



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

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE PROYECTO DE  
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN SISTEMAS MEDIANOS.**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

SANTIAGO ARTURO ERNST CORTÉS

PROFESOR GUÍA:  
JOSHUA CARVACHO VILLANUEVA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
KANDINSKY DINTRANS PÉREZ  
ANDRES CABA RUTTE

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:  
Grupo SAESA

SANTIAGO DE CHILE  
2023

## ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE PROYECTO DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN SISTEMAS MEDIANOS.

Este trabajo consiste en la evaluación técnica-económica de instalar un sistema de bombeo en la central Lago Atravesado del sistema mediano de Aysén, aprovechando tanto el desarrollo y despacho centralizado, para disminuir costos de operación y emisiones al desplazar generación térmica del sistema, y generar oportunidades de instalar más generación renovable para ser menos dependiente del diésel. Para ello, se propone un modelo de despacho económico para obtener el despacho del sistema con y sin el sistema de bombeo. Luego, se realiza un flujo de caja para obtener los ingresos que se captarían al instalar el sistema de bombeo y el costo máximo que éste puede tomar.

La metodología consiste en la utilización y proyección de datos de entrada del modelo de despacho económico y en describir el problema de despacho económico y las ecuaciones que lo componen. La proyección de la demanda se realiza tomando datos de demanda histórica y usando la información del estudio de tarificación actual [1]. Los costos variables se proyectan mediante las predicciones de los precios de combustibles. Para la proyección del recurso solar y eólico se utiliza el comportamiento histórico y se calcula un año típico. En cambio, para los recursos hidráulicos se toman tres hidrologías distintas correspondientes a probabilidades de excedencia de 25, 50 y 75 %.

El modelo de despacho económico considera un sistema de 6 nodos de generación (5 de consumo) y modela las unidades del sistema mediante una central equivalente a la suma de las unidades. Al modelo se le hacen 3 análisis de sensibilidad, el primero acerca la capacidad instalada de la central, el segundo sobre la capacidad de transmisión del enlace Coyhaique-Puerto Aysén, y el tercero es un caso de estudio que contempla una alta entrada de energías renovables al sistema, y se revisa cómo afecta al funcionamiento de la central de bombeo. El flujo de caja se realiza entorno a los ahorros que generaría la realización del proyecto, lo cual se traduce al máximo costo que puede llegar a tener el horizonte de evaluación dado.

En los resultados se muestra primero la validación del modelo de despacho propuesto, en la que se obtiene una desviación del 0,6 % en costos de operación anual entre la operación real y la simulación. Después, se analiza la operación de un sistema de bombeo de 2,5 [MW] y se observan 5.400 [\$USD] de ahorros monetarios entre el 2026 y 2032. El primer análisis de sensibilidad muestra que los ahorros no escalan linealmente a medida que aumenta la capacidad instalada, y la curva se satura en torno a los 2 [MW]. El aumento en la capacidad de las líneas muestra ahorros de 0,003 % en promedio y un máximo de 0,03 % anual. El caso de estudio muestra que Lago Atravesado puede generar en promedio 15 % más si se instala el sistema de bombeo.

Por último, según los cálculos para determinar el CAPEX, éste es entre 6 y 10 veces más grande que los ahorros ocasionados, por lo que no se justifica realizar la inversión. Sin embargo, se propone como trabajo futuro recalcular los costos de CAPEX de la bomba tomando como referencia los sistemas de impulsión de agua usados en la minería.

*The battle is over, I see.  
To every living being, and every living soul.  
Now cometh the age of the stars. A thousand year voyage under the wisdom of the Moon  
Here beginneth the chill night that encompasses all, reaching the great beyond.  
Into fear, doubt, and loneliness... As the path stretcheth into darkness.  
Well then. Shall we? My dear consort, eternal.*

***Ranni The Witch***

# Agradecimientos

Esta memoria no pudo haber sido realizada sin el apoyo y participación de Sociedad Austral de Electricidad S.A. (SAESA). En particular, gracias a Marcelo que me ayudó a elegir el tema de la memoria. También agradezco a Kandinsky y Yerko, quienes me proporcionaron toda la información necesaria para hacer el trabajo, me guiaron y revisaron en la marcha el trabajo que estaba realizando. Debo agradecer también a Arturo y René que me dieron el recorrido por las instalaciones en mi visita a la región de Aysén, al igual que los conocimientos necesarios para entender la operación del sistema, permitiéndome conocer en terreno distintas centrales y no quedarme en la teoría.

Gracias a Joshua por juntarse todas las semanas conmigo a revisar mis progresos, indicar los siguientes pasos a seguir, ayudarme a recolectar información, enseñarme la metodología que se debe seguir para obtener buenos resultados y sus consejos personales.

Por otra parte, es necesario mencionar al profesor Andrés Caba quien siempre me prestó su apoyo, se preocupó permanentemente de mis avances, y entregó valiosos consejos para las presentaciones del curso y la defensa.

Gracias a mi hermana por la paciencia, tiempo y dedicación para escucharme hablar durante el proceso de escritura de este informe, por ayudarme a leer y corregir la redacción, y por las risas y actividades cotidianas que permitieron distraerme cuando lo necesitaba.

Estoy muy agradecido mi madre y mi padre, que siempre mostraron su interés y apoyo durante mi período universitario. Por ellos realizaré todo lo que esté a mi alcance para ser tan buena persona como ellos.

Doy gracias a mi tata, que me enseñó a nunca rendirme y que cada desafío tiene que ser tomado como una instancia de aprendizaje. Gracias a mi Nona que siempre me dio apoyo espiritual para seguir adelante y resolver los problemas por los que pasé, al igual que heredarme sus principios y valores, que seguirán en la familia por los siglos venideros.

Agradezco a todos los amigos y amigas que he hecho en el camino, desde el colegio hasta mi periodo universitario. Gracias por todas las veces que me acompañaron al gimnasio, cuando jugamos pádel, las semanas de esquí, las conversaciones profundas sin contexto, las noches en las que salimos a carretear, los días en que me acompañaron a cocinar y comer, las conversaciones y consejos que me dieron cuando más lo necesitaba.

En resumen, a todos aquellos que en la universidad me acompañaron y apoyaron, tanto en el ámbito académico como en lo personal y me han ayudado a llegar a éste punto.

# Tabla de Contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Motivación . . . . .	1
1.2. Alcance . . . . .	2
1.3. Objetivos . . . . .	3
1.3.1. Objetivo General . . . . .	3
1.3.2. Objetivos Específicos . . . . .	3
1.4. Estructura del Trabajo . . . . .	3
<b>2. Recopilación de antecedentes</b>	<b>4</b>
2.1. Planificación y desarrollo de Sistemas Medianos . . . . .	4
2.1.1. Expansión del Sistema Mediano . . . . .	4
2.1.2. Plan de expansión óptimo . . . . .	7
2.1.3. Costo Incremental de Desarrollo de Generación (CID) . . . . .	7
2.1.4. Costo Total de Largo Plazo (CTLP) . . . . .	8
2.1.5. Proyecto de Reposición Eficiente de generación . . . . .	8
2.2. Centrales Hidráulicas de Bombeo . . . . .	10
2.2.1. Características generales . . . . .	10
2.2.2. Clasificación . . . . .	11
2.2.2.1. Clasificación según reservorio inferior . . . . .	11
2.2.2.2. Clasificación por acumulación de aguas . . . . .	13
2.2.2.3. Clasificación según configuración de equipos electromecánicos	13
2.2.3. Descripción de costos . . . . .	14
2.2.4. Normativa . . . . .	14
2.3. Descripción del sistema mediano de Aysén . . . . .	15
2.3.1. Composición del parque generador. . . . .	17
2.3.2. Unidades Térmicas Diésel . . . . .	18
2.3.3. Unidades Hidráulicas . . . . .	19
2.3.4. Unidades Eólicas . . . . .	20
2.3.5. Unidad Solar . . . . .	20
2.4. Funcionamiento y despacho en el Sistema Mediano de Aysén . . . . .	21
2.4.1. Particularidades de operación. . . . .	21
2.4.2. Despacho . . . . .	22
2.5. Formulación del problema de operación económica. . . . .	22
2.6. Probabilidad de excedencia. . . . .	23
2.7. Herramientas de evaluación económica de proyectos. . . . .	24
2.7.1. Valor Actual Neto (VAN) . . . . .	24
2.7.2. Tasa Interna de Retorno (TIR) . . . . .	24

2.8. Estado del arte. . . . .	24
<b>3. Metodología</b>	<b>26</b>
3.1. Proyección de la demanda . . . . .	28
3.1.1. Antecedentes de demanda . . . . .	28
3.1.2. Proyección futura de la demanda . . . . .	31
3.2. Proyección de costos variables de las unidades . . . . .	34
3.2.1. Antecedentes de costos variables . . . . .	34
3.2.2. Proyección futura de costos variables . . . . .	35
3.3. Disponibilidad de recurso eólico . . . . .	36
3.3.1. Antecedentes eólicos . . . . .	36
3.3.2. Proyecciones de recurso eólico . . . . .	38
3.4. Disponibilidad de recurso solar . . . . .	40
3.4.1. Proyecciones recurso solar . . . . .	40
3.5. Disponibilidad del recurso hídrico . . . . .	41
3.5.1. Antecedentes hidrológicos . . . . .	41
3.5.2. Proyecciones de recursos hidrológicos . . . . .	41
3.6. Modelo de despacho económico . . . . .	47
3.6.1. Simplificaciones del Sistema Mediano de Aysén . . . . .	47
3.6.2. Despacho técnico-económico . . . . .	50
3.7. Casos de estudio y análisis propuestos de sensibilidad . . . . .	55
3.7.1. Sensibilidad 1: tamaño del sistema de bombeo . . . . .	55
3.7.2. Sensibilidad 2: Aumento de capacidad de transmisión . . . . .	55
3.7.3. Sensibilidad 3: Caso de estudio . . . . .	55
3.8. Evaluación económica . . . . .	56
<b>4. Análisis y resultados</b>	<b>58</b>
4.1. Validación del modelo de despacho económico . . . . .	58
4.2. Resultados de operación . . . . .	59
4.3. Dimensionamiento del sistema de bombeo . . . . .	62
4.4. Aumento de capacidad de transmisión . . . . .	65
4.5. Caso de estudio . . . . .	67
4.6. Evaluación económica . . . . .	72
<b>5. Conclusiones y trabajos futuros</b>	<b>73</b>
5.1. Conclusiones del trabajo . . . . .	73
5.2. Recomendación a Saesa . . . . .	74
5.3. Trabajos futuros . . . . .	75
<b>Bibliografía</b>	<b>76</b>
<b>Anexos.</b>	<b>77</b>

# Índice de Tablas

2.1.	Unidades térmicas, sistema mediano de Aysén . . . . .	18
2.2.	Unidades hidráulicas, sistema mediano de Aysén . . . . .	19
2.3.	Características de Lago Atravesado . . . . .	19
2.4.	Centrales eólicas, sistema mediano de Aysén . . . . .	20
2.5.	Central solar fotovoltaica, sistema mediano de Aysén. . . . .	20
3.1.	Demanda máxima y energía total, periodo 2014-2021 . . . . .	28
3.2.	Crecimiento de demanda máxima y energía total, periodo 2014-2021 . . . . .	28
3.3.	Distribución de demanda en las barras, periodo 2014-2021 . . . . .	29
3.4.	Proyección base de consumo de energía y demanda máxima . . . . .	31
3.5.	Proyección de aumentos de consumo de energía y demanda máxima causadas por electrificación del calor. . . . .	32
3.6.	Proyección de distribución de demanda en las barras. . . . .	34
3.7.	Costos variables de las unidades, octubre 2022 . . . . .	34
3.8.	Costos variables de las centrales equivalentes, octubre 2022. . . . .	35
3.9.	Características del parque solar El Blanco . . . . .	40
3.10.	Años hidrológicos considerados. . . . .	42
3.11.	Características técnicas de centrales equivalentes. . . . .	47
3.12.	Plan de expansión óptimo periodo 2022-2026. . . . .	48
3.13.	Límites de transmisión de las líneas. . . . .	49
3.14.	Restricciones de balance energético por barra. . . . .	50
3.15.	Restricciones de transmisión de las líneas. . . . .	51
3.16.	Restricciones técnicas de las unidades. . . . .	51
3.17.	Caudal de diseño para distintas capacidades instaladas . . . . .	56
4.1.	Comparación de costos de operación de modelo de despacho y operación real .	58
4.2.	Flujos máximos alcanzados en las líneas, capacidad del enlace multiplicada por 4.	65
4.3.	Mapa de calor de días de generación térmica nula. . . . .	71
4.4.	VAN del proyecto para distintas capacidades instaladas. . . . .	72
4.5.	CAPEX estimado para el sistema de bombeo propuesto. . . . .	72
5.1.	Estadística de promedio/ desviación estándar de año típico de viento por mes.	78
5.2.	Probabilidad de excedencia recurso hidráulico. . . . .	79
5.3.	Flujo de caja, sistema de bombeo de 2,5 [MW], parte 1 . . . . .	93
5.4.	Flujo de caja, sistema de bombeo de 2,5 [MW], parte 2 . . . . .	94
5.5.	Flujo de caja, sistema de bombeo de 1 [MW], parte 1 . . . . .	95
5.6.	Flujo de caja, sistema de bombeo de 1 [MW], parte 2 . . . . .	96
5.7.	Flujo de caja, sistema de bombeo de 4 [MW], parte 1 . . . . .	97
5.8.	Flujo de caja, sistema de bombeo de 4 [MW], parte 2 . . . . .	98

# Índice de Ilustraciones

2.1.	Diagrama de componentes de una central de bombeo. . . . .	10
2.2.	Central hidroeléctrica de bombeo La Muela II . . . . .	11
2.3.	Central hidroeléctrica de bombeo subterránea . . . . .	12
2.4.	Central hidroeléctrica de bombeo de Okinawa . . . . .	12
2.5.	Diagrama unilineal completo del sistema mediano de Aysén . . . . .	15
2.6.	Mapa de la geografía, redes y nodos del sistema mediano de Aysén . . . . .	16
2.7.	Composición parque generador del sistema mediano de Aysén. . . . .	17
2.8.	Generación de energía real del sistema mediano de Aysén, 2014-2021. . . . .	17
3.1.	Metodología. . . . .	27
3.2.	Demanda promedio horaria. . . . .	29
3.3.	Demanda promedio mensual. . . . .	30
3.4.	Curva de duración de la demanda año 2021 . . . . .	30
3.5.	Proyección de potencia máxima anual. . . . .	33
3.6.	Proyección de Energía total anual. . . . .	33
3.7.	Proyección de costos variables de las unidades. . . . .	35
3.8.	Disponibilidad de recurso y generación eólica mensual . . . . .	36
3.9.	Disponibilidad de recurso y generación eólica horaria . . . . .	36
3.10.	Histograma de velocidad del viento, 2014-2021 . . . . .	37
3.11.	Histograma de datos de velocidad de viento no registrados por año . . . . .	37
3.12.	Proyección de recurso eólico horario . . . . .	38
3.13.	Proyección de generación eólica 2023-2025, resolución horaria . . . . .	39
3.14.	Proyección de generación eólica 2026-2037, resolución horaria . . . . .	39
3.15.	Proyección de generación mensual solar . . . . .	40
3.16.	Hidrología años seco, medio húmedo. . . . .	41
3.17.	Hidrología Lago Atravesado . . . . .	42
3.18.	Hidrología Puerto Aysén . . . . .	43
3.19.	Hidrología Monreal . . . . .	43
3.20.	Hidrología San Víctor . . . . .	44
3.21.	Generación horaria Hidrología Húmeda . . . . .	45
3.22.	Generación horaria Hidrología media . . . . .	45
3.23.	Generación horaria Hidrología Seca . . . . .	46
3.24.	Afluentes horarios Lago Atravesado . . . . .	46
3.25.	Modelo simplificado del sistema mediano de Aysén. . . . .	47
3.26.	Evolución de la capacidad instalada de generación en el horizonte de evaluación. . . . .	48
3.27.	Diagrama de funcionamiento de Lago Atravesado . . . . .	53
4.1.	Relación entre vertimientos del sistema y ahorros operacionales. . . . .	59
4.2.	Ahorros monetarios en costos de operación. . . . .	60
4.3.	Diferencias de generación causadas por el sistema de bombeo. . . . .	60

4.4.	Energía bombeada anual. . . . .	61
4.5.	Ahorro de vertimientos anuales, distintas capacidades instaladas. . . . .	62
4.6.	Porcentaje de ahorros anuales, distintas capacidades instaladas. . . . .	63
4.7.	Ahorros monetarios, distintas capacidades instaladas. . . . .	63
4.8.	Ahorros de operación en función de capacidad instalada. . . . .	64
4.9.	Factor de planta en función de capacidad instalada. . . . .	64
4.10.	Ahorros porcentuales de operación, transmisión aumentada. . . . .	65
4.11.	Ahorros monetarios de operación, transmisión aumentada. . . . .	66
4.12.	Energía bombeada, transmisión aumentada. . . . .	66
4.13.	Perfil diario de generación térmica. . . . .	67
4.14.	Perfil diario de generación eólica. . . . .	67
4.15.	Perfil diario de carga del BESS. . . . .	68
4.16.	Perfil diario de descarga del BESS. . . . .	68
4.17.	Perfil diario de generación solar. . . . .	69
4.18.	Perfil diario de generación excluyendo Lago Atravesado. . . . .	69
4.19.	Perfil diario de generación de Lago Atravesado. . . . .	70
4.20.	Perfil diario de bombeo de Lago Atravesado. . . . .	70
5.1.	Curva de generación eólica turbina Enercon E44/900 . . . . .	79
5.2.	Demanda modelo simplificado . . . . .	90
5.3.	Afluentes modelo simplificado . . . . .	90
5.4.	Generación modelo simplificado . . . . .	91
5.5.	Bombeo modelo simplificado . . . . .	91
5.6.	Estado del embalse modelo simplificado . . . . .	92

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Motivación

A modo de contexto, una empresa subsidiaria del Grupo Saesa llamada Edelayesen es el operador del sistema mediano de Aysén, y se encarga de la distribución del sistema, al igual que gran parte de la generación. La transmisión se realiza mediante líneas de media tensión de distribución, por lo que la transmisión como tal no existe. Edelayesen es propietaria de 56 [MW] (95%) de la generación, el resto (3 [MW]) es de San Víctor. La generación y transmisión son de acceso abierto, por lo que cualquier interesado puede conectarse e instalar infraestructura.

El parque generador del sistema está conformado 50% por centrales térmicas diésel, 41% hidráulicas de pasada, y 9% solar y eólica. Las centrales térmicas diésel, que contribuyen a la mala calidad del aire en la zona, y centrales hidráulicas de pasada, que en ocasiones deben verter energía debido a la incapacidad del sistema para almacenarla. A partir de ello, nace la idea de mejorar la eficiencia del sistema mediante la incorporación de un mecanismo de almacenamiento de energía.

Por ello, una de las ideas del grupo Saesa es estudiar técnica y económicamente la instalación de un sistema de bombeo, que debería resultar en menores costos operacionales y emisiones de gases de efecto invernadero.

Para ello, se pretende utilizar una de las centrales hidráulicas de pasada existentes en el sistema mediano de Aysén. Esto se realiza mediante el uso de un modelo de despacho económico en el que se tiene el caso base, en el que se cuenta exclusivamente con las instalaciones contempladas en el estudio de tarificación, y el caso de incorporar un sistema de bombeo, considerando su instalación y todas las ampliaciones del estudio de tarificación.

La central hidráulica contemplada para la conversión es Lago Atravesado que tiene la característica de desembocar las aguas turbinadas en Lago Elizalde, por lo que tendría un reservorio inferior natural y no se tendrían que realizar obras para guardar el agua turbinada. También, se trata de una central hidráulica con capacidad de regulación, por lo que es posible almacenar agua como una central de embalse.

En cuanto a cómo realizar la conversión, se analiza una única alternativa, que corresponde

a utilizar un mecanismo para bombear agua de forma paralela al sistema que opera actualmente. Se optó por esta opción, y no cambiar la turbina y el generador por un sistema que sea capaz de efectuar tanto el bombeo como la generación, principalmente en razón de que:

1. La central cuenta con una tubería forzada para las dos turbinas, por lo que así se evita cambiar las dos unidades aumentando los costos de inversión.
2. No se hace necesario reemplazar componentes o infraestructura asociados al diseño unidireccional de la central, lo cual a su vez, evita problemas operacionales como cebar la turbina.

## 1.2. Alcance

A modo de realizar el análisis técnico-económico propuesto en esta memoria, se abordan los siguientes puntos:

1. Estudiar la normativa actual referente a las centrales de bombeo y los sistemas medianos, en particular al sistema mediano de Aysén.
2. Describir el funcionamiento actual del sistema mediano de Aysén y las reglas de despacho de las centrales del sistema. Además, se establece la forma en que se despacha la central hidráulica de bombeo en el sistema.
3. Estudiar la posibilidad de convertir la central de pasada de Lago Atravesado a una central hidráulica de bombeo, para lo cual se caracteriza el funcionamiento, costos de operación, vertimientos, etc.
4. Proyectar la operación futura del sistema para un caso base sin realizar proyecto alguno (proyección de la situación actual) y otra proyección para el caso en el que se instale una central de bombeo. Para ello, se considera para ambos casos los afluentes, el precio del Diesel, radiación solar, viento, entre otros. Una vez obtenidas las proyecciones para los casos descritos, se realiza un flujo de caja y se comparan las alternativas en función de ahorros en el costos de operación.

No se considera la evaluación económica del sistema de bombeo, un análisis desde el punto de vista hidráulico, ni los planos o cálculos de las obras civiles (aunque se tiene una estimación de los costos que podría tener en función de proyectos reales y costos unitarios de instalar sistemas de propulsión de agua). Tampoco, se hacen cálculos de tensión en las distintas barras del sistema, ni se utilizan datos de generación real de la central solar El Blanco (por falta de disponibilidad).

## 1.3. Objetivos

### 1.3.1. Objetivo General

El objetivo general es realizar un análisis técnico-económico de incorporar un sistema de almacenamiento de energía mediante la incorporación de una central de bombeo al sistema mediano de Aysén.

### 1.3.2. Objetivos Específicos

Los objetivos específicos englobados por el objetivo general son los siguientes:

1. Establecer de qué manera los sistemas de almacenamiento pueden remunerarse en un sistema mediano.
2. Definir las características técnicas y de operación de la central hidráulica de bombeo.
3. Realizar una evaluación económica de la alternativa contra el caso base (en que no se realice ningún proyecto).

## 1.4. Estructura del Trabajo

El presente informe posee la siguiente estructura:

**Revisión bibliográfica:** Se detalla qué son los sistemas medianos, su planificación y su tarificación. También, se señalan las características de las centrales de bombeo, los distintos tipos, funcionamiento y la normativa en torno a ellas. Luego, se describe el parque generador del sistema mediano de Aysén, su funcionamiento y despacho, en lo que se tiene considerado lo visto en terreno. Después, se expone la formulación tradicional del problema de operación económica. Se finaliza la revisión bibliográfica con el estado del arte de las centrales de bombeo, a nivel de conversiones y proyectos similares.

**Metodología:** Se trata de la propuesta para resolver el problema. En concreto, se ve el detalle de cómo se realizan las proyecciones de los datos que entran en el modelo de despacho y las ecuaciones que lo componen.

**Análisis y resultados:** Se exponen e interpretan los resultados obtenidos a partir de la metodología seguida.

**Conclusiones y trabajos futuros:** Se cierra el trabajo con las conclusiones obtenidas a partir los resultados y se detallan los trabajos que quedaron pendientes.

# Capítulo 2

## Recopilación de antecedentes

### 2.1. Planificación y desarrollo de Sistemas Medianos

Según lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos, un sistema mediano corresponde a los sistemas eléctricos cuya capacidad instalada de generación sea inferior a 200 [MW] y superior a 1,5 [MW] [2]. Actualmente, el sistema eléctrico de Aysén consta de aproximadamente 55 [MW] de potencia instalada [13], por lo que corresponde a un sistema mediano. Cuando en los sistemas medianos existe más de una empresa generadora, deben operarse todas las instalaciones interconectadas en forma coordinada, de modo de garantizar el cumplimiento de normas de seguridad y calidad de servicio. [2]

Los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión y los precios regulados a nivel de estos en cada sistema mediano, se determinan conjuntamente, cada cuatro años. Los precios regulados de generación y transmisión se calculan sobre la base del costo incremental de desarrollo (CID) y del costo total de largo plazo (CTLP) del segmento que corresponda, de sistemas eficientemente dimensionados, y considerando el abastecimiento total de la demanda del sistema eléctrico.

#### 2.1.1. Expansión del Sistema Mediano

Desde el punto de vista de la normativa, la expansión de los sistemas medianos, y en particular el sistema mediano de Aysén se realiza mediante lo descrito en el reglamento de valorización y expansión de los sistemas medianos establecidos en la ley general de servicios eléctricos. [7]

En cada Sistema Mediano, cada cuatro años, se elabora un estudio técnico de costos y expansión del sistema, con el objeto de determinar:

1. Los planes de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión en el Sistema Mediano correspondiente.
2. El costo incremental de desarrollo de los segmentos de generación y transmisión en el Sistema Mediano correspondiente.
3. El costo total de largo plazo de generación y transmisión del Sistema Mediano correspondiente, incluido el plan de reposición correspondiente.

4. Las fórmulas de indexación correspondientes.
5. El rango de validez de las hipótesis técnicas y económicas que sustenten la conveniencia de la implementación de los planes determinados en el punto 1, en la forma, dimensión y plazos de ejecución y entrada en operación.
6. La proyección de demanda de energía y potencia para los próximos 15 años.

El estudio es efectuado por una empresa consultora, contratada por las compañías que operan el Sistema Mediano. El estudio es desarrollado de conformidad a las bases que la Comisión Nacional de Energía (CNE) establece para cada Sistema Mediano, que son puestas en conocimiento de las empresas antes de doce meses del término del período de vigencia de los precios regulados a nivel de generación y transmisión. Las bases contienen a lo menos:

1. Horizonte del estudio, el que no deberá ser inferior a 15 años.
2. Criterios y consideraciones para la proyección de la demanda de energía y potencia.
3. Costo unitario de energía no suministrada a considerar en el Sistema Mediano respectivo.
4. Exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la norma técnica.
5. Criterios y consideraciones para el tratamiento de la variabilidad hidrológica así como aquellos relativos al tratamiento de la incertidumbre relacionada con los costos de los insumos principales para efecto de la elaboración de los planes de expansión.
6. Criterios para considerar las alternativas tecnológicas a comparar en la evaluación del plan de expansión.
7. Criterios para considerar las características técnicas de las líneas y equipos de transmisión contemplados en el plan de expansión y en el proyecto de reposición, de acuerdo a las alternativas disponibles conforme a la tecnología que se encuentre vigente.
8. Criterios y consideraciones para definir y valorizar el costo eficiente de las instalaciones, costos de operación y mantenimiento asociados, vida útil y valor residual al final del período de planificación, que conforman tanto los planes de expansión óptimos como el proyecto de reposición que minimiza el total de costos de inversión y explotación de largo plazo del servicio.
9. Criterios y consideraciones de optimización, tanto para la determinación de costos como para la expansión de las instalaciones de generación y transmisión de cada Sistema Mediano.
10. Requerimientos de modelación y simulación.
11. Criterios y consideraciones para la asignación de costos administrativos, de personal u otros, entre segmentos de generación y transmisión y para el tratamiento de las economías de ámbito.
12. Criterios y consideraciones para la determinación del costo incremental de desarrollo y del costo total de largo plazo.

13. Criterios y consideraciones para establecer las fórmulas de indexación y los respectivos indicadores de reajustabilidad asociados.
14. Formatos con los cuales deberán ser caracterizados y presentados los planes de expansión y demás resultados del estudio.
15. Forma y contenido de los antecedentes que deberán ser aportados para respaldar los resultados del estudio, antecedentes que deberán permitir la reproducción completa de los resultados señalados por parte de la CNE.
16. Procedimientos y frecuencia mediante los cuales el consultor que desarrolle el estudio informará a la CNE, a la Superintendencia y a las Empresas de los resultados parciales y finales del mismo.

El plan de expansión de las instalaciones de generación y de transmisión de cada Sistema Mediano debe estar constituido por un cronograma de inversiones en el Sistema Mediano respectivo, y será aquél que minimice la suma del costo total actualizado de las inversiones en instalaciones de generación, transmisión, e infraestructura asociada a cada segmento, del costo actualizado de operación y mantenimiento, incluidos los gastos de administración, y de los costos actualizados de energía no suministrada o falla, que permitan abastecer la demanda proyectada en el período de planificación que señalen las bases, conforme las exigencias de seguridad y calidad del servicio establecidas en la norma técnica. Se entiende por falla a cualquier situación en que la demanda del Sistema Mediano no pueda ser completamente abastecida y deba ser racionada. La energía de falla corresponde al monto de la energía no suministrada o racionada. La evaluación del plan de expansión debe considerar la variabilidad hidrológica, así como la incertidumbre relacionada con los costos de los insumos principales.

Los planes de expansión en instalaciones de generación y transmisión que resulten del estudio y que sean establecidos en él o los decretos respectivos, son obligatorios para la empresa (en este caso Edelayesen), mientras dichos planes se encuentren vigentes. De esta forma, las obras de generación o de transmisión cuyo inicio de construcción se defina dentro del siguiente período de cuatro años conforme al respectivo plan de expansión, deberán ser ejecutadas de acuerdo al tipo, dimensionamiento y plazos establecidos.

El Ministerio de Energía establece los planes de expansión mediante decreto supremo publicado en el Diario Oficial conjuntamente con el decreto que fija los precios de nudo en el Sistema Mediano respectivo. El decreto que establece los planes señalados debe contener, a lo menos:

1. La identificación de las obras de generación y transmisión del Sistema Mediano.
2. La caracterización técnica de las instalaciones.
3. La empresa responsable de la ejecución y construcción de las obras de generación y transmisión.
4. Los plazos de inicio de construcción y entrada en operación.

### **2.1.2. Plan de expansión óptimo**

El Plan de Expansión Óptimo es de carácter obligatorio para las empresas que operen el Sistema Mediano, y se determinará de manera que minimice el costo total actualizado esperado de inversión, operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización, y que a su vez cumpla con la normativa ambiental y las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecida en las normas técnicas vigentes.[5]

Dicho plan se debe desarrollar de acuerdo a las características reales de las instalaciones existentes al año base de cada sistema mediano, a la proyección de demanda de energía y potencia para el período de planificación, y considerando las alternativas tecnológicas más eficientes presentes en el mercado de la generación y transmisión. Para caracterizar las instalaciones de generación existentes al año base, se debe considerar como parque inicial la totalidad de las unidades de generación existentes que se encuentren operando efectivamente en el sistema mediano, incluyendo en la determinación del plan, los parámetros de costos variables combustibles, costos variables no combustibles, indisponibilidades forzadas y programadas de las unidades generadoras, que surgen de considerar una gestión eficiente, y de acuerdo a las prácticas y estándares internacionales.

En el desarrollo del Plan de Expansión Óptimo de instalaciones de generación, el consultor debe considerar al menos las siguientes materias:

- Capacidad de nuevas unidades, adecuadas al tamaño del sistema mediano.
- Precio de combustibles.
- Costo de falla correspondiente.
- Tasa de descuento.
- Tipos de centrales adecuados a los combustibles disponibles de cada zona, conforme a las condiciones climáticas existentes.
- Economías de escala y de ámbito para definir las capacidades mínimas y eficientes de las unidades generadoras a incluir en el plan.
- Características técnicas mínimas para cumplir con las restricciones ambientales establecidas en la normativa vigente.
- Características técnicas mínimas para cumplir con las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en las normas técnicas vigentes.

### **2.1.3. Costo Incremental de Desarrollo de Generación (CID)**

El CID a nivel de generación y transmisión es el costo medio por unidad de demanda incremental de potencia y energía de un proyecto de expansión eficiente del sistema, cuyo valor actual neto es igual a cero. Dicho costo se obtiene de la suma de los costos de inversión de las ampliaciones y del aumento de los costos de operación, de un sistema en que se realizan las ampliaciones que minimizan el costo actualizado de inversión, operación, mantenimiento y energía no suministrada, en un período de planificación no inferior a quince años. Para

evaluar el plan de expansión óptimo se debe considerar la variabilidad hidrológica, así como la incertidumbre relacionada con los costos de los insumos principales. [2]

En caso que el plan sea nulo, es decir, que dentro del período de planificación del estudio no sea recomendable la incorporación de instalaciones de generación y transmisión e infraestructura, se omitirá el cálculo del CID y el consultor sólo deberá calcular el CTLP.[9]

#### **2.1.4. Costo Total de Largo Plazo (CTLP)**

El CTLP en el segmento de generación y de transmisión es aquel valor anual constante requerido para cubrir los costos de explotación y de inversión, en que se incurra durante el período tarifario de cuatro años que sucede a la fijación, de un proyecto de reposición que minimiza el total de los costos de inversión y explotación de largo plazo del servicio. [2]

En la determinación del CTLP el consultor debe diseñar y dimensionar en forma eficiente un parque óptimo que corresponda al de mínimo costo total actual y futuro esperado en el horizonte de planificación del estudio, y que a su vez sea consistente con las normas ambientales y las exigencias de seguridad y calidad de servicio vigentes. [9]

Para ello, el consultor deberá desarrollar un análisis sobre el dimensionamiento y composición óptima de las instalaciones de generación, transmisión e infraestructura de la empresa en el año base y sus ampliaciones en el horizonte de planificación.[9]

En este dimensionamiento el consultor considera las capacidades iniciales y futuras óptimas, que determinan el mínimo CTLP, lo que incluye el costo de inversión, operación, falla, mantenimiento, administración y comercialización para atender la demanda durante los años considerados dentro del horizonte de planificación del estudio. Para efectuar lo anterior, el consultor debe desarrollar un análisis similar al efectuado en la determinación del Plan de Expansión Óptimo, pero incluyendo, además de las ampliaciones futuras, la determinación de la composición y dimensionamiento óptimo de las instalaciones iniciales. También, se debe tener en consideración las condiciones tecnológicas existentes, los precios vigentes en el mercado, las restricciones ambientales y las exigencias de seguridad y calidad de servicio establecidas en la normativa.[9]

#### **2.1.5. Proyecto de Reposición Eficiente de generación**

Se entiende por Proyecto de Reposición Eficiente aquel que sea suficiente para dar suministro de acuerdo a las exigencias de seguridad y calidad de servicio, mediante un parque óptimo inicial, adaptado a la demanda, diseñado en forma eficiente de acuerdo a los precios de mercado vigente de inversión y operación, conforme a las alternativas tecnológicas existentes en el mercado a la fecha de realización del estudio, considerando un calendario de inversiones futuras óptimas del mismo.[5]

En la determinación del proyecto, el consultor no debe incluir las eventuales ineficiencias de las instalaciones existentes, debiendo reemplazarlas por instalaciones diseñadas eficientemente, adaptadas a la demanda, y que operen en forma eficiente. A su vez, las inversiones

futuras del proyecto deben ser consecuentes con las instalaciones iniciales eficientes que el consultor defina.

Para determinar el Proyecto de Reposición eficiente, el consultor debe realizar a lo menos los siguientes análisis:

1. El consultor debe realizar una simulación de la operación de cada alternativa de parque estudiada por medio de los mismos modelos y herramientas que fueron utilizadas para desarrollar el Plan de Expansión Óptimo, y que a lo menos permitan:
  - Caracterizar adecuadamente la demanda en bloques de duración.
  - Simular el despacho económico óptimo de las unidades generadoras de acuerdo a sus costos variables de operación, considerando su indisponibilidad forzada y de mantenimiento, rendimientos, costos variables no combustibles, costos de combustibles, la capacidad de regulación en el caso de centrales hidroeléctricas, y que permita incorporar el costo de falla correspondiente en el análisis.
  - En el cálculo de las pérdidas, para cada año del horizonte de planificación, considerar 10 bloques horarios para las pérdidas de energía. Las pérdidas de potencia se obtienen a partir de la demanda máxima.
  - Realizar flujos de potencia a fin de determinar las pérdidas, los factores de penalización y las restricciones de transmisión, para distintas condiciones de operación del sistema.
  - Verificar la estabilidad del sistema y la regulación de tensión en los nudos de retiro del mismo, para distintas condiciones de operación.
2. En la elaboración del proyecto de las instalaciones eficientes para satisfacer la proyección de demanda, el consultor debe incluir al menos un análisis de expansión y adaptación de las instalaciones a la demanda sobre la base de módulos de expansión óptimos. Se entiende por módulo de expansión óptimo a aquel tamaño de instalaciones que permite cubrir la expansión de demanda en el horizonte de planificación del estudio y que minimiza el CTLP.
3. El consultor debe desarrollar un análisis de diferentes tecnologías disponibles en el mercado. Particularmente los proyectos de medios de generación renovables no convencionales deben priorizarse en relación a otras fuentes de energía, siempre y cuando sean igual de competitivos y eficientes, tanto técnica como económicamente.

En síntesis, el Proyecto de Reposición Eficiente considera las instalaciones de generación y transmisión iniciales, óptimas y eficientes, y las ampliaciones necesarias para satisfacer la demanda en el horizonte de planificación del Estudio. El consultor presenta el detalle de la valorización de los distintos componentes de costo del proyecto, incluyendo los costos de inversión, costos fijos y costos variables de operación, mantención, administración y comercialización determinados conforme a los criterios de valorización establecidos.

## 2.2. Centrales Hidráulicas de Bombeo

### 2.2.1. Características generales

Las centrales hidroeléctricas de bombeo (PSH o PHES por sus siglas en inglés) son sistemas de almacenamiento de energía a gran escala, que tienen la característica de poder generar una gran cantidad de energía con tiempos de respuesta rápidos, y sin crear emisiones atmosféricas en su funcionamiento, por lo que aportan estabilidad, seguridad y sostenibilidad al sistema. En la figura 2.1 se pueden apreciar los componentes de los sistemas hidráulicos de bombeo. [17]

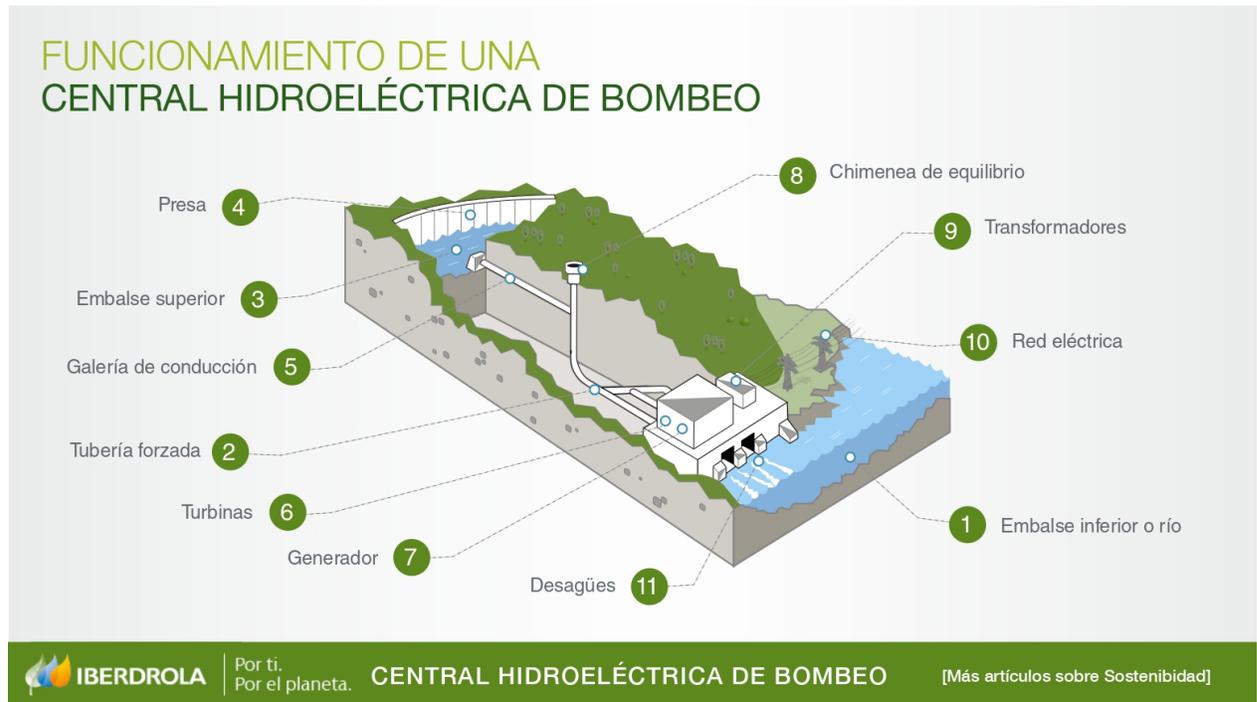


Figura 2.1: Diagrama de componentes de una central de bombeo.

Su funcionamiento se basa en la idea de almacenar agua en el reservorio o embalse superior durante los periodos de menor demanda eléctrica, y turbinarla para generar energía en los periodos de mayor consumo eléctrico. De esta manera, en las horas valle, es decir, durante las noches de los días laborales y los fines de semana, se aprovecha la energía sobrante del sistema para elevar agua contenida en el reservorio inferior al reservorio superior. Esto se realiza mediante una bomba hidráulica que hace subir el agua a través de la tubería forzada y la galería de conducción. [17]

Por otra parte, en las horas punta de demanda energética, o sea cuando la población ha vuelto a sus hogares y se ha puesto el sol (entre las 18 y 21 hrs), la central de bombeo funciona como una planta hidroeléctrica convencional. Así, el agua acumulada en el embalse superior cerrado por una presa se envía por la galería de conducción al embalse inferior. Con esta diferencia de potencial, el agua pasa por la tubería forzada, en la que adquiere energía cinética que se transforma en energía mecánica rotatoria en la turbina hidráulica. A su vez, esta se convierte en energía eléctrica en el generador. Para la regulación de las presiones del

agua entre las conducciones anteriores se construye, en ocasiones, una chimenea de equilibrio. [17]

Posteriormente, se eleva la tensión de la energía eléctrica en los transformadores para ser transportada mediante líneas de transmisión y llegar a los consumos. Por su parte, el agua, una vez generada la electricidad, cae por el canal de desagüe hasta el embalse inferior, donde queda de nuevo almacenada. [17]

## 2.2.2. Clasificación

Existen tres capas de calificación para las centrales hidráulicas de bombeo. La primera guarda relación con la ubicación de los reservorios, la segunda con los afluentes del reservorio superior y la tercera con la configuración de los equipos electromecánicos de la central. [18]

### 2.2.2.1. Clasificación según reservorio inferior

a) **Convencional:** Se caracterizan porque el reservorio inferior se ubica sobre la superficie terrestre, pudiendo ser un embalse, un lago o incluso un río. La casa de máquinas y el circuito hidráulico pueden ser tanto superficiales como subterráneos. La Figura 2.2 muestra una PSH convencional, con un reservorio superior artificial y una casa de máquinas superficial.



Figura 2.2: Central hidroeléctrica de bombeo La Muela II

- b) **Subterránea:** El reservorio inferior puede ser un acuífero natural como también una serie de cavernas excavadas, por ejemplo, depósitos mineros abandonados. Debido a la ubicación de este depósito, el circuito hidráulico debe ir bajo tierra y se debe construir una caverna de máquinas. La figura 2.3 presenta un esquema típico de una PSH subterránea, donde tanto la conducción como la casa de máquinas se encuentran bajo tierra.

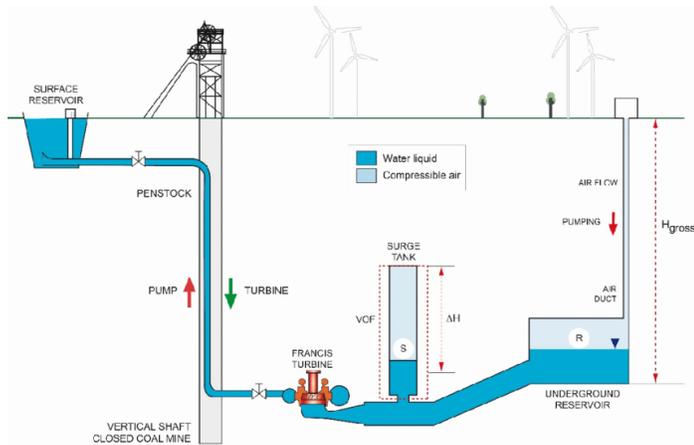


Figura 2.3: Central hidroeléctrica de bombeo subterránea

- c) **Con agua de mar:** El tercer grupo corresponde a las centrales que utilizan el mar como reservorio inferior. Nótese que estas son menos comunes dado que utilizan agua salada para embalsarla (mientras que normalmente se trata de agua dulce), y que usualmente no se cuenta con la geografía que permita tener un gran desnivel entre el embalse superior y el mar. En la figura 2.4 se observa una PSH con reservorio inferior en el mar.



Figura 2.4: Central hidroeléctrica de bombeo de Okinawa

### 2.2.2.2. Clasificación por acumulación de aguas

La corporación de Ingenieros de las Fuerzas Armadas Estadounidenses, distingue entre dos tipos de PSH.[19]

- a) **Centrales de bombeo puro:** Son centrales donde el embalse superior no recibe más aportes de agua que los que provienen del embalse inferior a través de la bomba. El embalse superior suele ser un lago artificial y el balance energético es negativo, es decir, consume más electricidad de la que genera durante su vida útil. Además de las pérdidas energéticas de las máquinas, posee pérdidas hidráulicas debido a filtraciones, evaporación, infiltraciones, etc.
- b) **Centrales de bombeo pump-back o mixtas:** El embalse superior recibe aportes de agua por medios naturales o afluentes, por lo que la central puede operar como una central hidráulica tradicional si es que no se encuentra operando el sistema de bombeo, o si no ha funcionado previamente bombeando agua. Este tipo de centrales permite que la energía generada por la central sea mayor a la consumida para bombear a lo largo de su vida útil. Dado que actualmente no existe normativa para este tipo de PSH en el país, es probable que se tengan que solicitar derechos de agua consuntivos en el reservorio inferior, puesto que si bien se van a devolver a su fuente, se va a alterar su cauce natural y no se tiene cómo verificar que toda el agua sea devuelta en largos periodos de bombeo.

### 2.2.2.3. Clasificación según configuración de equipos electromecánicos

Existen 3 tipos de centrales hidráulicas de bombeo dependiendo de la cantidad y tipo de equipos que se utilizan conforme a lo que se indica a continuación: [19] [20]

- a) **Grupos cuaternarios:** Como su nombre lo indica, están constituidos por cuatro máquinas; Alternador, turbina, bomba y motor. Debido a la cantidad de equipos, esta opción es usualmente la más cara, además utiliza un mayor espacio, por lo que la casa de máquinas debe ser más grande. Por otro lado, permite realizar mantenciones y/o cambios de cada equipo por separado, lo que podría reducir los costos de mantención de la central.
- b) **Grupos ternarios:** Están constituidos por un alternador-motor, turbina y bomba. De esta manera la máquina eléctrica es una sola y funciona como motor y generador. Para la operación de la máquina eléctrica, ésta siempre gira en un mismo sentido. El funcionamiento se basa en el uso de embriagues para que la máquina eléctrica pueda operar la turbina o la bomba. La ventaja de estos grupos es que tienen gran flexibilidad de funcionamiento y pueden cambiar rápidamente entre turbina a bomba y viceversa. La desventaja es que su costo es más elevado tanto en equipos como en tuberías, válvulas y accesorios.
- c) **Grupos binarios:** Están formados por dos máquinas; Un alternador-motor y una turbina-bomba (tipo Francis usualmente), la cual tiene un sentido de giro para turbinar y el otro sentido para bombear. Debido a esto y a los compromisos que tiene diseñar una máquina hidráulica que funcione como bomba y turbina, los grupos binarios presentan menores rendimientos (cerca de un 4% menor como turbina), mayor tiempo de maniobra y peligro de vibraciones. A favor, presentan un menor costo de inversión en equipos e infraestructura, por lo que son el sistema más ampliamente utilizado.

### 2.2.3. Descripción de costos

### 2.2.4. Normativa

Según lo define la normativa chilena, una central de bombeo es aquella “central de generación eléctrica formada por unidades hidráulicas que operan con dos reservorios de acumulación de agua, localizados de manera tal que exista una diferencia de altura entre ellos para permitir el bombeo de agua para su almacenamiento y posterior generación de electricidad, y que disponga de afluentes que representen anualmente un porcentaje de la capacidad de acumulación mayor a las pérdidas que se produzcan durante el proceso de almacenamiento en igual período”. [10]

Cabe destacar que, pese a que existe una regulación normativa referente a las centrales de bombeo, esta aplica para las centrales de bombeo que se encuentran en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), pero no para los sistemas medianos. Además, tampoco considera la posibilidad de convertir centrales hidráulicas existentes en centrales hidráulicas de bombeo.

Sin perjuicio de lo anterior, la normativa define una serie de conceptos relevantes, que se pasan a exponer:

**Modo de Bombeo:** “Corresponde al modo de operación de una Central de Bombeo en el cual el agua del reservorio inferior es bombeada hacia el reservorio superior para su acumulación y posterior empleo en la generación de electricidad.”[11]

**Modo de Generación:** “Corresponde al modo de operación de una Central de Bombeo en el cual la caída del agua del reservorio superior, a través de una o más turbinas que componen la Central de Bombeo, permite a la central generar energía eléctrica e inyectarla al sistema eléctrico.”[11]

**Reservorio:** “Embalse, estanque o cuerpo de agua que permite la acumulación, evacuación o extracción de agua para una Central de Bombeo. Los Reservorios pueden ser de tipo natural, tales como lagos, lagunas y océanos, o artificial.”[11]

**Reservorio Inferior:** “Reservorio ubicado a menor altura con respecto al Reservorio Superior, desde el cual se extrae el recurso hídrico para ser bombeado.”[11]

**Reservorio Superior:** “Reservorio ubicado a mayor altura con respecto al nivel del mar, en comparación con el Reservorio Inferior, y que está destinado a la acumulación de agua.”[11]

## 2.3. Descripción del sistema mediano de Aysén

El sistema mediano de Aysén está compuesto por el sub-sistema de Coyhaique y el sub-sistema de Aysén. La unión de estos dos sub-sistemas se realiza mediante una línea de distribución a tensión 33/23 [kV] y de una longitud de aproximadamente 67 km. El sub-sistema de Coyhaique corresponde principalmente a las barras Tehuelche y Divisadero que satisfacen la demanda de la ciudad de Coyhaique, mientras que el sub-sistema Aysén consiste en la barra Aysén caracterizada por el consumo de la ciudad de Puerto Aysén. En ambos sub-sistemas se alimentan consumos menores como Mañihuales, Chacabuco, Balmaceda, entre otros. En la figura 2.5 se observa el diagrama unilineal del sistema mediano de Aysén.

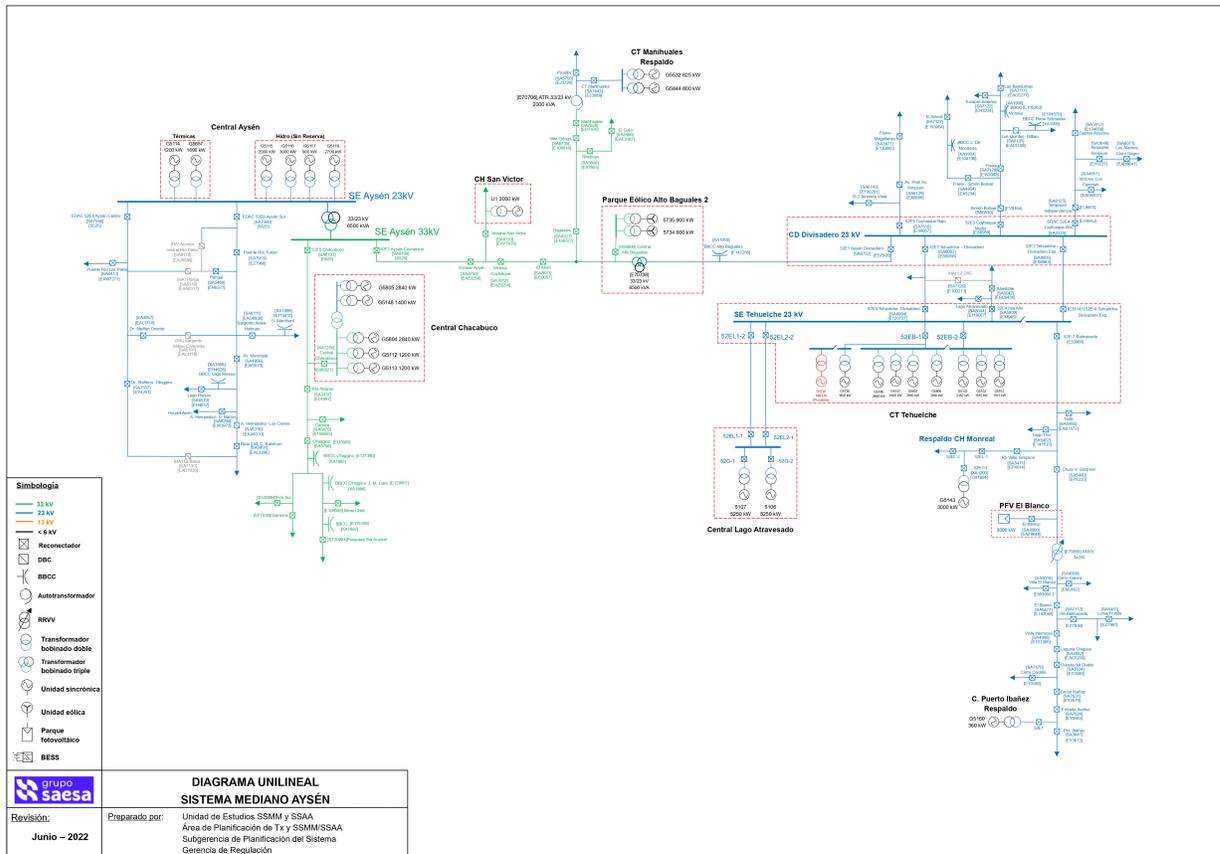


Figura 2.5: Diagrama unilineal completo del sistema mediano de Aysén

Por otra parte, en la figura 2.6 se tiene una imagen satelital del sistema mediano de Aysén, que muestra la geografía, alimentadores y líneas de distribución del sistema mediano de Aysén.

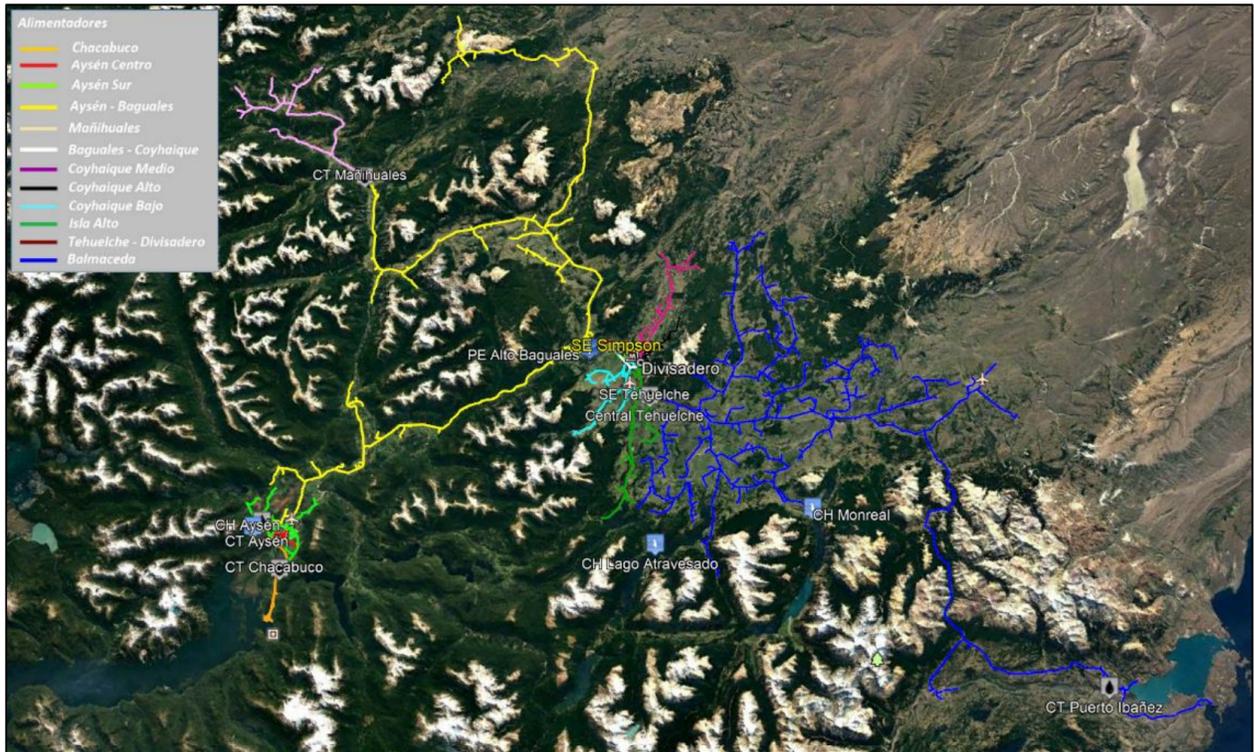


Figura 2.6: Mapa de la geografía, redes y nodos del sistema mediano de Aysén

### 2.3.1. Composición del parque generador.

La composición actual del parque generador del sistema mediano de Aysén se indica en la figura 2.7, donde predominan las centrales térmica diésel, seguida por las centrales hidráulicas de pasada, la central solar y finalmente la central eólica [13].

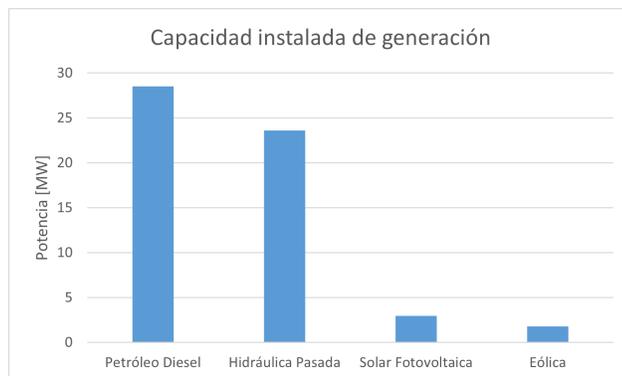


Figura 2.7: Composición parque generador del sistema mediano de Aysén.

El parque generador se compone principalmente por unidades diésel, ya que las centrales hidráulicas de pasada no aportan al sistema con potencia firme, lo cual en ciertos periodos de tiempo, como cuando los lagos y ríos se congelan, obliga a utilizar casi exclusivamente diésel. No obstante, en la generación real del sistema predominan las centrales hidráulicas. En la figura 2.8 se observa la composición de la generación real del sistema mediano de Aysén en el periodo 2014-2021.

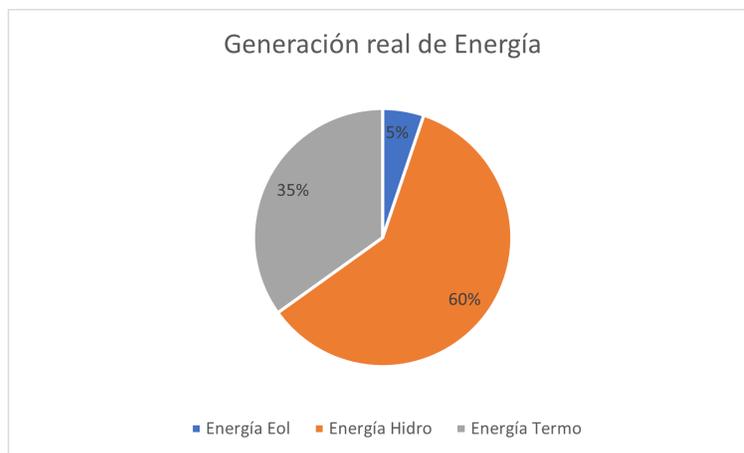


Figura 2.8: Generación de energía real del sistema mediano de Aysén, 2014-2021.

### 2.3.2. Unidades Térmicas Diésel

Como se mencionó anteriormente, las unidades térmicas diésel componen una parte importante del sistema. Esto se debe principalmente a los problemas de logística de la zona, ya que dadas las condiciones geográficas es complicado comprar otro tipo de combustibles como pueden ser el carbón o el gas a los volúmenes que se requieren. Además, las centrales diésel pueden aportar con regulación de tensión y frecuencia al sistema para cumplir con las normas de calidad y seguridad de servicio. Sin embargo, la dependencia del diésel para generar energía aumenta los costos del sistema.

Las unidades diésel operativas en el sistema y sus características técnicas, se pueden observar en la tabla 2.1.

Tabla 2.1: Unidades térmicas, sistema mediano de Aysén

Central	Unidad	Potencia Bruta [MW]	Punto de conexión	Consumo específico [L/MWh]
CHACABUCO	G-5114	2,84	Alimentador Aysén-Chacabuco	0,24
	G-5657	2,84		0,24
	G5805	1,20		0,27
	G5806	1,60		0,28
PUERTO IBÁÑEZ	G-5112	0,36	Alimentador Balma- ceda	0,66
AYSEN TÉRMICO	G-5148	1,20	Barra central Aysén	0,27
AYSEN TÉRMICO PROVISORIA	G-5532	1,60	Barra central Aysén	0,24
TEHUELICHE	G-5844	1,92	Barra central Tehuelche	0,27
	G5733	1,92		0,28
	G-5101	2,35		0,27
	G-5102	1,6		0,27
	G-5103	2,84		0,24
	G-5147	2,84		0,24
	G5806	0,88		0,28
	G5807	1,8		0,27
TEHUELICHE PROVISORIA	G-5716	2,08	Barra central Tehuel- che	0,27
MAÑIHUALES	G5736	0,825	Linea MT Mañihuales	0,43
	G-5748	0,8		0,43

### 2.3.3. Unidades Hidráulicas

Las unidades hidráulicas del sistema mediano de Aysén son en su mayoría de pasada, lo cual se explica por las características geográficas de la zona. La única excepción es Lago Atravesado, que es una central hidráulica de pasada con capacidad de regulación, o sea tiene la capacidad de almacenar agua para ser aprovechada cuando lo requiera la demanda. El detalle de las unidades hidráulicas del sistema se encuentra en la tabla 2.2.

Tabla 2.2: Unidades hidráulicas, sistema mediano de Aysén

Central	Unidad	Tipo	Barra de conexión	Turbina	Consumo [m <sup>3</sup> ]	Caída [m]	Potencia Bruta
AYSEN	G-5116	Hidráulica Pasada	Barra central Aysén	Francis	3,30	103	3
	G-5117				1,00	103	0,9
	G-5118				3,10	103	2,7
LAGO ATRAVESADO	G-5106		Barra central Tehuelche		9,85	63,5	5,5
	G-5107				9,85	63,5	5,5
MONREAL	G-5143		Derivación del alimentador Balmaceda			1,48	247
SAN VICTOR	G-0000	Alimentador Interconexión Coyhaique - Aysén	Pelton	1,20	296	3	

La información sobre las características de embalse de la central Lago Atravesado se encuentran en la tabla 2.3. [8]

Tabla 2.3: Características de Lago Atravesado

<b>Superficie total</b>	7.300.000 $m^2$
<b>Cota máxima</b>	290,9 [msnm]
<b>Cota mínima</b>	288,7 [msnm]
<b>Diferencia entre cotas</b>	2,2 [m]
<b>Desnivel bruto medio anual</b>	66,1 [m]

De lo cual se desprende el volumen que puede ser almacenado según la ecuación 2.1

$$V_{emb} = S_{lago} * \Delta_{cotas} \quad (2.1)$$

Reemplazando los valores se obtiene que el volumen de agua embalsable es de alrededor de 16.060.000 [ $m^3$ ]. Este valor toma como supuesto que el volumen del embalse es un cilindro, por lo que su valor real puede ser menor. Ahora bien, si se considera el volumen del embalse como un cono, el volumen es aproximadamente 5.350.000 [ $m^3$ ]. De esta manera, una estimación más cercana sería tomar el volumen como un trapecio, lo que daría un valor intermedio.

La potencia generada por la central dado su caudal turbinado está dada por la ecuación 2.2.

$$P = \gamma \cdot \eta \cdot q_{turbinado} \cdot H_n \cdot g \quad (2.2)$$

Donde:

$P$ : potencia eléctrica [W].

$\gamma$ : peso específico del agua (1000 [ $kg/m^3$ ])

$\eta$ : eficiencia de la central, cuyo valor es 0,832

$H_n$ : caída de la central

$q_{turbinado}$ : caudal turbinado [ $m^3/s$ ]

$g$ : gravedad ( $9,8[m/s^2]$ )

Luego, si es que se integra esta ecuación, se obtiene la ecuación 2.3.

$$E = \frac{\gamma \cdot \eta \cdot V_{\text{turbinado}} \cdot H_n \cdot g}{3600} \quad (2.3)$$

Donde:

$E$ : energía eléctrica [Wh]

$V_{\text{turbinado}}$ : volumen turbinado

Finalmente, si se reemplaza el volumen turbinado por el volumen total del embalse se obtiene que la capacidad de almacenamiento del embalse es entre 0,8 y 2,4 [GWh]. Dado que es preferible estimar el valor menor para situarse en el “*worst case scenario*”, se toma como estimación que el embalse tiene una capacidad de almacenar 800 [MWh] de energía eléctrica.

### 2.3.4. Unidades Eólicas

El sistema mediano de Aysén cuenta con dos centrales eólicas. Estas son Alto Baguales y Alto Baguales 2, ambas con 2 unidades de generación. La primera, data del año 2001, mientras que la segunda se incorporó al sistema el año 2016. Más detalles de estas centrales se pueden observar en la tabla 2.4.

Tabla 2.4: Centrales eólicas, sistema mediano de Aysén

Central	Modelo	Código de unidad	Potencia Bruta [MW]	Punto de conexión
ALTO BAGUALES	Vestas V47	G-5108	0,66	Interconexión Aysén-Coyhaique
		G-5109	0,66	
ALTO BAGUALES 2	Enercon E44	G-5734	0,9	
		G-5735	0,9	

Actualmente, las unidades que se encuentran operativas son las dos unidades Enercon E44 de 900 kW correspondientes a Alto Baguales 2, mientras que las unidades Vestas no se encuentran operativas por obsolescencia.

### 2.3.5. Unidad Solar

Por último, el sistema posee una única central solar fotovoltaica, llamada El Blanco, en referencia al poblado que se encuentra en las cercanías. El detalle de esta central se encuentra en la tabla 2.5

Tabla 2.5: Central solar fotovoltaica, sistema mediano de Aysén.

Central	Potencia Bruta [MW]	Punto de conexión
El Blanco	3	Alimentador Balmaceda

## 2.4. Funcionamiento y despacho en el Sistema Mediano de Aysén

### 2.4.1. Particularidades de operación.

La coordinación de la operación del sistema mediano de Aysén es realizada desde la central Tehuelche para la zona de Coyhaique y desde la central Hidroeléctrica de Aysén para la zona de Aysén. Los operadores, basados en criterios de operación y experiencia, ejecutan procedimientos y maniobras que aseguran la continuidad y calidad del suministro eléctrico para los usuarios conectados al sistema.

En cuanto a los criterios de operación del sistema, se pueden mencionar los siguientes:

- Durante la operación normal, se mantiene una reserva en giro equivalente al 10 % de la demanda, que es aportada por las unidades térmicas diésel. Este criterio busca mantener una cantidad de reserva para la continuidad de suministro frente a la salida intempestiva de algunas de sus unidades.
- Se ha definido un límite máximo de transferencia por la interconexión Aysén - Coyhaique de 200 [A] que busca mantener la estabilidad del sistema frente a una falla en la interconexión.
- La central de embalse Lago Atravesado tiene capacidad de regulación de máximo 9 días operando a plena carga y da respaldo al sistema. Sin embargo, por instrucción, la central es despachada siempre que el nivel de cota sea superior a los 289.5 m.s.n.m., es decir cuando se encuentra fuera del rango de reserva. Cuando se ingresa al rango de operación de la reserva, que es desde la cota 288.7 m.s.n.m. y 289.2 m.s.n.m., se restringe la generación de la central. En caso de alcanzar la cota mínima, se disminuye o detiene la generación del embalse para acumular agua con el fin de ser utilizada durante las horas de punta.
- El sistema dispone de bancos de condensadores conectados en las barras de inyección de la generación para elevar la tensión en dichos puntos. Ahora bien, cuando baja la demanda del sistema y dado que los bancos de condensadores no se desconectan de manera automática, la tensión en las barras se eleva, haciendo necesario que las unidades térmicas regulen la tensión mediante la absorción de los reactivos.

La norma técnica de seguridad y calidad de servicio para sistemas medianos [25], establece que la frecuencia nominal del sistema es de 50 [Hz] y que se denomina estado normal cuando esta operando entre el rango de 49,5 y 50,5 [Hz]. Además, exige que las unidades generadoras, parques eólicos o fotovoltaicos se deben mantener conectados indefinidamente para frecuencias entre 48,5 y 51,5 [Hz], y se pueden desconectar cuando se sale del rango entre 47,5 y 53 [Hz]. Dependiendo del tipo de unidad (hidráulica, térmica, eólica o fotovoltaica) éstas se deben mantener conectadas cierta cantidad de tiempo dentro del rango entre 47,5 y 48,5 ó 51,5 y 53 [Hz]. Por ende, la frecuencia puede decaer hasta 47,5 [Hz] o subir hasta 53 [Hz] cuando el sistema se encuentra ante una contingencia y tiene posibilidades de recuperarse, fuera de este rango hay un apagón total.

## 2.4.2. Despacho

Según el artículo 72°-1 del DFL 4 [2], el Coordinador debe realizar la programación de la operación de los sistemas medianos en que exista más de una empresa generadora, conforme a la ley, el reglamento y las normas técnicas. A fecha de 15 de junio de 2022, la central San Víctor, el único proyecto de generación que no es propiedad de Edelaysen, aún no entraba en operación, por lo que el despacho de las centrales generadoras era efectuado por Edelaysen. Sin embargo, actualmente San Víctor está operativa, por lo que se considera en el despacho e implica la intervención del Coordinador. Además, la operación se organiza mediante la comunicación de los operadores de la central Tehuelche con los operadores de la central San Víctor.

En la memoria de Y. Garrido [16], se plantea un modelo de despacho económico para sistemas medianos basado en una tesis de magíster. En aquél trabajo se concluye que la operación obtenida mediante el modelo propuesto se adapta muy bien a lo que es la operación real del sistema. Lo interesante es que la operación del sistema se realiza sin utilizar programación diaria horaria para el despacho, pero que aún así logra una gestión eficiente, gracias al conocimiento y experiencia de los despachadores del sistema.

## 2.5. Formulación del problema de operación económica.

El modelamiento de operación económica clásico, considera la minimización de costos de operación y falla del sistema mediante la formulación descrita en la ecuación 2.4. [24]

$$F = \sum_i C(P_i, V_i) \quad (2.4)$$

Donde:

$F$  : Función objetivo a minimizar.

$i$  : Índice asociado a cada barra del sistema.

$P_i$  : Potencia activa inyectada en la barra  $i$ .

$V_i$  : Tensión en la barra  $i$ .

$C(P_i, V_i)$  : Función de costos de la barra  $i$ .

Está sujeto a las restricciones de balance energético (ecuación 2.5), o sea que con la generación se satisfaga la demanda y pérdidas del sistema; y también a las restricciones de desigualdad (2.6) e igualdad (2.7).

$$D + L - \sum P_i = 0 \quad (2.5)$$

Donde:

$D$  : Demanda total del sistema.

$L$  : Pérdidas del sistema.

$P_i$  : Potencia inyectada en la barra  $i$ .

$$h_k(P_i, V_i) \leq 0 \quad (2.6)$$

Donde:

$k$  : Índice asociado a cada restricción de desigualdad.

$h_k$  : Conjunto de relaciones de desigualdad.

$P_i$  : Potencia inyectada en la barra  $i$ .

$V_i$  : Tensión en la barra  $i$ .

$$N_j(P_i, V_i) = 0 \quad (2.7)$$

Donde:

$j$  : Índice asociado a cada restricción de igualdad.

$N_k$  : Conjunto de relaciones de desigualdad.

$P_i$  : Potencia inyectada en la barra  $i$ .

$V_i$  : Tensión en la barra  $i$ .

Dentro de las restricciones de desigualdad (ecuación 2.6) se suelen encontrar límites de potencia activa/reactiva de unidades, tiempos de prendido/apagado, límites de transferencia de potencia por las líneas de transmisión, reservas (calidad y seguridad de servicio), caudal mínimo a generar con centrales hidráulicas, volúmenes máximos/mínimos de los embalses, suministro de gas, emisiones contaminantes, entre otras.

Por otra parte, en las restricciones de igualdad o “de borde” se suelen encontrar los niveles finales de embalse, los balances nodales, los balances hidráulicos, transferencias convenidas con otras empresas, seguridad y calidad de servicio, tasas de toma de carga, tiempo de estabilización de unidades generadoras, mantención de reservas de agua para periodos de sequía, etc.

## 2.6. Probabilidad de excedencia.

La probabilidad de excedencia, en contextos de hidrología, representa la probabilidad de que un año hidrológico sea más seco que los años anteriores, o bien que la precipitación del año sea igualada o superada. De esta manera, una alta probabilidad de excedencia conlleva un periodo de sequía mientras que una baja probabilidad de excedencia implica un escenario de abundancia hídrica.

Para el cálculo de probabilidad de excedencia, primero se tiene que definir el periodo de retorno, el cual significa el número de años promedio en que se estima un evento. El cálculo se realiza mediante el método de Weibull expuesto en la ecuación 2.8. [27]

$$T = \frac{n + 1}{m} \quad (2.8)$$

Donde:

T: periodo de retorno.

n: numero total de datos de una serie.

m: número de orden de la serie ordenada de forma creciente.

Luego, la probabilidad de excedencia ( $P$ ) es el inverso del periodo de retorno según lo indica la ecuación 2.9.

$$P = \frac{1}{T} \quad (2.9)$$

## 2.7. Herramientas de evaluación económica de proyectos.

Cuando se realizan proyectos de expansión al sistema eléctrico, no solo se tiene que considerar la factibilidad técnica, sino que también si el proyecto se sostiene económicamente y es rentable para la empresa que lo está ejecutando. Para ello, a continuación se describen algunos indicadores económicos útiles para resolver la factibilidad económica.

### 2.7.1. Valor Actual Neto (VAN)

El Valor Actual Neto (VAN) corresponde al valor presente de los flujos de caja realizados a lo largo de la vida útil del proyecto evaluado. Por tanto, si es que el VAN es 0, se es indiferente económicamente si se realiza el proyecto o no; si el VAN es menor que 0, el proyecto no es económicamente factible; y si el VAN es mayor que 0, entonces el proyecto es económicamente factible y se debería realizar. El VAN se calcula según lo indica la fórmula 2.10.

$$\text{VAN} = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (2.10)$$

Donde,  $F_t$  es el flujo del periodo  $t$ ,  $k$  es la tasa de retorno/descuento,  $n$  es el numero de periodos considerados e  $I_0$  es la inversión inicial (periodo 0).

### 2.7.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) corresponde a la tasa de descuento que debe tener un proyecto con tal de que el VAN sea 0. Representa la media geométrica de los rendimientos futuros esperados del proyecto.

## 2.8. Estado del arte.

En [18] se estudia la posibilidad de transformar una central hidráulica de pasada en una central de bombeo, cuya potencia instalada es similar a la de esta memoria, y que se encuentra en un sistema semi-aislado conectado al SEN a través del ex Sistema Interconectado

del Norte Grande (SING). La razón por la que estaría en un sistema semi-aislado es porque está conectada a la subestación Árica, que es un nodo principalmente de demanda eléctrica, y por ende, puede ser modelado tomando el ex SING como un generador equivalente que satisface la demanda que no pueden satisfacer los generadores locales. Sin embargo, el enfoque de aquella memoria está en encontrar la configuración óptima de las turbinas para tener la mayor reducción de costos para el sistema, ante distintos escenarios de aumento de generación solar. Uno de los resultados destacables, es que la reducción de costos producto exclusivamente de la incorporación del sistema de bombeo es de tan solo 1,1 %, mientras que el resto es producto de un aumento en la capacidad instalada de la central hidráulica. Por otra parte, al tratarse de una memoria no tan reciente, tiene algunas limitaciones debido a los tiempos que corrían, como que la operación del sistema de bombeo lo tendría que hacer un operador de la empresa sin el conocimiento de los costos marginales del sistema, lo cual actualmente no sería una complicación puesto que, debido a la normativa, el coordinador eléctrico nacional debe indicar la operación del bombeo. Además, la central analizada entró en servicio el año 1967, por lo que es probable que se tengan que hacer grandes cambios a la infraestructura para acomodar el sistema propuesto.

En [22], se habla de un proyecto de AES Gener llamado “*Vitual DAM*” de almacenamiento de energía con baterías, cuya capacidad instalada es 10 MW, con el fin de complementar la generación de la central hidroeléctrica de pasada Alfalfal 1 (178 MW) de la región Metropolitana. La idea es utilizar la energía almacenada en las baterías en las horas de máxima demanda, y almacenar energía durante las horas de menos demanda. Se prevé que las baterías tengan una duración de cinco horas de funcionamiento, lo que equivale al abastecimiento energético de cuatro mil hogares. El proyecto considera la idea de un embalse virtual, de manera de contar con almacenamiento sin crear obras civiles alrededor del embalse existente. Lo que tiene en común este proyecto con el propuesto en esta memoria es que se busca desplazar el consumo de diésel durante las horas punta y disminuir los costos operacionales del sistema, además de que la capacidad que agregan las baterías, permite una mayor penetración de energía renovable al sistema. Además, ésta tecnología otorga la flexibilidad de prestar servicios complementarios como regulación de frecuencia y control de voltaje. Sin embargo, este es un proyecto que se realiza dentro del SEN, y la tecnología que se utiliza son baterías (BESS) que son radicalmente distintas a las centrales hidráulicas de bombeo, tanto técnica como económicamente.

El proyecto Espejo de Tarapacá [23], es sin lugar a dudas el proyecto de central hidráulica de bombeo más famoso a nivel nacional. Consiste en una PSH de 300 MW de capacidad instalada que opera con agua de mar, ubicada en el norte de Chile, 100 km al sur de la ciudad de Iquique. En esencia, es un enorme sistema de almacenamiento de electricidad que permitirá eliminar, a bajo costo, la intermitencia de fuentes renovables no convencionales. Este proyecto aprovecha las características geográficas del desierto de Atacama para implementar una central hidráulica de bombeo natural, haciendo uso de un farellón costero, de gran altura, próximo al océano que en su parte superior cuenta con concavidades naturales. Si bien este proyecto es de una magnitud completamente distinta a lo que se propone en esta memoria, sirve de referencia tecnológica. Además, las características geográficas referidas, o sea la disponibilidad de concavidades naturales sobre un reservorio natural de agua, también se pueden observar en el sistema mediano de Aysén.

# Capítulo 3

## Metodología

Lo que se busca resolver en esta memoria es la factibilidad económica de la instalación de una central de bombeo en el sistema mediano de Aysén. Para ello, se sigue la siguiente secuencia lógica:

1. Realizar revisión bibliográfica de la regulación de los sistemas medianos, conceptos y modelamiento de las centrales de bombeo, y abarcar el estado del arte de las centrales de bombeo.
2. Descripción técnica de las centrales y unidades del sistema. Para ello, se consideran el tipo de las unidades, costos, consumos y reglas de despacho que siguen.
3. Proyectar, en un horizonte de evaluación de 15 años, la demanda eléctrica del sistema, precios de combustibles y generación de recursos renovables, o sea recurso hidráulico, eólico y solar.
4. Modelamiento del sistema, considerando todas las centrales y barras importantes del sistema. Se modela el sistema tanto con la instalación de la central de bombeo como sin ella. El lenguaje en que se modela el problema de despacho económico es FICO Xpress.
5. Proyectar la operación del sistema, tanto para el caso base en que no se hace el proyecto, como para el caso en que se instale la central de bombeo. Es decir, ejecutar el modelo de despacho para el horizonte de evaluación del proyecto.
6. Realizar un flujo de cajas a modo de evaluar alternativas.

En la figura 3.1 se puede observar la metodología del de evaluación. A continuación se describe cada fase:

**Fase 1:** recolección y manejo de datos, comenzando con las proyecciones de demanda, recursos solar y eólico y afluentes hidrológicos, teniendo en consideración tres distintas hidrologías.

**Fase 2:** modelación del sistema mediano de Aysén teniendo en consideración mínimos técnicos, capacidades de transmisión por las líneas y particularidades de operación.

**Fase 3:** compilación, ordenamiento y análisis de los resultados obtenidos a partir del modelo de despacho, estos son costos de operación, despacho horario de las unidades, vertimientos y energía almacenada.

**Fase 4:** evaluación económica, se realiza un flujo de caja de los ahorros obtenidos al instalar el sistema de bombeo propuesto.

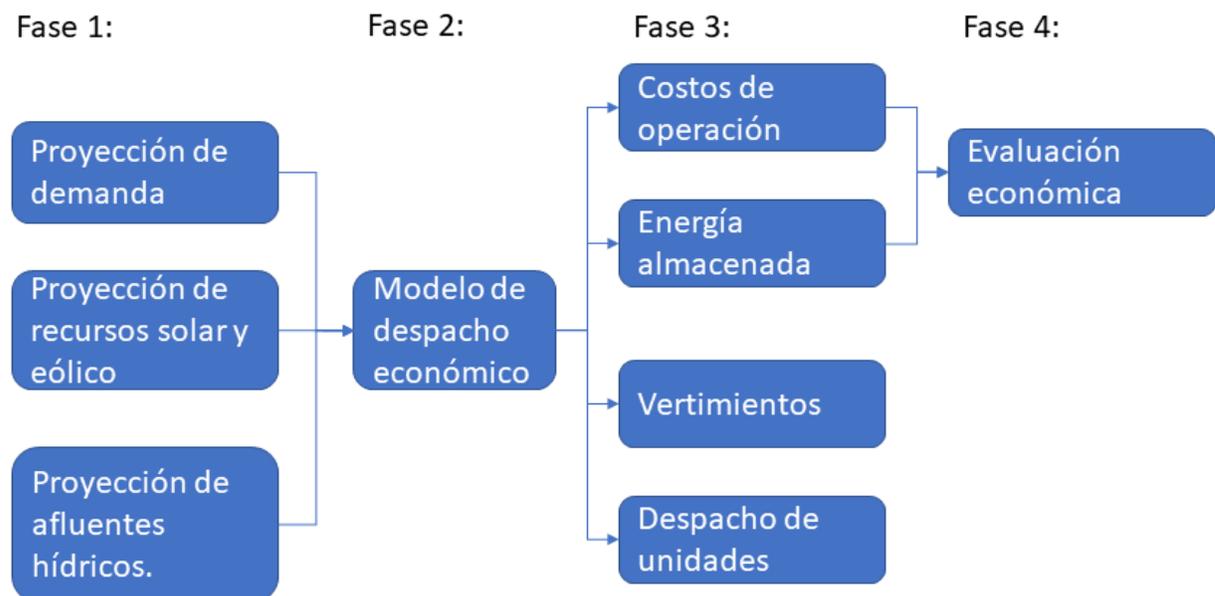


Figura 3.1: Metodología.

## 3.1. Proyección de la demanda

### 3.1.1. Antecedentes de demanda

Como análisis histórico del comportamiento de la demanda del sistema mediano de Aysén, se tiene la información contenida en las tablas 3.1 y 3.2, correspondiente al periodo 2014-2021. En 3.1 se encuentra la potencia máxima registrada en un cuarto de hora y la energía total generada. Mientras que en 3.2, se observa el crecimiento de la demanda con respecto al año anterior. Cabe recalcar que las demandas máximas y la energía son obtenidas a partir de datos de generación proporcionados por Edelayesen, por lo que no corresponden directamente a la demanda, sino que incluye también las pérdidas. [31]

Tabla 3.1: Demanda máxima y energía total, periodo 2014-2021

<b>Año</b>	<b>Demanda máxima [kW]</b>	<b>Energía total [MWh]</b>
2014	22.000	130.588
2015	22.550	130.906
2016	22.900	128.789
2017	23.050	131.103
2018	25.400	142.146
2019	25.550	145.614
2020	26.800	146.840
2021	28.600	155.900

Tabla 3.2: Crecimiento de demanda máxima y energía total, periodo 2014-2021

<b>Año</b>	<b>Demanda máxima [kW]</b>	<b>Energía total [MWh]</b>
2015	2,5 %	0,2 %
2016	1,6 %	-1,6 %
2017	0,7 %	1,8 %
2018	10,2 %	8,4 %
2019	0,6 %	2,4 %
2020	4,9 %	0,8 %
2021	6,7 %	6,2 %

Por otra parte, en la tabla 3.3 se observa cómo se ha distribuido históricamente la demanda en las distintas barras del sistema.

Tabla 3.3: Distribución de demanda en las barras, periodo 2014-2021

Año	Coyhaique	Aysén	Chacabuco	Alto Baguales
2014	60,8 %	18,0 %	19,7 %	1,5 %
2015	61,8 %	18,1 %	18,5 %	1,6 %
2016	63,9 %	18,4 %	15,9 %	1,7 %
2017	64,5 %	20,3 %	13,0 %	2,2 %
2018	62,8 %	19,4 %	15,9 %	1,9 %
2019	62,3 %	19,8 %	16,0 %	1,8 %
2020	62,0 %	21,7 %	14,3 %	2,0 %
2021	62,0 %	21,7 %	14,3 %	2,0 %

En la figura 3.2 se puede observar cómo se distribuye, en promedio, la demanda del sistema a lo largo del día. Mientras que en la figura 3.3 se puede ver cómo varía la demanda de energía dependiendo del mes del año. Estos datos graficados corresponden a la demanda promedio entre los años 2014 y 2021, por lo que solamente su representación visual de cómo se distribuye la demanda es válida y no representa valores de demanda máxima ni potencia de suficiencia.

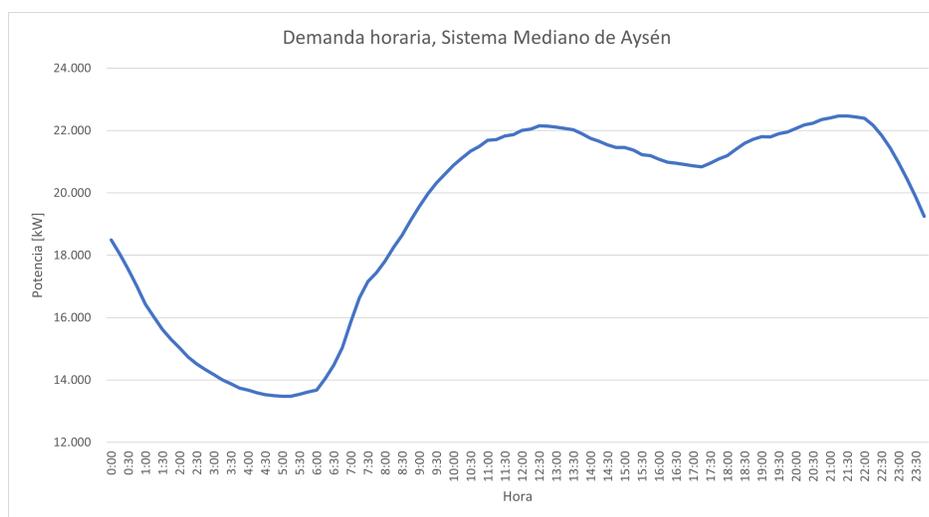


Figura 3.2: Demanda promedio horaria.

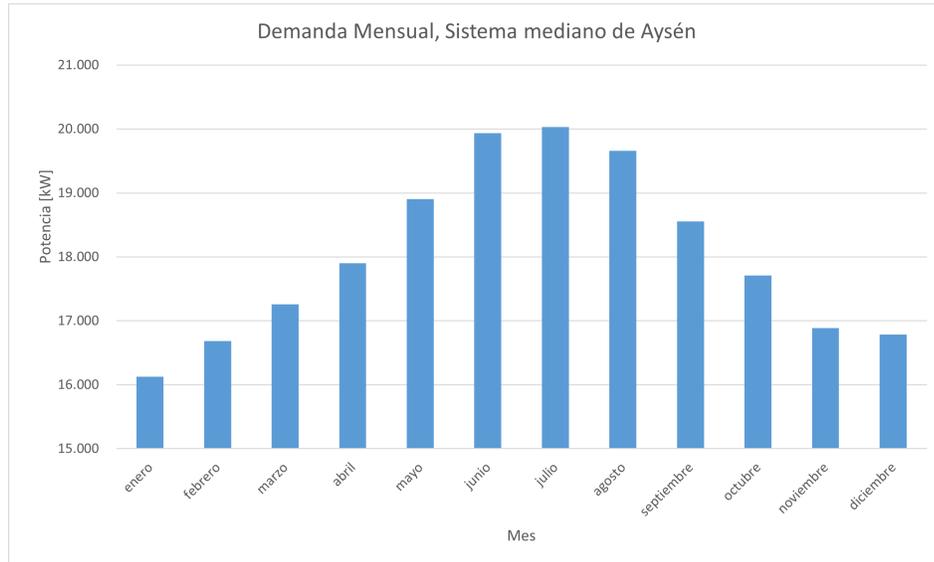


Figura 3.3: Demanda promedio mensual.

En el gráfico 3.4 se observa la curva de duración de la demanda del año 2021. De esta manera, se puede ver que la demanda máxima en el sistema fue de 28.513 [kW], mientras que la demanda mínima fue de 1.200 [kW] durante una hora (5 de diciembre a las 11:00), 10 horas la demanda fue menor a 10.000 [kW] y hubo demanda 0 durante 1 hora en contingencia. También, se desprende que durante 391 horas, que equivalen a 4% del año, la demanda fue mayor a 25 [MW] lo que Edelaysen considera como demanda alta para el sistema, puesto que representa el 50% de la capacidad instalada de generación y coincide con la potencia firme del sistema (capacidad instalada diésel). Por otra parte, hay 8.176 horas al año en que la demanda del sistema estuvo entre 12 y 25 [MW], lo que representa al 93% del tiempo.

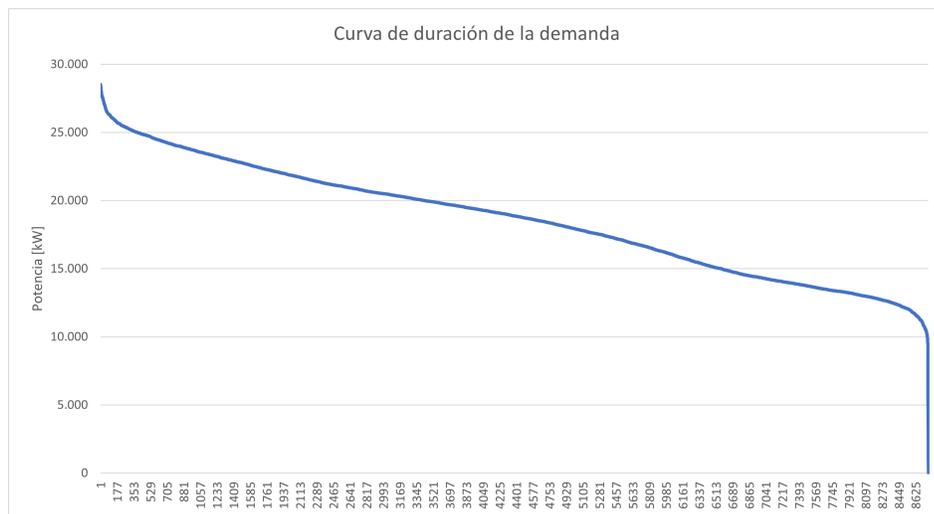


Figura 3.4: Curva de duración de la demanda año 2021

### 3.1.2. Proyección futura de la demanda

Para la proyección de demanda, se tiene como referencia el estudio de tarificación del periodo 2022-2026 del sistema mediano [1]. En él, se contemplan 3 factores influyentes en el aumento de la demanda. Primero, el aumento base de la demanda energética que viene asociada a antecedentes históricos y variables económicas incidentes en el consumo energético. Segundo, los aumentos de consumos producidos por grandes empresas conectadas al sistema. Por último, la agregación de demanda eléctrica por la conversión de consumos de calefacción.

La proyección base de la demanda pretende seguir con los crecimientos tendenciales de la demanda, y se puede observar en la tabla 3.4. En el estudio se utiliza un Modelo Autorregresivo Integrado de Media Móvil (ARIMA), como variable regresora se incorporó el Índice de Actividad Económica (IMACEC) y se proyectó los años en los que se basa el estudio. Debido a la situación sanitaria ocasionada por el Covid-19, no se tomaron algunos meses a modo de no impactar tanto las proyecciones del IMACEC.

El modelo ARIMA se empleó de tres formas distintas, primero sólo considerando los crecimientos tendenciales de la demanda de los años anteriores, es decir, sin incorporar la variable regresiva del IMACEC. Segundo, se utilizó el modelo con el IMACEC como regresor. Y tercero, se utilizó un modelo de ajuste parcial, en el que se mantuvo solamente la componente regresiva del modelo, es decir, solo se tomó como referencia la proyección del IMACEC. Luego, se utilizó el indicador MAE para determinar el error de los tres modelos, y se tomó el modelo cuyo error fue mínimo. En particular para el sistema mediano de Aysén se optó por tomar los resultados del Modelo ARIMA con Regresor.

Tabla 3.4: Proyección base de consumo de energía y demanda máxima

<b>Año</b>	<b>Energía [GWh]</b>	<b>Demanda Max [MW]</b>	<b>Crecimiento Energía</b>	<b>Crecimiento Demanda Max.</b>
2021	157,8	28,1		
2022	159,2	28,4	0,9 %	1,1 %
2023	159,5	28,4	0,2 %	0,0 %
2024	162,4	28,9	1,8 %	1,8 %
2025	165,5	29,5	1,9 %	2,1 %
2026	168,2	30	1,6 %	1,7 %
2027	170,8	30,4	1,5 %	1,3 %
2028	173,3	30,9	1,5 %	1,6 %
2029	175,9	31,3	1,5 %	1,3 %
2030	178,4	31,8	1,4 %	1,6 %
2031	181	32,2	1,5 %	1,3 %
2032	183,6	32,7	1,4 %	1,6 %
2033	186,1	33,1	1,4 %	1,2 %
2034	188,7	33,6	1,4 %	1,5 %
2035	191,2	34,1	1,3 %	1,5 %

Luego, no existieron declaraciones de grandes empresas que se conectarán en el sistema, por lo que se asume que no habrán grandes variaciones en los valores de demanda implicadas a este fenómeno.

En cuanto al crecimiento de la demanda por la electrificación del calor, las proyecciones se observan en la tabla 3.5.

Tabla 3.5: Proyección de aumentos de consumo de energía y demanda máxima causadas por electrificación del calor.

<b>Año</b>	<b>Energía [GWh]</b>	<b>Demanda Max [MW]</b>
2021	0	0
2022	0,5	0,1
2023	2,9	0,5
2024	5,8	1
2025	8,8	1,6
2026	11,6	2,1
2027	14,5	2,6
2028	17,4	3,1
2029	20,3	3,6
2030	23,3	4,1
2031	26,6	4,7
2032	29,1	5,2
2033	32	5,7
2034	34,9	6,2
2035	37,8	6,7

Nótese que las proyecciones de demanda llegan hasta el año 2035, para los años 2036 y 2037 simplemente se considera el crecimiento uniforme que se tuvo en los últimos años. De esta manera, los resultados de las proyecciones de demanda máxima y energía total para el sistema mediano de Aysén se pueden observar en las figuras 3.5 y 3.6 respectivamente.

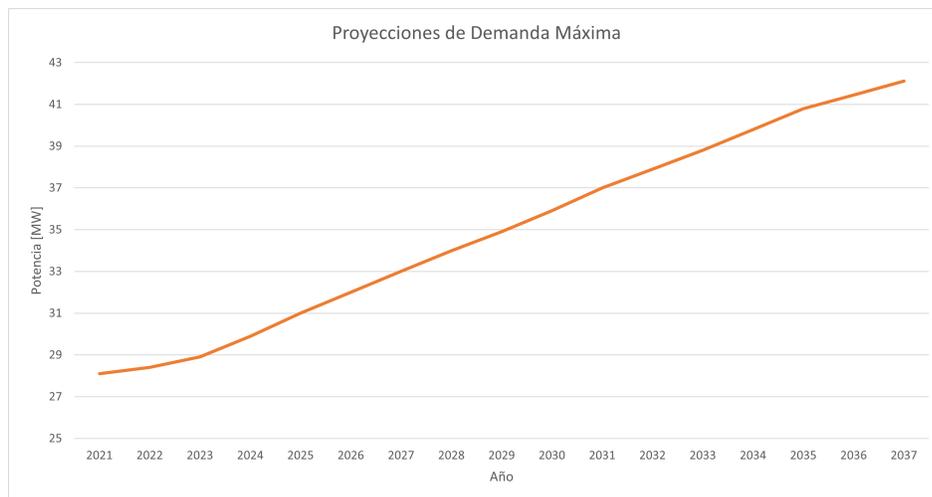


Figura 3.5: Proyección de potencia máxima anual.

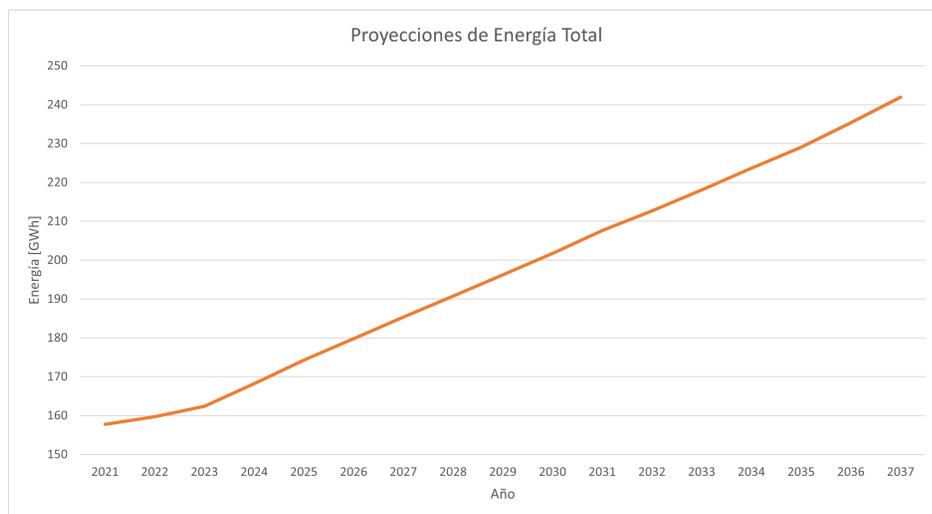


Figura 3.6: Proyección de Energía total anual.

En cuánto a cómo se distribuye la demanda entre las distintas barras del sistema, se tomó como referencia el promedio de la distribución de la demanda entre los años 2018 y 2021 conforme a lo establecido en la tabla 3.3. Nótese que la demanda de Coyhaique fue redistribuida entre las barras Divisadero y Tehuelche en una proporción de 2/3 y 1/3, de acuerdo a lo indicado por Edelayesen. El resultado se muestra en la tabla 3.6.

Tabla 3.6: Proyección de distribución de demanda en las barras.

Tehuelche	Divisadero	Aysén	Chacabuco	Mañihuales
20,7 %	41,5 %	20,6 %	15,1 %	2,1 %

## 3.2. Proyección de costos variables de las unidades

### 3.2.1. Antecedentes de costos variables

Los antecedentes de costos variables de las unidades del sistema expuestos en la tabla 3.7 corresponden a los costos variables de las unidades para el mes de octubre de 2022. [32]

Tabla 3.7: Costos variables de las unidades, octubre 2022

Central	Unidad	Costo Variable [USD/MWh]
Tehuelche	5101	261,39
	5102	271,08
	5103	266,89
	5806	243,14
	5807	243,14
	5147	263,99
	5736	264,59
	5716	276,58
	5748	263,99
Chacabuco	5112	267,69
	5113	265,99
	5804	239,24
	5805	239,24
	5148	272,68
Aysén	5114	261,29
	5657	233,42

### 3.2.2. Proyección futura de costos variables

Para la proyección futura de los costos variables, se realiza una simplificación para modelar una central equivalente a la suma de sus unidades. La razón es netamente práctica dado que así se tienen que modelar 3 centrales térmicas en lugar de 16. La simplificación consiste en calcular valores ponderados de costos variables para cada una de las centrales. Es decir, se multiplica el costo variable de cada unidad por su potencia máxima y se divide por la capacidad instalada total de la central, de esta manera la eficiencia de las unidades está implícita en la central equivalente. Esta simplificación se hace sin pérdida de generalidad puesto que se mantiene la jerarquía de las unidades más baratas y más caras, lo cual viene dado principalmente por problemas de logística para transportar el combustible y en menor medida por la eficiencia de las unidades. Los resultados se observan en la tabla 3.8.

Tabla 3.8: Costos variables de las centrales equivalentes, octubre 2022.

Central equivalente	CV [USD/MWh]
Tehuelche	259
Chacabuco	252
Aysen Térmico	246

Para la central Los Huemules, que entra en operación el año 2024, se tiene en consideración los costos variables actuales de las centrales a gas y lo que se establece en el estudio de tarificación [1]. En particular, se toma como costo variable actual 190 [USD/MWh].

Luego, se toma como referencia el informe de proyecciones de precios de combustibles [28] para ponderar los costos variables de las unidades. Los resultados se observan en la figura 3.7.

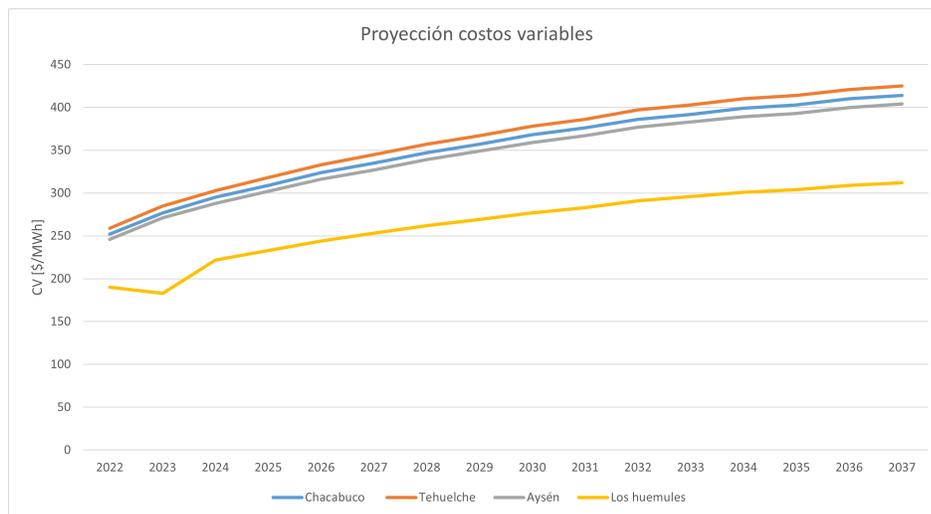


Figura 3.7: Proyección de costos variables de las unidades.

### 3.3. Disponibilidad de recurso eólico

#### 3.3.1. Antecedentes eólicos

Los registros de viento y generación eólica entre los años 2014 y 2021 se muestran en las figuras 3.8 y 3.9. En particular, en 3.8, se ven periodos en que la generación eólica es inconsistente con la cantidad de viento disponible. Esto se puede explicar por algunos factores ambientales como la necesidad de desconectar algunas turbinas cuando el viento supera los 20 [m/s], o también porque en cada periodo de tiempo se tienen las mediciones de generación eólica pero no de velocidad del viento. En la figura 3.9 se observan variaciones de generación dada cierta cantidad de viento, lo cual se puede deber, entre otras razones, a que la curva de generación de las turbinas eólicas no es lineal.

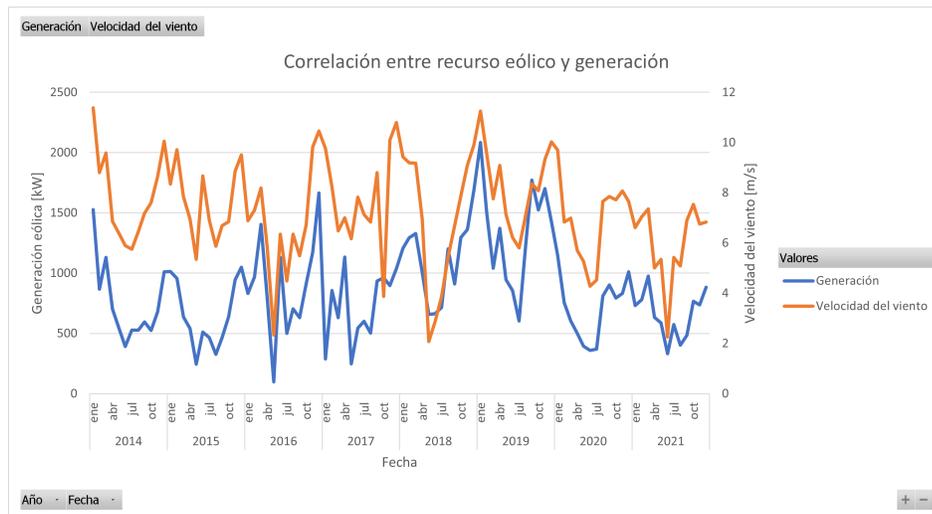


Figura 3.8: Disponibilidad de recurso y generación eólica mensual

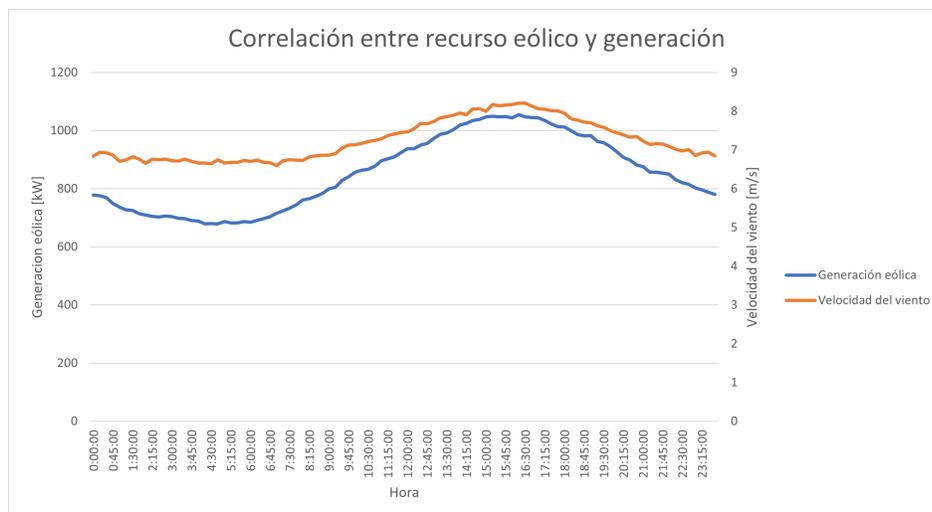


Figura 3.9: Disponibilidad de recurso y generación eólica horaria

En la figura 3.10 se observa la frecuencia en que se repiten las distintas velocidades del viento; hay una gran cantidad de datos en que el viento es 0, pero no en todos ellos la generación eólica es 0. Por ello, en la figura 3.11 se muestra un histograma con la frecuencia en la que la velocidad del viento es 0, pero la generación eólica registrada es distinta de 0.

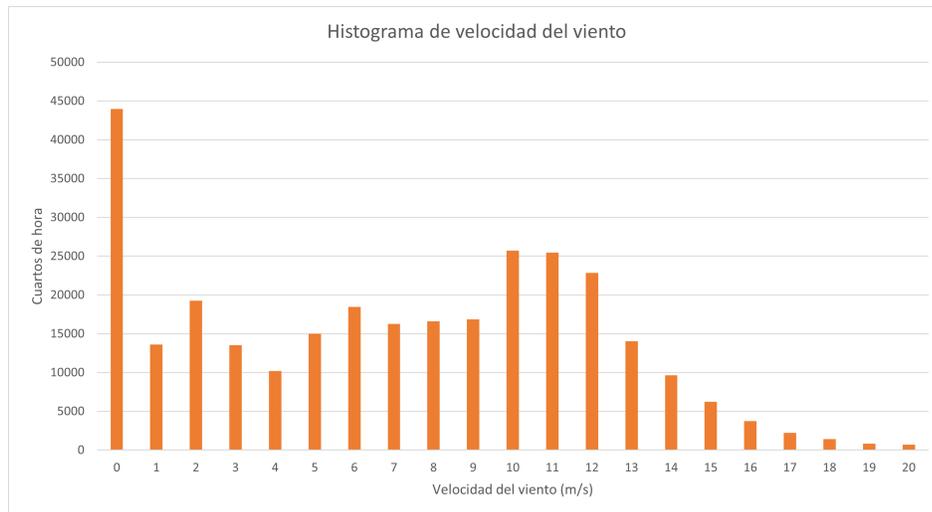


Figura 3.10: Histograma de velocidad del viento, 2014-2021



Figura 3.11: Histograma de datos de velocidad de viento no registrados por año

### 3.3.2. Proyecciones de recurso eólico

Las proyecciones del recurso eólico se realizaron teniendo en consideración la generación eólica y las velocidades del viento del periodo 2014-2021. Obteniéndose un año típico de disponibilidad de viento (estadística disponible en la tabla 5.1) que puede ser utilizado para calcular la generación eólica dependiendo de las turbinas que se instalarán en el parque. En la imagen 5.1 se observa la curva de generación de las turbinas Enercon operativas actualmente en Alto Baguales. De dicha operación se obtiene que la disponibilidad del recurso eólico viene dada por el gráfico 3.12.

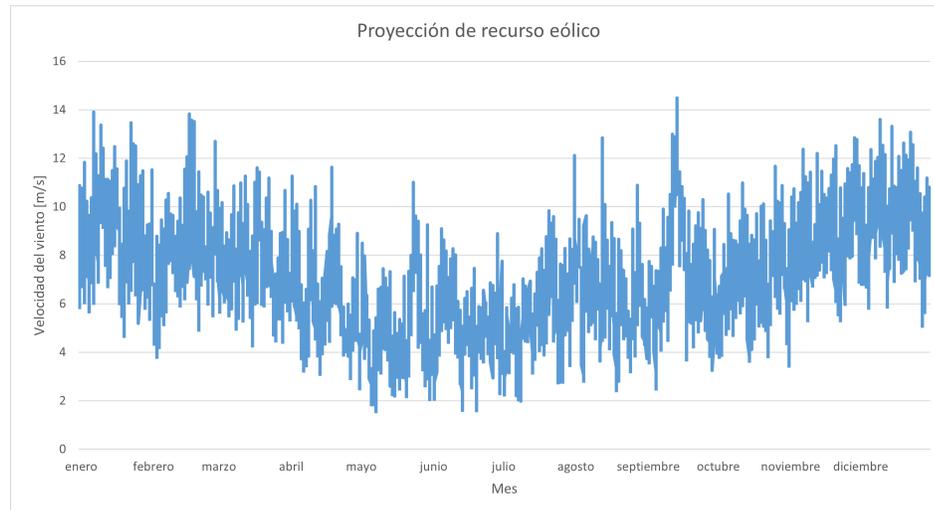


Figura 3.12: Proyección de recurso eólico horario

De esta manera, se obtienen dos curvas de generación anual para dos periodos de tiempo distintos que corresponden a los años previos a que se haga la ampliación de Alto Baguales (2023-2025) y los años posteriores (2026-2037). Las curvas de generación corresponden a las distintas capacidades instaladas con las que cuenta el parque Alto Baguales, y tiene en consideración la curva de generación de las turbinas Enercon (figura 5.1) dado que la ampliación está en proceso de licitación y no se tiene información de que marca ni modelo específico serán, o sea se mantiene la curva de potencia. Por otra parte, la disponibilidad del viento se mantiene en ambos gráficos y corresponden a los de la figura 3.12. Estos gráficos se pueden observar en las figuras 3.13 y 3.14 respectivamente.

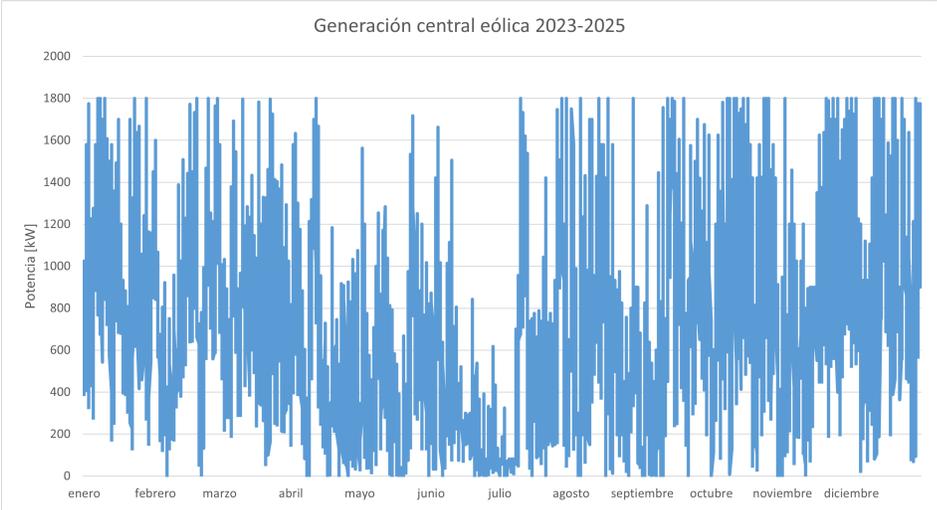


Figura 3.13: Proyección de generación eólica 2023-2025, resolución horaria

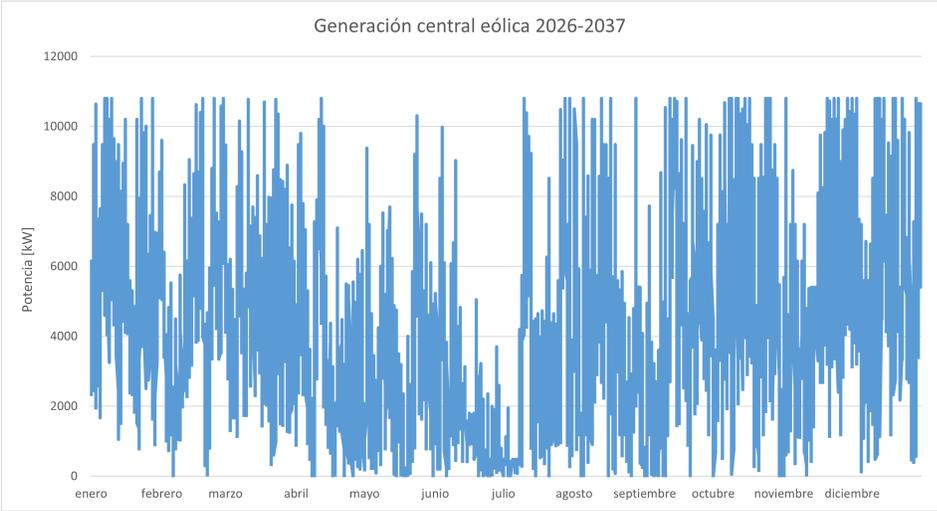


Figura 3.14: Proyección de generación eólica 2026-2037, resolución horaria

## 3.4. Disponibilidad de recurso solar

Se deja constancia de que la disponibilidad de recurso solar no contempla antecedentes de generación y/o radiación solar. Esto se debe a que a la fecha de realizar las proyecciones no se contaba con un año completo de operación de la central El Blanco.

### 3.4.1. Proyecciones recurso solar

Para las proyecciones de disponibilidad del recurso solar, se tuvo como referencia los valores entregados por el Explorador Solar [26]. Los parámetros que se ingresaron para obtener los perfiles de generación se detallan en la tabla 3.9.

Tabla 3.9: Características del parque solar El Blanco

<b>Modelo de Generación</b>	Bifacial
<b>Capacidad instalada</b>	2.968 kW
<b>Coefficiente de Temperatura del panel</b>	-0,35 %/°C
<b>Factor de Bifacialidad</b>	0,7
<b>Tipo de albedo</b>	0,2
<b>Tipo de arreglo</b>	HSAT
<b>Máxima inclinación</b>	60°
<b>Eficiencia del inversor</b>	96 %
<b>Factor de pérdidas del sistema fotovoltaico</b>	14 %
<b>Factor de pérdidas Mismatch</b>	6 %

A partir de lo anterior, se obtuvo el perfil de generación mensual que se observa en la figura 3.15. Nótese que la imagen no representa exactamente los valores tomados puesto que se consideró un vector de generación horario con 8.760 valores.

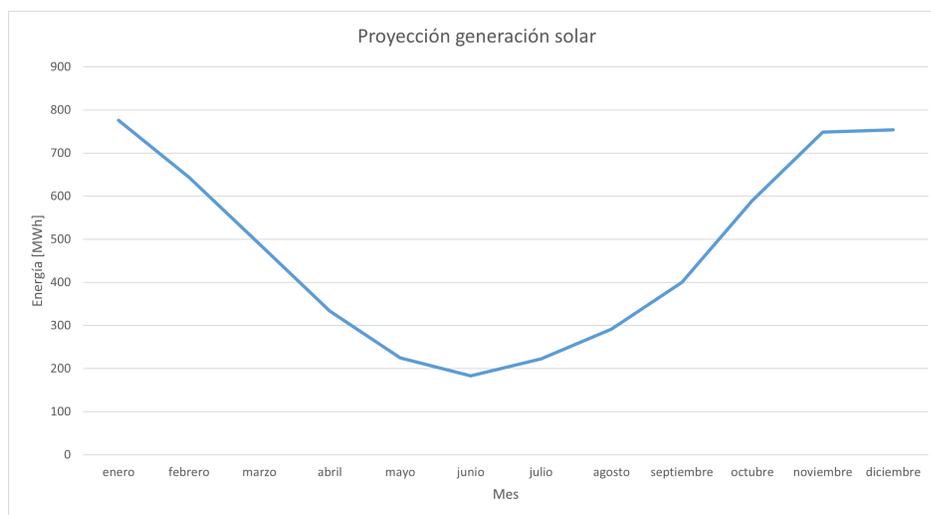


Figura 3.15: Proyección de generación mensual solar

## 3.5. Disponibilidad del recurso hídrico

### 3.5.1. Antecedentes hidrológicos

En el gráfico 3.16 se observan 3 años correspondientes a un año húmedo (2018), un año medio (2014) y un año seco (2015). El criterio que se tomó para elegir estos años se basa en la probabilidad de excedencia (tabla 5.2) y el estudio de tarificación. Nótese que se tomaron los años hidrológicos y no los años de calendario, es decir, cada año empieza en abril del año de calendario y terminan en marzo del año siguiente. No obstante, se graficaron los datos ordenados según el año calendario para una mejor visualización.

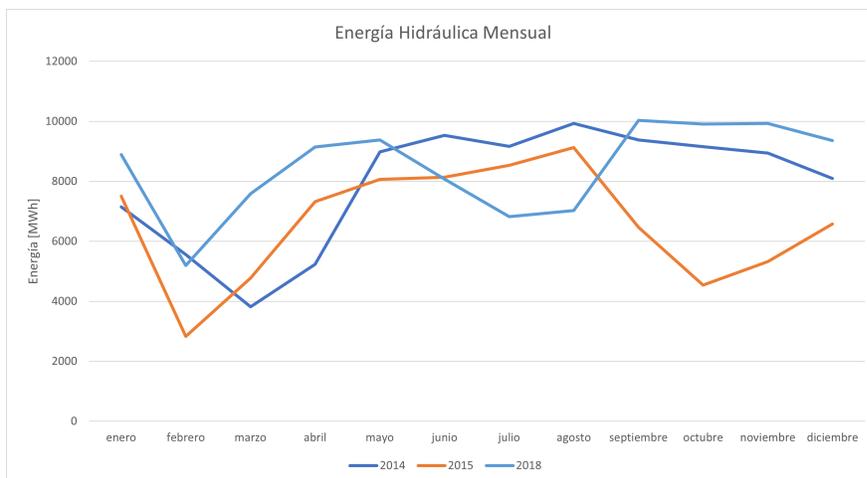


Figura 3.16: Hidrología años seco, medio húmedo.

### 3.5.2. Proyecciones de recursos hidrológicos

La proyección de la generación hidráulica consiste en tomar tres tipos de hidrologías en el sistema mediano de Aysén, los cuales se indican en la tabla 3.10. La razón por la cual se toman estos años hidrológicos es que fueron utilizados en el estudio de tarificación [1], excepto por el año 2015 que reemplaza al año 2007 en el estudio debido a que para el año 2007 no se encontraba operativa la central Monreal y por ende no se tienen datos verídicos de su operación. De todas maneras, se realizó un análisis comparativo entre la generación del 2007 según el estudio y la del 2015, y se descubrió que tanto en cantidad de energía como en la distribución anual del recurso coincide. Además de calcular los porcentajes de excedencia del periodo 2014-2022 (tabla 5.2). De lo anterior, se obtiene una validación sobre la elección de los años hidrológicos utilizados.

A continuación, se muestra la energía mensual generable por cada central hidráulica del sistema para los años húmedo (2018), medio (2014) y seco (2015).

#### Lago Atravesado

Tabla 3.10: Años hidrológicos considerados.

Hidrología	Año	Probabilidad de excedencia [%]	Energía Anual [GWh]
Seca	2015	73,7	79
Media	2014	49,2	95
Húmeda	2018	23,2	101

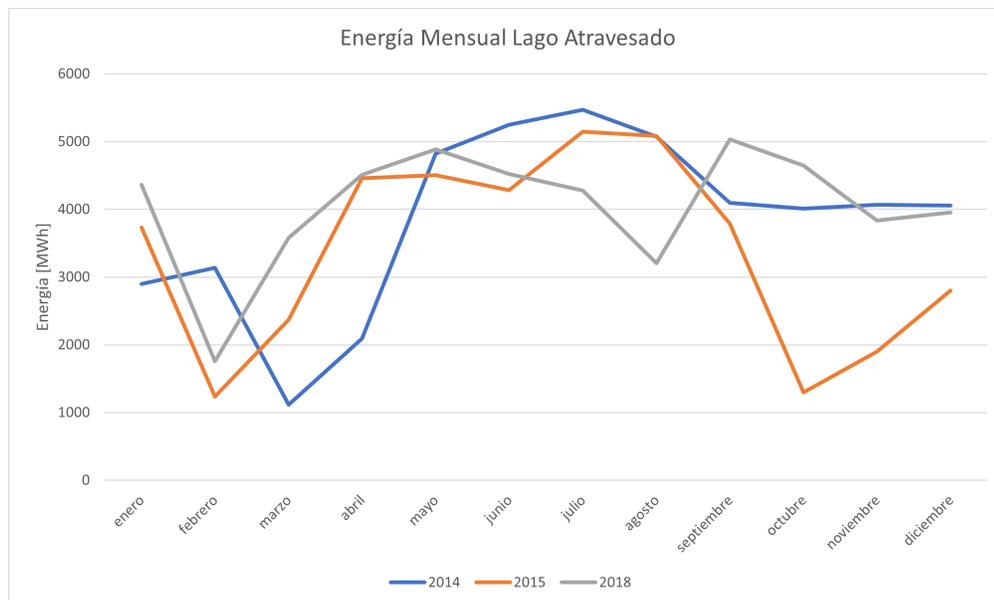


Figura 3.17: Hidrología Lago Atravesado

## Puerto Aysén

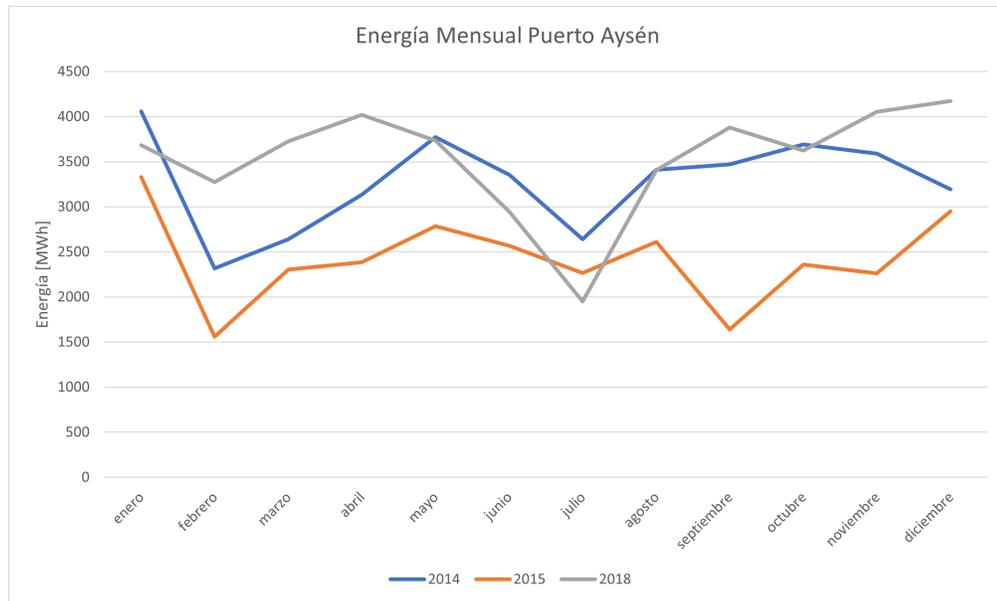


Figura 3.18: Hidrología Puerto Aysén

## Monreal

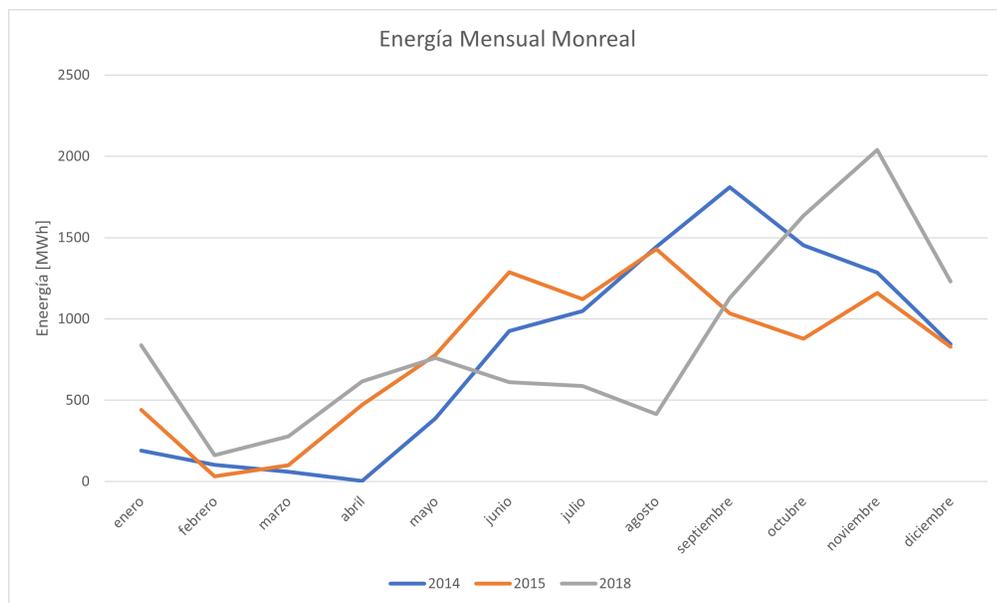


Figura 3.19: Hidrología Monreal

## San Víctor

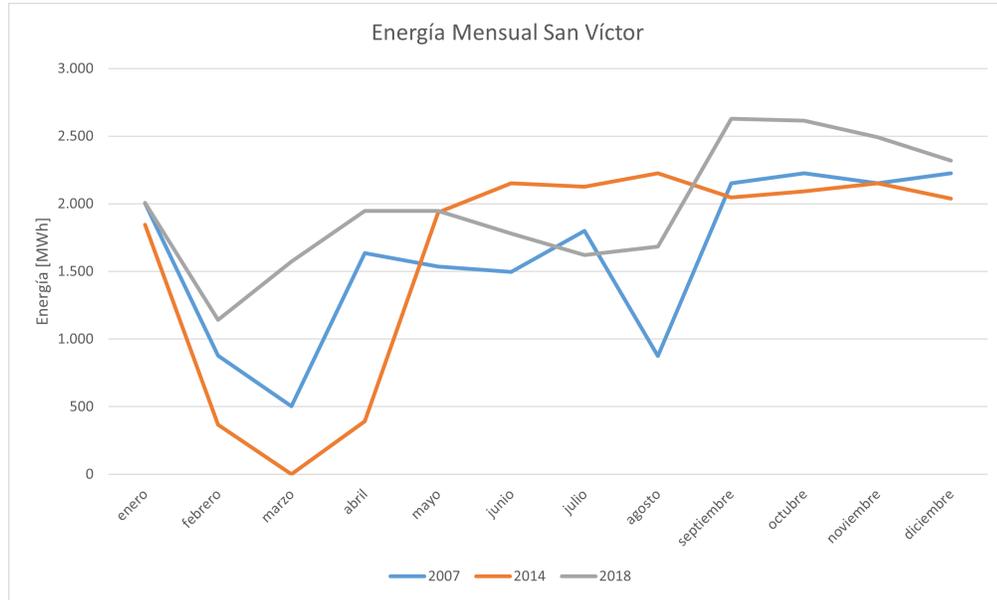


Figura 3.20: Hidrología San Víctor

Para la elaboración de los vectores de afluentes de las centrales hidráulicas se consideran afluentes horarios para las centrales Monreal y Puerto Aysén debido a que se cuenta con la generación detallada de estas centrales y se asume que no hay vertimientos en el sistema, por lo que la generación horaria representa la disponibilidad del recurso hídrico cada hora. Por otra parte, para Lago Atravesado se consideran vectores de generación diarios puesto que tiene capacidad de regulación, pero se puede considerar como central de pasada a largo plazo. Finalmente, para la central San Víctor se consideran vectores de generación mensuales debido a que sólo se cuenta con la generación mensual de la central y no hay información disponible sobre los afluentes en la Dirección General de Aguas (DGA) para todo el año en los casos estudiados.

A continuación, se muestran gráficos de potencial de generación para las distintas hidrologías considerando solo las centrales de pasada, o sea sin considerar Lago Atravesado porque los afluentes de dicha central se pretenden gestionar mediante el modelo de despacho y la capacidad de embalse de la central. Estos esquemas se ven en las figuras 3.21, 3.22 y 3.23. Además, cabe destacar que son gráficos de áreas apiladas, por lo que representan la potencia hidráulica total disponible para el sistema en forma horaria.

### Hidrología húmeda

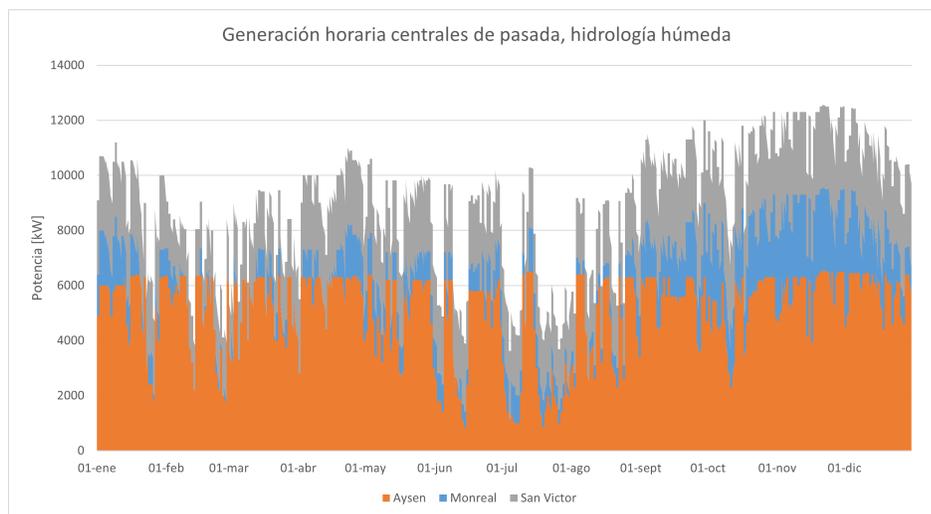


Figura 3.21: Generación horaria Hidrología Húmeda

### Hidrología media

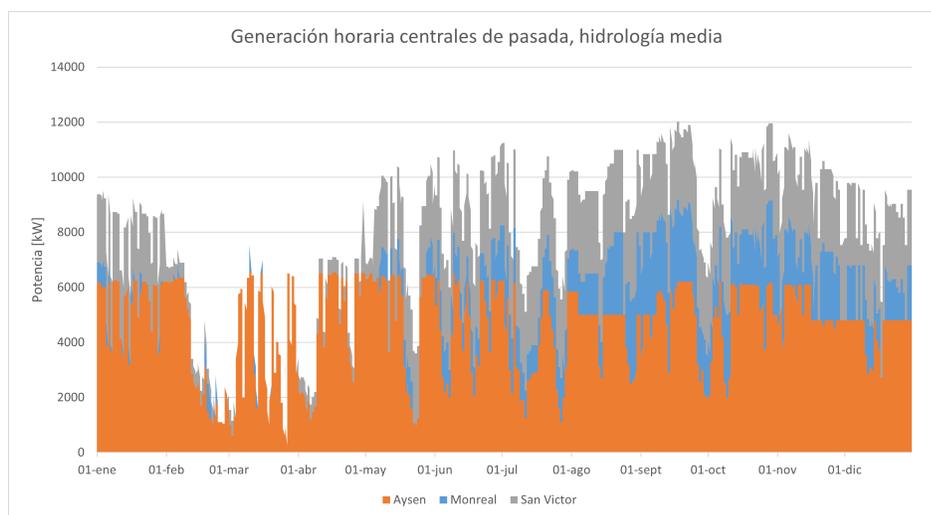


Figura 3.22: Generación horaria Hidrología media

## Hidrología seca

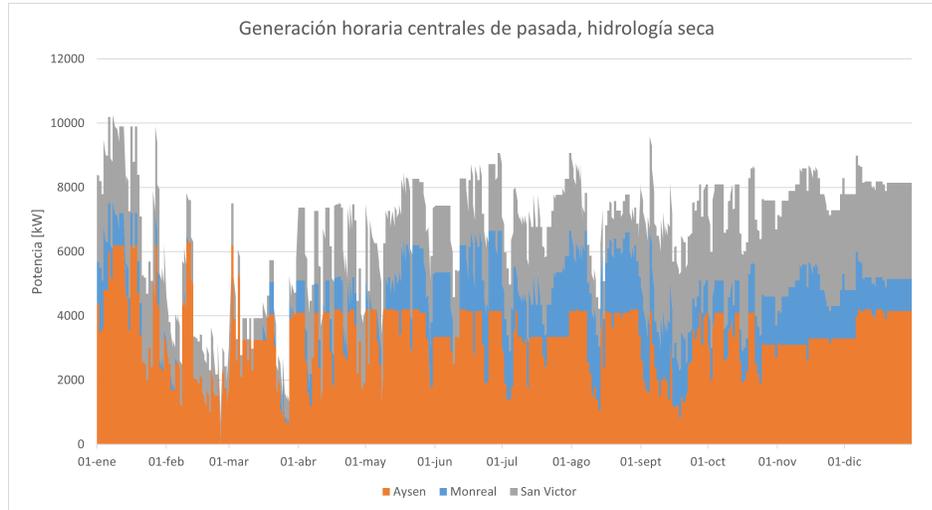


Figura 3.23: Generación horaria Hidrología Seca

Finalmente, en 3.24 se muestran los afluentes horarios de la central Lago Atravesado. Nótese que estos afluentes no se traducen necesariamente a generación por su mencionada capacidad de embalse.

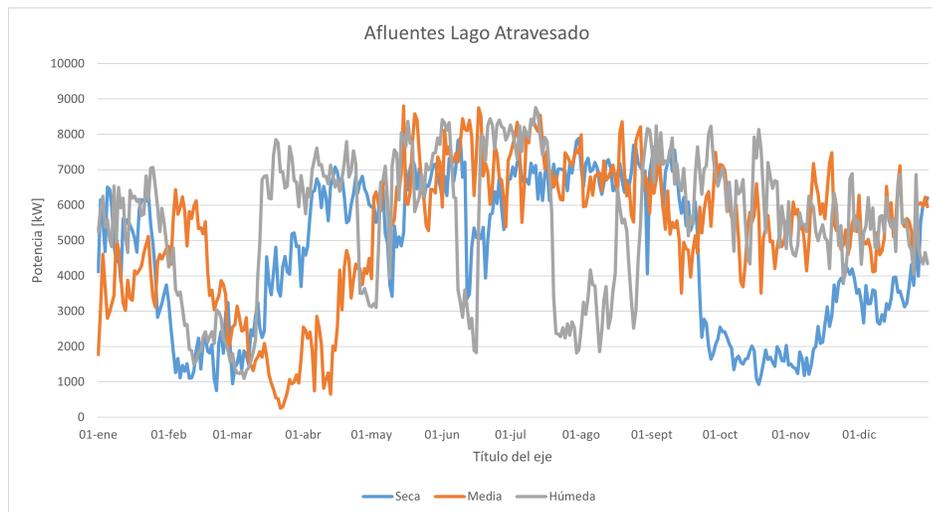


Figura 3.24: Afluentes horarios Lago Atravesado

### 3.6. Modelo de despacho económico

A continuación, se realiza un modelamiento de la operación económica del sistema. En dicha operación se simula la proyección del caso base, en que no se instala una central de bombeo, y el caso en que se construye una central de bombeo. De esta manera, se obtiene cuánto es lo que se ahorra al realizar el proyecto.

#### 3.6.1. Simplificaciones del Sistema Mediano de Aysén

En la figura 3.25 se puede observar el modelo simplificado de las barras del sistema. En la imagen se observan el nombre de las barras, las centrales generadoras e interconexiones de éstas y dónde están ubicados los centros de consumo.

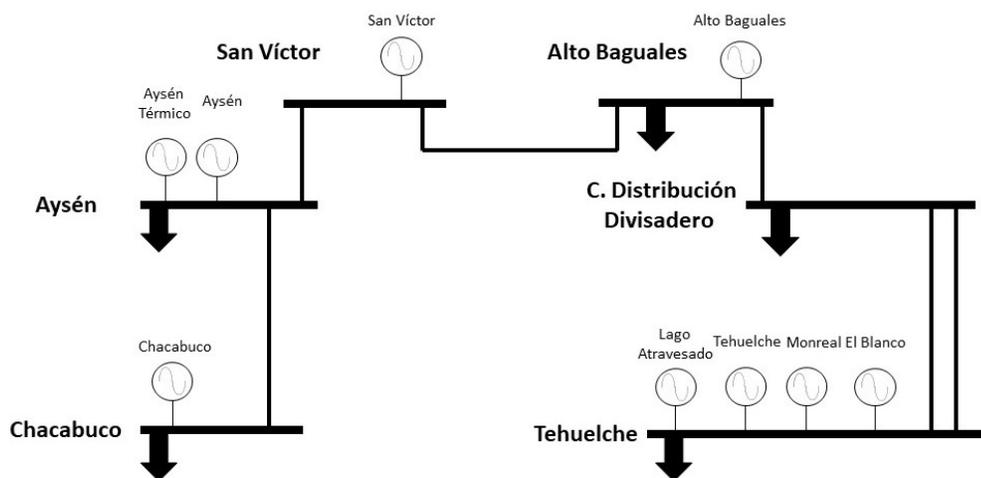


Figura 3.25: Modelo simplificado del sistema mediano de Aysén.

La modelación del parque generador se realiza mediante un equivalente de cada central, y no por las unidades específicas, tal como se comentó en la sección 3.2.2. Los datos técnicos utilizados de cada una de las centrales se encuentran en la tabla 3.11.

Tabla 3.11: Características técnicas de centrales equivalentes.

Central Equivalente	Mínimo técnico [kW]	Máximo técnico [kW]	CV [USD/MWh]
Tehuelche	400	17.860	261,35
Chacabuco	600	8.480	256,97
Aysen Térmico	600	2.600	247,4
Aysen Hidro	110	8.600	2,8
Lago Atravesado	1000	10.500	1
Monreal	500	3.000	2,8
San victor	500	3.000	1
Alto Baguales	0	1.800	6,9
El Blanco	0	3.000	0

Por otra parte, se deben tener en consideración las ampliaciones del sistema mediano de Aysén según lo describe el estudio de tarificación. Estas ampliaciones se encuentran descritas en la tabla 3.12.

Tabla 3.12: Plan de expansión óptimo periodo 2022-2026.

Central	Tecnología	Barra	Potencia [MW]	Año
Ampliación Alto Baguales	Eólica	Alto Baguales	9,00	2025
Los Huemules	Térmica	Tehuelche	2,9	2024
Almacenamiento Alto Baguales	BESS	Alto Baguales	5 [MWh] / 1,25 [MW]	2025

La ampliación de Alto Baguales del año 2025, consiste en reemplazar las 3 turbinas de 660 [kW] por tres turbinas de 3 [MW] cada una. Por lo que el parque quedaría con tres turbinas de 3 [MW] y dos turbinas de 0,9 [MW] para una capacidad instalada total de 10,8 [MW]. También, considera la instalación de 5 [MWh] de capacidad de almacenamiento en Battery Energy Storage System (BESS) con potencia de 1,25 [MW]. Además, incorpora un segundo circuito en la interconexión Alto Baguales-Divisadero con una capacidad de transmisión de 9 [MVA]. La representación gráfica de la capacidad instalada de generación se representa en el gráfico 3.26.

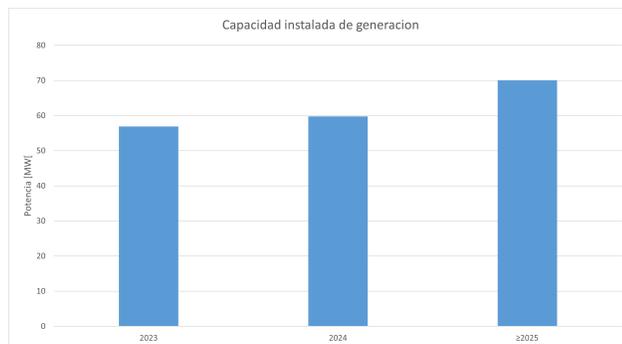


Figura 3.26: Evolución de la capacidad instalada de generación en el horizonte de evaluación.

En cuanto a las limitación de transmisión de las líneas, se consideraron las que se encuentran escritas en la tabla 3.13, en estos valores se incluyen las restricciones operacionales del enlace Puerto Aysen - Coyhaique (200 [A]). Adicionalmente, las pérdidas de las líneas se consideraron de forma implícita en las proyecciones de demanda del sistema.

Tabla 3.13: Límites de transmisión de las líneas.

<b>Línea de transmisión</b>	<b>Limite de Transmisión [MVA]</b>
Chacabuco - Aysén	17,6
Aysén - San Víctor	6,5
San Víctor - Alto Baguales	6,5
Alto Baguales - Divisadero	10,8 (19,8 desde 2025)
Divisadero - Tehuelche	$2 \times 12,2$

### 3.6.2. Despacho técnico-económico

El modelo de despacho consiste en realizar un flujo DC del modelo simplificado descrito anteriormente. Los resultados obtenidos por el modelo de despacho son los siguientes:

- Costos de operación anuales del sistema.
- Generación horaria de cada central.
- Operación de la central de bombeo con resolución horaria.

La formulación del problema de despacho económico se realiza mediante lo establecido en el marco teórico. Las ecuaciones específicas del problemas matemático son las siguientes:

#### Función objetivo:

La función objetivo corresponde a la escrita en la ecuación 3.1.

$$\min \sum_{i=1}^{8760} \left( \sum_{j \in \text{central}} P_{i,j} \cdot CV_j + \sum_{k \in \text{barra}} VoLL_k \cdot \bar{D}_k \right) \quad (3.1)$$

Donde:

$P_{i,j}$ : Potencia despachada por la central  $j$  en la hora  $i$ .

$CV_j$ : Costo variable de la unidad  $j$ .

$VoLL_k$ : Costo de no suministrar la demanda (*Value of Lost Load*) en la barra  $k$ .

$\bar{D}_k$ : Demanda no suministrada en la barra  $k$ .

#### Balance energético:

Las ecuaciones de balance energético por nodos se encuentran en la tabla 3.14. Nótese que esta ecuación no incorpora las pérdidas del sistema debido a que éstas se encuentran implícitas en la proyección de demanda del sistema.

Tabla 3.14: Restricciones de balance energético por barra.

Barra	Restricción
Chacabuco	$D_{i,CHA} + F_{i,CHA-AYS} = P_{i,CHA}$
Aysén	$D_{i,AYS} + F_{i,AYS-SV} = P_{i,AYS} + P_{AYST} + F_{i,CHA-AYS}$
San Víctor	$F_{i,SV-AB} = P_{i,SV} + F_{i,AYS-SV}$
Alto Baguales	$D_{i,AB} + F_{i,AB-DIV} + Car_{BESSi} = P_{i,AB} + F_{i,SV-AB} + Des_{BESSi}$
Divisadero	$D_{i,DIV} = F_{i,AB-DIV} + F_{i,TEH-DIV}$
Tehuelche	$D_{i,TEH} + F_{TEH-DIV} + Bombeo_i = P_{i,LA} + P_{i,TEH} + P_{i,MON} + P_{i,EB}$

Donde:

$D_{i,j}$ : Demanda en la hora  $i$ , en la barra  $j$ .

$P_{i,k}$ : Potencia inyectada en la hora  $i$  por la central  $k$ .

$F_{p,q}$ : Flujo entre la barra  $p$  y  $q$ .

$Car_{BESSi}$  y  $Des_{BESSi}$ : Carga y descarga de las baterías de Alto Baguales en la hora  $i$ .

$Bombeo_i$ : Potencia bombeada por la central de bombeo en la hora  $i$ .

### Restricciones de transmisión:

Las ecuaciones asociadas a restricciones de flujos por las líneas se encuentran en la tabla 3.15

Tabla 3.15: Restricciones de transmisión de las líneas.

Línea de transmisión	Restricción
Chacabuco - Aysén	$-F_{max\ CHA-AYS} \leq F_{i,CHA-AYS} \leq F_{max\ CHA-AYS}$
Aysén - San Víctor	$-F_{max\ AYS-SV} \leq F_{i,AYS-SV} \leq F_{max\ AYS-SV}$
San Víctor - Alto Baguales	$-F_{max\ SV-AB} \leq F_{i,SV-AB} \leq F_{max\ SV-AB}$
Alto Baguales - Divisadero	$-F_{max\ AB-DIV} \leq F_{i,AB-DIV} \leq F_{max\ AB-DIV}$
Divisadero - Tehuelche	$-F_{max\ DIV-TEH} \leq F_{i,DIV-TEH} \leq F_{max\ CHAAYS}$

### Restricciones de potencia mínima/máxima:

Las restricciones asociadas a límites técnicos de generación se encuentran en la tabla 3.16.

Tabla 3.16: Restricciones técnicas de las unidades.

Central	Restricción
Chacabuco	$P_{min\ CHA} \leq P_{i,CHA} \leq P_{max\ CHA}$
Tehuelche	$P_{min\ TEH} \leq P_{i,TEH} \leq P_{max\ TEH}$
Aysén Térmico	$P_{min\ AYST} \leq P_{i,AYST} \leq P_{max\ AYST}$
Aysén	$P_{min\ AYS} \leq P_{i,AYS} \leq P_{max\ i,AYS}$
San Víctor	$P_{min\ SV} \leq P_{i,SV} \leq P_{max\ i,SV}$
Lago Atravesado	$P_{min\ LA} \leq P_{i,LA} \leq P_{max\ LA}$
Monreal	$P_{min\ MON} \leq P_{i,MON} \leq P_{max\ i,MON}$
Alto Baguales	$0 \leq P_{i,AB} \leq P_{max\ i,AB}$
El Blanco	$0 \leq P_{i,EB} \leq P_{max\ i,EB}$

Nótese que las centrales térmicas del sistema tienen mínimos técnicos dados por la potencia mínima que pueden despachar las unidades que la componen. Por otra parte, las centrales de energías renovables dependen de la disponibilidad del recurso, por lo que el máximo que pueden generar no viene dado por su capacidad instalada sino que por la disponibilidad del recurso.

Lago Atravesado es la excepción a lo mencionado anteriormente dada su pequeña capacidad de regulación, por lo que se puede comportar como una térmica trabajando a plena capacidad de generación siempre y cuando haya agua suficiente en el embalse, el cual es modelado más abajo.

## Funcionamiento BESS:

En cuanto al modelamiento de las baterías, la ecuación 3.2 representa el balance de energía del BESS. Estas ecuaciones permiten incorporar la carga y descarga de las baterías en las ecuaciones de balance energético nodales, con lo que es posible utilizar las baterías para disminuir los costos de operación del sistema. [21]

$$SOC_{BESS,i} = SOC_{BESS,i-1} + Carga_{BESS,i} \cdot Ren_{Carga} - Descarga_{BESS,i} \cdot Ren_{Descarga} \quad (3.2)$$

Donde:

$SOC_{BESS,i}$ : Estado de carga del BESS en la hora  $i$ .

$Ren_{Carga}$  y  $Ren_{Descarga}$ : Rendimiento de carga y descarga del BESS respectivamente.

Luego, las ecuaciones de carga y descarga máxima del BESS se encuentran en 3.3, 3.4, 3.5 y 3.6. Las ecuaciones 3.3 y 3.4 limitan la potencia de carga o descarga de la batería en cada hora según los límites técnicos del BESS.

$$Carga_{BESS,i} \leq P_{max,carga/descarga} \quad (3.3)$$

$$Descarga_{BESS,i} \leq P_{max,carga/descarga} \quad (3.4)$$

La ecuación 3.5 limita el nivel de descarga (DoD) para prolongar su vida útil.

$$0 \leq Descarga_{BESS,i} \leq SOC_{BESS,i} - (1 - DoD_{BESS}) \cdot Dimension_{BESS} \quad (3.5)$$

Finalmente, la ecuación 3.6 evita que la carga sobrepase su dimensión o capacidad de almacenamiento.

$$0 \leq Carga_{BESS,i} \leq Dimension_{BESS} - SOC_{BESS,i} \quad (3.6)$$

### Funcionamiento Lago Atravesado y central de bombeo:

Las ecuaciones que modelan el funcionamiento de la central de bombeo de Lago Atravesado se desprenden del diagrama de la figura 3.27. Básicamente, el estado del embalse depende del estado anterior, los afluentes, el bombeo y la generación de la central. El estado representa cuanta energía hay disponible para utilizar en cualquier momento (dadas las limitaciones de potencia de generación), los afluentes y el bombeo aportan a la cantidad de energía almacenada en el embalse, y la generación resta energía.

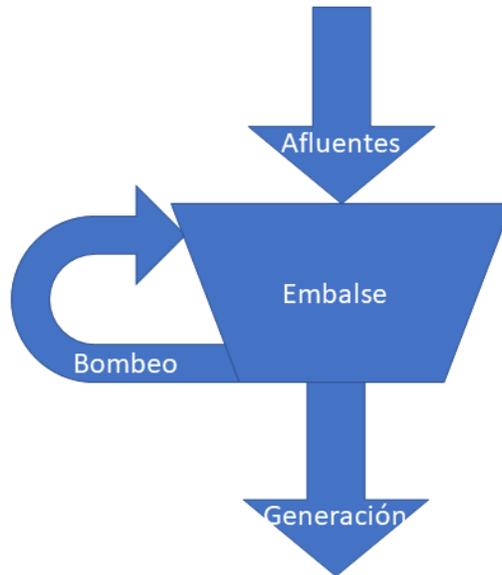


Figura 3.27: Diagrama de funcionamiento de Lago Atravesado

Las restricciones asociadas a la capacidad de embalse de la central Lago Atravesado y el funcionamiento de la central de bombeo se encuentran en las ecuaciones 3.7, 3.8 y 3.9. La ecuación 3.7 pretende simular el estado del embalse en el instante  $i$  teniendo en consideración bombeo de agua, el estado del embalse en la hora interior, los afluentes y la potencia inyectada por Lago Atravesado. Por otra parte, las ecuaciones 3.8 y 3.9 imponen límites sobre la cantidad de agua que puede tener el embalse y la potencia máxima que se puede bombear.

$$Embalse_i = Embalse_{i-1} + Rec_i + Bombeo_i \cdot eff_{Bombeo} - P_{i,LA} \quad (3.7)$$

$$Embalse_i \leq Embalse_{max} \quad (3.8)$$

$$Bombeo_{min} \leq Bombeo_i \leq Bombeo_{max} \quad (3.9)$$

Donde:

$Embalse_i$ : Estado del embalse en la hora  $i$ .

$eff_{Bombeo}$ : Eficiencia energética de bombear agua ya turbinada.

$Rec_i$ : Afluentes naturales de Lago Atravesado en la hora  $i$ .

### Consideraciones adicionales:

Se intentó hacer algunas mejoras al modelo de despacho, por ejemplo, forzar al sistema que no se hagan vertimientos mediante la ecuación 3.10, o imponer que haya al menos 10% de la demanda total del sistema en reserva en giro según la ecuación 3.11. Sin embargo, la incorporación de la primera ecuación es redundante puesto que el modelo de despacho va a evitar los vertimientos en la medida que no los utilice y bombear absolutamente todos los excedentes puede resultar en una operación menos óptima. También, la incorporación de estas ecuaciones al modelo de despacho económico resultaron en que no converge para todo año, por lo que fueron descartadas.

$$Bombeo_i = \sum_{i,j} Rec_{i,j} - P_{i,j} \quad (3.10)$$

$$0,1 \cdot D_{sistema} = \sum_{i,j} P_{max j} - P_{i,j} \quad (3.11)$$

## 3.7. Casos de estudio y análisis propuestos de sensibilidad

A continuación se hacen 2 análisis de sensibilidad en torno a modificar datos de entrada del modelo de despacho, y posteriormente se hace un caso de estudio en el que se evalúa la utilidad del sistema de bombeo en caso de ingresar 30 [MW] de generación eólica y 10 [MW] de generación solar.

### 3.7.1. Sensibilidad 1: tamaño del sistema de bombeo

Para el dimensionamiento del sistema de bombeo se realiza un análisis de sensibilidad en torno a su capacidad instalada. La primera capacidad instalada que se toma fue 2,5 [MW] considerando todo el horizonte de evaluación, posteriormente se ejecuta el modelo para 1 y 4 [MW] a partir del año 2026 hasta el 2037 porque el año 2026 termina el periodo de tarificación actual y hay una gran cantidad de excedentes por la ampliación de Alto Baguales. De esta manera, se tiene una idea general de los fenómenos que suceden al aumentar o disminuir la capacidad instalada.

Luego, se efectúa un análisis más detallado modelando capacidades instaladas diferidas en 500 [kW]. Es decir, se modela la instalación de un sistema de bombeo de 500 [kW], 1,5 [MW], 2 [MW], 3 [MW] y 3,5 [MW]. Así, se puede hacer un análisis de la capacidad instalada óptima que se debe tener para distintos años o cantidad de excedentes en el sistema.

### 3.7.2. Sensibilidad 2: Aumento de capacidad de transmisión

En el modelamiento, se considera también un aumento en la capacidad instalada de transmisión. Primero, se analizan todos los años del horizonte de evaluación y se calcula el valor máximo y mínimo de los flujos por las distintas líneas a modo de identificar aquellas con mayor congestión. El cálculo de mínimos se realiza porque los flujos son bidireccionales, entonces se tienen valores negativos, donde el mínimo representa al flujo máximo en sentido contrario de la dirección de flujo impuesta.

Luego, se aumenta la capacidad de transmisión de las líneas congestionadas (enlace Puerto Aysén - Coyhaique) a un valor lo suficientemente alto. En particular, se multiplica la capacidad de transmisión por 4 simplemente por inspección. Posteriormente, se calculan nuevamente los mínimos y máximos flujos en las líneas, con lo que se verifica que el valor elegido de aumento de capacidad de transmisión es suficiente, y se determina el valor mínimo que debe tener el enlace para que no se sature.

### 3.7.3. Sensibilidad 3: Caso de estudio

El caso de estudio simula un año futuro en que se tenga un aumento en la capacidad de transmisión del enlace Coyhaique-Puerto Aysén y un gran aumento en capacidad instalada de generación renovable. La línea de transmisión tiene una capacidad de 26,4 [MVA], existe un total de 40 [MW] de capacidad instalada en generación eólica y 10 [MW] de generación solar fotovoltaica. Es decir, se triplica la capacidad instalada en estas tecnologías. El año que se simula corresponde al 2033, de tal manera que haya aumentado la demanda y necesidades de infraestructura eléctrica.

La razón para este caso de estudio es ponerse en un escenario futuro posible en que haya una gran cantidad de excedentes debido al aumento en la capacidad instalada de energías renovables, los cuales podrían ser aprovechados mediante la instalación del sistema de bombeo propuesto. De hecho, la expansión de capacidad instalada eólica estudiada viene de un proyecto candidato del estudio de tarificación del periodo actual llamado Kosten Aike [1]. Por otra parte, se estima que es posible que aumenten las capacidades de transmisión del sistema debido a la cantidad de proyectos que se están instalando y a que el aumento de la capacidad instalada de generación suele venir acompañado de incrementos en las capacidades de transmisión.

### 3.8. Evaluación económica

La última parte del trabajo corresponde al análisis económico del proyecto mediante un flujo de caja. Para ello, se toman como ingresos los ahorros de operación que se obtienen al instalar el sistema de bombeo. Se calcula el VAN con tasa de descuento de 10 %, y representan el resultado de la evaluación. Los costos de operación siguen la función de costos y mantenimiento de una central de bombeo descrita en la ecuación 3.12. [29]

$$O\&M\ Cost = 34,730 \times P^{0,32} \times E^{0,33} \tag{3.12}$$

Donde:

$P$ : Capacidad instalada de la central.

$E$ : Energía bombeada al año.

Si bien se abarcan los siguientes 15 años en la evaluación del proyecto, el flujo de caja se realiza con un horizonte menor de 12 años, en particular 2026-2037. La razón es que los resultados son mejores cuando el sistema tiene más excedentes por la ampliación de Alto Baguales, por lo que no tiene sentido adelantar el periodo de evaluación.

El caudal de diseño de la central Lago Atravesado es de 20,3 [ $m^3/s$ ] lo que es equivalente a 10,5 [MW], por otra parte en el proyecto original tenía contemplada una unidad de 3,5 [MW] con caudal de diseño de 6,6 [ $m^3/s$ ]. De esta manera, el caudal de diseño del sistema de bombeo debería estar alrededor de los valores mostrados en la tabla 3.17.

Tabla 3.17: Caudal de diseño para distintas capacidades instaladas

<b>Capacidad instalada [MW]</b>	1	2,5	4
<b>Caudal de diseño [<math>m^3/s</math>]</b>	1,9	4,7	7,5

Conociendo el caudal de diseño, se puede calcular el CAPEX de un sistema de bombeo de agua teniendo como referencia los costos de los proyectos de impulsión de agua salada para las mineras. En [30] se utilizan 5 sistemas de bombeo para llevar agua a una minera con caudal de diseño de 0,5 [ $m^3/s$ ], por lo que se puede tener como referencia el CAPEX utilizado.

Por otra parte, se puede calcular el CAPEX usando el desglose de costos detallado en [29], lo que resulta en un costo de 630 [USD/kW] correspondiente a la suma de las máquinas electromecánicas y a las tuberías. El CAPEX total correspondería simplemente a multiplicar la capacidad instalada por el CAPEX unitario de 630 [USD/kW] ya mencionado.

Cuando se realiza la evaluación del caso de estudio con capacidad de transmisión aumentada no se tiene en consideración la inversión del aumento de la transmisión. La razón de hacer la evaluación económica de dicho caso es ver cuántos son los ahorros de aumentar la capacidad de transmisión con respecto al caso de tener el sistema de bombeo y no tener un aumento en la transmisión. También, sirve de referencia de cuánto es lo máximo que puede costar la ampliación de la transmisión, en el escenario de tener el sistema de bombeo, para que se justifique la inversión.

# Capítulo 4

## Análisis y resultados

### 4.1. Validación del modelo de despacho económico

Para la validación del modelo económico, se toman los datos de recursos disponibles durante el año 2018 y se ponen como input al modelo de despacho económico. De esta manera, es posible comparar los despachos de cada una de las unidades y los costos totales para verificar el correcto funcionamiento del modelo. Para el modelamiento del sistema BaU, o sea, sin sistema de bombeo, se obtienen los resultados de la tabla 4.1. Los resultados indican que el modelo de despacho difiere en los costos de operación del sistema en aproximadamente 40.000 [\$USD], equivalente al 0,6 %, para el año 2018.

Tabla 4.1: Comparación de costos de operación de modelo de despacho y operación real

<b>Operación Real [\$USD]</b>	6.860.036
<b>Operación Modelo [\$USD]</b>	6.819.437
<b>Diferencia [%]</b>	-0,60 %

En cuanto al funcionamiento de la central de bombeo, no se notan diferencias a nivel de costos totales de operación del sistema, dado que estos provienen principalmente del despacho de energía mediante unidades diésel y están condicionados a la cantidad de recursos renovables disponibles. Esto se condice con la premisa de que en el sistema no hay vertimientos. Sin embargo, si se realizan análisis de sensibilidad variando la cantidad de recursos renovables disponibles, se obtiene que efectivamente el sistema de bombeo funciona bombeando agua y logra abaratar los costos de operación del sistema. Este análisis tiene sentido pues el 2018 no se encontraban operando las centrales de energías renovables San Víctor y El Blanco.

En la sección 5.3 se muestran los resultados de operación de una central de bombeo en un sistema uninodal con distintos tipos de tecnología.

## 4.2. Resultados de operación

Los resultados analizados en esta sección corresponden a los de instalar un sistema de bombeo de 2,5 [MW] en Lago Atravesado, además se consideran todas las ampliaciones y modificaciones realizadas en el estudio de tarificación según 3.12. Se decidió usar una capacidad instalada de 2,5 [MW] simplemente por inspección y en base a pruebas realizadas que mostraron que para un aumento de la capacidad instalada no cambian los costos de operación de una manera significativa.

En la figura 4.1 se puede observar que la mayor cantidad de ahorros porcentuales se produce el año 2026, correspondiente al año de la ampliación de la central Alto Baguales. Por otra parte, se aprecia una alta correlación (0,98) entre los ahorros en costos de operación y la disminución de vertimientos. Esto se debe precisamente a que los ahorros en la operación vienen dados por los ahorros en vertimientos.



Figura 4.1: Relación entre vertimientos del sistema y ahorros operacionales.

En la figura 4.2 se visualiza que la mayor cantidad de ahorros monetarios se obtiene para el año 2028. Esto se debe a que, si bien la mayor cantidad de ahorros porcentuales se obtiene el año 2026 (figura 4.1), la demanda y los costos del sistema aumentan año a año. Es decir, el aumento en la demanda y los costos de operación es considerablemente mayor que la disminución en los ahorros, lo que produce un alto nivel de ahorros de forma mantenida. De esta manera, se puede observar un periodo de 6 años (2026-2032) en los que los ahorros monetarios son máximos.



Figura 4.2: Ahorros monetarios en costos de operación.

La figura 4.3 representa las diferencias de generación al instalar el sistema de bombeo, o sea, la resta entre los resultados obtenidos para el caso base y el caso con bombeo. En ella, se observa que la curva naranja, que representa la suma de la generación con energía hidráulica, eólica y solar, está siempre por sobre 0, mientras que la curva de generación térmica siempre es negativa. Es decir, cuando se instala el sistema de bombeo, se aprovechan de mejor manera los recursos renovables desplazando generación térmica.

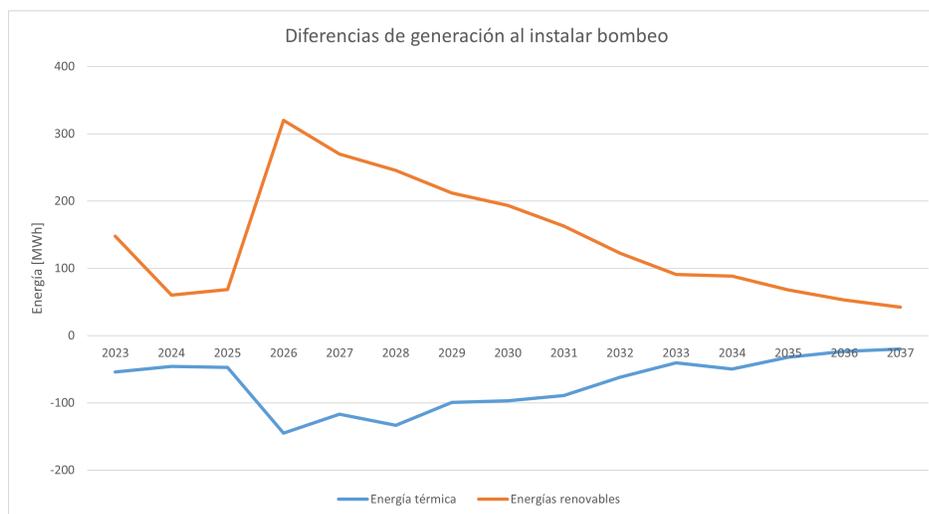


Figura 4.3: Diferencias de generación causadas por el sistema de bombeo.

En la figura 4.4 se muestra la cantidad de energía bombeada para cada año, apreciando una tendencia similar a lo expuesto en la figura 4.1, donde la mayor cantidad de energía es bombeada el año 2026, cuando hay más excedentes, y va disminuyendo en la medida que aumenta la demanda del sistema. Es importante mencionar que el 2026 el factor de planta es de aproximadamente 5%, lo que es considerado bajo para un sistema de bombeo.

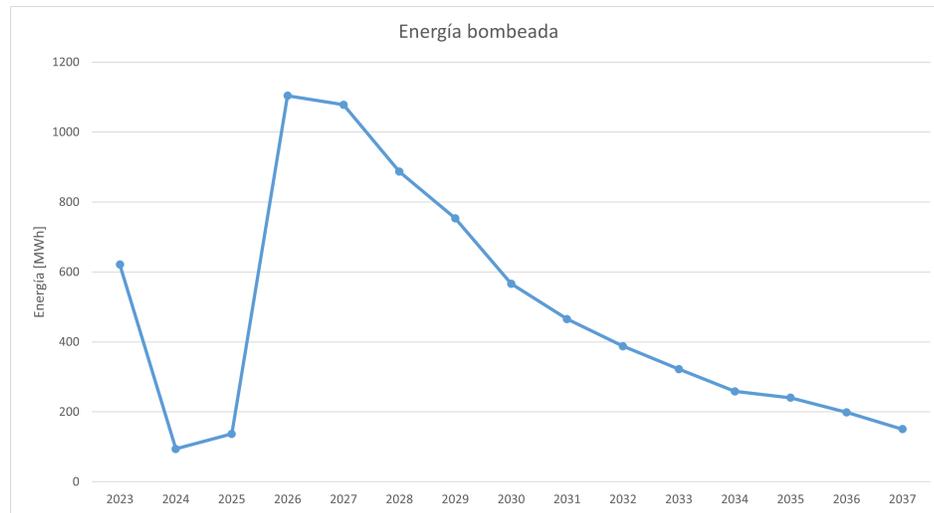


Figura 4.4: Energía bombeada anual.

### 4.3. Dimensionamiento del sistema de bombeo

Los análisis de sensibilidad solo se realizan a partir del 2026, una vez que se haya instalado la ampliación de Alto Baguales y por ende existan excedentes aprovechables. Como señala la figura 4.4, el año 2026 aumenta considerablemente la cantidad de energía bombeada, por lo que una capacidad instalada superior podría aprovechar de mejor manera los excedentes. Por otra parte, los años posteriores al 2034 deberían verse similarmente beneficiados con una menor capacidad instalada, lo que tendría un menor costo de inversión.

En la figura 4.5 se observan los ahorros en vertimientos para distintas capacidades instaladas del sistema de bombeo. Se puede apreciar que, si bien se nota una diferencia considerable entre una capacidad de 1 y 2,5 [MW], los ahorros efectuados por instalar un sistema de 4 [MW] no escalan de la misma forma. Es decir, la relación entre capacidad instalada y ahorros no es lineal, sino que se satura en un punto entre 2,5 y 4 [MW].

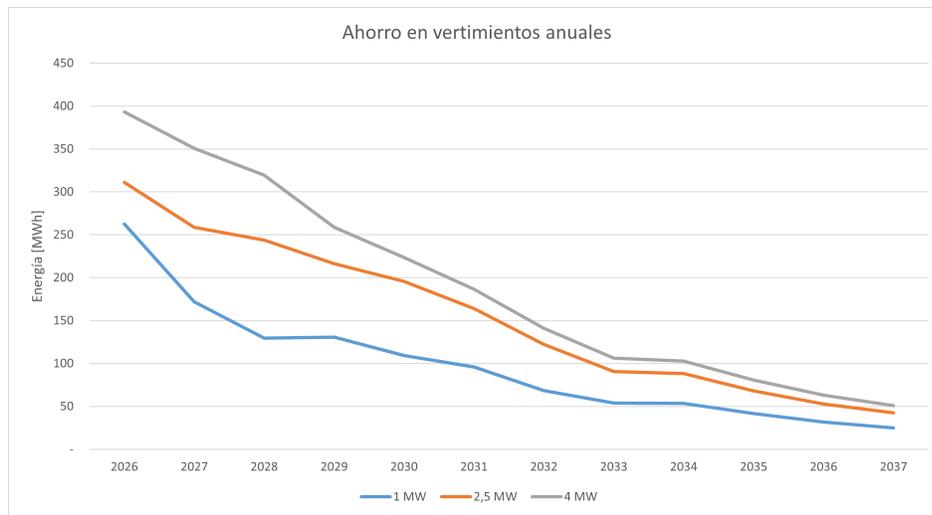


Figura 4.5: Ahorro de vertimientos anuales, distintas capacidades instaladas.

La figura 4.6 muestra una tendencia similar a la figura 4.5, lo que se debe a que los ahorros en vertimientos se traducen en ahorros porcentuales de operación.

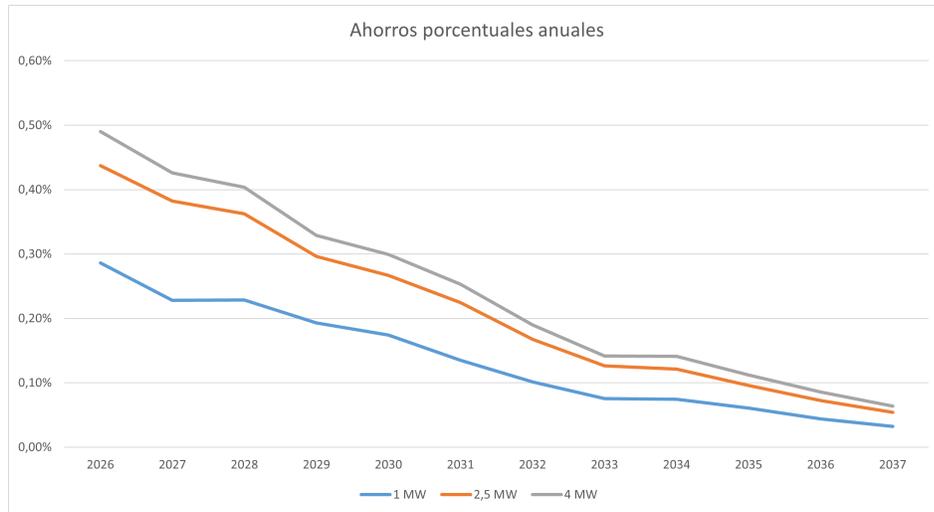


Figura 4.6: Porcentaje de ahorros anuales, distintas capacidades instaladas.

En la figura 4.7 se observa la distribución de los ahorros monetarios para las distintas capacidades instaladas. Tal como se aprecia en la sección anterior, se obtienen los mayores ahorros entre los años 2026 y 2032. Nuevamente, se puede observar que los crecimientos de los ahorros no son lineales con relación al aumento de capacidad instalada.

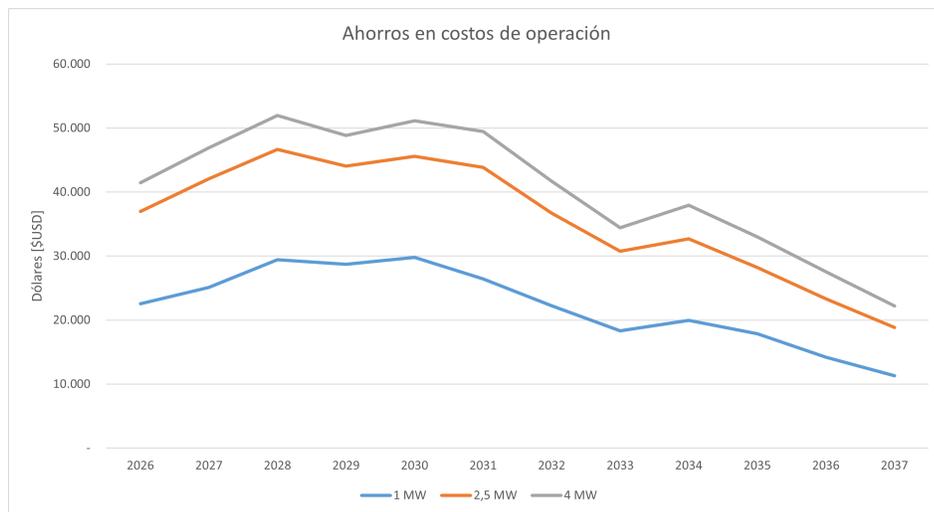


Figura 4.7: Ahorros monetarios, distintas capacidades instaladas.

En la figura 4.8 se muestran los ahorros porcentuales en costos de operación dadas distintas capacidades instaladas. Se puede extraer que mayor capacidad instalada siempre representa más ahorros. Sin embargo, como se adelantó anteriormente, los ahorros no escalan linealmente sino que siguen una tendencia logarítmica y se nota una saturación importante en torno a los 2 [MW] de capacidad instalada para el año 2026. En el caso de los años con menor cantidad de excedentes, la curva se satura en torno a 1,5 [MW] el 2030 y 1 [MW] en el año 2034. De esta manera, es recomendable instalar 2,5 [MW] cuando se tienen vertimientos anuales estimados en 4900 [MWh], 1,5 [MW] para vertimientos de 1200 [MWh] y 1 [MW] para vertimientos de 450 [MWh], los cuales representan los excedentes de los años 2026, 2030 y 2034 respectivamente.

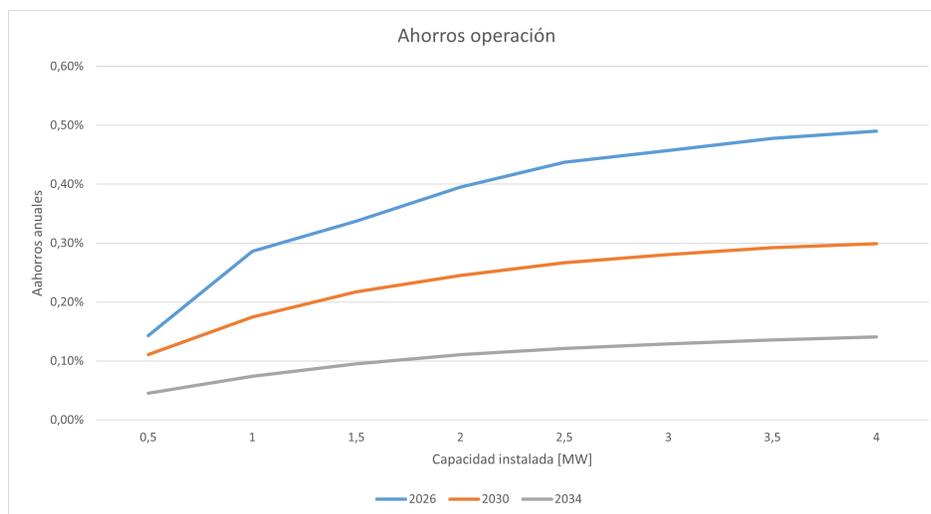


Figura 4.8: Ahorros de operación en función de capacidad instalada.

En la figura 4.9 se visualiza el factor de planta dependiendo de la capacidad instalada. Se puede apreciar que, a medida que aumenta la capacidad instalada, disminuye el factor de planta, pues para bombear la misma cantidad de agua debe operar menos horas al año, o a una potencia menor.

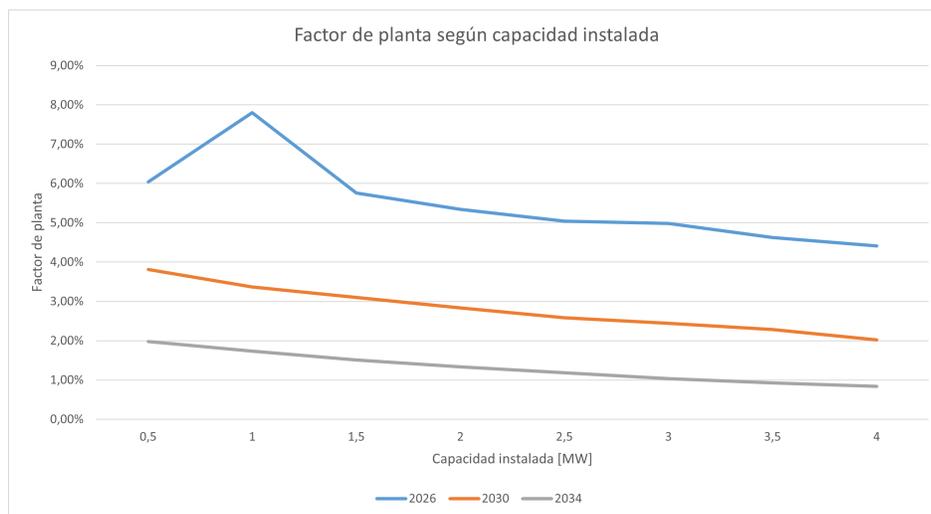


Figura 4.9: Factor de planta en función de capacidad instalada.

## 4.4. Aumento de capacidad de transmisión

La sensibilidad que se hace en torno a los límites de transmisión consiste en aumentar la capacidad instalada en transmisión de manera que esta no sea limitante para la operación del sistema. Con ello, el primer resultado que se obtiene se muestra en la tabla 4.2 y corresponde a la capacidad máxima de transmisión que se requiere en el sistema para que no se saturen las líneas.

Tabla 4.2: Flujos máximos alcanzados en las líneas, capacidad del enlace multiplicada por 4.

	Flujo 1	Flujo 2	Flujo 3	Flujo 4	Flujo 5 y 6
Origen	Chacabuco	Aysén	San Víctor	Baguales	Tehuelche
Destino	Aysén	San Víctor	Baguales	Divisadero	Divisadero
Capacidad [MW]	15	22	22	27	10,4
Flujo máx. [MW]	7	11,5	14,5	18,5	9

En la figura 4.10 se aprecia la diferencia de ahorros al aumentar la capacidad de transmisión del sistema. Este aumento provoca una mayor cantidad de ahorros porcentuales. Sin embargo, para ninguno de los años analizados aumentan los ahorros más de 0,03 % y en promedio son tan solo 0,003 % más, manteniéndose gran parte de los años iguales. La diferencia más notable se alcanza el año 2026, que coincide con el aumento de la capacidad instalada de Alto Baguales. Es importante mencionar que esto no considera la incorporación de los costos que tiene aumentar la capacidad de transmisión.

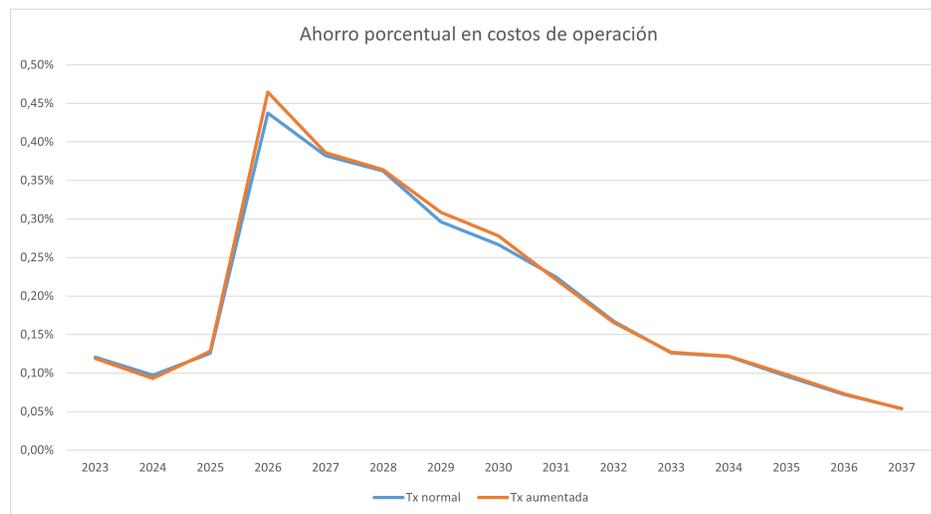


Figura 4.10: Ahorros porcentuales de operación, transmisión aumentada.

La figura 4.11 representa los ahorros monetarios de la operación al instalar el sistema de bombeo, tanto para transmisión normal como aumentada. Se puede observar que, en los años con mayores ahorros porcentuales debido a un aumento de transmisión (2026, 2029 y 2030), también se tienen mayores ahorros monetarios. En total la diferencia en los ahorros es en promedio 400 [\$USD] anuales o 6.000 [\$USD] en todo el periodo evaluado. Es importante notar que entre los años 2026 y 2032 los ahorros son de 5.439 [\$USD].

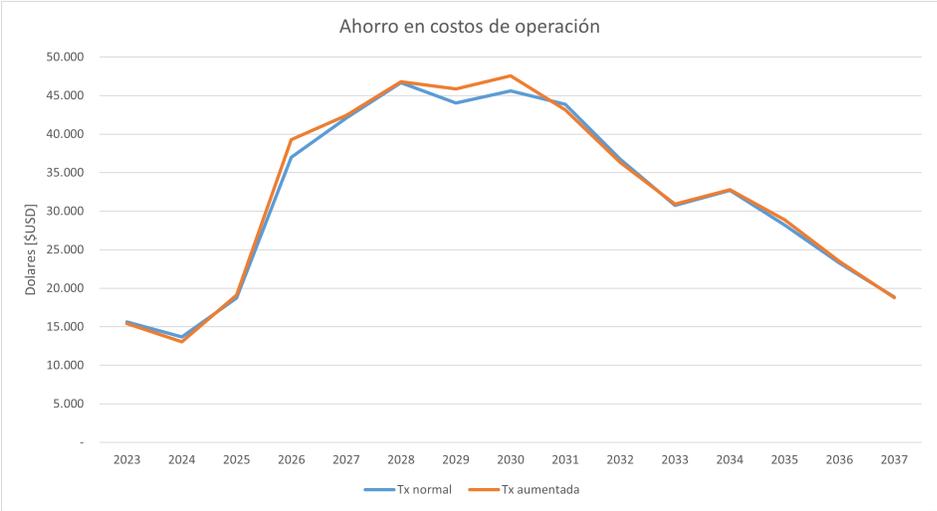


Figura 4.11: Ahorros monetarios de operación, transmisión aumentada.

Como se observa en la figura 4.12, no existe una clara tendencia en las diferencias en energía bombeada entre transmisión normal y aumentada. Así, se puede observar que se bombea más energía con transmisión aumentada para los años 2026 y desde el 2033. Esto se debe a que el sistema puede bombear más agua con menor capacidad de transmisión para no verter la energía que no puede ser transferida al sub-sistema de Puerto Aysén. Por otra parte, con capacidad de transmisión aumentada se puede bombear más agua con los excedentes energéticos de Puerto Aysén.

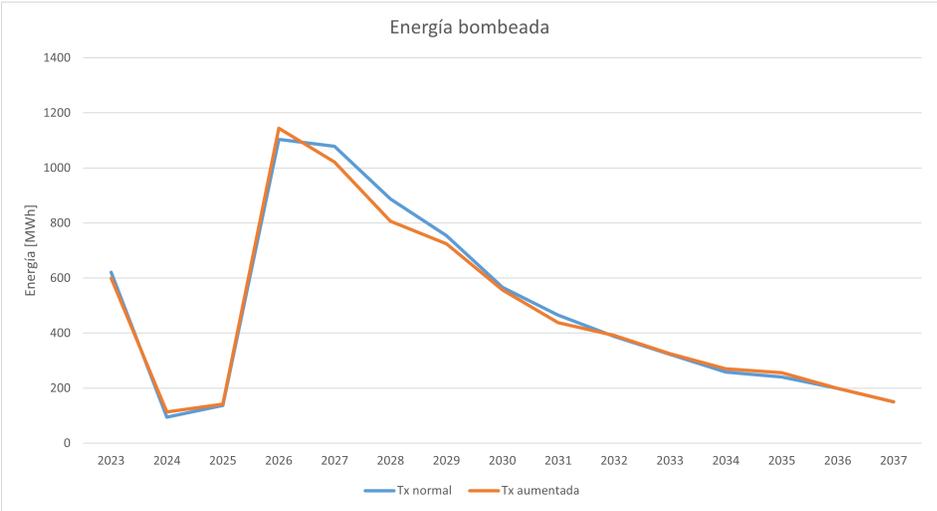


Figura 4.12: Energía bombeada, transmisión aumentada.

## 4.5. Caso de estudio

El caso de estudio corresponde, según se detalló en la metodología, a analizar un año en particular (2033) en el que se instalan 30 [MW] de energía eólica y 10 [MW] de energía solar.

En la figura 4.13 se muestra el perfil de generación térmica, de lo que se puede extraer que instalando el sistema de bombeo, se utiliza menos energía térmica tanto durante las horas punta como las horas valle.

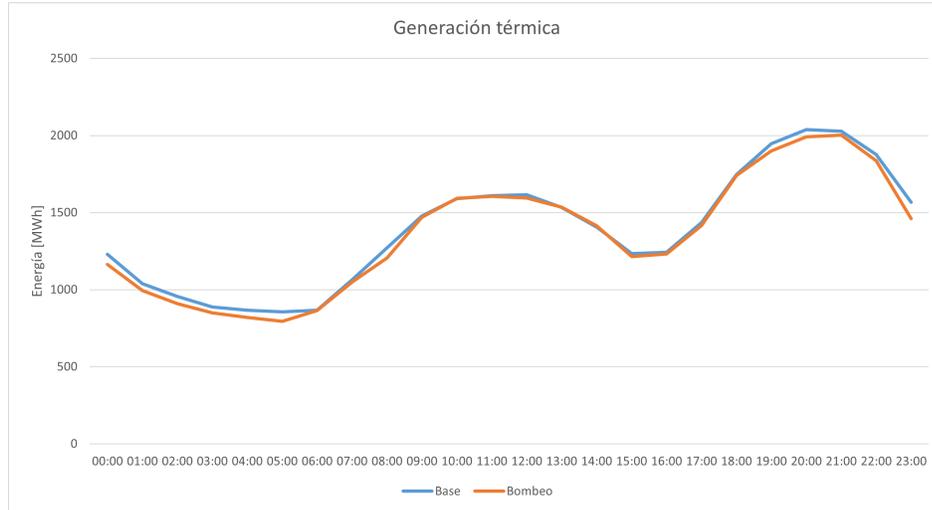


Figura 4.13: Perfil diario de generación térmica.

La figura 4.14 representa la generación eólica del caso de estudio. Se visualiza que sigue la forma de la disponibilidad de recurso eólico y no necesariamente la curva de demanda. Además, se aprecia que la variación de generación a causa del sistema de bombeo no es consistente con la demanda del sistema, puesto que en las horas punta disminuye con relación al caso base, y en las horas valle aumenta con respecto al caso base.

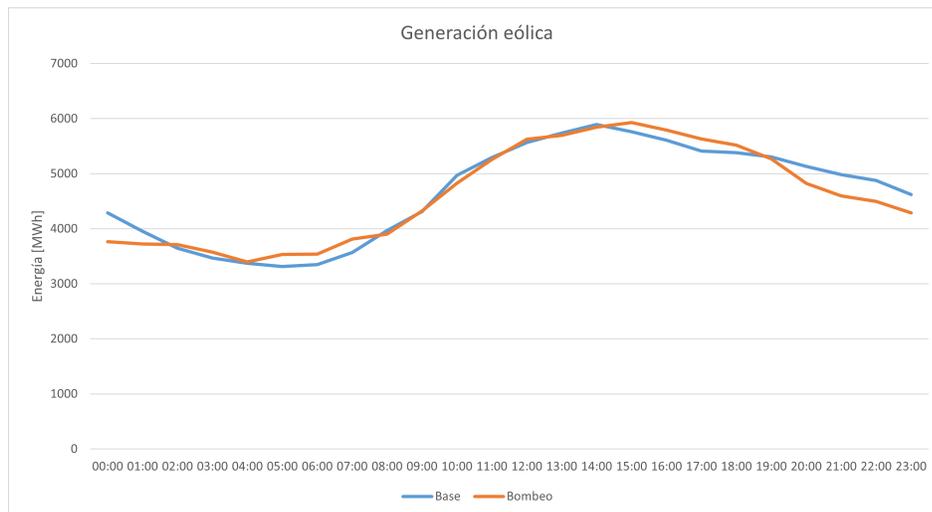


Figura 4.14: Perfil diario de generación eólica.

En la figura 4.15 se observa que el BESS se carga durante las horas de mayor cantidad de excedentes, durante las horas valle de demanda y cuando la generación de energías renovables es elevada.

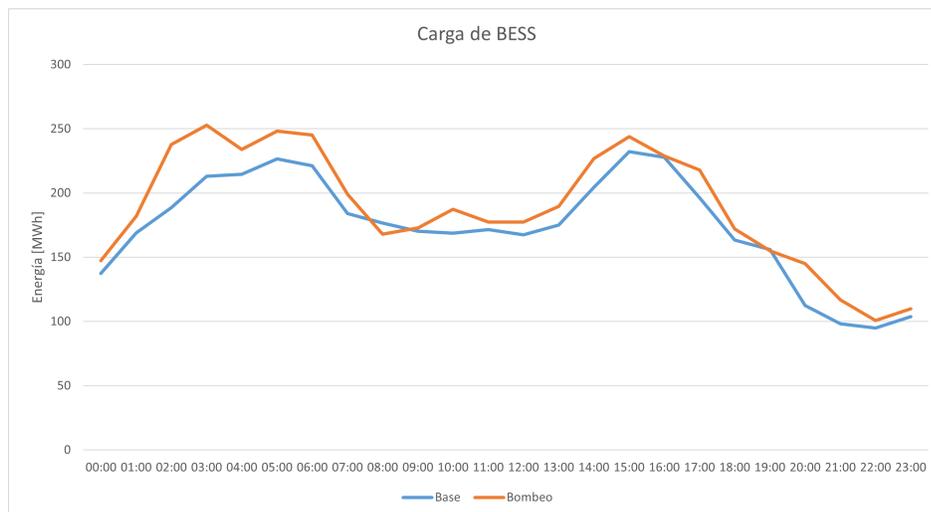


Figura 4.15: Perfil diario de carga del BESS.

En la figura 4.16 se muestra la curva de descarga del BESS, que sigue la tendencia de las curvas de demanda y se puede observar que mediante la instalación del sistema de bombeo su operación no se ve perjudicada sino que incluso beneficiada.

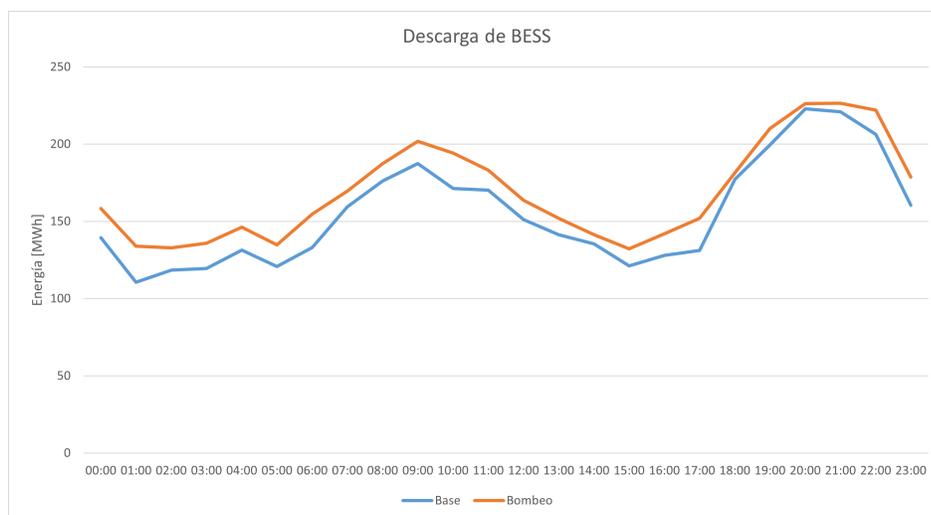


Figura 4.16: Perfil diario de descarga del BESS.

En la figura 4.17 se observa la comparación de la generación solar para el caso estudiado. Curiosamente, el caso con bombeo aprovecha en menor medida los recursos solares que el caso base, lo cual puede estar explicado por un aumento en la generación hidráulica que desplaza la generación solar, como se analiza a continuación.

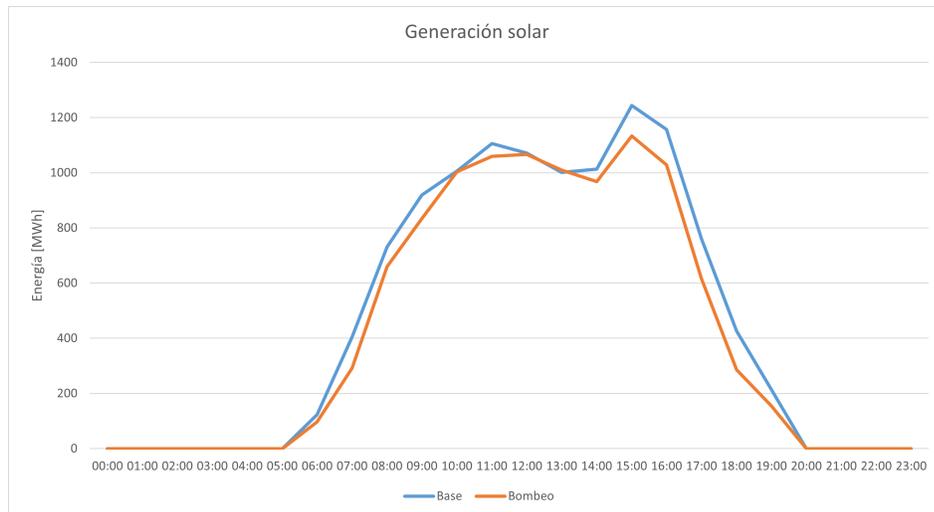


Figura 4.17: Perfil diario de generación solar.

En la figura 4.18 se visualiza la generación hidráulica considerando la suma de todas las centrales excepto Lago Atravesado. Se puede apreciar que la curva de generación en el caso de bombeo está por sobre la generación base durante casi todo el día, notando diferencias más significativas en las horas de demanda máxima.

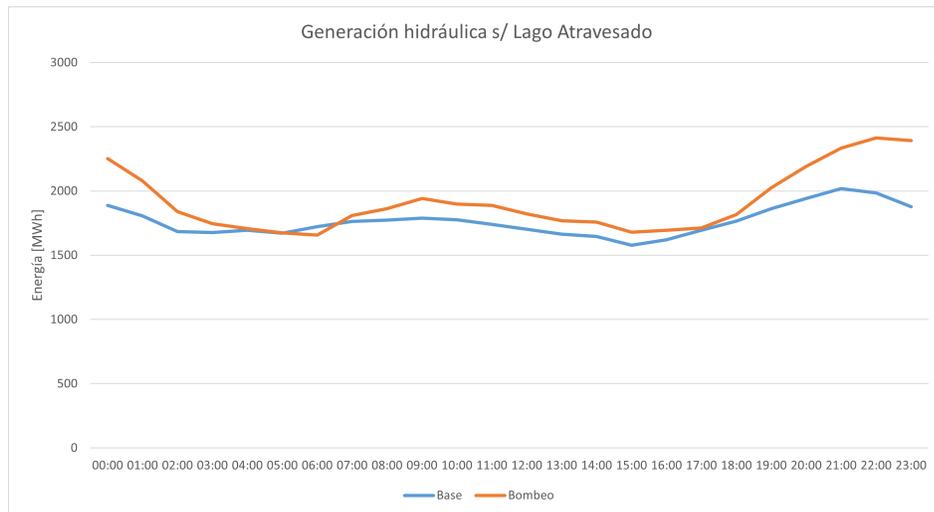


Figura 4.18: Perfil diario de generación excluyendo Lago Atravesado.

La figura 4.19 muestra el perfil de generación diario de Lago Atravesado, donde se puede verificar que el caso bombeo genera más energía para toda hora (15 % más). Esto se debe a que Lago Atravesado tiene más recursos para gestionar debido a que está recibiendo energía del sistema de bombeo. Por otra parte, se ve claramente que la curva de generación sigue la curva de demanda, por lo que se está utilizando para desplazar, en la medida de lo posible, generación diésel.

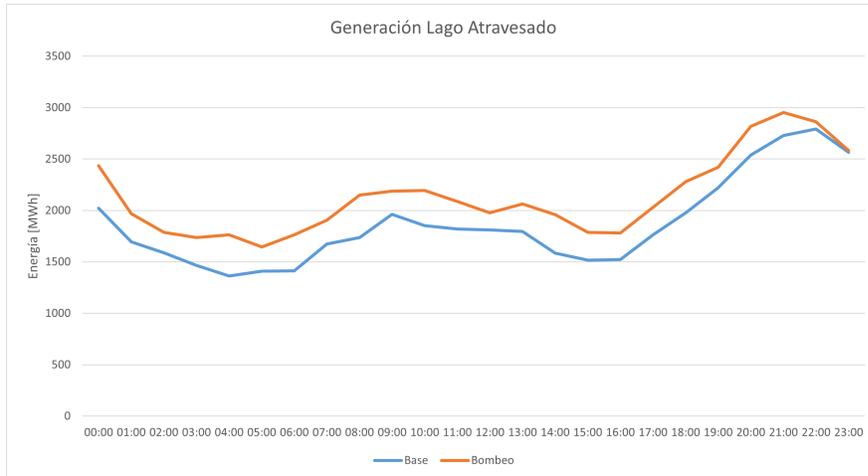


Figura 4.19: Perfil diario de generación de Lago Atravesado.

La figura 4.20 ilustra las horas en que el sistema bombea energía. En particular, se ve que en las horas valle y alrededor de las 16 hrs el bombeo es máximo, mientras que a las 22 hrs es mínimo. Esto se debe a que en las horas de mayor cantidad de excedentes se bombea energía, mientras que en las horas de mayor demanda y menor cantidad de excedentes se disminuye el bombeo. Por otra parte, se aprecia que la curva de bombeo muestra una tendencia similar a la curva de carga del BESS (figura 4.16), por lo que el modelo de despacho es consistente con las decisiones tomadas en torno a almacenar energía. En cuanto a la magnitud de la energía almacenada, difieren en aproximadamente 40 %.

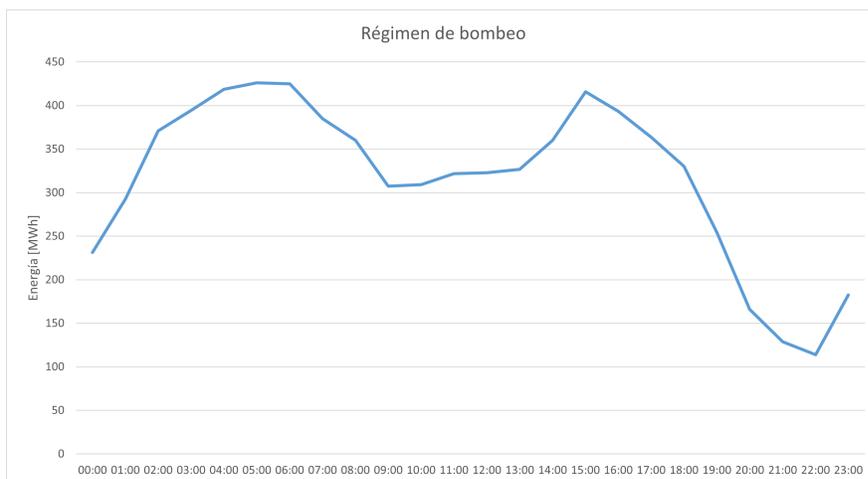


Figura 4.20: Perfil diario de bombeo de Lago Atravesado.

En la tabla 4.3 se observa un mapa de calor de los días en los que, a cierta hora (eje vertical) y mes (eje horizontal), la generación térmica es 0. Se puede apreciar que, en el período estival, las centrales térmicas suelen estar apagadas; más aún, en el caso de enero, están apagadas todos los días entre la 1 y 6 hrs. Lo contrario ocurre durante el invierno, por ejemplo en el mes de julio, donde las centrales térmicas estuvieron operativas todos los días para todas las horas.

Tabla 4.3: Mapa de calor de días de generación térmica nula.

Hora\mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	27	3	0	1	0	0	0	1	0	3	27	28
1	31	6	0	1	0	0	0	0	2	5	26	31
2	31	6	0	1	0	0	0	0	7	4	30	31
3	31	12	2	2	0	1	0	1	7	8	28	31
4	31	10	3	1	0	1	0	0	9	5	28	31
5	31	11	4	1	0	0	0	0	10	6	30	31
6	31	12	4	1	1	0	0	0	7	5	28	30
7	30	13	4	1	0	1	0	0	3	7	28	30
8	30	12	3	3	0	0	0	1	3	4	15	27
9	22	6	2	2	0	1	0	0	1	3	9	19
10	20	5	0	1	0	0	0	1	0	2	10	16
11	16	2	2	1	0	0	0	0	0	0	5	11
12	16	1	2	0	0	1	0	0	1	1	3	9
13	16	3	1	0	0	1	0	0	0	1	3	10
14	15	4	2	0	0	0	0	0	0	0	4	12
15	17	2	4	1	0	0	0	0	0	1	9	11
16	16	4	4	0	0	0	0	0	0	2	9	12
17	17	4	3	0	0	0	0	0	0	1	9	18
18	17	3	1	0	0	0	0	0	0	3	9	22
19	18	3	0	0	0	0	0	0	0	2	9	23
20	21	2	0	0	0	0	0	0	0	2	7	23
21	18	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20
22	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7
23	20	1	0	0	0	0	0	0	0	0	4	15

## 4.6. Evaluación económica

El flujo de caja correspondientes a 2,5 [MW] de capacidad instalada de bombeo se puede observar en las tablas 5.3 y 5.4, para 1 [MW] se visualiza en las tablas 5.5 y 5.6, mientras que para 4 [MW] en las tablas 5.7 y 5.8. La comparativa de los resultados entre las capacidades instaladas se encuentra en la tabla 4.4. Por otra parte, se pueden apreciar gráficamente los ingresos anuales del flujo de caja de cada escenario en la figura 4.7 analizada anteriormente.

Tabla 4.4: VAN del proyecto para distintas capacidades instaladas.

Capacidad instalada [MW]	1	2,5	2,5 (Tx aumentada)	4
VAN [USD]	\$104.963	\$169.971	\$173.128	\$210.750

En los resultados se puede observar que a medida que aumenta la capacidad instalada, también aumenta el VAN del proyecto. Sin embargo, tal como se vio con los ahorros operacionales, el incremento en el VAN no es lineal. Por otra parte, el resultado del alza de la capacidad de transmisión muestra efectos positivos menores, de alrededor de 3.000 [USD] cuando se instala el sistema de bombeo de 2,5 [MW].

De los resultados descritos anteriormente se puede indicar que se debería elegir la capacidad instalada tal que se maximice la resta del VAN y el CAPEX. A priori, la respuesta de cuál es la capacidad instalada óptima no es trivial puesto que los sistemas de bombeo pueden contar con economías de escala más importantes que la saturación del VAN, por lo que podría darse el caso de que lo más rentable sea instalar el sistema de bombeo más potente.

El valor del CAPEX del proyecto debería estar alrededor de 4,1 [MUSD] según la metodología descrita tomando como referencia un sistema de impulsión de agua salada para una minera.

Por otra parte, siguiendo la metodología correspondiente a los costos unitarios de las centrales de bombeo, se obtienen los CAPEX mostrados en la tabla 4.5.

Tabla 4.5: CAPEX estimado para el sistema de bombeo propuesto.

Capacidad instalada [MW]	1	2,5	4
CAPEX [USD]	630.000	1.575.000	2.520.000

# Capítulo 5

## Conclusiones y trabajos futuros

### 5.1. Conclusiones del trabajo

Los objetivos planteados en la introducción del trabajo fueron cumplidos:

1. Investigando la normativa vigente de los sistemas medianos, se puede remunerar un sistema de bombeo disminuyendo los costos de operación del sistema. (Objetivo 1)
2. Las características técnicas de la central de bombeo se abordan a lo largo de gran parte de la metodología y resultados, en donde se evalúan distintas alternativas de capacidad instalada. La operación se basa en costos marginales del sistema, para desplazar generación de las unidades más caras del sistema. (Objetivo 2)
3. La evaluación económica del proyecto se realiza en las secciones 3.8 y 4.6, y el caso base se incluye implícitamente al estimar los ingresos como los ahorros de instalar el sistema de bombeo. (Objetivo 3)

La ejecución de este trabajo implicó fundamentalmente el estudio de los sistemas medianos, su normativa y criterios de operación; la utilización de distintas herramientas computacionales como Excel, Python y Fico; el modelamiento de distintas alternativas de almacenamiento de energía como BESS y centrales hidráulicas de bombeo; y la realización de proyecciones a partir de arreglos de datos.

En la revisión de las instalaciones del sistema, se dio cuenta de que hay una gran capacidad instalada de generación renovable en relación con la demanda del sistema. Asimismo, en pocas ocasiones se observa que las centrales renovables generen a plena, e incluso las curvas de generación de éstas siguen la curva de demanda del sistema. A partir de lo anterior, se infiere de que hay una cantidad no cuantificada de energía que se está vertiendo por la incapacidad del sistema para almacenarla.

Se debe tener en consideración que el modelo utilizado se encuentra validado por la operación real del sistema. Es decir, los resultados que entrega el modelo cuando se ingresan como input los caudales y disponibilidad de recursos de años pasados es consistente con la operación real de esos años. Por otra parte, el despacho de las unidades del sistema coincide con el despacho real, salvo algunas excepciones imprevisibles como fallas que no pueden ser modeladas en el despacho.

Los resultados de instalar el sistema de bombeo de 2,5 [MW] muestran ahorros en torno a 0,31 % para los años en que se tienen mayor cantidad de excedentes, y un ahorro máximo de 0,44 % en el año 2026. Por otro lado, como regla general de operación del sistema de bombeo se tiene en consideración que las centrales renovables siempre estén generando a plena, y el sistema de bombeo almacenando los excedentes de energía que se tengan, que como se observó en los resultados debería ser en las horas de madrugada y alrededor de las 15 [hrs].

Al estudiar un aumento en las capacidades de transmisión, se observó que efectivamente se generan ahorros puesto que los “costos marginales” del sistema se encuentran perfectamente acoplados. Sin embargo, esta diferencia no es demasiado significativa, y es preferible, en términos de costos de operación, instalar el sistema de bombeo y no aumentar la capacidad de transmisión del sistema que incrementar la capacidad de transmisión sin el sistema de bombeo. Por otra parte, en la evaluación económica se vio que aumenta el VAN en aproximadamente 3.000 [\$USD] con capacidad instalada de 2,5 [MW], lo que significa que en el horizonte de evaluación es económicamente factible ampliar la transmisión siempre y cuando cueste menos de 3.000 [\$USD].

De los resultados del caso de estudio propuesto, se puede colegir que un aumento en la capacidad instalada de generación renovable puede desplazar de manera importante generación térmica, incluso haciendo posible prescindir de esta durante períodos importantes de tiempo. También, se puede observar que la función del sistema de bombeo se hace mucho más relevante cuando hay niveles muy altos de excedentes. Por lo que, sería recomendable instalar el sistema de bombeo propuesto algún año en que los excedentes renovables del sistema sean elevados, para lo cual es importante tener buenas herramientas de medición según se comenta más adelante.

En cuanto a la compatibilidad de operación, se observó que instalar el sistema de bombeo no es incompatible con otros sistemas de almacenamiento ni con la generación de recursos renovables, sino que en general se aprovechan de mejor manera.

## 5.2. Recomendación a Saesa

La evaluación económica del proyecto sugiere que el sistema de bombeo se debe realizar siempre y cuando el CAPEX de instalarlo se mantenga por debajo del VAN calculado, teniendo en consideración que se debería elegir el proyecto que maximice la resta del VAN con el CAPEX. Es decir, el sistema de bombeo puede costar máximo 104.000, 169.000 o 210.000 [\$USD] para capacidades instaladas de 1, 2,5 y 4 [MW] respectivamente. En todos los casos expuestos se tiene que el CAPEX es considerablemente más alto que el VAN, por lo que, desde ese punto de vista, no se justifica realizar el proyecto. Sin embargo, se debería ejecutar un análisis técnico económico desde un punto de vista hidráulico para poder confirmar o descartar esto.

Actualmente el sistema se encuentra remunerado mediante precios nudo de potencia y energía que son calculados en cada periodo de tarificación según se detalló en la revisión bibliográfica. Esto significa que no es remunerado mediante costos marginales, que daría la oportunidad de comprar energía a costo 0 para almacenarla y luego venderla cuando aumen-

ten los costos marginales, por lo que no generaría ingresos per se. Incluso, se tendrían más costos porque si se compra la energía a precio nudo y se vende al mismo precio se tendrían pérdidas asociadas a la eficiencia del sistema de bombeo. De esta manera, si el sistema cuesta más de lo mencionado en el párrafo anterior, simplemente es mejor alternativa invertir en más generación renovable que tendría ingresos económicos de forma directa, e invertir en el sistema de bombeo cuando se tenga una gran cantidad de excedentes, como se indicó previamente.

Para este trabajo se utilizaron datos de generación para modelar los afluentes de las centrales hidráulicas. Si bien, esta aproximación se acerca a la realidad considerando que en la medida de lo posible no se vierte energía, no hay certeza de cuáles son los afluentes reales de las cuencas donde hay instaladas centrales hidráulicas. De esta manera, no se puede cuantificar de forma precisa la cantidad de energía que se podría aprovechar instalando sistemas de almacenamiento. Por otra parte, en la operación actual del sistema sería útil contar con estaciones nivales y meteorológicas para estimar con exactitud cómo serán los deshielos en las épocas estivales. En el caso de Lago Atravesado, esto ayudaría a saber si se debe empezar a embalsar agua para los meses más secos o si es necesario turbinar energía para evitar vertimientos. Por último, no basta con contar con instrumentos de medición, si no se lleva un registro de los datos, como se aprecia en la figura 3.11.

### 5.3. Trabajos futuros

En cuanto a los trabajos a seguir, se debería hacer un análisis de tensión en las barras para verificar el cumplimiento de las normas de seguridad y calidad de suministro, dado que el modelo propuesto en este trabajo no es capaz de modelar tensión en barras. Si bien esto sería de carácter preventivo por la robustez de la barra donde se conecta el sistema de bombeo, no está de más dadas las consecuencias asociadas a los problemas de tensión, que incluso podrían impedir el funcionamiento del sistema de bombeo.

Por otra parte, a la fecha de este trabajo no se tenían los valores de generación real o radiación de El Blanco. Como trabajo futuro se podría proyectar la generación solar con los valores de generación real de la central mencionada, lo cual debería entregar un resultado más exacto. De todas maneras, se consideraron 6 meses de operación real de la central solar para ajustar la generación entregada por el explorador solar.

Como se adelantó anteriormente, se debería hacer un análisis técnico económico de realizar el proyecto desde un punto de vista hidráulico, en el que se consideren los costos efectivos de instalar algunos de los sistemas de bombeo propuestos en esta memoria. Además, se deberían efectuar cálculos y planos de las obras civiles necesarias para instalar el sistema de bombeo. En caso de que se desee ampliar la capacidad de embalse, se debería tener en consideración las obras civiles para que el embalse no colapse, y volver a ejecutar el modelo de despacho realizado en esta memoria cambiando sólo la capacidad de embalse. Sin perjuicio de lo anterior, lo expuesto en este trabajo sugiere que la rentabilidad no justificaría la conversión de la central.

# Bibliografía

- [1] GTD Ingenieros Consultores, “*Estudio de tarificación de sistemas medianos de Aysén, Palena, General Carrera y Puerto Cisnes*”, GTD Ingenieros Consultores, 2022.
- [2] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, “Decreto con fuerza de ley número 4”, Febrero, 2017.
- [3] Ministerio de Energía, “Energía 2050 Política Energética Región de Aysén del General Carlos Ibáñez del Campo”, Enero, 2018.
- [4] Diario Oficial de la República de Chile, “FIJA PRECIOS A NIVEL DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN EN SISTEMAS MEDIANOS DE AYSÉN, PALENA Y GENERAL CARRERA Y ESTABLECE SU PLAN DE EXPANSIÓN”, Marzo, 2020.
- [5] Comisión Nacional de Energía, “Resolución Exenta N°683”, Octubre, 2013.
- [6] Systep, “Estudio de planificación y tarificación de los sistemas medianos de Aysén, general Carrera y Palena”, Mayo, 2018.
- [7] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, “Decreto 229”, Agosto, 2005.
- [8] P. Menéndez, “*Ficha del proyecto: Central Hidroeléctrica Lago Atravesado*”, Servicio de Evaluación Ambiental, Agosto, 1998.
- [9] Comisión Nacional de Energía, “Resolución Exenta N°154”, Ministerio de Energía, Febrero, 2018.
- [10] Ministerio de Energía, “Decreto 125: APRUEBA REGLAMENTO DE LA COORDINACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL”, Diciembre, 2019.
- [11] Ministerio de Energía, “Decreto 128”, Diciembre, 2019.  
Disponible: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1095456&f=2019-12-20>
- [12] Comisión Nacional de Energía, “Resolución Exenta N°166”, Ministerio de Energía, Marzo, 2022.
- [13] Comisión Nacional de Energía, “Reporte de capacidad instalada de generación”, Mayo, 2022.
- [14] Bureau of Labor Statistics of USA, “*CONSUMER PRICE INDEX-ALL URBAN CONSUMERS (CPI)*”, Bureau of Labor Statistics of USA. Disponible: <http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>
- [15] Comisión Nacional de Energía, “Resolución Exenta N° 410”, Ministerio de Energía, Mayo 2022.
- [16] Y. Garrido, “*Modelo de despacho económico para sistemas medianos*”, Universidad de Chile, 2016.

- [17] Iberdrola, “*Central Hidroeléctrica de Bombeo*”, Iberdrola.  
Disponible: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/central-hidroelectrica-bombeo>
- [18] A. Ulloa, “*Análisis preliminar de la conversión de una central hidroeléctrica convencional en una de bombeo. Caso Central Chapiquiña, Región de Arica y Parinacota, Chile.*”, Universidad de Chile, 2016.
- [19] S. Cabrales, “*Análisis del comportamiento de centrales hidroeléctricas de bombeo en la operación de sistemas interconectados.*”, Universidad de Chile, 2015.
- [20] E. Marín, “*Análisis de estrategias de despacho de una central fotovoltaica con almacenamiento a través de bombeo hidráulico con agua de mar.*” Universidad de Chile, 2017
- [21] C.Lagos, “*DIMENSIONAMIENTO Y UBICACIÓN DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO POR BATERÍAS EN EL SISTEMA MEDIANO AYSÉN*”, Universidad de Chile, 2021.
- [22] Electricidad, “*Virtual DAM de AES Gener: el primer proyecto mundial de baterías en hidroeléctrica*”, Electricidad, Abril, 2022.  
Disponible: <https://www.revistaei.cl/reportajes/virtual-dam-de-aes-gener-el-primer-proyecto-mundial-de-baterias-en-hidroelectrica/#>
- [23] Valhalla, “*Proyecto Espejo de Tarapacá*”, Valhalla.  
Disponible: <http://valhalla.cl/es/espejo-de-tarapaca/>
- [24] D. Fuentes, “Unidad 1: Operación económica en sistemas eléctricos de potencia”, Universidad de Chile.
- [25] Comisión Nacional de Energía, “*Norma técnica de seguridad y calidad de servicio para sistemas medianos*”, Comisión Nacional de Energía, Marzo, 2018.
- [26] Ministerio de Energía, “*Explorador Solar*”, Ministerio de Energía, 2017.  
Disponible: <https://solar.minenergia.cl/exploracion>
- [27] S. Velazquéz, “*Cálculo de periodo de retorno*”, Lourdes Bello Mendoza.
- [28] Comisión Nacional de Energía, “*Informe de proyecciones de precios de combustibles 2022-2036*”, Comisión Nacional de Energía, Diciembre, 2021.
- [29] K. Mongrid, “*2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment*”, U.S. Department of Energy, Diciembre, 2020
- [30] J. Lorca, “*Evaluación técnico-económica del uso de agua de mar en una planta concentradora*”, Universidad de Chile, Junio, 2014.
- [31] Edelayesen, “*Datos reales de operación*”, Edelayesen, Julio, 2022.
- [32] K. Dintrans, “*Costos variables declarados por Edelayesen*”, Edelayesen, Octubre, 2022.

# Anexos

## Anexo A: Disponibilidad de recurso eólico

Tabla 5.1: Estadística de promedio/ desviación estándar de año típico de viento por mes.

<b>Mes</b>	<b>Promedio</b>	<b>Desviación estándar</b>
ene	9,53	4,58
feb	8,72	4,50
mar	7,97	4,35
abr	7,15	4,87
may	5,48	5,05
jun	6,99	4,93
jul	6,01	4,22
ago	6,52	4,75
sept	7,31	4,93
oct	6,62	4,57
nov	9,35	4,55
dic	10,17	4,15



Figura 5.1: Curva de generación eólica turbina Enercon E44/900

## Anexo B: Probabilidad de excedencia, recursos hidrológicos

Tabla 5.2: Probabilidad de excedencia recurso hidráulico.

Año	Energía Hidro [MWh]	Periodo de retorno	Probabilidad de excedencia
2017	104.558	9	11 %
2018	101.347	4,5	22 %
2014	94.918	3	33 %
2020	92.087	2,25	44 %
2019	86.918	1,8	56 %
2021	79.942	1,5	67 %
2015	79.193	1,28571429	78 %
2016	54.687	1,125	89 %

# Anexo C: Modelo de despacho económico

Código 5.1: Código de modelo de despacho en FICO.

```
1 model SM_Aysen_Bombeo
2 uses "mmlxprs", "mmsheet", "mmsystem";
3
4 !-----
5 !DECLARACION DE VARIABLES
6 declarations
7   !INDICES
8   T = 8760   !8760 (horas al año)
9
10  ! VARIABLES DE DECISION
11  !Potencia Centrales:
12  !Chacabuco, Hidraulica Aysen, San Victor, Alto Baguales, Lago Atravesado, Tehuelche,
13    ↪ Monreal, El Blanco, Aysen Termico, Los Huemules
14  PcenCHA, PcenAYS, PcenSV, PcenAB, PcenLA, PcenTHU, PcenMON, PcenEB,
15    ↪ PcenAYST, PcenHUE: array(1..T) of mpvar
16
17  !Flujos
18  F1 , F2 , F3 , F4 , F5 , F6 : array (1..T) of mpvar
19
20  !Binaria de UC
21  xCHA, xTHU, xAYST, xAYS, xMON, xSV, xAB, xEB, xLA, xHUE, xBombeo: array(1..T)
22    ↪ of mpvar
23
24  !Angulos
25  theta1, theta2, theta3, theta4, theta5, theta6: array(1..T) of mpvar
26
27  !Fallas
28  FallaCHA , FallaAYS , FallaSV , FallaAB , FallaDIV , FallaTHU : array (1..T) of mpvar
29
30  !BESS
31  Carga, Descarga, Estado: array(1..T) of mpvar
32
33  !Bombeo
34  Bombeo, Embalse: array(1..T) of mpvar
35
36  !DATOS DE ENTRADA
37  !Demandas
38  DemCHA, DemAYS, DemAB , DemDIV , DemTHU: array (1..T) of real
39
40  !Hidraulicas
41  RecAYS, RecSV , RecLA , RecMON: array (1..T) of real
42
43  !Eolica
44  RecAB: array(1..T) of real
45
46  !Solar
47  RecEB: array(1..T) of real
```

```

45
46 !PARAMETROS
47 !Maximos/minimos tecnicos
48 min_CHA, min_THU, min_AYST, minT_AYS, minT_LA, minT_MON, minT_SV,
   ↪ minT_AB, minT_EB, minT_HUE, max_CHA, max_THU, max_AYST, max_HUE,
   ↪ max_LA: real
49
50 !Costos Variables
51 CVCHA, CVAYS , CVSV , CVAB , CVLA , CVTHU , CVMON , CVEB , CVAYST,
   ↪ CVHUE: real
52
53 !Flujos Maximos
54 LimF1, LimF2, LimF3, LimF4 , LimF5 , LimF6 : real
55 x11 , x12 , x13 , x14 , x15 , x16 : real
56
57 !BESS
58 nModuloBESS, tamanoModulo, potenciaModulo, eficienciaCarga, DoD, dimBESS, potBESS
   ↪ : real
59
60 !Bombeo
61 min_Bombeo, max_Bombeo, max_Embalse, effBomba: real
62
63
64 !RESTRICCIONES
65 Objective:linctr
66
67 !Balance
68 balanceCHA, balanceAYS , balanceSV , balanceAB , balanceDIV , balanceTHU: array (1..T)
   ↪ of linctr
69
70 !Flujos
71 MaxF1, MaxF2 , MaxF3 , MaxF4 , MaxF5 , MaxF6,
72 MinF1 , MinF2 , MinF3 , MinF4 , MinF5 , MinF6 : array (1..T) of linctr
73 Flujo1, Flujo2 , Flujo3 , Flujo4 , Flujo5 , Flujo6 : array(1..T) of linctr
74
75 !Recursos
76 MinAYST, MinCHA , MinTHU , MinAB , MinLA , MinMON , MinSV, MinEB, MinHUE :
   ↪ array (1..T) of linctr
77 MaxCHA , MaxTHU , MaxAYST, MaxHUE : array (1..T) of linctr
78 MaxAYS , MaxSV , MaxAB , MaxLA , MaxMON , MaxEB : array (1..T) of linctr
79
80 !Binarias
81 BinCHA, BinTHU, BinAYST, BinAYS, BinSV, BinAB, BinLA, BinMON, BinEB, BinHUE,
   ↪ BinBombeo: array(1..T) of linctr
82
83 !BESS
84 EcuacionBESS, EnergiaMaxBESS, EnergiaMinBESS, CargaMax, CargaMin: array(1..T) of
   ↪ linctr
85
86 !Bombeo
87 balanceLA, MinBombeo, MaxBombeo, MaxEmbalse: array(1..T) of linctr
88

```

```

89 !VARIABLES DE SALIDA
90 !Potencias
91 PcenCHA_sol , PcenAYS_sol , PcenSV_sol , PcenAB_sol , PcenLA_sol , PcenTHU_sol ,
    ↪ PcenMON_sol , PcenEB_sol , PcenAYST_sol, PcenHUE_sol : array (1..T) of real
92
93 !Costos Marginales
94 cmgCHA , cmgAYS , cmgSV , cmgAB , cmgDIV , cmgTHU : array(1..T) of real
95
96 !Flujos
97 F1_sol , F2_sol , F3_sol , F4_sol , F5_sol , F6_sol : array(1..T) of real
98
99 !Vertimientos
100 vertAYS , vertSV , vertAB , vertMON , vertEB : array(1..T) of real
101
102 ! Centrales de Falla
103 Falla1_sol , Falla2_sol , Falla3_sol , Falla4_sol , Falla5_sol , Falla6_sol : array (1..T) of
    ↪ real
104
105 !BESS
106 EstadoSol, CargaSol, DescargaSol : array(1..T) of real
107
108 !Bombeo
109 BombeoSol, EmbalseSol: array(1..T) of real
110
111 end-declarations
112
113
114 H:=["HH","HM","HS"]
115 !ejecuta todos los años en los tramos: [2023,2024]; {2025}; [2026,2037]
116 !           Base      HUE    AB , Tx AB, BESS
117 forall(año in 2026..2037, hidro in H) do
118 year:=textfmt(año, 0)
119
120 writeln("Ejecutandose año ", year)
121
122
123 !-----
124 !Importar desde Excel [kW]
125 initialisations from 'mmsheet.excel:'+'Datos_' + year + '.xlsx'
126 CVCHA    as "noindex;CVcha"
127 CVTHU    as "noindex;CVthu"
128 CVAYST   as "noindex;CVayst"
129 CVHUE    as "noindex;CVhue"
130 DemCHA   as "skiph;noindex;Dem_Chacabuco"
131 DemAYS   as "skiph;noindex;Dem_Aysen"
132 DemAB    as "skiph;noindex;Dem_Alto_Baguales"
133 DemDIV   as "skiph;noindex;Dem_Divisadero"
134 DemTHU   as "skiph;noindex;Dem_Tehuelche"
135 RecEB    as "skiph;noindex;Rec_El_Blanco"
136 RecAB    as "skiph;noindex;Rec_Alto_Baguales"
137 RecAYS   as "skiph;noindex;Rec_Aysen_" + hidro
138 RecLA    as "skiph;noindex;Rec_Lago_Atravesado_" + hidro

```

```

139 RecMON as "skiph;noindex;Rec_Monreal_" + hidro
140 RecSV as "skiph;noindex;Rec_San_Victor_" + hidro
141 end-initialisations
142
143
144 !-----
145 !DATOS
146 !CV [USD/MWh]
147 CVAYS := 0
148 CVSV := 0
149 CVAB := 0
150 CVLA := 0
151 CVMON := 0
152 CVEB := 0
153
154 !Minimo y maximo potencia termicas [kW]
155 minT_CHA := 360
156 minT_THU := 480
157 minT_AYST := 360
158 minT_HUE := 480
159
160 max_CHA := 9800
161 max_THU := 17100
162 max_AYST := 2800
163 max_HUE := 2895 ! 3x965
164
165 !Minimos y maximos de centrales renovables [kW]
166 minT_AYS := 100
167 minT_LA := 1000
168 minT_MON := 500
169 minT_SV := 500
170 minT_AB := 0
171 minT_EB := 0
172
173 ! max_AYS := 5900 [kW]
174 max_LA := 10500
175 ! max_MON := 3000
176 ! max_SV := 3000
177 ! max_AB := 3000
178
179 !Limites de transmision [kW], fp=0.85
180 LimF1 := 14960 ! 17600 KVA 14960 (Chacabuco-Aysen)
181 LimF2 := (5540) ! 8870 kVA; (interconexion puerto aysen coyhaique) (Aysen-San Victor)
182 LimF3 := (5540) ! 8870 kVA (interconexion puerto aysen coyhaique) (San Victor- Alto
    ↪ Baguales)
183 LimF4 := (9120) +9000 ! 9120 kW (Alto Baguales-Divisadero); para 2026 considerar
    ↪ ampliación de 9MVA
184 LimF5 := 10370 ! 12200 KVA (Tehuelche- Divisadero)
185 LimF6 := 10370
186
187 !Reactancia de la linea
188 xl1 := 0.0056

```

```

189 x12 := 0.0056
190 x13 := 0.0056
191 x14 := 0.0056
192 x15 := 0.0056
193 x16 := 0.0056
194
195 !BESS
196 tamanoModulo := 2500 !kWh
197 potenciaModulo := 625 !kW
198 eficienciaCarga := 0.9 !0.9
199 DoD := 0.2
200 AutoDes := 3/(100*24) !3/(100*24)
201 nModuloBESS := 2
202 dimBESS := tamanoModulo * nModuloBESS
203 potBESS := potenciaModulo * nModuloBESS
204
205 !Bombeo
206 min_Bombeo := 50 !50kW
207 max_Bombeo := 2500
208 max_Embalse := 800000 !segun calculos entre 800.000 y 2.400.000
209 effBomba := .8 !70%-80% y hasta 87%
210
211
212 !-----
213 ! FO
214 Objective := sum(t in 1..T)(CVCHA * PcenCHA(t)+ CVAYST * PcenAYST(t) + CVAYS *
    ↪ PcenAYS(t) + CVSV * PcenSV(t) +
215 CVAB * PcenAB(t) + CVLA * PcenLA(t) + CVTHU * PcenTHU(t) + CVMON *
    ↪ PcenMON(t) + CVEB * PcenEB(t) + CVHUE * PcenHUE(t) +
216 (FallaCHA(t) + FallaAYS(t) + FallaSV(t) + FallaAB(t)+ FallaDIV(t) + FallaTHU(t)) *
    ↪ 1000) /1000 !VoLL=1000
217
218
219 !-----
220 !RESTRICCIONES
221 forall(t in 1..T) do
222
223 !Ecuaciones de Balance; en caso de que se permitan vertimientos, se puede cambiar a
    ↪ restriccion de desigualdad
224 balanceCHA(t) := DemCHA(t) + F1(t) = PcenCHA(t) + FallaCHA(t)
225 balanceAYS(t) := DemAYS(t) + F2(t) = PcenAYS(t) + PcenAYST(t) + FallaAYS(t) + F1
    ↪ (t)
226 balanceSV(t) := F3(t) = PcenSV(t) + F2(t) + FallaSV(t)
227 ! balanceAB(t) := DemAB(t) + F4 (t) = PcenAB(t) + F3(t) + FallaAB(t) !SIN Baterias
228 balanceAB(t) := DemAB(t) + F4(t) + Carga(t) = PcenAB(t) + F3(t) + Descarga(t) +
    ↪ FallaAB(t) !CON Baterias
229 balanceDIV(t) := DemDIV(t) = F4(t) + F5(t) + F6(t) + FallaDIV(t)
230 balanceTHU(t) := DemTHU(t) + F5(t) + F6(t) + Bombeo(t) = PcenLA(t) + PcenTHU(t)
    ↪ + PcenMON(t) + PcenEB(t) + PcenHUE(t) + FallaTHU(t)
231
232 ! ReservaGiro(t) := DemSIS(t) * 0.1 = (max_CHA - PcenCHA(t)) * xCHA(t) + (
    ↪ max_THU - PcenTHU(t)) * xTHU(t) + (max_AYST - PcenAYST(t)) * xAYST(t) +

```

```

    ↪ (max_HUE - PcenHUE(t)) * xHUE(t)
233
234 !Minimos y maximos tecnicos (termicas); considera 90 % del maximo
235 MinCHA(t) := PcenCHA(t) >= minT_CHA * xCHA(t)
236 MinTHU(t) := PcenTHU(t) >= minT_THU * xTHU(t)
237 MinAYST(t) := PcenAYST(t) >= minT_AYST * xAYST(t)
238 MinHUE(t) := PcenHUE(t) >= minT_HUE * xHUE(t)
239
240 MaxCHA(t) := PcenCHA(t) <= .9*max_CHA * xCHA(t)
241 MaxTHU(t) := PcenTHU(t) <= .9*max_THU * xTHU(t)
242 MaxAYST(t) := PcenAYST(t) <= .9*max_AYST * xAYST(t)
243 MaxHUE(t) := PcenHUE(t) <= .9*max_HUE * xHUE(t)
244
245 BinCHA(t) := xCHA(t) is_binary
246 BinTHU(t) := xTHU(t) is_binary
247 BinAYST(t) := xAYST(t) is_binary
248 BinHUE(t) := xHUE(t) is_binary
249
250 MinAB(t) := PcenAB(t) >= minT_AB * xAB(t)
251 MinAYS(t) := PcenAYS(t) >= minT_AYS * xAYS(t)
252 MinLA(t) := PcenLA(t) >= minT_LA * xLA(t)
253 MinMON(t) := PcenMON(t) >= minT_MON * xMON(t)
254 MinSV(t) := PcenSV(t) >= minT_SV * xSV(t)
255 MinEB(t) := PcenEB(t) >= minT_MON * xEB(t)
256 MinBombeo(t) := Bombeo(t) >= min_Bombeo * xBombeo(t)
257
258 MaxAYS(t) := PcenAYS(t) <= RecAYS(t) * xAYS(t)
259 MaxSV(t) := PcenSV(t) <= RecSV(t) * xSV(t)
260 MaxAB(t) := PcenAB(t) <= RecAB(t) * xAB(t)
261 MaxMON(t) := PcenMON(t) <= RecMON(t) * xMON(t)
262 MaxEB(t) := PcenEB(t) <= RecEB(t) * xEB(t)
263 MaxLA(t) := PcenLA(t) <= max_LA * xLA(t)
264 MaxBombeo(t) := Bombeo(t) <= max_Bombeo * xBombeo(t)
265 MaxEmbalse(t) := Embalse(t) <= max_Embalse
266
267 BinAYS(t) := xAYS(t) is_binary
268 BinSV(t) := xSV(t) is_binary
269 BinAB(t) := xAB(t) is_binary
270 BinLA(t) := xLA(t) is_binary
271 BinMON(t) := xMON(t) is_binary
272 BinEB(t) := xEB(t) is_binary
273 BinBombeo(t) := xBombeo(t) is_binary
274
275 !Lmites de transmision
276 MaxF1(t) := F1(t) <= LimF1
277 MinF1(t) := F1(t) >= -LimF1
278 F1(t) is_free
279 MaxF2(t) := F2(t) <= LimF2
280 MinF2(t) := F2(t) >= -LimF2
281 F2(t) is_free
282 MaxF3(t) := F3(t) <= LimF3
283 MinF3(t) := F3(t) >= -LimF3

```

```

284 F3(t) is_free
285 MaxF4(t) := F4(t) <= LimF4
286 MinF4(t) := F4(t) >= -LimF4
287 F4(t) is_free
288 MaxF5(t) := F5(t) <= LimF5
289 MinF5(t) := F5(t) >= -LimF5
290 F5(t) is_free
291 MaxF6(t) := F6(t) <= LimF6
292 MinF6(t) := F6(t) >= -LimF6
293 F6(t) is_free
294
295 !Angulos
296 Flujo1(t) := F1(t) = (theta1(t) - theta2(t)) / x11
297 Flujo2(t) := F2(t) = (theta2(t) - theta3(t)) / x12
298 Flujo3(t) := F3(t) = (theta3(t) - theta4(t)) / x13
299 Flujo4(t) := F4(t) = (theta4(t) - theta5(t)) / x14
300 Flujo5(t) := F5(t) = (theta6(t) - theta5(t)) / x15
301 Flujo6(t) := F6(t) = (theta6(t) - theta5(t)) / x16
302 theta1(t) is_free
303 theta2(t) is_free
304 theta3(t) is_free
305 theta4(t) is_free
306 theta5(t) is_free
307 theta6(t) is_free
308
309 end-do
310
311 !-----
312 ! BESS
313 EcuacionBESS(1) := Estado(1) = dimBESS*(1-DoD) + Carga(1) * eficienciaCarga -
    ↪ Descarga(1)
314 EnergiaMaxBESS(1) := Estado(1) <= dimBESS
315 CargaMax(1) := Carga(1) <= potBESS
316 CargaMin(1) := Descarga(1) <= potBESS
317
318 !Bombeo
319 balanceLA(1) := Embalse(1) = RecLA(1) - PcenLA(1) + Bombeo(1) * effBomba !Embalse(t
    ↪ ) es el agua embalsada en el reservorio superior
320 MaxEmbalse(1) := Embalse(1) <= max_Embalse*0
321
322
323 forall(t in 2..T) do
324
325 !BESS
326 EcuacionBESS(t) := Estado(t) = Estado(t-1) * (1-AutoDes) + Carga(t) * eficienciaCarga -
    ↪ Descarga(t)
327 EnergiaMaxBESS(t) := Estado(t) <= dimBESS
328 CargaMax(t) := Carga(t) <= potBESS
329 CargaMin(t) := Descarga(t) <= potBESS
330
331 !Bombeo

```

```

332 balanceLA(t) := Embalse(t) = Embalse(t-1) + RecLA(t) - PcenLA(t) + Bombeo(t) *
    ↪ effBomba !Embalse(t) es el agua embalsada en el reservorio superior
333 ! NoVert(t) := Bombeo(t) = RecAYS(t) - PcenAYS(t) + RecSV(t) - PcenSV(t) + RecAB(t)
    ↪ - PcenAB(t) + RecMON(t) - PcenMON(t) + RecEB(t) - PcenEB(t)
334
335 end-do
336
337
338 !-----
339 minimise(XPRS_BAR, Objective)
340
341 Sol:= getobjval
342
343 ! Guardar datos de exportacion
344 forall(t in 1..T) do
345     !Inyeccion por central (kW)
346     PcenCHA_sol(t) := getsol(PcenCHA(t))
347     PcenAYS_sol(t) := getsol(PcenAYS(t))
348     PcenSV_sol(t) := getsol(PcenSV(t))
349     PcenAB_sol(t) := getsol(PcenAB(t))
350     PcenLA_sol(t) := getsol(PcenLA(t))
351     PcenTHU_sol(t) := getsol(PcenTHU(t))
352     PcenMON_sol(t) := getsol(PcenMON(t))
353     PcenEB_sol(t) := getsol(PcenEB(t))
354     PcenAYST_sol(t) := getsol(PcenAYST(t))
355     PcenHUE_sol(t) := getsol(PcenHUE(t))
356     Falla1_sol(t) := getsol(FallaCHA(t))
357     Falla2_sol(t) := getsol(FallaAYS(t))
358     Falla3_sol(t) := getsol(FallaSV(t))
359     Falla4_sol(t) := getsol(FallaAB(t))
360     Falla5_sol(t) := getsol(FallaDIV(t))
361     Falla6_sol(t) := getsol(FallaTHU(t))
362
363     ! Vertimiento por central
364     vertAYS(t) := RecAYS(t) - PcenAYS_sol(t)
365     vertSV(t) := RecSV(t) - PcenSV_sol(t)
366     vertAB(t) := RecAB(t) - PcenAB_sol(t)
367     ! vertLA(t) := RecLA(t) - PcenLA_sol(t)
368     vertMON(t) := RecMON(t) - PcenMON_sol(t)
369     vertEB(t) := RecEB(t) - PcenEB_sol(t)
370
371     ! CMG Por Barra
372     cmgCHA(t) := getdual(balanceCHA(t)) * -1000
373     cmgAYS(t) := getdual(balanceAYS(t)) * -1000
374     cmgSV(t) := getdual(balanceSV(t)) * -1000
375     cmgAB(t) := getdual(balanceAB(t)) * -1000
376     cmgDIV(t) := getdual(balanceDIV(t)) * -1000
377     cmgTHU(t) := getdual(balanceTHU(t)) * -1000
378
379     ! Flujos
380     F1_sol(t) := getsol(F1(t))
381     F2_sol(t) := getsol(F2(t))

```

```

382 F3_sol (t) := getsol (F3(t))
383 F4_sol (t) := getsol (F4(t))
384 F5_sol (t) := getsol (F5(t))
385 F6_sol (t) := getsol (F6(t))
386
387 !BESS
388 CargaSol(t) := getsol(Carga(t))
389 DescargaSol(t) := getsol(Descarga(t))
390 EstadoSol(t) := getsol(Estado(t))
391
392 !Bombeo
393 BombeoSol(t) := getsol(Bombeo(t))
394 EmbalseSol(t) := getsol(Embalse(t))
395
396 end-do
397
398
399 ! Exportar Datos
400 initialisations to 'mmsheet.excel:' + 'SALIDA_BOMBEO_' + year + hidro + '.xlsx'
401
402 !solucion
403 Sol as "grow;noindex;sol"
404
405 !despacho de las centrales
406 PcenTHU_sol as "skiph;grow;noindex;cen_1"
407 PcenCHA_sol as "skiph;grow;noindex;cen_2"
408 PcenEB_sol as "skiph;grow;noindex;cen_3"
409 PcenAB_sol as "skiph;grow;noindex;cen_4"
410 PcenAYS_sol as "skiph;grow;noindex;cen_5"
411 PcenLA_sol as "skiph;grow;noindex;cen_6"
412 PcenMON_sol as "skiph;grow;noindex;cen_7"
413 PcenSV_sol as "skiph;grow;noindex;cen_8"
414 PcenAYST_sol as "skiph;grow;noindex;cen_9"
415 PcenHUE_sol as "skiph;grow;noindex;cen_10"
416
417 !costos marginales por barra
418 cmgCHA as "skiph;grow;noindex;cmg_1"
419 cmgAYS as "skiph;grow;noindex;cmg_2"
420 cmgSV as "skiph;grow;noindex;cmg_3"
421 cmgAB as "skiph;grow;noindex;cmg_4"
422 cmgDIV as "skiph;grow;noindex;cmg_5"
423 cmgTHU as "skiph;grow;noindex;cmg_6"
424
425 !flujos por linea
426 F1_sol as "skiph;grow;noindex;flujo_1a"
427 F2_sol as "skiph;grow;noindex;flujo_2a"
428 F3_sol as "skiph;grow;noindex;flujo_3a"
429 F4_sol as "skiph;grow;noindex;flujo_4a"
430 F5_sol as "skiph;grow;noindex;flujo_5a"
431 F6_sol as "skiph;grow;noindex;flujo_6a"
432
433 !vertimientos

```

```

434 vertEB as "skiph;grow;noindex;vert_1"
435 vertAB as "skiph;grow;noindex;vert_2"
436 vertAYS as "skiph;grow;noindex;vert_3"
437 vertMON as "skiph;grow;noindex;vert_5"
438 vertSV as "skiph;grow;noindex;vert_6"
439
440 !demanda no suministrada
441 Falla1_sol as "skiph;grow;noindex;Falla_1"
442 Falla2_sol as "skiph;grow;noindex;Falla_2"
443 Falla3_sol as "skiph;grow;noindex;Falla_3"
444 Falla4_sol as "skiph;grow;noindex;Falla_4"
445 Falla5_sol as "skiph;grow;noindex;Falla_5"
446 Falla6_sol as "skiph;grow;noindex;Falla_6"
447
448 !BESS
449 CargaSol as "skiph;grow;noindex;Carga"
450 DescargaSol as "skiph;grow;noindex;Descarga"
451 EstadoSol as "skiph;grow;noindex;Estado"
452
453 !Bombeo
454 BombeoSol as "skiph;grow;noindex;Bombeo"
455 EmbalseSol as "skiph;grow;noindex;Embalse"
456 PcenLA_sol as "skiph;grow;noindex;Turbinada"
457 RecLA as "skiph;grow;noindex;RecLA"
458
459 end-initialisations
460
461 writeln("Finalizado año ", year, hidro)
462
463 end-do
464 end-model

```

## Anexo D: Validación del modelo de despacho

El sistema que se modela posee tres tipos de centrales térmicas, carbón, gas y diésel, con costos variables arbitrarios de 50, 100 y 150 [unidades]. También, cuenta con la central de bombeo modelada según se detalla en esta memoria, con costos variables 0 [unidades] y eficiencia de 80 %. El horizonte de evaluación es un día, con resolución horaria, es decir se modelan 24 horas. La demanda del sistema se muestra en la figura 5.2, y los afluentes naturales del embalse en la figura 5.3.

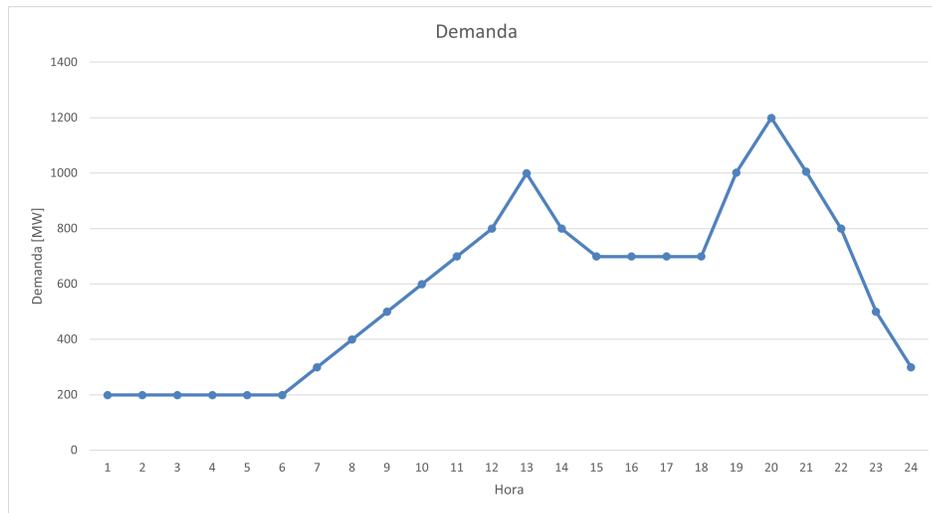


Figura 5.2: Demanda modelo simplificado

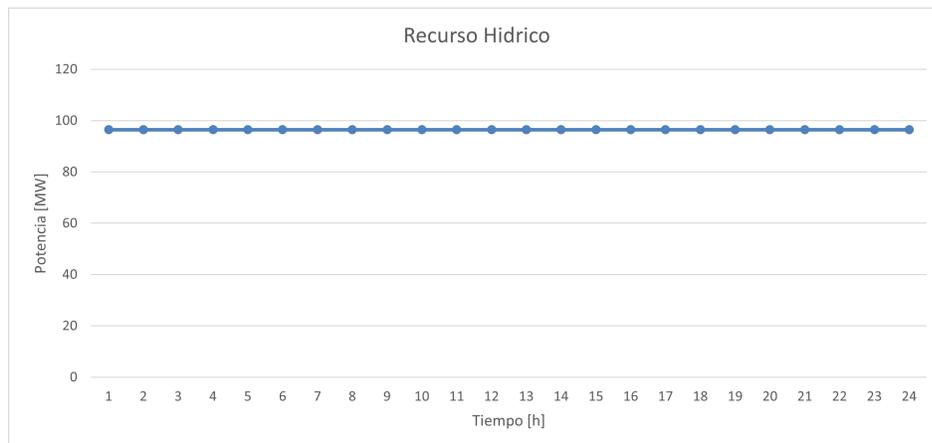


Figura 5.3: Afluentes modelo simplificado

Los resultados del modelo detallado anteriormente se muestran en las figuras 5.4, 5.5, y 5.6. Los resultados muestran que en las horas de la madrugada, cuando la demanda es baja, el agua proveniente de los afluentes se embalsa, y también se tiene el sistema de bombeo funcionando con energía obtenida a partir de la central a carbón (porque tiene costos variables más bajos). En los horarios en que la demanda no puede ser satisfecha con la central de carbón se utiliza el agua almacenada para no tener que recurrir a encender unidades más caras (que aumentan el costo marginal del sistema). También, se puede observar que el régimen de operación de la central de bombeo no permite que se bombee y genere energía al mismo tiempo, lo cual tiene sentido puesto que se perdería eficiencia porque para hacer eso simplemente se podría dejar de generar (y se evitan las pérdidas de eficiencia). Finalmente, se observa que el estado del embalse termina en 0 energía, lo que tiene sentido puesto que no tiene valor futuro la energía embalsada una vez que termina el horizonte de evaluación.

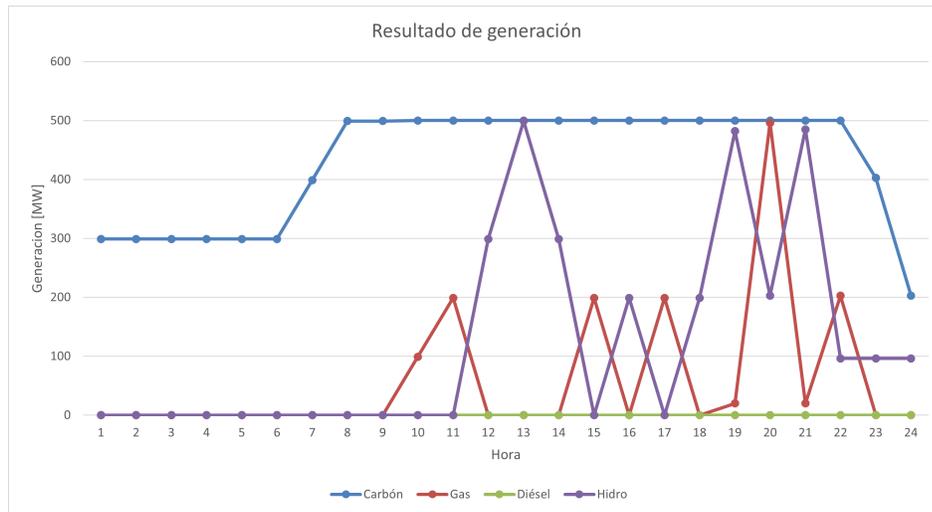


Figura 5.4: Generación modelo simplificado

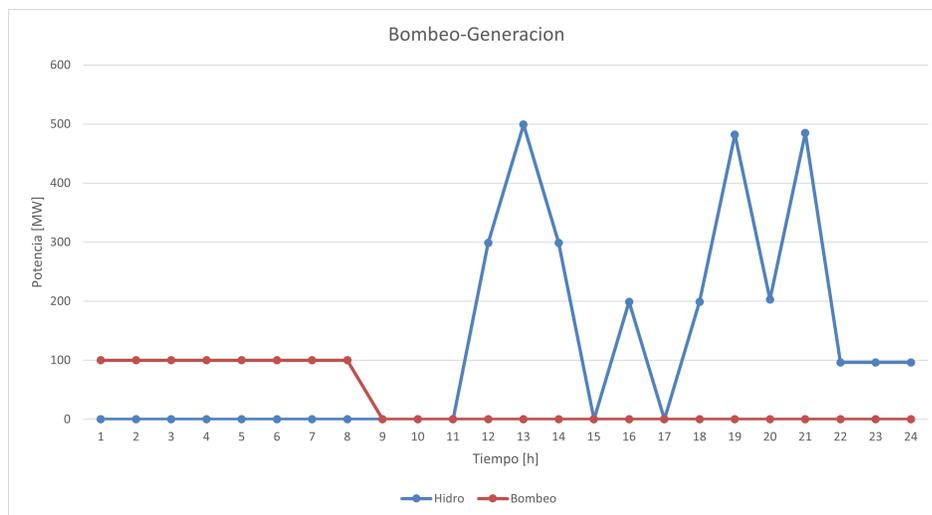


Figura 5.5: Bombeo modelo simplificado



Figura 5.6: Estado del embalse modelo simplificado

## Anexo E: Evaluación económica

Tabla 5.3: Flujo de caja, sistema de bombeo de 2,5 [MW], parte 1

<b>Año</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>
Ingresos [\$USD]		36.993	42.065	46.657	44.037	45.593	43.864
Energía bombeada [MWh]		1.104	1.079	887	754	567	466
Costos de Operación [\$USD]		-470	-466	-437	-414	-377	-353
Pérdidas del ejercicio anterior		-	-	-	-	-	-
Depreciacion Lineal		-	-	-	-	-	-
Intereses		-	-	-	-	-	-
<b>UAI</b>	<b>-</b>	<b>36.523</b>	<b>41.599</b>	<b>46.220</b>	<b>43.623</b>	<b>45.216</b>	<b>43.511</b>
Impuesto		-9.861	-11.232	-12.479	-11.778	-12.208	-11.748
<b>UDI</b>	<b>-</b>	<b>26.662</b>	<b>30.367</b>	<b>33.741</b>	<b>31.845</b>	<b>33.007</b>	<b>31.763</b>
Depreciacion Lineal		-	-	-	-	-	-
Pérdidas del ejercicio anterior		-	-	-	-	-	-
Flujo de caja operación	-	26.662	30.367	33.741	31.845	33.007	31.763
CAPEX	-	-	-	-	-	-	-
Inversión activo fijo		-	-	-	-	-	-
Préstamo	-						
Amortización							
<b>Flujo de caja capitales</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Flujo de caja total</b>	<b>-</b>	<b>26.662</b>	<b>30.367</b>	<b>33.741</b>	<b>31.845</b>	<b>33.007</b>	<b>31.763</b>

Tabla 5.4: Flujo de caja, sistema de bombeo de 2,5 [MW], parte 2

<b>Año</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>
Ingresos [\$USD]	36.734	30.738	32.689	28.220	23.293	18.850
Energia bombeada [MWh]	388	323	259	241	199	151
Costos de Operación [\$USD]	-333	-313	-291	-284	-267	-243
Pérdidas del ejercicio anterior	-	-	-	-	-	-
Depreciacion Lineal	-	-	-	-	-	-
Intereses	-	-	-	-	-	-
<b>UAI</b>	<b>36.402</b>	<b>30.425</b>	<b>32.398</b>	<b>27.936</b>	<b>23.026</b>	<b>18.606</b>
Impuesto	-9.828	-8.215	-8.747	-7.543	-6.217	-5.024
<b>UDI</b>	<b>26.573</b>	<b>22.210</b>	<b>23.650</b>	<b>20.393</b>	<b>16.809</b>	<b>13.582</b>
Depreciacion Lineal	-	-	-	-	-	-
Pérdidas del ejercicio anterior	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja operación	26.573	22.210	23.650	20.393	16.809	13.582
CAPEX	-	-	-	-	-	-
Inversión activo fijo	-	-	-	-	-	-
Préstamo						
Amortización						
<b>Flujo de caja capitales</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Flujo de caja total</b>	<b>26.573</b>	<b>22.210</b>	<b>23.650</b>	<b>20.393</b>	<b>16.809</b>	<b>13.582</b>

Tabla 5.5: Flujo de caja, sistema de bombeo de 1 [MW], parte 1

<b>Año</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>
Ingresos [\$USD]		22.563	25.098	29.405	28.713	29.803	26.407
Energia bombeada [MWh]		683	525	438	409	295	240
Costos de Operación [\$USD]		-401	-368	-346	-338	-304	-284
Pérdidas del ejercicio anterior		-	-	-	-	-	-
Depreciacion Lineal		-	-	-	-	-	-
Intereses		-	-	-	-	-	-
<b>UAI</b>	<b>-</b>	<b>22.162</b>	<b>24.730</b>	<b>29.059</b>	<b>28.374</b>	<b>29.499</b>	<b>26.123</b>
Impuesto		-5.984	-6.677	-7.846	-7.661	-7.965	-7.053
<b>UDI</b>	<b>-</b>	<b>16.178</b>	<b>18.053</b>	<b>21.213</b>	<b>20.713</b>	<b>21.534</b>	<b>19.070</b>
Depreciacion Lineal		-	-	-	-	-	-
Pérdidas del ejercicio anterior		-	-	-	-	-	-
Flujo de caja operación	-	16.178	18.053	21.213	20.713	21.534	19.070
CAPEX	-	-	-	-	-	-	-
Inversión activo fijo		-	-	-	-	-	-
Préstamo	-						
Amortización							
<b>Flujo de caja capitales</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Flujo de caja total</b>	<b>-</b>	<b>16.178</b>	<b>18.053</b>	<b>21.213</b>	<b>20.713</b>	<b>21.534</b>	<b>19.070</b>

Tabla 5.6: Flujo de caja, sistema de bombeo de 1 [MW], parte 2

<b>Año</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>
Ingresos [\$USD]	22.262	18.342	19.976	17.843	14.182	11.306
Energia bombeada [MWh]	207	185	152	153	117	89
Costos de Operación [\$USD]	-270	-260	-244	-245	-224	-205
Pérdidas del ejercicio anterior	-	-	-	-	-	-
Depreciacion Lineal	-	-	-	-	-	-
Intereses	-	-	-	-	-	-
<b>UAI</b>	<b>21.991</b>	<b>18.081</b>	<b>19.732</b>	<b>17.598</b>	<b>13.958</b>	<b>11.101</b>
Impuesto	-5.938	-4.882	-5.328	-4.752	-3.769	-2.997
<b>UDI</b>	<b>16.054</b>	<b>13.199</b>	<b>14.405</b>	<b>12.847</b>	<b>10.189</b>	<b>8.104</b>
Depreciacion Lineal	-	-	-	-	-	-
Pérdidas del ejercicio anterior	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja operación	16.054	13.199	14.405	12.847	10.189	8.104
CAPEX	-	-	-	-	-	-
Inversión activo fijo	-	-	-	-	-	-
Préstamo						
Amortización						
<b>Flujo de caja capitales</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Flujo de caja total</b>	<b>16.054</b>	<b>13.199</b>	<b>14.405</b>	<b>12.847</b>	<b>10.189</b>	<b>8.104</b>

Tabla 5.7: Flujo de caja, sistema de bombeo de 4 [MW], parte 1

<b>Año</b>	<b>2025</b>	<b>2026</b>	<b>2027</b>	<b>2028</b>	<b>2029</b>	<b>2030</b>	<b>2031</b>
Ingresos [\$USD]		41.448	46.896	51.936	48.840	51.149	49.463
Energía bombeada [MWh]		1.545	1.457	1.187	981	707	580
Costos de Operación [\$USD]		-525	-515	-481	-452	-406	-380
Pérdidas del ejercicio anterior		-	-	-	-	-	-
Depreciacion Lineal		-	-	-	-	-	-
Intereses		-	-	-	-	-	-
<b>UAI</b>	<b>-</b>	<b>40.923</b>	<b>46.381</b>	<b>51.455</b>	<b>48.388</b>	<b>50.743</b>	<b>49.083</b>
Impuesto		-11.049	-12.523	-13.893	-13.065	-13.701	-13.252
<b>UDI</b>	<b>-</b>	<b>29.874</b>	<b>33.858</b>	<b>37.562</b>	<b>35.323</b>	<b>37.043</b>	<b>35.831</b>
Depreciacion Lineal		-	-	-	-	-	-
Pérdidas del ejercicio anterior		-	-	-	-	-	-
Flujo de caja operación	-	29.874	33.858	37.562	35.323	37.043	35.831
CAPEX	-	-	-	-	-	-	-
Inversión activo fijo		-	-	-	-	-	-
Préstamo	-						
Amortización							
<b>Flujo de caja capitales</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Flujo de caja total</b>	<b>-</b>	<b>29.874</b>	<b>33.858</b>	<b>37.562</b>	<b>35.323</b>	<b>37.043</b>	<b>35.831</b>

Tabla 5.8: Flujo de caja, sistema de bombeo de 4 [MW], parte 2

<b>Año</b>	<b>2032</b>	<b>2033</b>	<b>2034</b>	<b>2035</b>	<b>2036</b>	<b>2037</b>
Ingresos [\$USD]	41.685	34.435	37.922	32.998	27.564	22.221
Energía bombeada [MWh]	469	376	293	273	231	176
Costos de Operación [\$USD]	-354	-329	-303	-296	-280	-256
Pérdidas del ejercicio anterior	-	-	-	-	-	-
Depreciacion Lineal	-	-	-	-	-	-
Intereses	-	-	-	-	-	-
<b>UAI</b>	<b>41.331</b>	<b>34.105</b>	<b>37.618</b>	<b>32.702</b>	<b>27.283</b>	<b>21.965</b>
Impuesto	-11.159	-9.208	-10.157	-8.829	-7.367	-5.931
<b>UDI</b>	<b>30.172</b>	<b>24.897</b>	<b>27.461</b>	<b>23.872</b>	<b>19.917</b>	<b>16.034</b>
Depreciacion Lineal	-	-	-	-	-	-
Pérdidas del ejercicio anterior	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja operación	30.172	24.897	27.461	23.872	19.917	16.034
CAPEX	-	-	-	-	-	-
Inversión activo fijo	-	-	-	-	-	-
Préstamo						
Amortización						
<b>Flujo de caja capitales</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Flujo de caja total</b>	<b>30.172</b>	<b>24.897</b>	<b>27.461</b>	<b>23.872</b>	<b>19.917</b>	<b>16.034</b>