un día del bombeo hidráulico

El alto costo de instalación de la tecnología es lo que no permite que esta sea una alternativa económicamente factible para el sistema Palena, ya que aumenta un 10,69% el costo nivelado de la energía. Para verificar que costo de inversión debería tener el bombeo hidráulico para que fuera factible su instalación, se realiza un análisis de sensibilidad cuyos resultados se presentan en la Tabla A.9, donde la primera columna es el porcentaje del costo de inversión que se utilizó y la segunda el costo nivelado resultante.

Se puede apreciar que si la inversión fuese un 38% del valor considerado en el modelo la instalación de bombeo hidráulico en el sistema sería factible económicamente, dando un costo nivelado de la energía 0,09 US\$/MWh menor que el caso base. Con esto se concluye que esta tecnología actualmente no es rentable en proyectos de escala similar al del presente trabajo y su costo de inversión debería verse reducido al menos en un 62% para que fuera una alternativa atractiva de considerar.

**Tabla A.9: Análisis de sensibilidad del costo de inversión del bombeo hidráulico**

<b>Costo de inversión [%]</b>	<b>LCOE [US\$/MWh]</b>
50	47,04
40	46,23
38	46,07
35	45,82

## Anexo F. Diferencias entre instalar 12 y 13 módulos de baterías de plomo ácido en el sistema Palena

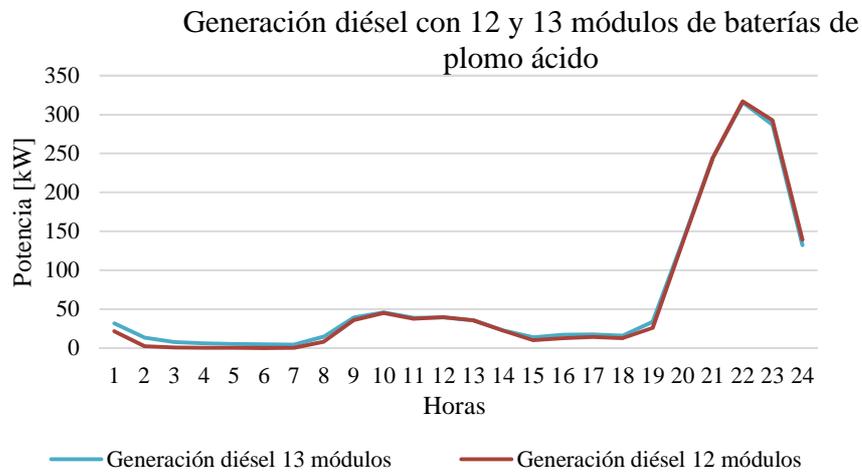


Figura A.9: Diferencia entre la generación diésel con 12 y 13 módulos de baterías de plomo ácido

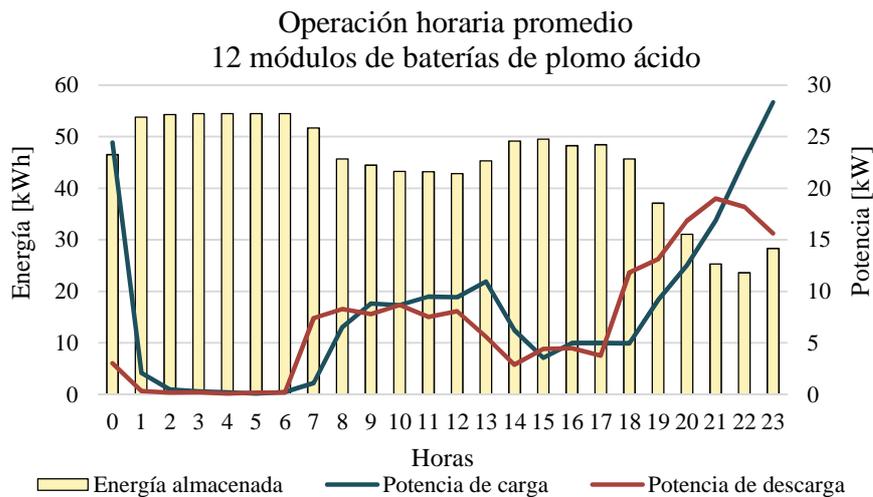
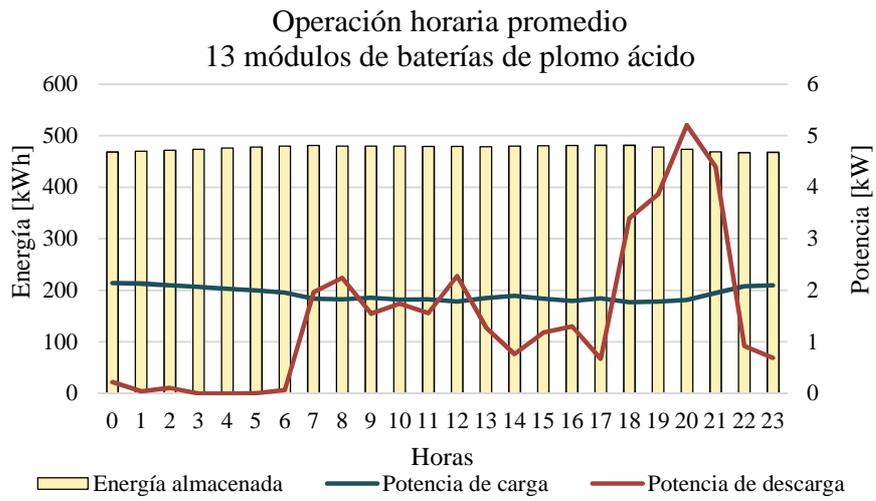


Figura A.10: Potencia de carga y descarga y energía almacenada promedio durante un día de la batería de plomo ácido de 556 kWh



**Figura A.11: Potencia de carga y descarga y energía almacenada promedio durante un día de la batería de plomo ácido de 603 kWh**

## Anexo G.Resultados de plomo ácido con diferentes estrategias de despacho

Tabla A.10: Resultados para diferentes capacidades de baterías de plomo ácido estrategia de ciclo de carga

Módulos en paralelo	Capacidad [kWh]	Convertidor [kW]	Vertimiento [%]	Penetración renovable [%]	LCOE [US\$/MWh]
4	185,48	150	11,63	95,17	34,95
8	370,96	150	11,41	95,38	35,04
12	556,44	200	11,40	95,38	36,65
13	602,81	200	11,46	95,32	37,45
14	649,18	200	11,54	95,24	38,39
17	788,29	250	11,62	95,13	40,69
19	881,03	300	11,70	95,04	42,43
21	973,77	300	11,66	95,07	43,19
24	1112,88	350	11,71	95,01	45,31
26	1205,62	400	11,72	94,98	46,64
29	1298,36	450	11,79	94,90	49,08
35	1622,95	500	11,84	94,81	52,81

Tabla A.11: Resultados para diferentes capacidades de baterías de plomo ácido estrategia seguimiento de carga

Módulos en paralelo	Capacidad [kWh]	Convertidor [kW]	Vertimiento [%]	Penetración renovable [%]	LCOE [US\$/MWh]
4	185,48	150	11,46	95,31	35,25
8	370,96	150	11,16	95,57	36,01
12	556,44	200	10,97	95,74	37,42
13	602,81	200	10,94	95,76	37,88
14	649,18	200	10,91	95,78	38,31
17	788,29	250	10,83	95,85	39,81
19	881,03	300	10,77	95,90	40,90
21	973,77	300	10,72	95,94	41,75
24	1112,88	350	10,64	96,01	43,27
26	1205,62	400	10,58	96,06	44,35
29	1298,36	450	10,50	96,12	45,86
35	1622,95	500	10,34	96,26	48,66

## Anexo H. Resultados de las tecnologías de interés para una demanda constante equivalente a la del décimo año del sistema Palena

Tabla A.12: Resultados para diferentes capacidades de almacenamiento CAES para demanda equivalente al décimo año

Cantidad de CAES	Capacidad [kWh]	Convertidor [kW]	Vertimiento [%]	Penetración renovable [%]	Estrategia	LCOE [US\$/MWh]
1	66	150	0,48	74,40	CC	10,80
3	198	300	0,38	74,45	CC	11,02
6	396	550	0,38	74,45	CC	11,79
1	66	150	0,36	74,46	LF	10,98
3	198	300	0,23	74,54	LF	11,43
6	396	550	0,17	74,58	LF	12,18

Tabla A.13: Resultados para diferentes capacidades de baterías de plomo ácido para demanda equivalente al décimo año

Módulos en paralelo	Capacidad [kWh]	Convertidor [kW]	Vertimiento [%]	Penetración renovable [%]	Estrategia	LCOE [US\$/MWh]
8	371	150	0,46	74,41	CC	10,72
13	603	200	0,42	74,43	CC	10,74
17	788	250	0,45	74,38	CC	10,90
26	1.206	400	0,47	74,34	CC	11,28
35	1.623	500	0,46	74,31	CC	11,62
8	371	150	0,44	74,42	LF	10,99
13	603	200	0,38	74,46	LF	11,12
17	788	250	0,37	74,46	LF	11,24
26	1.206	400	0,34	74,49	LF	11,52
35	1.623	500	0,33	74,50	LF	11,78

Tabla A.14: Resultados para diferentes capacidades de baterías ion litio para demanda equivalente al décimo año

Módulos en paralelo	Capacidad [kWh]	Convertidor [kW]	Vertimiento [%]	Penetración renovable [%]	Estrategia	LCOE [US\$/MWh]
3	202	450	0,32	74,35	CC	10,88
5	336	500	0,28	74,36	CC	11,24
8	538	550	0,24	74,40	CC	11,59
11	739	600	0,22	74,42	CC	11,80
15	1.008	650	0,19	74,42	CC	12,20
3	202	450	0,26	74,54	LF	11,08
5	336	500	0,21	74,57	LF	11,33
8	538	550	0,17	74,60	LF	11,63
11	739	600	0,14	74,62	LF	11,86
15	1.008	650	0,12	74,63	LF	12,18

**Tabla A.15: Resultados para diferentes capacidades de volante de larga duración para demanda equivalente al décimo año**

<b>Cantidad de volantes</b>	<b>Capacidad [kWh]</b>	<b>Convertidor [kW]</b>	<b>Vertimiento [%]</b>	<b>Penetración renovable [%]</b>	<b>Estrategia</b>	<b>LCOE [US\$/MWh]</b>
1	32	150	0,60	74,29	CC	10,89
6	192	150	0,55	74,33	CC	11,07
16	512	150	0,48	74,35	CC	11,45
26	832	150	0,39	74,41	CC	11,82
1	32	150	0,56	74,33	LF	10,89
6	192	150	0,35	74,49	LF	11,08
16	512	150	0,21	74,51	LF	11,54
26	832	150	0,15	74,59	LF	12,02

## Anexo I. Resultados para las tres capacidades de ion litio estudiadas con las diferentes estrategias

Tabla A.16: Resultados para la instalación de 4, 8 y 11 módulos de baterías de ion litio con ambas estrategias

Resultado	269 kWh		538 kWh		739 kWh	
	LF	CC	LF	CC	LF	CC
LCOE [US\$/MWh]	37,07	37,72	41,83	43,08	45,31	47,20
Costo de operación [MUS\$]	337,98	344,85	352,17	365,27	362,97	382,85
ROI [%]	33,10	31,80	17,80	16,10	12,70	10,60
TIR [%]	35,60	34,00	18,10	16,10	11,90	9,00
Años de retorno de la inversión [años]	2,83	2,94	8,56	9,85	13,99	n/a
Energía total generada [MWh/año]	11.782,80	11.836,76	11.708,22	11.795,27	11.656,43	11.760,22
Exceso de energía [MWh/año]	1.232,40	1.284,92	1.145,09	1.235,00	1.084,73	1.191,85
Energía hidráulica utilizada [MWh/año]	10.110,46	10.057,94	10.197,77	10.107,86	10.258,13	10.151,01
Energía diésel utilizada [MWh/año]	439,94	493,90	365,36	452,41	313,57	417,36
Energía consumida almacenamiento [MWh/año]	102,50	115,91	184,97	173,75	242,08	225,94
Energía inyectada almacenamiento [MWh/año]	92,72	106,08	170,70	161,29	224,97	210,59
Vida útil almacenamiento [años]	3,30	3,23	3,49	3,75	3,59	3,82
Penetración renovable [%]	96,27	95,83	96,88	96,16	97,31	96,45
Vertimiento de energía [%]	10,46	10,86	9,78	10,47	9,31	10,13
Combustible utilizado [L/año]	157.860	169.716	131.010	155.433	112.384	143.389
Costo de inversión anualizado [MUS\$]	52,40	52,40	88,36	88,36	114,15	114,15
Costo de reemplazo anualizado [MUS\$]	47,80	48,70	85,58	80,70	115,16	109,44
Costo de O&M anualizado [MUS\$]	164,78	159,03	167,30	163,49	169,36	166,77
Costo combustible anualizado [MUS\$]	157,86	167,72	131,01	155,43	112,38	143,39
Valor residual anualizado [MUS\$]	32,47	32,59	31,71	34,35	33,93	36,75
Emissiones CO <sub>2</sub> [kg/año]	414.307	444.664	343.836	408.109	294.953	376.323

## Anexo J. Resultados con desplazamiento de la demanda en hora punta

Tabla A.17: Resultados para escenarios con desplazamiento de carga con una batería de ion litio de 538 kWh

Resultado	1%		5%		10%		20%	
	LF	CC	LF	CC	LF	CC	LF	CC
LCOE [US\$/MWh]	41,13	42,62	38,42	40,76	35,00	37,80	29,37	31,25
Costo de operación [MUS\$]	344,73	360,47	316,27	340,90	280,26	309,74	220,93	240,75
Energía total generada [MWh/año]	11689,75	11779,44	11620,83	11715,22	11544,01	11637,47	11461,44	11527,29
Exceso de energía [MWh/año]	1127,17	1219,03	1060,19	1153,94	986,83	1077,94	916,76	981,28
Energía hidráulica utilizada [MWh/año]	10215,69	10123,83	10282,67	10188,92	10356,03	10264,92	10426,10	10361,58
Energía diésel utilizada [MWh/año]	346,89	436,58	277,97	372,36	201,15	294,61	118,58	184,43
Energía consumida almacenamiento [MWh/año]	182,01	174,16	172,91	178,14	155,84	169,76	84,69	93,01
Energía inyectada almacenamiento [MWh/año]	168,00	161,59	159,85	165,10	144,51	157,64	78,91	86,73
Vida útil almacenamiento [años]	3,51	3,72	3,61	3,57	3,85	3,66	5,28	5,09
Penetración renovable [%]	97,03	96,29	97,61	96,82	98,26	97,47	98,97	98,40
Vertimiento de energía [%]	9,64	10,35	9,12	9,85	8,55	9,26	8,00	8,51
Combustible utilizado [L]	124632	149993	100790	127917	73746	101205	43990	63356
Costo de inversión anualizado [MUS\$]	88,36	88,36	88,36	88,36	88,36	88,36	88,36	88,36
Costo de reemplazo anualizado [MUS\$]	85,17	81,38	83,33	84,04	79,07	82,36	49,65	51,17
Costo de O&M anualizado [MUS\$]	166,86	163,14	165,22	161,75	162,89	160,09	159,69	157,74
Costo combustible anualizado [MUS\$]	124,63	149,99	100,79	127,92	73,75	101,2	43,99	63,36
Valor residual anualizado [MUS\$]	31,93	34,04	33,06	32,81	35,45	33,91	32,39	31,51

## Anexo K.Resultados caso base ideal con crecimiento de demanda

**Tabla A.18: Flujo económico caso base ideal considerando crecimiento de demanda**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>Centrales diésel</b>															
Inversión	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$-44,851	\$-2,317	\$-2,908	\$-56,754	\$-62,752	\$-69,943	\$-78,352	\$-87,901	\$-98,284	\$-33,871	\$-42,133	\$-51,376	\$-61,624	\$-72,967	\$-85,513
Costo residual	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$-210,493	\$-18,012	\$-25,447	\$-353,222	\$-427,427	\$-519,036	\$-629,673	\$-758,654	\$-906,677	\$-261,560	\$-346,749	\$-451,856	\$-580,876	\$-737,782	\$-925,125
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
<b>Total</b>	\$-255,344	\$-20,329	\$-28,355	\$-409,976	\$-490,179	\$-588,979	\$-708,025	\$-846,555	\$-1,004,961	\$-295,431	\$-388,882	\$-503,232	\$-642,500	\$-810,749	\$-449,262
<b>Centrales hidráulicas</b>															
Inversión	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300
Costo residual	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
<b>Total</b>	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038
<b>Total nominal</b>	\$-398,382	\$-438,546	\$-489,220	\$-553,014	\$-633,217	\$-732,017	\$-851,063	\$-989,593	\$-2,842,499	\$-503,731	\$-597,182	\$-711,552	\$-850,800	\$-1,019,049	\$-4,978,427
<b>Total con tasa de descuento</b>	\$-362,165	\$-362,435	\$-367,558	\$-377,716	\$-393,178	\$-413,205	\$-436,730	\$-461,652	\$-1,205,497	\$-194,210	\$-209,309	\$-226,716	\$-246,446	\$-268,347	\$-1,191,796
<b>Costo neto presente MUS\$</b>															
<b>LCOE US\$/kWh</b>															

<b>Costo neto presente MUS\$</b>	\$4,333.37
<b>LCOE US\$/kWh</b>	\$44.10

Tabla A.19: Resultados caso base ideal con crecimiento de demanda

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Gx total [MWh]	12,212	12,339	12,498	12,694	12,935	13,223	13,559	13,935	14,347	16,542	16,776	17,055	17,385	17,772	18,216
Gx hidráulica [MWh]	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	15,723	15,723	15,723	15,723	15,723	15,723
Gx diésel [MWh]	869	996	1,155	1,351	1,592	1,880	2,216	2,592	3,005	819	1,053	1,332	1,662	2,049	2,493
Gx hidráulica utilizada [MWh]	9,662	9,926	10,173	10,399	10,595	10,760	10,895	11,007	11,100	13,810	14,120	14,406	14,661	14,881	15,067
Vertimiento [MWh]	1,681	1,417	1,169	944	748	582	448	336	243	1,913	1,603	1,317	1,062	842	656
Vertimiento [%]	13.77	11.48	9.36	7.44	5.78	4.40	3.31	2.41	1.69	11.56	9.55	7.72	6.11	4.74	3.60
Penetración renovable [%]	92.89	91.92	90.76	89.35	87.69	85.78	83.66	81.40	79.06	68.57	67.61	66.51	65.24	63.82	62.27
Consumo diésel [L]	323,834	368,119	423,147	491,128	574,573	674,583	791,239	921,699	1,065,005	297,057	380,750	479,709	596,229	732,172	887,643
Emisión CO2 [kg]	849,907	966,133	1,110,557	1,288,973	1,507,976	1,770,454	2,076,618	2,419,013	2,795,122	779,630	999,283	1,259,003	1,564,813	1,921,596	2,329,634

## Anexo L. Resultados caso base con restricción y crecimiento de demanda

Tabla A.20: Flujo económico caso base con restricción considerando crecimiento de demanda

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>Centrales diésel</b>															
Inversión	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$-44,851	\$-2,317	\$-2,908	\$-56,754	\$-62,752	\$-69,943	\$-78,352	\$-87,901	\$-98,284	\$-51,576	\$-56,657	\$-62,957	\$-70,693	\$-80,053	\$-91,027
Costo residual	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$-210,493	\$-18,012	\$-25,447	\$-353,322	\$-427,577	\$-519,036	\$-629,673	\$-758,654	\$-906,727	\$-345,907	\$-417,627	\$-509,269	\$-626,130	\$-773,132	\$-952,686
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
<b>Total</b>	\$-255,344	\$-20,329	\$-28,355	\$-410,076	\$-490,329	\$-588,979	\$-708,025	\$-846,555	\$-1,005,011	\$-397,483	\$-474,284	\$-572,226	\$-696,823	\$-853,185	\$-230,005
<b>Centrales hidráulicas</b>															
Inversión	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300
Costo residual	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
<b>Total</b>	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038
<b>Total nominal</b>	\$-398,382	\$-438,546	\$-489,220	\$-553,114	\$-633,367	\$-732,017	\$-851,063	\$-989,593	\$-2,842,549	\$-605,783	\$-682,584	\$-780,526	\$-905,123	\$-1,061,485	\$-4,759,170
<b>Total con tasa de descuento</b>	\$-362,165	\$-362,435	\$-367,558	\$-377,784	\$-393,271	\$-413,205	\$-436,730	\$-461,652	\$-1,205,518	\$-233,556	\$-239,242	\$-248,700	\$-262,182	\$-279,522	\$-1,139,307
<b>Costo neto presente MUS\$</b>	\$4,504.21														
<b>LCOE US\$/kWh</b>	\$45.84														

**Tabla A.21: Resultados caso base con restricción considerando crecimiento de demanda**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Gx total [MWh]	12,212	12,339	12,498	12,694	12,935	13,223	13,559	13,935	14,347	16,785	16,974	17,209	17,502	17,860	18,282
Gx hidráulica [MWh]	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	15,723	15,723	15,723	15,723	15,723	15,723
Gx diésel [MWh]	869	996	1,155	1,351	1,592	1,880	2,216	2,592	3,005	1,062	1,251	1,486	1,779	2,137	2,559
Gx hidráulica utilizada [MWh]	9,662	9,926	10,173	10,399	10,595	10,760	10,895	11,007	11,100	13,567	13,922	14,251	14,544	14,793	15,001
Vertimiento [MWh]	1,681	1,417	1,169	944	748	582	448	336	243	2,156	1,800	1,471	1,179	929	722
Vertimiento [%]	13.77	11.48	9.36	7.44	5.78	4.40	3.31	2.41	1.69	12.85	10.61	8.55	6.74	5.20	3.95
Penetración renovable [%]	92.89	91.92	90.76	89.35	87.69	85.78	83.66	81.40	79.06	67.58	66.83	65.91	64.81	63.51	62.04
Consumo diésel [L]	323,834	368,119	423,147	491,128	574,573	674,583	791,239	921,699	1,065,005	392,852	458,577	540,660	642,682	767,255	914,087
Emisión CO2 [kg]	849,907	966,133	1,110,557	1,288,973	1,507,976	1,770,454	2,076,618	2,419,013	2,795,122	1,031,047	1,203,541	1,418,970	1,686,729	2,013,673	2,399,036

## Anexo M. Resultados incorporación de baterías con crecimiento de demanda

Tabla A.22: Flujo económico caso con 134 kWh de baterías de ion litio considerando crecimiento de demanda

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>Baterías</b>															
Inversión	\$0	\$0	\$0	\$-313,056	\$0	\$0	\$0	\$0	\$-88,704	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$0	\$0	\$0	\$0	\$-2,688	\$-2,688	\$-2,688	\$-2,688	\$-2,688	\$-2,688	\$-2,688	\$-2,688	\$-2,688	\$-2,688	\$-2,688
Costo residual	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	#REF!	\$0	\$54,888	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$137,824
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$-88,704	\$0	\$0	\$0	\$0	\$-88,704	\$0	\$0
<b>Baterías Total</b>	\$0	\$0	\$0	\$-313,056	\$-2,688	\$-2,688	\$-2,688	\$-91,392	\$-36,504	\$-2,688	\$-2,688	\$-2,688	\$-91,392	\$-2,688	\$135,136
<b>Centrales diésel</b>															
Inversión	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$-44,851	\$-2,317	\$-2,908	\$-56,754	\$-47,319	\$-55,571	\$-65,528	\$-75,965	\$-89,372	\$-24,961	\$-32,743	\$-42,389	\$-53,425	\$-65,763	\$-78,865
Costo residual	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$-210,493	\$-18,012	\$-25,447	\$-353,222	\$-365,001	\$-446,050	\$-558,281	\$-687,158	\$-865,863	\$-213,321	\$-295,332	\$-401,524	\$-532,871	\$-693,935	\$-883,096
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
<b>Centrales diésel Total</b>	\$-255,344	\$-20,329	\$-28,355	\$-409,976	\$-412,320	\$-522,068	\$-647,239	\$-790,139	\$-955,235	\$-238,281	\$-328,073	\$-443,913	\$-586,294	\$-759,699	\$-521,186
<b>Centrales hidráulicas</b>															
Inversión	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300
Costo residual	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
<b>Centrales hidráulicas Total</b>	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300
<b>Total nominal</b>	\$-398,382	\$-438,546	\$-489,220	\$-866,070	\$-558,046	\$-667,794	\$-792,965	\$-1,024,569	\$-2,829,277	\$-449,269	\$-539,061	\$-654,901	\$-885,986	\$-970,687	\$-5,185,487
<b>Total con tasa de descuento</b>	\$-362,165	\$-362,435	\$-367,558	\$-591,537	\$-346,503	\$-376,952	\$-406,916	\$-477,969	\$-1,199,890	\$-173,213	\$-188,938	\$-208,672	\$-256,639	\$-255,612	\$1,241,364
<b>Costo neto presente MUS\$</b>	\$4,333.63														
<b>LCOE US\$/kWh</b>	\$44.11														

Tabla A.23: Flujo económico caso con 269 kWh de baterías de ion litio considerando crecimiento de demanda

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>Baterías</b>															
Inversión	\$0	\$0	\$0	\$-446,112	\$0	\$0	\$0	\$0	\$-177,408	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$0	\$0	\$0	\$0	\$-5,376	\$-5,376	\$-5,376	\$-5,376	\$-5,376	\$-5,376	\$-5,376	\$-5,376	\$-5,376	\$-5,376	\$-5,376
Costo residual	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$120,973	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$36,623	\$162,623
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$-177,408	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
<b>Baterías Total</b>	\$0	\$0	\$0	\$-446,112	\$-5,376	\$-5,376	\$-5,376	\$-182,784	\$-61,811	\$-5,376	\$-5,376	\$-5,376	\$-182,784	\$-5,376	\$157,247
<b>Centrales diésel</b>															
Inversión	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$-44,851	\$-2,317	\$-2,908	\$-56,754	\$-45,563	\$-55,278	\$-65,337	\$-76,323	\$-88,483	\$-23,246	\$-30,984	\$-40,592	\$-51,569	\$-63,891	\$-77,188
Costo residual	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$-210,493	\$-18,012	\$-25,447	\$-353,222	\$-354,598	\$-454,960	\$-570,704	\$-704,351	\$-859,165	\$-199,824	\$-281,996	\$-388,155	\$-518,801	\$-679,373	\$-869,171
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
<b>Centrales diésel Total</b>	\$-255,344	\$-20,329	\$-28,355	\$-409,976	\$-400,161	\$-510,238	\$-636,041	\$-780,674	\$-947,648	\$-223,070	\$-312,980	\$-428,747	\$-570,370	\$-743,264	\$-544,001
<b>Centrales hidráulicas</b>															
Inversión	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$-1,694,500	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300
Costo residual	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
<b>Centrales hidráulicas Total</b>	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-1,837,538	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-4,529,165
<b>Total nominal</b>	\$-398,382	\$-438,546	\$-489,220	\$-999,126	\$-548,575	\$-658,652	\$-784,455	\$-1,106,496	\$-2,846,997	\$-436,746	\$-526,656	\$-642,423	\$-961,454	\$-956,940	\$-5,230,413
<b>Total con tasa de descuento</b>	\$-362,165	\$-362,435	\$-367,558	\$-682,417	\$-340,622	\$-371,792	\$-402,549	\$-516,189	\$-1,207,405	\$-168,384	\$-184,590	\$-204,696	\$-278,499	\$-251,992	\$-1,252,119
<b>Costo neto presente MU\$</b>	\$4,449.17														
<b>LCOE US\$/kWh</b>	\$45.28														

Tabla A.24: Flujo económico caso con 336 kWh de baterías de ion litio considerando crecimiento de demanda

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>Baterías</b>															
Inversión	\$0	\$0	\$0	\$-512,640	\$0	\$0	\$0	\$0	\$-221,760	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$0	\$0	\$0	\$0	\$-6,720	\$-6,720	\$-6,720	\$-6,720	\$-6,720	\$-6,720	\$-6,720	\$-6,720	\$-6,720	\$-6,720	\$-6,720
Costo residual	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$10	\$0	\$156,043	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$190,622
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$-221,760	\$0	\$0	\$0	\$-221,760	\$0	\$0
<b>Baterías Total</b>	\$0	\$0	\$0	\$-512,640	\$-6,720	\$-6,720	\$-6,720	\$-228,480	\$-72,437	\$-6,720	\$-6,720	\$-6,720	\$-228,480	\$-6,720	\$183,902
<b>Centrales diésel</b>															
Inversión	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$-44,851	\$-2,317	\$-2,908	\$-56,754	\$-44,776	\$-54,531	\$-63,300	\$-74,305	\$-88,144	\$-22,581	\$-30,383	\$-40,013	\$-50,989	\$-63,344	\$-76,739
Costo residual	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$1,493,998
Combustible	\$-210,493	\$-18,012	\$-25,447	\$-353,222	\$-349,560	\$-450,013	\$-543,383	\$-675,093	\$-855,867	\$-193,469	\$-275,814	\$-382,015	\$-512,355	\$-672,684	\$-862,653
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
<b>Centrales diésel Total</b>	\$-255,344	\$-20,329	\$-28,355	\$-409,976	\$-394,336	\$-504,544	\$-630,762	\$-776,300	\$-944,011	\$-216,050	\$-306,197	\$-422,028	\$-563,344	\$-736,028	\$554,606
<b>Centrales hidráulicas</b>															
Inversión	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$-1,694,500	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300
Costo residual	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$4,737,465
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
<b>Centrales hidráulicas Total</b>	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$4,529,165
<b>Total nominal</b>	\$-398,382	\$-438,546	\$-489,220	\$-1,065,654	\$-544,094	\$-654,302	\$-780,520	\$-1,147,818	\$-2,853,986	\$-431,070	\$-521,217	\$-637,048	\$-1,000,124	\$-951,048	\$5,267,673
<b>Total con tasa de descuento</b>	\$-362,165	\$-362,435	\$-367,558	\$-727,856	\$-337,840	\$-369,336	\$-400,530	\$-535,466	\$-1,210,369	\$-166,196	\$-182,683	\$-202,983	\$-289,700	\$-250,441	\$1,261,039
<b>Costo neto presente MUS\$</b>	\$4,504.52														
<b>LCOE US\$/kWh</b>	\$45.84														

Tabla A.25: Flujo económico caso con 403 kWh de baterías de ion litio considerando crecimiento de demanda

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>Baterías</b>															
Inversión	\$0	\$0	\$0	\$-599,168	\$0	\$0	\$0	\$0	\$-266,112	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$0	\$0	\$0	\$0	\$-8,064	\$-8,064	\$-8,064	\$-8,064	\$-8,064	\$-8,064	\$-8,064	\$-8,064	\$-8,064	\$-8,064	\$-8,064
Costo residual	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$192,866	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$205,260
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$-266,112	\$0	\$0	\$0	\$0	\$-266,112	\$0	\$0
<b>Baterías Total</b>	\$0	\$0	\$0	\$-599,168	\$-8,064	\$-8,064	\$-8,064	\$-274,176	\$-81,310	\$-8,064	\$-8,064	\$-8,064	\$-274,176	\$-8,064	\$197,196
<b>Centrales diésel</b>															
Inversión	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$-44,851	\$-2,317	\$-2,908	\$-56,754	\$-44,047	\$-52,432	\$-62,695	\$-73,892	\$-87,892	\$-21,846	\$-29,645	\$-39,207	\$-50,106	\$-62,394	\$-75,793
Costo residual	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$1,498,296
Combustible	\$-210,493	\$-18,012	\$-25,447	\$-353,222	\$-344,611	\$-425,777	\$-538,862	\$-671,993	\$-854,242	\$-187,140	\$-269,622	\$-375,760	\$-505,746	\$-665,650	\$-855,668
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
<b>Centrales diésel Total</b>	\$-255,344	\$-20,329	\$-28,355	\$-409,976	\$-388,658	\$-499,022	\$-625,812	\$-772,906	\$-942,134	\$-208,986	\$-299,267	\$-414,967	\$-555,852	\$-728,044	\$566,835
<b>Centrales hidráulicas</b>															
Inversión	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$-1,694,500	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Operación	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300
Costo residual	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$4,737,465
Combustible	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Reemplazo	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
<b>Centrales hidráulicas Total</b>	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-143,038	\$-1,837,538	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$-208,300	\$4,529,165
<b>Total nominal</b>	\$-398,382	\$-438,546	\$-489,220	\$-1,152,182	\$-539,760	\$-650,124	\$-776,914	\$-1,190,120	\$-2,860,982	\$-425,350	\$-515,631	\$-631,331	\$-1,038,328	\$-944,408	\$5,293,196
<b>Total con tasa de descuento</b>	\$-362,165	\$-362,435	\$-367,558	\$-786,956	\$-335,148	\$-366,978	\$-398,680	\$-555,200	\$-1,213,336	\$-163,991	\$-180,726	\$-201,162	\$-300,767	\$-248,692	\$1,267,149
<b>Costo neto presente MU\$</b>	\$4,576.64														
<b>LCOE US\$/kWh</b>	\$46.58														

## Anexo N. Resultados de incorporación de baterías casos con 134 kWh y 336 kWh

**Tabla A.26: Resultados caso con 134 kWh considerando crecimiento de demanda**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Gx total [MWh]	12,212	12,339	12,498	12,694	12,721	13,045	13,402	13,793	14,226	16,399	16,629	16,916	17,257	17,659	18,111
Gx hidráulica [MWh]	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	15,723	15,723	15,723	15,723	15,723	15,723
Gx diésel [MWh]	869	996	1,155	1,351	1,378	1,702	2,059	2,450	2,883	676	906	1,193	1,534	1,936	2,388
Gx hidráulica utilizada [MWh]	9,662	9,926	10,173	10,399	10,819	10,948	11,061	11,158	11,229	13,966	14,279	14,556	14,801	15,005	15,182
Consumo baterías [MWh]	-	-	-	-	52	48	44	43	37	59	57	54	56	52	47
Inyección baterías [MWh]	-	-	-	-	47	42	39	38	33	52	50	48	50	46	42
Vertimiento [MWh]	1,681	1,417	1,169	944	523	395	282	185	114	1,757	1,444	1,167	922	718	541
Vertimiento [%]	13.77	11.48	9.36	7.44	5.78	4.40	3.31	15.59	13.33	11.19	9.22	7.42	5.85	4.52	3.43
Penetración renovable [%]	92.89	91.92	90.76	89.35	87.69	85.78	83.66	96.96	95.99	94.83	93.46	91.89	90.10	88.10	85.91
Consumo diésel [L]	323,834	368,119	423,147	491,128	574,528	674,538	791,197	178,838	237,516	309,056	394,923	496,110	615,350	753,703	911,735
Emisión CO2 [kg]	849.91	966.13	1,110.56	1,288.97	1,287.74	1,586.73	1,914.24	2,272.27	2,669.30	625.85	851.10	1,118.76	1,435.49	1,807.39	2,223.80

**Tabla A.27: Resultados caso con 336 kWh considerando crecimiento de demanda**

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Gx total [MWh]	12,212	12,339	12,498	12,694	12,664	12,991	13,352	13,753	14,195	16,336	16,570	16,859	17,199	17,601	18,057
Gx hidráulica [MWh]	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	11,343	15,723	15,723	15,723	15,723	15,723	15,723
Gx diésel [MWh]	869	996	1,155	1,351	1,321	1,648	2,010	2,410	2,852	613	847	1,136	1,476	1,878	2,334
Gx hidráulica utilizada [MWh]	9,662	9,926	10,173	10,399	10,886	11,012	11,119	11,204	11,265	14,041	14,350	14,624	14,870	15,074	15,247
Consumo baterías [MWh]	-	-	-	-	136	127	117	100	79	130	124	119	122	118	109
Inyección baterías [MWh]	-	-	-	-	125	117	107	92	73	118	112	107	111	107	99
Vertimiento [MWh]	1,681	1,417	1,169	944	456	331	223	138	78	1,681	1,373	1,099	853	649	476
Vertimiento [%]	13.77	11.48	9.36	7.44	5.78	4.40	3.31	15.59	13.33	11.19	9.22	7.42	5.85	4.52	3.43
Penetración renovable [%]	92.89	91.92	90.76	89.35	87.69	85.78	83.66	81.22	79.99	94.83	93.46	91.89	90.10	88.10	85.91
Consumo diésel [L]	323,834	368,119	423,147	491,128	574,528	674,538	791,197	178,838	237,516	309,056	394,923	496,110	615,350	753,703	911,735
Emisión CO2 [kg]	849,907	966,133	1,110,557	1,288,973	1,507,857	1,773,355	2,076,508	469,363	623,365	811,122	1,036,480	1,302,048	1,614,996	1,978,104	2,392,862