



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

DIMENSIONAMIENTO Y UBICACIÓN DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO
POR BATERÍAS EN EL SISTEMA MEDIANO AYSÉN

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

CRISTÓBAL ANDRÉS LAGOS ALARCÓN

PROFESOR GUÍA:
PATRICIO MENDOZA ARAYA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
SEBASTIÁN GARCÉS CASTILLO
JAVIER PEÑA HERNÁNDEZ
FRANCISCO RIVERA SERRANO

ESTE TRABAJO HA SIDO PARCIALMENTE FINANCIADO POR GRUPO SAESA

SANTIAGO DE CHILE
2021

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: CRISTÓBAL ANDRÉS LAGOS ALARCÓN
FECHA: 2021
PROF. GUÍA: PATRICIO MENDOZA ARAYA

DIMENSIONAMIENTO Y UBICACIÓN DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO POR BATERÍAS EN EL SISTEMA MEDIANO AYSÉN

La maduración de las tecnologías de almacenamiento, en los últimos años, ha convertido a la aplicación de sistemas de almacenamiento por baterías en opciones viables para resolver distintos desafíos en la operación de sistemas eléctricos. En este contexto, en el presente trabajo se estudiaron tres opciones de implementación de un sistema de almacenamiento por baterías en el sistema mediano Aysén. Actualmente, los principales desafíos del sistema son reducir el vertimiento de energía de fuentes ERNC y enfrentar un explosivo aumento en la demanda por efecto de un proyecto de reconversión energética en la ciudad de Coyhaique.

Mediante un despacho técnico económico al año 2025, fue posible evidenciar la existencia de una oportunidad para incluir unidades de almacenamiento realizando arbitraje de energía, para disminuir parte del vertimiento ERNC del sistema.

Al maximizar la utilidad generada por los BESS a instalar, fue posible determinar la topología para cada uno de los tres casos de estudio. Esta métrica demostró considerar particularidades del sistema como la ausencia de reconocimiento de la inversión por BESS en la tarifa y también, el perfil de recursos disponibles en la zona. De esta manera, el primer caso de estudio corresponde a instalar un BESS de 1400 kW en la barra SE Alto Baguales, el segundo considera instalar un BESS de 1200 kW en la barra SE Alto Baguales y otro BESS de 300 kW en la barra SE Divisadero. Mientras que el tercer caso contempla la instalación de un BESS de 1200 kW en la barra SE Alto Baguales y la instalación de un BESS de 200 kW en las barras SE Aysén y SE Divisadero, para simular una línea virtual entre los subsistemas de Aysén y Coyhaique.

Con la evaluación de la operación de los distintos casos de estudio, se identifica una utilidad anual máxima de 43,8 MUSD y una reducción de hasta un 8,7 % del vertimiento anual, ambos resultados para el tercer caso de estudio.

Posteriormente, al evaluar económicamente la implementación de los casos de estudio ante las tecnologías: Ion-Litio, Iron-Flow e Hidrógeno, se determina que solo la implementación en tecnología Ion-Litio es factible económicamente. Además, se determina que la principal barrera de entrada para la utilización de las restantes tecnologías corresponde a los altos costos de inversión.

Finalmente, al realizar un estudio de flujos de potencia para evaluar el impacto de las baterías a la operación del sistema se concluye que la implementación de los tres casos de estudio no generan problemas de sobretensiones o subtensiones en las barras del sistema, ni tampoco generan nuevos problemas de cargabilidad en los elementos del sistema de transmisión.

*"You can't always get what you want,
but if you try sometimes you find.
You get what you need"
The Rolling Stones*

Agradecimientos

En primer lugar, me gustaría agradecer al Grupo SAESA, en particular, al equipo formado por Javier, Sebastián, Juan Carlos y René, quienes me brindaron la oportunidad de desarrollar este trabajo. En este proceso, al igual que en mi primera práctica profesional, recibí un continuo apoyo en los altos y bajos que significó sobrellevar cada uno de los desafíos que impuso el desarrollo de esta memoria, como también este singular año 2020. De la misma forma, agradecer a mi profesor guía Patricio, quien aceptó apoyarme en el desarrollo de este trabajo y me aconsejó con mucha empatía cuando fue necesario tomar importantes decisiones.

Sin duda este año ha sido complicado, pero ha significado la culminación de un largo proceso de aprendizajes a través de mi vida académica, en la cual he tenido siempre el apoyo incondicional de mi familia. Por esto, quiero agradecer enormemente a toda mi familia por todo el apoyo que me han brindado no solo durante la carrera, sino durante toda mi vida. Sin duda, sin todos los sacrificios que han realizado por mí, no podría estar enfrentado a este motivador desafío. Además, aprecio de sobremanera todos los valores con los cuales me han criado y que me han permitido desenvolverme no solo en la vida universitaria, sino que en todos los desafíos paralelos a los cuales me he enfrentado.

También necesito agradecer a mi polola Jennyfer, quien me ha apoyado durante todo este último ciclo de la carrera, el cual no ha sido fácil al tratar de compatibilizar mis últimos años de estudio con el desafío de trabajar en un ámbito tan importante como la educación y formación. Muchas gracias por acompañarme en este proceso y enseñarme a lidiar con los problemas, aún cuando estos parecen no tener solución.

Finalmente y no menos importante, agradecer a la vida por darme la oportunidad de aprender cada día, de permitirme conocer a personas maravillosas, tanto en la universidad como fuera de ella. Agradecer a todas las personas con las que he compartido en este proceso, a todos mis compañeros y compañeras que me han apoyado de distintas maneras durante esta etapa de mi vida. Sin duda, la decisión de salir de mi casa y venir a estudiar a Santiago me ha traído bastantes dificultades, pero también me ha permitido aprovechar oportunidades que me han llevado a lugares en los cuales jamás imaginé estar y que me permitieron disfrutar de experiencias que jamás olvidaré.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivo general	1
1.3. Objetivos específicos	2
1.4. Alcances	2
1.5. Estructura del trabajo	3
1.6. Nomenclatura	3
2. Marco Teórico y Estado del Arte	5
2.1. Sistemas Medianos	5
2.1.1. Sistema mediano Aysén	5
2.2. Sistema de almacenamiento por baterías (BESS)	8
2.2.1. Baterías	8
2.2.2. Baterías de Plomo-Ácido	9
2.2.3. Baterías de Ion-Litio	10
2.2.4. Baterías de Flujo Rédox de Vanadio	10
2.2.5. Baterías de Flujo Híbridas	12
2.2.6. Sistemas de Almacenamiento de Hidrógeno	12
2.2.7. Resumen tecnologías de almacenamiento	14
2.2.8. Inversor	14
2.2.9. BMS	14
2.2.10. Controlador	14
2.3. Aplicaciones	15
2.3.1. Reserva primaria	15
2.3.2. Peak-Shaving	16
2.3.3. Descongestión de líneas de transmisión y aplazamiento de inversión en transmisión	16
2.3.4. Absorción de excedentes ERNC del sistema	17
2.4. Software FICO Xpress	18
2.5. Métodos de evaluación económica de proyectos	18
2.5.1. Valor actualizado neto (VAN)	18
2.5.2. Tasa interna de retorno (TIR)	19
2.5.3. Costo nivelado de la energía (LCOE)	19
3. Metodología	20

3.1.	Proyección de la demanda en el SM Aysén	20
3.1.1.	Crecimiento vegetativo	20
3.1.2.	Crecimiento por calefacción	21
3.2.	Metodología para determinar el dimensionamiento y la ubicación del BESS .	23
3.2.1.	Modelo simplificado representativo de SM Aysén	23
3.2.2.	Despacho técnico-económico	24
3.2.3.	Hidrología del SM Aysén	28
3.2.4.	Perfil eólico del SM Aysén	30
3.2.5.	Perfil solar del SM Aysén	31
3.2.6.	Casos de estudio	31
3.2.7.	Metodología de dimensionamiento y ubicación	32
3.3.	Metodología de evaluación económica	33
3.4.	Metodología de evaluación técnica	34
4.	Análisis y Resultados	38
4.1.	Proyección de la demanda en el SM Aysén	38
4.2.	Dimensionamiento y localización del BESS	41
4.2.1.	Caso base	41
4.2.2.	Funcionamiento modelo BESS en FICO Xpress	44
4.2.3.	Caso de estudio 1	49
4.2.4.	Caso de estudio 2	51
4.2.5.	Caso de estudio 3	54
4.3.	Evaluación económica	55
4.3.1.	Características BESS modelados	55
4.3.2.	Caso de estudio 1	58
4.3.3.	Caso de estudio 2	60
4.3.4.	Caso de estudio 3	61
4.4.	Evaluación técnica	62
4.4.1.	Resultados flujos de potencia caso base	63
4.4.2.	Resultados flujos de potencia casos de estudio	70
5.	Conclusiones y trabajos futuros	76
	Bibliografía	81

Índice de Tablas

2.1. Parque generador SM Aysén [13]	6
2.2. Resumen de características principales por tecnología de almacenamiento. Elaboración propia en base a [16] y [3]	14
2.3. Cuadro comparativo de prestaciones - Parte 1. Elaboración propia en base a [3], [1] y [4]	17
2.4. Cuadro comparativo de prestaciones - Parte 2. Elaboración propia en base a [3], [1] y [4]	18
3.1. Crecimiento vegetativo de la demanda	21
3.2. Plan de expansión de conexión de hogares con demanda por calefacción	22
3.3. Parque de generación del modelo simplificado representativo SM Aysén	24
3.4. Distribución porcentual de la demanda en el modelo simplificado representativo	24
3.5. Límite de transmisión de líneas presentes en el modelo simplificado representativo	24
3.6. Potencias máximas de centrales hidráulicas según hidrología	35
3.7. Descripción de escenarios	35
4.1. Comparación demanda 2019 y proyección de demanda al año 2025	39
4.2. Resultados despacho técnico-económico caso base ante diferentes hidrologías	42
4.3. Características modelo BESS en FICO Xpress	44
4.4. Características modelo BESS tecnología Ion-Litio	50
4.5. Dimensión óptima por ubicación BESS	51
4.6. Resultados caso de estudio 1 ante hidrología seca	51
4.7. Dimensión óptima caso de estudio 2	53
4.8. Resultados caso de estudio 2 ante hidrología seca	53
4.9. Dimensión óptima caso de estudio 3	54
4.10. Resultados caso de estudio 3 ante hidrología seca	55
4.11. Características modelo tecnología Ion-Litio. Elaboración propia en base a [1], [12] y [11]	56
4.12. Características modelo tecnología Iron-Flow. Elaboración propia en base [1] y [10]	57
4.13. Características modelo tecnología Hidrógeno. Elaboración propia en base a [1] y [9]	58
4.14. Resultados evaluación económica caso de estudio 1	60
4.15. Resultados evaluación económica caso de estudio 2	61
4.16. Resultados evaluación económica caso de estudio 3	62
4.17. Resumen resultados de tensión en barras del sistema ante escenario 1	71

4.18. Resumen resultados de tensión en barras del sistema ante escenario 2	71
4.19. Resumen resultados de tensión en barras del sistema ante escenario 3	71
4.20. Resumen resultados de tensión en barras del sistema ante escenario 4	71
4.21. Resumen resultados de tensión en barras del sistema ante escenario 5	72
4.22. Resumen resultados de tensión en barras del sistema ante escenario 6	72
4.23. Resumen resultados de tensión en barras del sistema ante escenario 7	72
4.24. Resumen resultados de tensión en barras del sistema ante escenario 8	72
4.25. Resumen resultados de cargabilidad de elementos del sistema ante escenario 1	73
4.26. Resumen resultados de cargabilidad de elementos del sistema ante escenario 2	73
4.27. Resumen resultados de cargabilidad de elementos del sistema ante escenario 3	73
4.28. Resumen resultados de cargabilidad de elementos del sistema ante escenario 4	73
4.29. Resumen resultados de cargabilidad de elementos del sistema ante escenario 5	74
4.30. Resumen resultados de cargabilidad de elementos del sistema ante escenario 6	74
4.31. Resumen resultados de cargabilidad de elementos del sistema ante escenario 7	74
4.32. Resumen resultados de cargabilidad de elementos del sistema ante escenario 8	74
5.1. Resultado dimensionamiento casos de estudio	77

Índice de Ilustraciones

2.1. Energía consumida en el SM Aysén año 2019	6
2.2. Diagrama unilineal SM Aysén. Ilustración proporcionada por EDELAYSEN .	7
2.3. Elementos de un BESS [3]	8
2.4. Energía y potencia específica de distintas tecnologías de almacenamiento [16]	9
2.5. Esquema básico baterías de flujo [16]	11
2.6. Celda de combustible de hidrógeno [16]	13
2.7. Clasificación de aplicaciones de un BESS en un sistema de potencia [1] . . .	15
3.1. Diagrama metodología de proyección de la demanda	21
3.2. Perfil diario de demanda por calefacción de un hogar	22
3.3. Perfil mensual de consumo por calefacción de un hogar	22
3.4. Modelo simplificado representativo SM Aysén	23
3.5. Perfil de inyección diario hidrología húmeda	28
3.6. Perfil de inyección diario hidrología seca	29
3.7. Curva de generación de energía mensual con hidrología húmeda	29
3.8. Curva de generación de energía mensual con hidrología seca	29
3.9. Perfil de inyección diario de una central eólica	30
3.10. Curva de generación de energía mensual de una central eólica	30
3.11. Perfil de inyección diario de una central fotovoltaica	31
3.12. Curva de generación de energía mensual de una central fotovoltaica	31
3.13. Diagrama metodología dimensionamiento y localización BESS	33
3.14. Metodología de evaluación económica	34
3.15. Perfiles día 1	36
3.16. Perfiles día 2	36
3.17. Perfiles día 3	37
3.18. Perfiles día 4	37
4.1. Proyección demanda máxima y media SM Aysén	38
4.2. Proyección de energía consumida en SM Aysén	39
4.3. Proyección demanda año 2025 con resolución mensual	40
4.4. Curvas de demanda diaria año 2025	40
4.5. Generación mensual de energía por tecnología ante hidrología húmeda	42
4.6. Generación mensual de energía por tecnología ante hidrología seca	42
4.7. Vertimiento mensual de energía por tecnología ante hidrología húmeda	43
4.8. Vertimiento mensual de energía por tecnología ante hidrología seca	44
4.9. Energía mensual descargada por el BESS	45

4.10. Operación BESS día verano	46
4.11. Operación SM Aysén día verano	46
4.12. Operación BESS día otoño	47
4.13. Operación SM Aysén día otoño	47
4.14. Operación BESS día invierno	48
4.15. Operación SM Aysén día invierno	48
4.16. Operación BESS día primavera	49
4.17. Operación SM Aysén día primavera	49
4.18. Curvas Utilidad _{BESS} (dimensión) según ubicación del BESS a instalar	50
4.19. Energía mensual descargada por el BESS caso de estudio 1	52
4.20. Curvas Utilidad _{BESS} (dimensión _{BESS-AltoBaguales}) caso de estudio 2	52
4.21. Energía mensual descargada por el BESS caso de estudio 2	53
4.22. Curvas Utilidad _{BESS} (dimensión _{BESS-AltoBaguales}) caso de estudio 3	54
4.23. Energía mensual descargada por el BESS caso de estudio 3	55
4.24. Proyección de costos de inversión tecnología Ion-Litio	56
4.25. Proyección de costos de inversión tecnología Iron-Flow	57
4.26. Proyección de costos de inversión tecnología Hidrógeno	59
4.27. Topología caso de estudio 1	59
4.28. Topología caso de estudio 2	61
4.29. Topología caso de estudio 3	62
4.30. Resultados tensión caso base escenario 1	63
4.31. Resultados tensión caso base escenario 2	64
4.32. Resultados tensión caso base escenario 3	64
4.33. Resultados tensión caso base escenario 4	64
4.34. Resultados tensión caso base escenario 5	65
4.35. Resultados tensión caso base escenario 6	65
4.36. Resultados tensión caso base escenario 7	65
4.37. Resultados tensión caso base escenario 8	66
4.38. Resultados cargabilidad caso base escenario 1	66
4.39. Resultados cargabilidad caso base escenario 2	67
4.40. Resultados cargabilidad caso base escenario 3	67
4.41. Resultados cargabilidad caso base escenario 4	68
4.42. Resultados cargabilidad caso base escenario 5	68
4.43. Resultados cargabilidad caso base escenario 6	69
4.44. Resultados cargabilidad caso base escenario 7	69
4.45. Resultados cargabilidad caso base escenario 8	70
5.1. Modelo SM Aysén en Digsilent	94
5.2. Resultados tensión caso base escenario 1	95
5.3. Resultados tensión caso de estudio 1 escenario 1	95
5.4. Resultados tensión caso de estudio 2 escenario 1	96
5.5. Resultados tensión caso de estudio 3 escenario 1	96
5.6. Resultados tensión caso base escenario 2	96
5.7. Resultados tensión caso de estudio 1 escenario 2	97
5.8. Resultados tensión caso de estudio 2 escenario 2	97
5.9. Resultados tensión caso de estudio 3 escenario 2	97
5.10. Resultados tensión caso base escenario 3	98

5.11. Resultados tensión caso de estudio 1 escenario 3	98
5.12. Resultados tensión caso de estudio 2 escenario 3	98
5.13. Resultados tensión caso de estudio 3 escenario 3	99
5.14. Resultados tensión caso base escenario 4	99
5.15. Resultados tensión caso de estudio 1 escenario 4	99
5.16. Resultados tensión caso de estudio 2 escenario 4	100
5.17. Resultados tensión caso de estudio 3 escenario 4	100
5.18. Resultados tensión caso base escenario 5	100
5.19. Resultados tensión caso de estudio 1 escenario 5	101
5.20. Resultados tensión caso de estudio 2 escenario 5	101
5.21. Resultados tensión caso de estudio 3 escenario 5	101
5.22. Resultados tensión caso base escenario 6	102
5.23. Resultados tensión caso de estudio 1 escenario 6	102
5.24. Resultados tensión caso de estudio 2 escenario 6	102
5.25. Resultados tensión caso de estudio 3 escenario 6	103
5.26. Resultados tensión caso base escenario 7	103
5.27. Resultados tensión caso de estudio 1 escenario 7	103
5.28. Resultados tensión caso de estudio 2 escenario 7	104
5.29. Resultados tensión caso de estudio 3 escenario 7	104
5.30. Resultados tensión caso base escenario 8	104
5.31. Resultados tensión caso de estudio 1 escenario 8	105
5.32. Resultados tensión caso de estudio 2 escenario 8	105
5.33. Resultados tensión caso de estudio 3 escenario 8	105

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

En los últimos años, la maduración de tecnologías de almacenamiento, ha convertido a la aplicación de sistemas de almacenamiento por baterías en opciones viables para resolver distintos desafíos en la operación de sistemas eléctricos. De esta manera, en la actualidad, es común encontrar proyectos que incorporan la utilización de sistemas de baterías para, entre otras aplicaciones, mejorar la estabilidad del sistema, aumentar la participación de energías renovables no convencionales y desplazar la operación de centrales cuya materia prima tengan un elevado costo.

En este contexto, en el presente trabajo se estudiarán tres opciones de implementación de un sistema de almacenamiento por baterías en el sistema mediano Aysén, operado por EDELAYSEN, filial del Grupo SAESA, que abastece a la región de Aysén, principalmente, a las ciudades de Coyhaique y Puerto Aysén. Actualmente, el sistema tiene una capacidad instalada de 56 MW y dentro de sus principales desafíos destacan la necesidad de reducir el vertimiento ERNC y el crecimiento de la suficiencia del sistema ante una demanda adicional proyectada de 13 MW, por efecto de la implementación de proyectos de electromovilidad y reconversión energética en la ciudad de Coyhaique.

Esta memoria representa una continuación del trabajo de título “Optimización del recurso hidráulico en la operación del sistema Palena mediante su transformación a red inteligente”[5] elaborado por Gabriela Arancibia Contreras, cuyo aporte ha sido valorado por la empresa y se encuentra próximo a ser implementado.

1.2. Objetivo general

La presente memoria de título tiene por objetivo general el dimensionamiento y localización de un sistema de baterías en el sistema mediano Aysén, considerando criterios técnico-económicos, tales como: prestación de la batería, tecnología a utilizar, nivel de inversión por módulo de batería e impacto en la operación del sistema.

El estudio se enfocará en la futura implementación en el sistema mediano Aysén operado por EDELAYSEN, el cual ha presentado un rápido crecimiento de la demanda por efecto de la electrificación del calor y electromovilidad, impulsado en la comuna de Coyhaique.

1.3. Objetivos específicos

Los objetivos específicos del presente trabajo son:

- Comparar las prestaciones de un sistema de baterías.
- Realizar la proyección de la demanda en el sistema mediano Aysén, considerando el crecimiento vegetativo y el crecimiento por demanda de calefacción.
- Dimensionar el tamaño y determinar la ubicación y tecnología del sistema de baterías a instalar, considerando crecimiento de la demanda y plan de expansión del sistema mediano Aysén.
- Evaluar económicamente las alternativas de implementación del sistema de baterías.
- Realizar un estudio de flujo de potencia para analizar variables como tensión, carga o sobrecarga de los elementos del sistema y la suficiencia de energía en cada alternativa de implementación del sistema de baterías.

1.4. Alcances

Se realizará el dimensionamiento y ubicación de tres casos de estudio para la incorporación de unidades de almacenamiento en el SM Aysén. Además, para la localización de los BESS se considerarán las barras SE Aysén, SE Alto Baguales y SE Divisadero, seleccionadas por Edelaysen en adelante la empresa.

Para caracterizar la demanda por calefacción en el sistema, se considerará la proyección de esta demanda entregada por la empresa.

El calendario de carga/descarga de los BESS de cada caso de estudio, se determinará a través de un despacho técnico-económico al año 2025. En este despacho se considerará la proyección de la demanda y el plan de expansión de generación del SM Aysén.

El despacho descrito anteriormente será realizado en el software FICOXpress, utilizando un modelo simplificado representativo del SM Aysén validado por la empresa.

El modelo de las unidades de almacenamiento utilizado en el despacho, considerarán el rendimiento y niveles de auto-descarga según cada tecnología a evaluar, pero no considerarán degradación durante el año 2025. Posteriormente, en la evaluación económica se considerará una degradación porcentual anual según cada tecnología.

La inversión de cada montaje se determinará a través de costos modulares presentes en la

literatura. Estos costos contienen un costo por energía, que representa el valor de inversión de las baterías y un costo por potencia, que representa la inversión necesaria para la conexión de las unidades de almacenamiento al sistema.

Mediante una evaluación económica con un horizonte de 25 años, se seleccionará la tecnología para la implementación de cada caso de estudio, considerando las opciones: Ion-Litio, Iron-Flow e Hidrógeno, las cuales fueron determinadas por la empresa.

Finalmente, utilizando el modelo DigSilent, entregado por la empresa, se realizará un estudio de flujo de potencia que evaluará el impacto de la implementación de cada caso de estudio en el SM Aysén. En particular, evaluará si los niveles de tensión de las principales barras del sistema, se encuentran dentro de los niveles descritos en la Norma Técnica y también, se evaluará la cargabilidad de los elementos de transmisión del sistema.

1.5. Estructura del trabajo

El primer capítulo corresponde a la introducción de la memoria, donde se presenta la motivación por la cual se estudia el tema, el objetivo general, los objetivos específicos y los alcances.

En el segundo capítulo, se realiza una revisión bibliográfica del tema, abarcando: definición de un sistema mediano en la legislación chilena, caracterización del Sistema Mediano Aysén, una revisión de distintas tecnologías de almacenamiento, componentes de un BESS, prestaciones de un BESS y métricas de evaluación económica utilizadas.

El tercer capítulo presenta la metodología de estudio utilizada para resolver cada uno de los problemas que plantean los objetivos específicos.

El cuarto capítulo contiene los resultados y análisis realizados. Estos resultados son clasificados según los problemas identificados en el tercer capítulo.

Finalmente, el capítulo cinco presenta las conclusiones del estudio realizado y las propuestas de trabajo futuro.

Cabe señalar que todas las figuras y tablas presentes en los distintos capítulos, son de elaboración propia a excepción de aquellas en la que se indiquen referencias.

1.6. Nomenclatura

A continuación se presentan algunas abreviaturas utilizadas en el presente informe:

SM	Sistema mediano
BESS	Sistema de almacenamiento por baterías
PCS	Sistema de conversión de potencia
BMS	Sistema de monitoreo de baterías
VRFB	Batería de flujo de vanadio
HFB	Batería de flujo híbrida

SoC	Estado de carga
SoH	Estado de salud
DoD	Profundidad de descarga
ERNC	Energías renovables no convencionales
VAN	Valor actualizado neto
TIR	Tasa interna de retorno
LCOE	Costo nivelado de la energía
DC	Corriente continua
AC	Corriente alterna
O&M	Operación y mantención
Gx	Generación
Tx	Transmisión
Dx	Distribución
SE	Subestación eléctrica

Capítulo 2

Marco Teórico y Estado del Arte

2.1. Sistemas Medianos

Un sistema eléctrico de potencia es el conjunto de instalaciones que permiten generar, transportar y distribuir la energía eléctrica en condiciones adecuadas de tensión, frecuencia y disponibilidad [18].

En particular, la ley 19.940¹ identifica la existencia de sistemas medianos como sistemas eléctricos, cuya capacidad instalada de generación es inferior a 200 MW y superior a 1.500 kW [6]. Actualmente, existen nueve sistemas medianos en nuestro país, estos son: Cochamó, Hornopirén, Palena, Carrera, Aysén, Punta Arenas, Magallanes, Porvenir y Puerto Williams.

2.1.1. Sistema mediano Aysén

El sistema mediano Aysén se encuentra conformado por la unión entre los subsistemas Coyhaique y Aysén, los cuales se encuentran interconectados por una línea de transmisión a 33/23 kV de aproximadamente 67 km de extensión.

El parque generador del sistema cuenta con generadores de tecnología Térmica, Hidráulica y Eólica, los cuales completan una potencia instalada de 56,7 MW para abastecer una demanda máxima de 26 MW. En la tabla 2.1, se detallan las centrales que constituyen el parque generador.

A pesar que el 56,36 % de la capacidad instalada corresponde a centrales de tecnología diésel, la demanda del sistema es abastecida, principalmente, por centrales hidráulicas y el parque eólico Alto Baguales. Por ejemplo, la energía consumida por el sistema el año 2019 fue de 151,32 GWh, de la cual un 57,44 % provino de centrales hidráulicas y un 7,3 % del parque eólico Alto Baguales. En la figura 2.1, se presenta la energía mensual consumida en el sistema por cada tecnología.

¹Ley corta I: Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la ley general de servicios eléctricos.

Tabla 2.1: Parque generador SM Aysén [13]

Central	Tipo de energía	Potencia [kW]
Aysén	Hidráulica	8.600
Lago Atravesado	Hidráulica	10.500
Monreal	Hidráulica	3.000
Tehuelche	Diésel	17.040
Aysén Térmico	Diésel	2.800
Chacabuco	Diésel	9.800
Alto Baguales	Eólica	3.780
Mañihuales	Diésel	825
Puerto Ibañez	Diésel	364

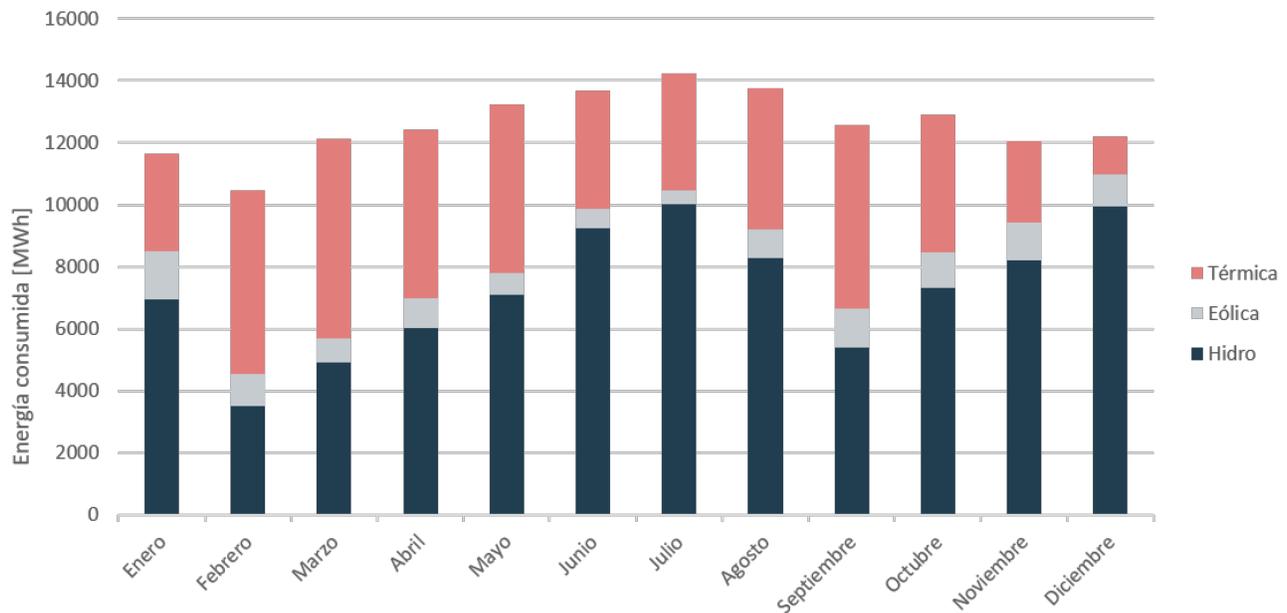


Figura 2.1: Energía consumida en el SM Aysén año 2019

La interconexión del sistema se realiza, principalmente, mediante seis líneas de transmisión de media tensión, las cuales son:

- Línea 33kV Central Aysén - Central Chacabuco.
- Línea 23kV Central Tehuelche - SE Divisadero.
- Línea 23kV Express Central Tehuelche - SE Divisadero.
- Línea doble circuito 2x23kV Lago Atravesado - Tehuelche.
- Línea 33/23kV interconexión Aysén - Coyhaique.
- Línea Central Tehuelche - Central Monreal, Alimentador Balmaceda.

En la figura 2.2, se presenta el diagrama unilineal de SM Aysén en la actualidad.

2.2. Sistema de almacenamiento por baterías (BESS)

Los sistemas de almacenamiento por baterías (BESS) son uno de los sistemas que poseen la mayor flexibilidad en cuanto a la respuesta de carga y descarga, además de tener altos niveles de eficiencia. Estos sistemas están compuestos por unidades de almacenamiento electroquímico (baterías), un sistema de conversión de potencia (PCS) y un sistema de monitoreo de baterías (BMS), el cual se encarga de controlar los niveles de voltaje, temperatura, tasa de carga, etc [17]. La figura 2.3 muestra un diagrama conceptual de la interacción entre las partes de un BESS.

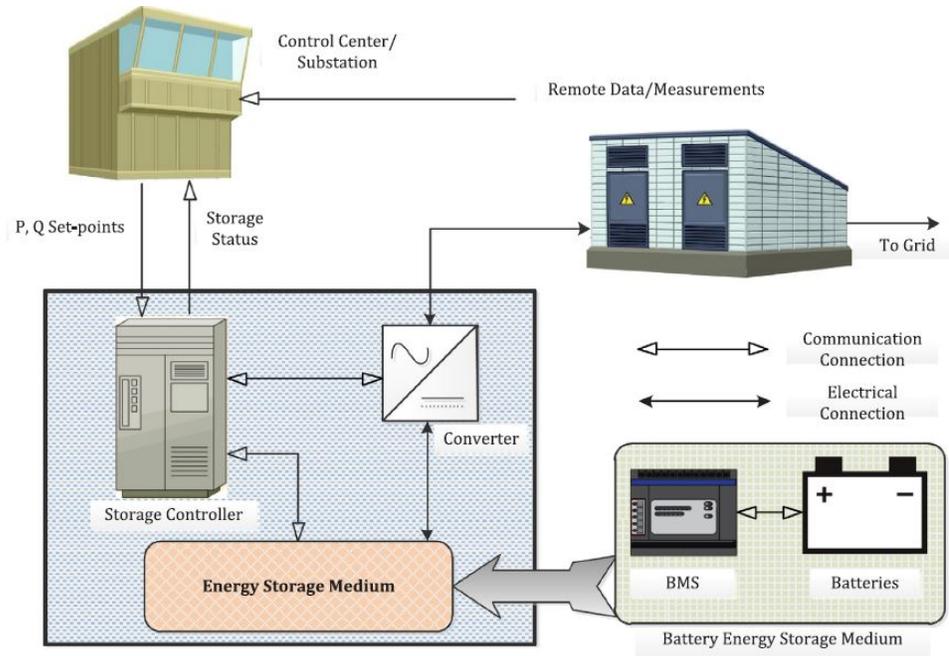


Figura 2.3: Elementos de un BESS [3]

A continuación, se detallarán los principales equipos presentes en un BESS.

2.2.1. Baterías

Una batería corresponde a un sistema electroquímico reversible compuesto por dos placas de polaridad inversa, inmersas en un contenedor de electrolitos. Los sistemas electroquímicos destinados a la acumulación de energía, basan su operación en las reacciones químicas de las sustancias activas que contienen los sistemas electrolíticos y son capaces de entregar energía eléctrica al circuito exterior a expensas de la energía química de las sustancias activas y, alternativamente, son capaces de guardar energía química, a expensas de la energía eléctrica suministrada desde el exterior, procedente de un sistema de cargadores eléctricos [14].

Las baterías comerciales están constituidas por un arreglo de celdas en serie y/o paralelo que determinan módulos con una tensión y capacidad determinada. En la figura 2.4, se muestra una comparación entre la energía y potencia específica de distintas tecnologías de almacenamiento, incluyendo baterías.

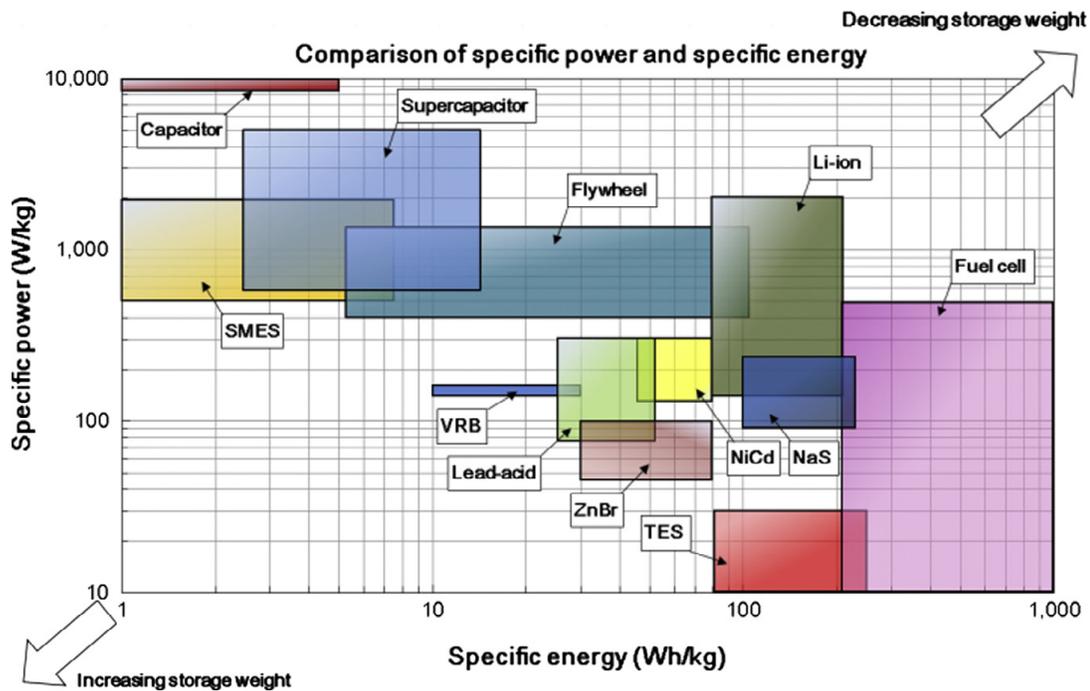


Figura 2.4: Energía y potencia específica de distintas tecnologías de almacenamiento [16]

2.2.2. Baterías de Plomo-Ácido

Los sistemas de almacenamiento a través de baterías de plomo-ácido, son la tecnología más antigua existente desde el año 1859 y, por tanto, la de mayor madurez a nivel global [12].

Una batería de plomo-ácido consta de electrodos de plomo metal y óxido de plomo en un electrolito de aproximadamente 37 % de ácido sulfúrico. En el proceso de descarga, ambos electrodos se convierten en sulfato de plomo y el electrolito pierde su ácido sulfúrico disuelto y se convierte, principalmente, en agua. [16]

El principio de funcionamiento de estos sistemas consiste en la transformación de la energía eléctrica en energía electroquímica, mediante un proceso químico reversible llamado "Reducción-oxidación". En su nivel más básico, estas baterías están compuestas por una o más celdas electroquímicas cuyo voltaje nominal es de 1.2 V cada una, conteniendo un terminal positivo o cátodo y un terminal negativo o ánodo. Estas celdas se encuentran sumergidas en una disolución conductora de electricidad denominada electrolitos, que facilita a los iones moverse entre los electrodos y los terminales, permitiendo el flujo de la corriente en la batería.

Dentro de sus principales ventajas destacan:

- Rango de eficiencia entre 75 % y 90 %.
- Tiempo de respuesta menor a 1 segundo.
- El 70 % de sus componentes pueden ser reciclados.

Dentro de sus principales desventajas destacan:

- Alto contenido de plomo y ácido, dañino para el medio ambiente.

- Vida útil de 2.000 ciclos de carga y descarga, lo cual equivale entre 3 a 10 años de operación.
- Posee una baja densidad energética, entre 50 y 80 Wh/litro.

2.2.3. Baterías de Ion-Litio

Los sistemas de almacenamiento a través de baterías de ion-litio son la tecnología de mayor crecimiento en aplicaciones a gran escala y de electromovilidad. Actualmente, se registra una capacidad instalada de 2,16 GW en sistemas de almacenamiento de este tipo, operando a lo largo del mundo [12].

El cátodo de este tipo de batería es un metal litiado óxido (LiCoO_2 , LiMO_2 , LiNiO_2 , etc) y el ánodo es de carbono gráfico con estructura estratificada. El electrolito está formado por sales de litio (como LiPF_6) disueltas en carbonatos orgánicos. Cuando la batería está cargada, los átomos de litio en el cátodo se vuelven iones y migran a través del electrolito hacia el carbono del ánodo, donde se combinan con electrones externos para luego ser depositados entre las capas de carbono como átomos de litio. Este proceso se invierte en el proceso de descarga [16].

Las baterías de ion-litio están compuestas por una o más celdas electroquímicas de litio, donde el voltaje nominal es de hasta 3.7 V por celda.

Dentro de sus principales ventajas destacan:

- Rango de eficiencia entre 90 % y 98 %.
- Tiempo de respuesta menor a 1 segundo.
- Vida útil de hasta 10.000 ciclos de carga y descarga, lo cual equivale entre 7 a 15 años de operación.
- Posee una alta densidad energética, entre 200 y 400 Wh/litro.
- Bajo nivel de auto-descarga, cercano a 0.2 % al día.

Dentro de sus principales desventajas destacan:

- Requiere monitoreo y circuitos de protección para evitar sobrecargas y descargas excesivas.
- Alto costo de inversión.

2.2.4. Baterías de Flujo Rédox de Vanadio

Las baterías de flujo rédox de Vanadio, también conocidas por ser un tipo de las denominadas baterías de flujo, son una tecnología que, desde el año 2000, han estado disponibles en el mercado, a través de dos empresas desarrolladoras: Prudent Energy de China y Cellstrom de Austria. En cuanto a su madurez, los sistemas VRFB aún requieren de un mayor desarrollo a gran escala, pues a nivel global, sólo existen un total de 41 proyectos en operación, con una capacidad instalada total, de sistemas de almacenamiento de este tipo, de solo 42 MW a lo largo del mundo [12].

En su forma general, una batería de flujo contiene electrolitos disueltos en uno o más elementos electroactivos que fluyen a través de una celda (o reactor) de energía, en el cual ésta se convierte en electricidad. El electrolito adicional se almacena externamente en tanques. Esta reacción es reversible, permitiendo que la batería pueda ser cargada, descargada y recargada.

A diferencia de las baterías convencionales, las baterías de flujo almacenan energía en soluciones de electrolitos. En la figura 2.5 , se muestra un esquema básico de una batería de flujo.

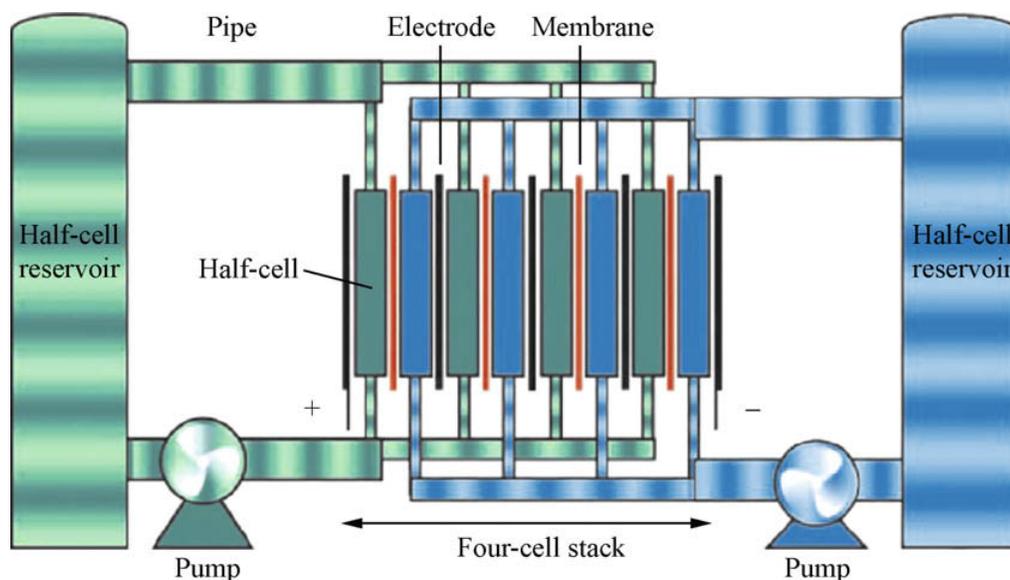


Figura 2.5: Esquema básico baterías de flujo [16]

Las baterías de flujo de Vanadio almacenan pares rédox de Vanadio (V^{+2}/V^{+3} en el lado negativo y V^{+4}/V^{+5} en el lado positivo), estos se almacenan en soluciones suaves de ácido sulfúrico. Durante los ciclos de carga-descarga, los iones H^+ se intercambian entre dos tanques de electrolitos a través de la membrana de polímero permeable a iones de hidrógeno.

El voltaje nominal de cada celda varía entre 1.4 y 1.6 V alcanzando eficiencias de hasta un 85 %.

Dentro de sus principales ventajas destacan:

- Rango de eficiencia entre 65 % y 85 %.
- Tiempo de respuesta menor a 1 segundo.
- Vida útil superior a 10.000 ciclos de carga y descarga.
- Las capacidades de energía y de potencia tienen la ventaja de poder ser dimensionadas en forma independiente. La capacidad de potencia está restringida por el diseño de las celdas de vanadio, mientras que la capacidad de almacenamiento de energía está dimensionada por el volumen de los tanques externos de electrolitos.

- Posee una temperatura de operación, entre 10°C y 50°C.

Dentro de sus principales desventajas destacan:

- Complejidad de la tecnología de flujo al incorporar sistemas de bombeo.

2.2.5. Baterías de Flujo Híbridas

Los sistemas de almacenamiento, a través de baterías de flujo híbridas, combinan las principales características de las baterías convencionales anteriormente descritas con las ventajas de una batería de rédox de Vanadio. Estas tecnologías abarcan, principalmente, a las baterías de flujo híbridas de Bromuro de Zinc (ZnBr), desarrolladas por Exxon en los años 1970, y a las baterías de Zinc-Cerio (ZnCe).

Si bien la tecnología de las baterías HFB, actualmente, se encuentran en una etapa de Investigación y Desarrollo, a nivel global, existen un total de 21 proyectos en operación, con una capacidad instalada total de sistemas de almacenamiento de este tipo de solo 4 MW a lo largo del mundo, por lo que aún requieren mayor madurez en el mercado.[12]

El principio de funcionamiento de los sistemas de baterías de flujo híbridas consiste en combinar las características anteriormente descritas, almacenando una de las masas activas internamente dentro de una celda electroquímica, mientras que la otra masa activa permanece en el electrolito líquido, almacenándola externamente en un tanque de electrolitos.

Dentro de sus principales ventajas destacan:

- Rango de eficiencia entre 65 % y 80 %.
- Tiempo de respuesta menor a 1 segundo.
- Posee una temperatura de operación, entre 10 ° C y 50 ° C.

Dentro de sus principales desventajas destacan:

- Capacidad de potencia solo llega hasta 1 MW.
- Posee una baja densidad energética, cercana a 65 Wh/litro.
- Vida útil de 3.650 ciclos de carga y descarga, lo cual equivale entre 5 a 10 años de operación.

2.2.6. Sistemas de Almacenamiento de Hidrógeno

Una pila de combustible es un dispositivo de conversión de energía electroquímica. Estas producen electricidad a partir de suministros externos de combustible (ánodo) y oxidante (cátodo), los que reaccionan en presencia de un electrolito. Generalmente, los reactivos fluyen, mientras que el electrolito permanece en la celda.

Una pila de combustible reversible está diseñada para consumir una sustancia (A), produciendo una sustancia (B) y electricidad. En forma inversa, también puede consumir electricidad y una sustancia (B) para producir una sustancia (A). Una pila de combustible de

hidrógeno como la presente en la figura 2.6, utiliza hidrógeno y oxígeno para producir electricidad y agua.

Los elementos esenciales para un sistema de almacenamiento de hidrógeno son: una unidad de electrolizador, para convertir la energía eléctrica en hidrógeno; un sistema de almacenamiento de hidrógeno y un sistema de conversión de energía de hidrógeno, para convertir la energía química almacenada en el hidrógeno en energía eléctrica.

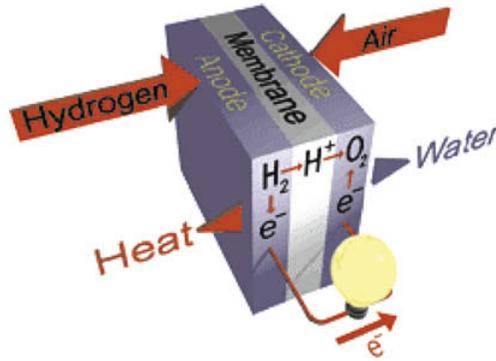


Figura 2.6: Celda de combustible de hidrógeno [16]

Los sistemas de almacenamiento de energía mediante hidrógeno, son una tecnología madura que involucra tres etapas: la producción de hidrógeno, almacenamiento a compresión del H_2 producido y su reconversión en electricidad o utilización como vector energético. A nivel mundial, existen 8 proyectos en operación, alcanzando una capacidad instalada de 14 MW de sistemas de almacenamiento mediante hidrógeno ubicados, mayoritariamente, en Alemania [1].

El hidrógeno puede ser producido usando combustibles fósiles a través de reformación de gas natural o mediante electrólisis. El principio de funcionamiento de este último consiste en utilizar un dispositivo llamado electrolizador, que emplea electricidad, agua y una membrana de intercambio de protones para producir este elemento. De esta forma, el hidrógeno puro generado se puede almacenar bajo presión en estanques de gas especiales durante largos periodos de tiempo para, posteriormente, obtener energía a partir de él de dos formas: Oxidación a través de pilas o celdas de combustible, dispositivos que combinan hidrógeno y oxígeno para producir electricidad, agua y calor de forma inversa a un electrolizador; y a través de la combustión o quema directa del hidrógeno como combustible para ser utilizado en motores, turbinas y calderas.

Dentro de sus principales ventajas destacan:

- Permiten el almacenamiento de energía a largo plazo, alcanzando semanas a meses de duración.
- Extensa vida útil de hasta 30 años.
- Posee una de las más altas densidades energéticas de los sistemas de almacenamiento de energía, alcanzando una densidad de 600 Wh/litro.

Dentro de sus principales desventajas destacan:

- Eficiencia entre 25 % y 58 %.
- Elevado costo de inversión que varían entre 1.900 - 6.300 USD/kW, sumado a 8 USD/kWh para almacenamiento. [9]

2.2.7. Resumen tecnologías de almacenamiento

En la tabla 2.2, se muestra un resumen de las características principales de algunas tecnologías de almacenamiento.

Tabla 2.2: Resumen de características principales por tecnología de almacenamiento. Elaboración propia en base a [16] y [3]

Tecnología	Eficiencia [%]	Vida util en ciclos	Inversión por potencia [\$/kW]	Inversión por energía [\$/kWh]	Autodescarga diaria [%]
Plomo - ácido	70 - 90	2.000	300 - 600	200 - 400	0,1 - 0,3
NaS	80 - 90	2.500 - 4.500	1.000 - 3.000	300 - 500	20
Ión - Litio	85 - 90	1.000 - 20.000	900 - 4.000	600 - 3.800	0,1 - 0,3
VRB	85	+12.000	600 - 1.500	150 - 1.000	-
ZnBr	75	+2.000	700 - 2.500	150 - 2.500	-
Iron Flow	75	20.000	-	800	-
H ₂	25 - 58	1.000 - 20.000	1.900 - 6.300	8	-

2.2.8. Inversor

El circuito externo de una batería, utilizado para cargar o descargar la misma, funciona mediante corriente continua. Pero la red con la cual interactúa el sistema BESS funciona mediante corriente alterna, por esta razón es muy importante contar con un convertidor DC-AC o inversor. El principio de funcionamiento de estos equipos radica en la utilización de electrónica de potencia, a través de válvulas conformadas por dispositivos semiconductores tales como IGBT o IGCT.

2.2.9. BMS

Un sistema de gestión de baterías (BMS) está compuesto por un hardware y un software que controlan la carga y descarga de una batería, garantizando al mismo tiempo una operación confiable y segura. Esto implica el control de los niveles de corriente y tensión, de las condiciones de carga y descarga, de la limitación de la ventana de operación respecto al estado de carga (SoC) y/o la temperatura, de la gestión térmica, del balance en tensión entre las celdas, de la duración restante de la vida útil (SoH), etc. Un BMS no solo ayuda a aumentar la vida útil, eficiencia y seguridad de la operación sino que también, entrega una precisa estimación del estado de la batería para la gestión energética. Por lo tanto, los BMS cuentan con dos importantes enfoques operacionales, de monitoreo y de control, que no pueden ser separados durante la operación [19].

2.2.10. Controlador

Es un elemento muy importante dentro del BESS ya que se encarga del buen funcionamiento de este. Entre sus funciones destacan, comunicarse con el BMS y actuar en el caso

de que algún factor de importancia se encuentre fuera de los valores permitidos. Estos factores pueden ser la temperatura o la tensión en las celdas. Ante una tensión en las celdas no apropiada, el controlador se encarga de activar interruptores y sistemas de protección evitando fallas permanentes en los equipos. El controlador también se encarga de enviar señales moduladoras a las válvulas de los inversores para controlar la cantidad de potencia activa y reactiva inyectada.

Por otro lado, el controlador incluye un sistema de comunicación para poder tener interacción con el usuario o centro de control (CC), permitiendo así llevar una gestión de la potencia inyectada de modo automático y manual.

2.3. Aplicaciones

La maduración de las tecnologías de almacenamiento ha permitido múltiples aplicaciones en los distintos segmentos y negocios del mercado energético. En la operación de un sistema eléctrico, los BESS pueden aportar en la regulación de frecuencia, de tensión y de suministro de potencia en punta, como también, aliviar congestiones en transmisión y postergar inversiones. Por otro lado, estos sistemas pueden permitir una mayor participación ERNC, ya sea aumentando su factor de planta o almacenando lo que sin un sistema de baterías sería el eventual vertimiento de energía ERNC para bajas demandas [11].

Las prestaciones que puede ofrecer un BESS se clasifican según el tiempo en que actúa. De esta manera, las prestaciones que operan en el orden de segundos o menos, necesitan un mayor manejo de potencia. Por el contrario, las prestaciones que operan al orden de horas o días, requieren un mayor manejo de energía. En la figura 2.7 se ilustra esta variación y se detallan algunas prestaciones ejemplificadoras.

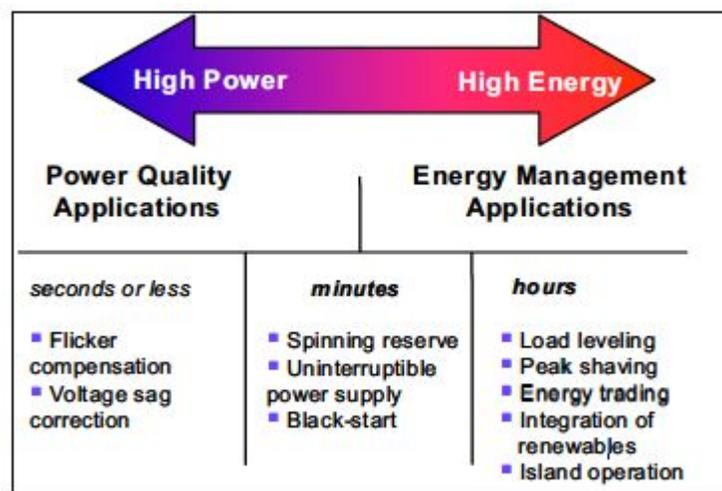


Figura 2.7: Clasificación de aplicaciones de un BESS en un sistema de potencia [1]

2.3.1. Reserva primaria

La necesidad de mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda eléctrica en todo momento, con el objeto de compensar los desbalances instantáneos producidos por la variación

natural de los consumos o perturbaciones tales como la desconexión intempestiva de generación o de consumos mayores, determina la necesidad de mantener en todo momento una cantidad de potencia de reserva en giro, denominada reserva primaria, destinada a efectuar la regulación primaria de frecuencia y de esta forma, restablecer el equilibrio entre la generación y la demanda eléctrica.

El reemplazo de reserva en giro es la aplicación que toma protagonismo en Chile, debido a que la regulación de frecuencia en una parte del sistema eléctrico chileno lo prestan los generadores con la disponibilidad de potencia que le permite la reserva en giro. En Chile, la central Los Andes de propiedad de AES Gener fue la primera en instalar un BESS de 12 MW de potencia durante 15 minutos. Logrando, con esta inversión, aumentar el factor de planta de la central, lo que le permite vender un 4 % más de energía y cumplir con la normativa de prestar CPF [17].

2.3.2. Peak-Shaving

Esta aplicación consiste en descargar las unidades de almacenamiento de energía durante períodos cortos de tiempo en los momentos de demanda máxima y cargar durante períodos de demanda baja, reduciendo así la carga en los peak de energía.

Los BESS a gran escala están capacitados para operar como reservas de capacidad, ya que pueden descargarse en horarios puntas y desplazar del despacho a los generadores que operan exclusivamente en dichas horas. Lo anterior, permite aplazamiento de inversiones en plantas de hora punta.

En el condado de Bedfordshire, un operador del sistema desarrolló un BESS de 6 MW y 10 MWh, el cual es operado por un software de respuesta a la demanda desarrollado por la Starup Limejump, que permite proporcionar reservas de capacidad y servicios de equilibrio de la red del Reino Unido. Por su parte, en Estados Unidos el proveedor de electricidad de Southern California Edison utiliza un sistema de 20 MW de capacidad para almacenar energía y satisfacer la demanda en horas puntas, por ejemplo, en las tardes calurosas de verano cuando los edificios encienden el aire acondicionado. El banco de baterías está diseñado para descargar 80 MWh en 4 horas [17].

2.3.3. Descongestión de líneas de transmisión y aplazamiento de inversión en transmisión

Durante los periodos de demanda máxima, el flujo de potencia a través de las redes de transmisión o distribución pueden superar la capacidad de carga de dichas líneas, lo que provoca congestiones en la red. Hasta hoy, la solución a este problema radica en la inversión para aumentar la capacidad de carga de las líneas colapsadas. Pero, considerando que en muchos casos, dichas congestiones sólo se producen en periodos limitados, las inversiones para reforzar la red pueden no ser la solución óptima. Otra solución a este problema es la utilización de BESS en puntos de congestión formando "líneas eléctricas virtuales".

De esta manera, y a modo de ejemplo, en lugar de invertir en aumentar la capacidad de

una subestación de 10 a 15 MW, es preferible adquirir un sistema de baterías acorde al crecimiento de la demanda. Por ejemplo, en Italia, el operador de la red de transmisión de Terna, puso en marcha un proyecto de almacenamiento de baterías de 35 MW en una parte de su red de 150 kV para la descongestión de la red. Otro ejemplo es la utilización de sistemas BESS aplazando las inversiones para la actualización de redes en California, Nueva York y Texas[11].

En el contexto de este trabajo, esta aplicación se posiciona como una gran alternativa para desplazar la inversión necesaria en la línea que conecta los subsistemas Aysén y Coyhaique.

2.3.4. Absorción de excedentes ERNC del sistema

Los generadores ERNC se caracterizan por una generación fluctuante. La imposibilidad de una gestión directa de la materia prima y las limitaciones de red que impiden transportar el exceso de generación de energía renovable a otras regiones, ha implicado una dificultad de integración de estas tecnologías. Sin embargo, el uso de BESS puede cambiar esta dinámica, ya que el exceso de energía se puede almacenar para ser utilizado en los momentos de demanda máxima, permitiendo aprovechar el vertimiento de energía, como también, la capacidad de trading por los operadores de plantas de ERNC. Otra tendencia emergente es la utilización de baterías para la creación de bancos centralizados que permitan almacenar el excedente proveniente de la generación distribuida, como la energía solar FV en los techos. Estos sistemas están conectados a la red de distribución y pueden ser controlados directamente por el operador del sistema de distribución. Un ejemplo de esto es un proyecto llevado a cabo en Walldorf, Alemania, con un sistema de baterías de 100 kW conectadas a 40 hogares.

En las tablas 2.3 y 2.4, se muestra un cuadro comparativo con las prestaciones que presentan mejor compatibilidad con la operación del SM Aysén.

Tabla 2.3: Cuadro comparativo de prestaciones - Parte 1. Elaboración propia en base a [3], [1] y [4]

Prestación	Arbitraje de energía e integración ERNC	Control primario de frecuencia
Operación	Capturar energía de menor costo y descargar durante las horas peak para desplazar energía de mayor costo.	BESS se descarga cuando la frecuencia del sistema está por debajo de la banda muerta de regulación y se carga cuando la frecuencia está por encima del límite.
Tiempo de descarga	6 - 8 h 1 ciclo diario	15 min Hasta 48 ciclos diarios
Potencia/Energía	1 MW / 6 MWh	1 MW / 0,5 MWh
Comentario	Puede ser compatible con regulación de frecuencia y postergación de la inversión en transmisión	

Tabla 2.4: Cuadro comparativo de prestaciones - Parte 2. Elaboración propia en base a [3], [1] y [4]

Prestación	Postergación de la inversión en transmisión	Peak - shaving
Operación	Captar energía eólica o solar durante los períodos de congestión de la línea y entregar esta energía cuando se alivia la congestión.	Descargar durante períodos cortos de tiempo en los momentos de demanda máxima y cargar durante períodos de baja demanda, reduciendo así la carga del peak de demanda.
Tiempo de descarga	4 h 1 ciclo diario	Duración del peak 1 ciclo diario
Potencia/Energía	1 MW / 6 MWh	1 kW / 0,5 kWh
Comentario	Es beneficioso cuando se cumple una gran relación entre demanda alta y demanda baja ($>2,5$), los periodos de demanda máxima son cortos o ante un pequeño aumento anual de la carga (2%).	El peak - shaving con baterías solo puede ser una solución rentable en casos especiales donde los peak de demanda están bien separados en el tiempo y son conocidos de antemano

2.4. Software FICO Xpress

FICO Xpress es una herramienta que permite resolver problemas de optimización complejos y de gran escala con una mayor rapidez.

Se utiliza para modelar gran variedad de sistemas, en particular, sistemas eléctricos.

Posee un lenguaje de programación propio de alto nivel llamado Xpress Mosel, el cual se encuentra basado en C y un gran optimizador llamado Xpress Solver, el cual contiene un conjunto de optimizadores para la resolución de distintos problemas matemáticos:

- Programación lineal (LP).
- Programación entera mixta (MIP).
- Programación cuadrática convexa (QP).
- Programación entera mixta cuadrática (MIQP).
- Programación, en general, convexa no lineal (NLP).

2.5. Métodos de evaluación económica de proyectos

La evaluación de todo proyecto debe considerar criterios técnicos como también, criterios económicos. De esta manera, la evaluación económica se transforma en una importante variable de decisión a considerar en la implementación de un proyecto o al comparar distintas alternativas para solucionar un requerimiento. A continuación se describirán algunos de los métodos más utilizados para la evaluación económica de proyectos en el mercado eléctrico.

2.5.1. Valor actualizado neto (VAN)

El valor actualizado neto corresponde al valor presente de los flujos realizados durante el ciclo de vida del proyecto, es decir, llevar los flujos futuros al instante inicial en donde se realizará la inversión. Por lo tanto, el VAN corresponde a la ganancia o pérdida neta del proyecto llevado a valor presente.

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

Donde F_t representa el flujo en el periodo t , k la tasa de retorno, n el horizonte de evaluación y I_o la inversión inicial.

2.5.2. Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno es la tasa de interés que ofrece una inversión, es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto.

2.5.3. Costo nivelado de la energía (LCOE)

El costo nivelado de la energía se define como el costo total durante la vida útil de un proyecto de generación, dividido por la energía total generada durante dicho periodo. Este valor es comúnmente utilizado para evaluar distintas tecnologías, llevando los costos a una unidad común de valor monetario sobre unidad de energía generada.

$$\text{LCOE} = \frac{\text{Costo total vida útil [\$]}}{\text{Generación total de energía [MWh]}}$$

Capítulo 3

Metodología

En este capítulo se describe la metodología utilizada para determinar la dimensión y ubicación del BESS a instalar, como también, para evaluar el impacto técnico de su implementación en el SM Aysén.

El desarrollo de esta memoria se puede separar en cuatro etapas. El primero es realizar la proyección de la demanda del sistema, considerando el crecimiento vegetativo y el crecimiento por demanda de calefacción. El segundo consiste en dimensionar el tamaño y la ubicación de la batería. El tercero consiste en evaluar económicamente tres tecnologías de batería. Y, finalmente, el cuarto problema consiste en la evaluación técnica de cada caso de estudio, mediante un estudio de flujo de potencia.

3.1. Proyección de la demanda en el SM Aysén

En la proyección de la demanda del SM Aysén se deben considerar dos efectos: el crecimiento vegetativo de la demanda, que consiste en un pequeño aumento porcentual anual a la demanda del sistema y el crecimiento explosivo de demanda por calefacción que surge a partir del proyecto de electrificación del calor en la comuna de Coyhaique, el cual será modelado por etapas anuales que contienen la cantidad de hogares conectados en cada año.

La metodología utilizada para determinar la proyección de la demanda se resume en el diagrama de la figura 3.1.

3.1.1. Crecimiento vegetativo

Se considera el año 2019 como base o comienzo de estudio. Para determinar el porcentaje de crecimiento de la demanda se utilizó la proyección realizada por la CNE en un estudio que evaluó un modelo ARIMA estacional, donde la tendencia está marcada por la estructura interna de los datos históricos y un modelo de ajuste parcial, donde la proyección se realiza en función de la tendencia reciente del consumo y la proyección de la variable exógena INACER.[8]

En la tabla 3.1, se presentan los porcentajes de crecimiento de la demanda vegetativa



Figura 3.1: Diagrama metodología de proyección de la demanda

Tabla 3.1: Crecimiento vegetativo de la demanda

Año	Crecimiento de la demanda [%]
2020	1,21
2021	1,32
2022	1,35
2023	1,22
2024	1,22
2025	1,22

obtenidos para cada año según la metodología explicada. Para años posteriores al 2025, el porcentaje de crecimiento se mantiene constante en 1,22 %.

3.1.2. Crecimiento por calefacción

El crecimiento por calefacción depende del perfil de consumo de un hogar y la cantidad de hogares que se conectarán al sistema.

Para determinar el perfil de consumo promedio de un hogar, EDELAYSEN realizó un plan de medición piloto. Del estudio, se obtuvo el perfil diario presente en la figura 3.2 y el perfil mensual de consumo de energía en la figura 3.3.

El plan de conexión de hogares con demanda por calefacción que determina el aumento de esta última, se modela mediante 3 etapas de aumento de hogares conectados en los años 2021, 2023 y 2025. En la tabla 3.2, se detalla la cantidad de hogares conectados por año.

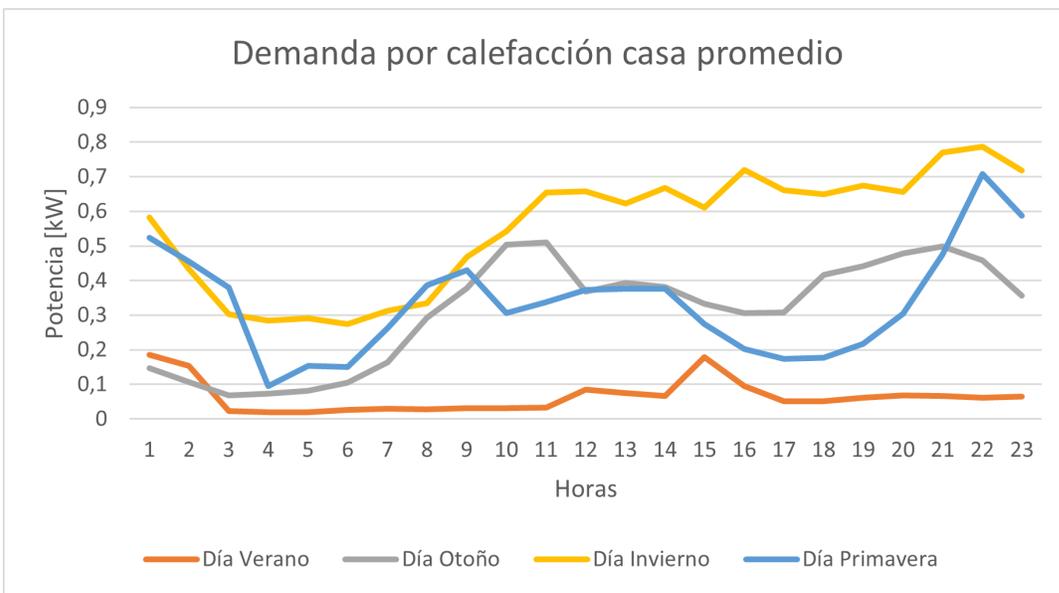


Figura 3.2: Perfil diario de demanda por calefacción de un hogar

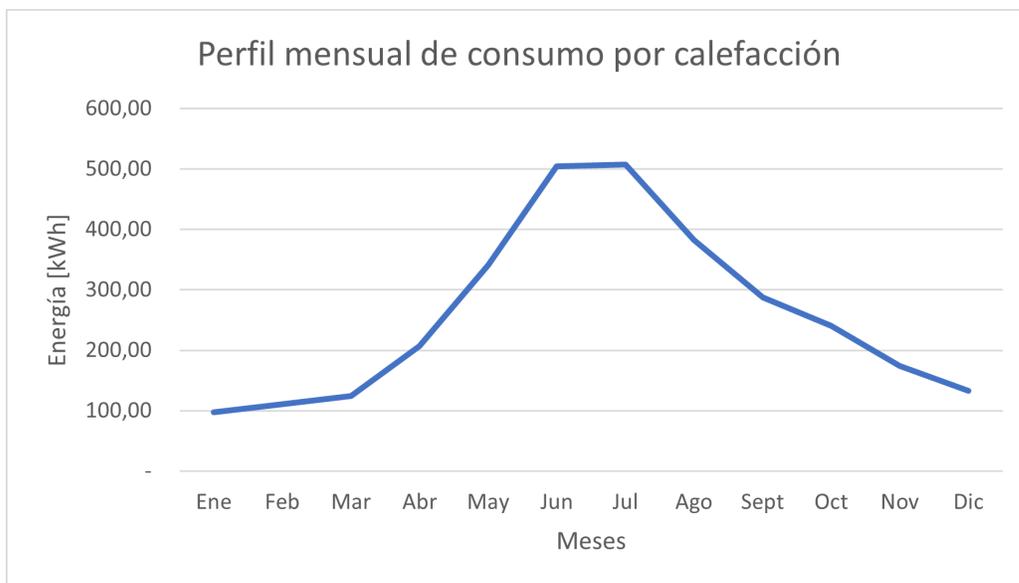


Figura 3.3: Perfil mensual de consumo por calefacción de un hogar

Tabla 3.2: Plan de expansión de conexión de hogares con demanda por calefacción

Año	Número de hogares conectados
2021	1.800
2023	5.400
2025	9.000

3.2. Metodología para determinar el dimensionamiento y la ubicación del BESS

Para determinar el dimensionamiento y la ubicación del BESS, en primer lugar se realizará un flujo DC de un sistema simplificado representativo del SM Aysén para obtener un despacho técnico-económico correspondiente al año 2025. Con lo anterior, será posible determinar un costo operacional del sistema (considerando solamente la inyección de las centrales del sistema), un costo del BESS (inversión y mantención anual del BESS) y por último un costo objetivo de dimensionamiento, que corresponde a la suma de los costos anteriores.

Luego, se compararán los costos objetivos de dimensionamiento al variar la capacidad instalada del BESS para encontrar el óptimo de almacenamiento en cada caso de estudio.

A continuación se detalla la metodología para cada uno de los procesos mencionados.

3.2.1. Modelo simplificado representativo de SM Aysén

Para simplificar la modelación del sistema en el software FICO Xpress, se decidió utilizar el modelo mostrado en la figura 3.4.

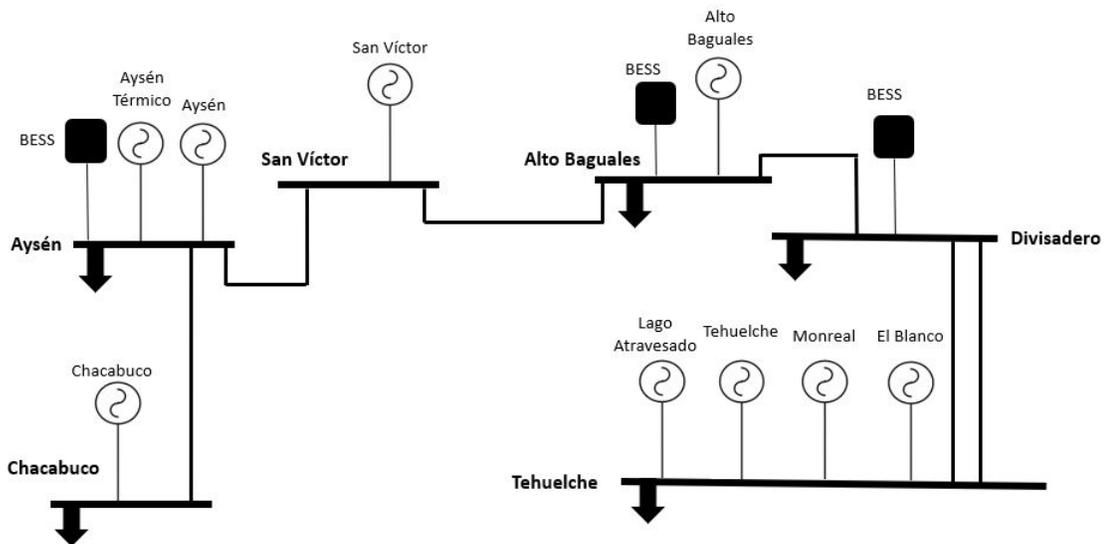


Figura 3.4: Modelo simplificado representativo SM Aysén

Las centrales no se modelan por unidad y están sujetas a las capacidades presentes en la tabla 3.3.

Las demandas se distribuyen según los porcentajes presentes en la tabla 3.4. Por simplicidad no se incluyeron distribuciones porcentuales con variabilidad estacionaria, es decir, se utiliza una distribución porcentual anual constante.

Para las líneas de transmisión solo se consideraron los límites de transmisión presentes en la tabla 3.5, estos están determinados por el límite térmico de los circuitos más restrictivos en cada zona de operación. En el caso de las líneas Aysén - San Víctor, San Víctor - Alto

Tabla 3.3: Parque de generación del modelo simplificado representativo SM Aysén

Central	Tecnología	CV [USD/MW]	Potencia instalada [kW]
Chacabuco	Diésel	161,8	9.800
Aysén Térmico	Diésel	174,4	2.800
Tehuelche	Diésel	166,6	17.100
Aysén	Hidráulica	2,8	8.600
Lago Atravesado	Hidráulica	1,0	15.600
Monreal	Hidráulica	2,8	3.000
San Víctor	Hidráulica	2,0	3.000
Alto Baguales	Eólica	6,0	13.000
El Blanco	Fotovoltaica	0,0	3.000

Baguales y Alto Baguales - Divisadero, se consideró un límite de transmisión operacional inferior al dado por el límite térmico por criterios de estabilidad del sistema. Por simplicidad, no se consideraron pérdidas a través de las líneas, pero estas se encuentran implícitas en la proyección de la demanda del sistema.

En el modelo simplificado, se muestran BESS conectados en las barras Aysén, Divisadero y Alto Baguales, ya que estas, son las posibles posiciones candidatas para la localización de los BESS en cada caso de estudio. Pero su ubicación final será determinada posterior al despacho técnico-económico. Por lo tanto, estas ubicaciones son solo referenciales.

Tabla 3.4: Distribución porcentual de la demanda en el modelo simplificado representativo

Barra	Porcentaje [%]
Chacabuco	21,93
Aysén	16,41
Alto Baguales	4,8
Divisadero	36,98
Monreal	19,88

Tabla 3.5: Límite de transmisión de líneas presentes en el modelo simplificado representativo

Línea de transmisión	Límite de transmisión [MVA]
Chacabuco - Aysén	17,6
Aysén - San Víctor	4,2
San Víctor - Alto Baguales	4,2
Alto Baguales - Divisadero	4,2
Divisadero - Tehuelche	12,2

3.2.2. Despacho técnico-económico

Se realizará un flujo DC del modelo simplificado para determinar un despacho técnico-económico correspondiente al año 2025. Este despacho entrega los siguientes resultados:

- Inyección anual de cada central con resolución horaria.
- Costo de operación anual del sistema.
- Operación de carga/descarga anual de cada BESS con resolución horaria.
- Energía anual descargada por cada BESS.
- Energía anual vertida por cada central ERNC.

Se considera como año de estudio el año 2025, ya que corresponde al año en el cual se ha completado el plan de conexión previsto para el aumento de la demanda por calefacción. Además, en ese año se encontrarán en operación todas las centrales presentes en el plan de expansión de generación, en particular:

- Inclusión de central fotovoltaica El Blanco de 3 [MW].
- Ampliación de central eólica Alto Baguales para completar 13[MW].
- Inclusión de central hidráulica San Víctor de 3 [MW].¹

Para realizar el despacho técnico-económico, se considera el siguiente problema de optimización.

Función objetivo

$$\min \sum_{i=0}^{8760} \sum_{j \in \text{Central}} P_{i,j} \cdot CV_j \quad (3.1)$$

Donde $P_{i,j}$ corresponde a la inyección de la central j en la hora i y CV_j corresponde al costo variable de la central j .

Restricciones de balance energético

Barra Chacabuco.

$$Dem_{i,CHA} + F_{i,CHA-AYS} = P_{i,CHA} \quad (3.2)$$

Barra Aysén.

$$Dem_{i,AYS} + F_{i,AYS-SV} + Car_{i,BESSAYS} = P_{i,AYS} + P_{i,AYST} + F_{i,CHA-AYS} + Des_{i,BESSAYS} \quad (3.3)$$

Barra San Víctor.

$$F_{i,SV-AB} = P_{i,SV} + F_{i,AYS-SV} \quad (3.4)$$

Barra Alto Baguales.

$$Dem_{i,AB} + F_{i,AB-DIV} + Car_{i,BESSAB} = P_{i,AB} + F_{i,SV-AB} + Des_{i,BESSAB} \quad (3.5)$$

¹La empresa propietaria de esta central es EPA S.A.

Barra Divisadero.

$$Dem_{i,DIV} + Car_{i,BESS_{DIV}} = F_{i,AB-DIV} + F_{i,TEH-DIV} + Des_{i,BESS_{DIV}} \quad (3.6)$$

Barra Tehuelche.

$$Dem_{i,TEH} + F_{i,TEH-DIV} = P_{i,LA} + P_{i,TEH} + P_{i,MON} + P_{i,EB} \quad (3.7)$$

Donde $Dem_{i,k}$ corresponde a la demanda en la barra k a la hora i, $F_{i,x-z}$ corresponde al flujo de potencia de la barra x a la barra z en la hora i, $P_{i,j}$ corresponde a la inyección de la central j en la hora i, $Car_{i,BESS_k}$ corresponde a la carga del BESS instalado en la barra k a la hora i y $Des_{i,BESS_k}$ corresponde a la descarga del BESS instalado en la barra k a la hora i.

Restricciones de transmisión

Línea Chacabuco - Aysén

$$- F_{maxCHA-AYS} \leq F_{i,CHA-AYS} \leq F_{maxCHA-AYS} \quad (3.8)$$

Línea Aysén - San Víctor

$$- F_{maxAYS-SV} \leq F_{i,AYS-SV} \leq F_{maxAYS-SV} \quad (3.9)$$

Línea San Víctor - Alto Baguales

$$- F_{maxSV-AB} \leq F_{i,SV-AB} \leq F_{maxSV-AB} \quad (3.10)$$

Línea Alto Baguales - Divisadero

$$- F_{maxAB-DIV} \leq F_{i,AB-DIV} \leq F_{maxAB-DIV} \quad (3.11)$$

Línea Divisadero - Monreal

$$- F_{maxDIV-MON} \leq F_{i,DIV-MON} \leq F_{maxDIV-MON} \quad (3.12)$$

Restricciones de inyección

Central Chacabuco

$$P_{minCHA} \leq P_{i,CHA} \leq P_{maxCHA} \quad (3.13)$$

Central Tehuelche

$$P_{minTEH} \leq P_{i,TEH} \leq P_{maxTEH} \quad (3.14)$$

Central Aysén Térmico

$$0 \leq P_{i,AYST} \leq P_{maxAYST} \quad (3.15)$$

$$\text{Central Aysén} \quad 0 \leq P_{i,AYS} \leq P_{maxi,AYS} \quad (3.16)$$

$$\text{Central San Víctor} \quad 0 \leq P_{i,SV} \leq P_{maxi,SV} \quad (3.17)$$

$$\text{Central Lago Atravesado} \quad 0 \leq P_{i,LA} \leq P_{maxi,LA} \quad (3.18)$$

$$\text{Central Monreal} \quad 0 \leq P_{i,MON} \leq P_{maxi,MON} \quad (3.19)$$

$$\text{Central Alto Baguales} \quad 0 \leq P_{i,AB} \leq P_{maxi,AB} \quad (3.20)$$

$$\text{Central El Blanco} \quad 0 \leq P_{i,EB} \leq P_{maxi,EB} \quad (3.21)$$

La inyección mínima de las centrales diésel Chacabuco y Tehuelche están determinadas por la operación a mínimo técnico de los grupos lentos presentes en dichas centrales. Esta inyección se considera de base independiente de su costo variable superior a otras tecnologías.

La inyección máxima de las centrales hidráulicas Aysén, San Víctor, Lago Atravesado y Monreal están sujetas a la disponibilidad del recurso hídrico. Este se modela mediante una hidrología húmeda y una hidrología seca, las cuales se detallarán en la próxima sección.

Por su parte, la inyección máxima de las centrales Alto Baguales y El Blanco están sujetas a la disponibilidad de los recursos eólicos y solares, correspondientemente. Estos recursos se modelan mediante un perfil eólico y un perfil solar característico de la zona, los cuales también, se detallarán en la próxima sección.

Funcionamiento BESS

Para modelar el funcionamiento de las baterías se adaptó la estrategia utilizada en [2], la cual permite la integración de centrales ERNC y aliviar congestiones en las líneas de transmisión. Además, al integrar la carga y descarga de cada BESS en las restricciones de balance, el optimizador utiliza criterios económicos para establecer los momentos de carga y descarga de cada BESS, lo anterior ya que en todo momento busca minimizar el costo instantáneo de operación del sistema.

Balance energía BESS.

$$SOC_{BESS,i} = SOC_{BESS,i-1} + Carga_{BESS,i} \cdot Ren_{Carga} - Descarga_{BESS,i} \cdot Ren_{Descarga} \quad (3.22)$$

Donde $SOC_{BESS,i}$ corresponde al estado de carga del BESS en la hora i , Ren_{Carga} corresponde al rendimiento de la carga del BESS y $Ren_{Descarga}$ corresponde al rendimiento de la descarga del BESS.

Carga y descarga máxima.

$$-P_{max,carga/descarga} \leq Carga_{BESS,i} - Descarga_{BESS,i} \leq P_{max,carga/descarga} \quad (3.23)$$

$$0 \leq Descarga_{BESS,i} \leq SOC_{BESS,i} - (1 - DoD_{BESS}) \cdot Dimension_{BESS} \quad (3.24)$$

$$0 \leq Carga_{BESS,i} \leq Dimension_{BESS} - SOC_{BESS,i} \quad (3.25)$$

La ecuación 3.23 limita la potencia de carga o descarga de la batería en cada hora según la carga/descarga máxima del BESS, límite determinado por la tecnología y los parámetros de diseño del BESS. La ecuación 3.24 permite que la BESS no se descargue por sobre un límite inferior, lo anterior se encuentra configurado por la profundidad de descarga escogida (DoD^2) que restringe la vida útil del BESS. Finalmente, la ecuación 3.25 permite que la carga de la batería no sobrepase la dimensión de ella.

3.2.3. Hidrología del SM Aysén

Para realizar el flujo DC se considerarán dos distintas hidrologías correspondientes a perfiles obtenidos para un año seco (año 2016) y un año húmedo (año 2019). La variabilidad de este recurso corresponde al de mayor importancia en la operación del sistema, ya que por ejemplo, el año 2019 un 57,44% de la energía producida en el sistema provino de centrales hidráulicas.

En las figuras 3.5 y 3.6, se muestra el perfil de inyección diario para hidrología húmeda y seca, respectivamente, de una central hidráulica representativa del SM Aysén con una capacidad instalada de 1 MW. Mientras que en las figuras 3.7 y 3.8 se muestra la curva de generación de energía mensual para hidrología húmeda y seca, respectivamente, de una central hidráulica con las mismas características explicadas previamente. Estos datos corresponden a una normalización de datos reales proporcionados por la empresa.

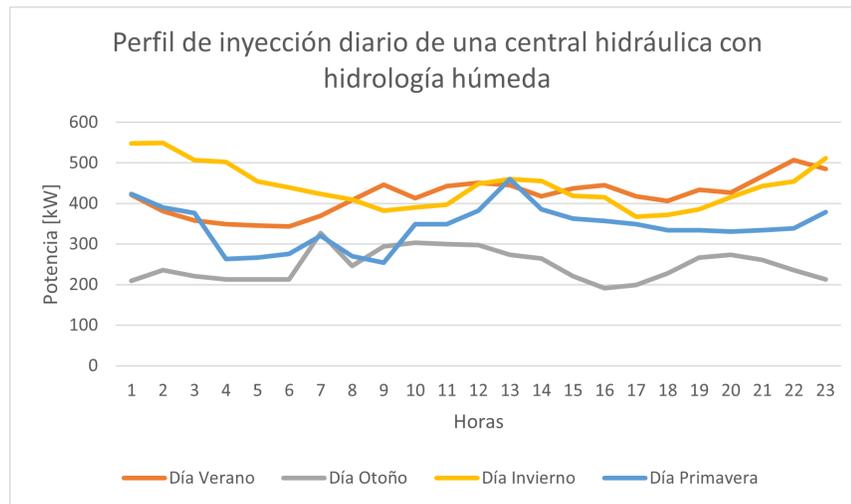


Figura 3.5: Perfil de inyección diario hidrología húmeda

²La profundidad de descarga (DoD) es un parámetro que limita la carga/descarga de la batería.

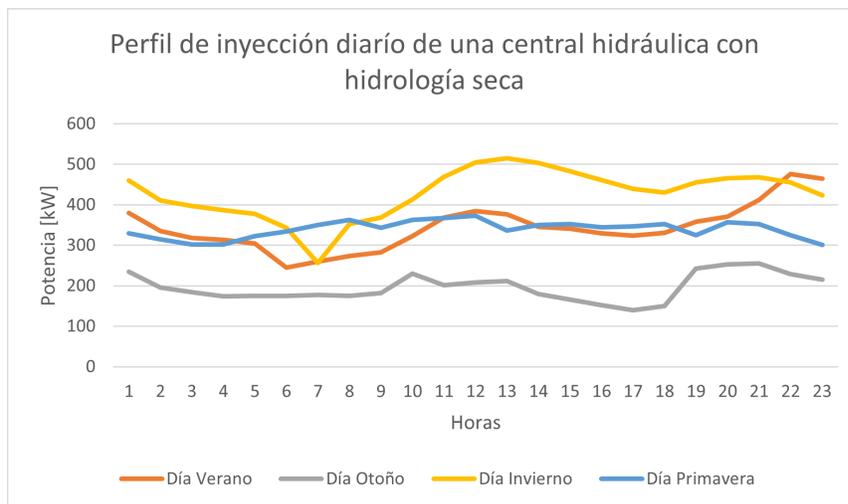


Figura 3.6: Perfil de inyección diario hidrología seca

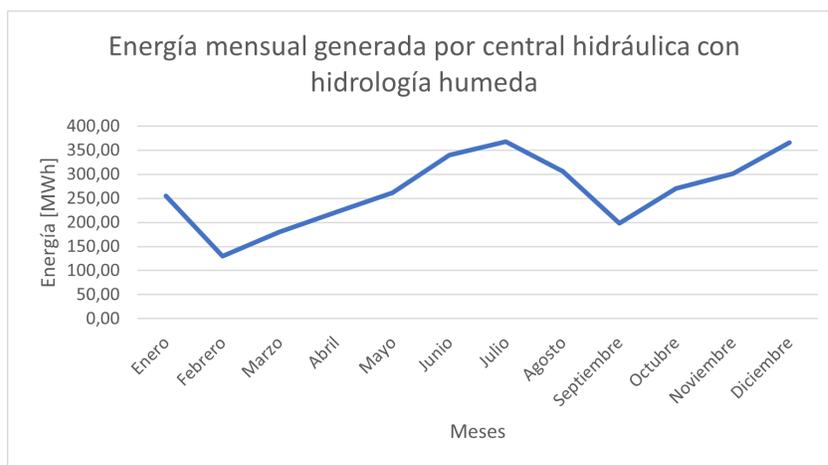


Figura 3.7: Curva de generación de energía mensual con hidrología húmeda



Figura 3.8: Curva de generación de energía mensual con hidrología seca

3.2.4. Perfil eólico del SM Aysén

Para realizar el flujo DC se considerará un perfil eólico elaborado por la empresa EDE-LAYSEN a partir de datos históricos de viento y generación eólica en la zona.

En la figura 3.9, se muestra el perfil de inyección de una central eólica con una capacidad instalada de 1 MW. Mientras que en la figura 3.10 se muestra la curva de generación de energía mensual de una central eólica con las mismas características explicadas previamente.

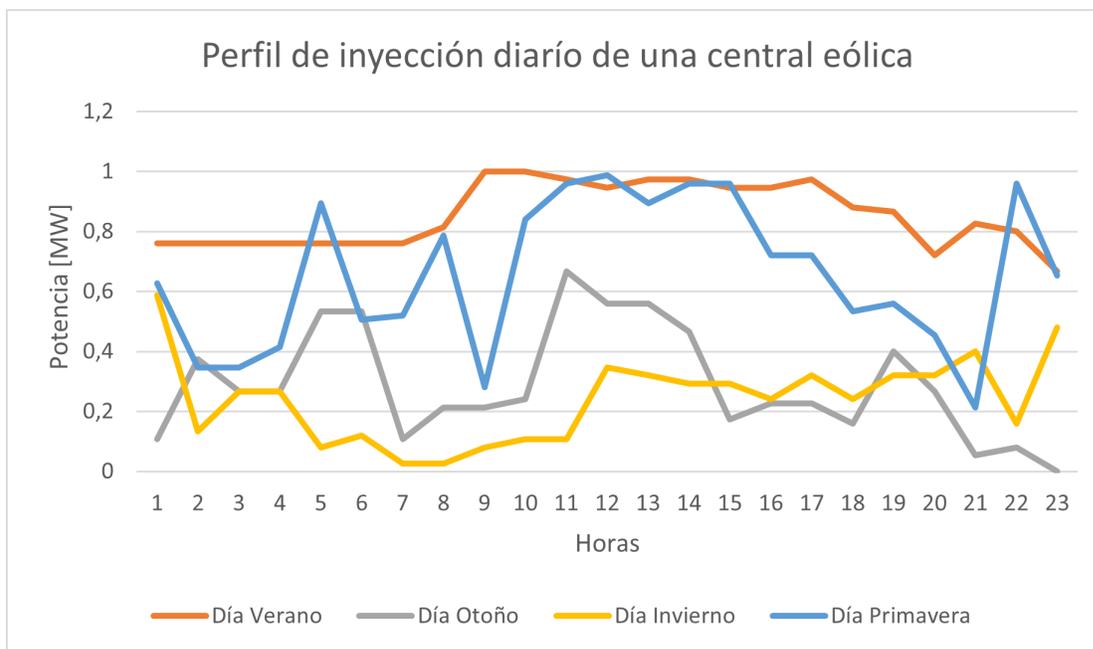


Figura 3.9: Perfil de inyección diario de una central eólica

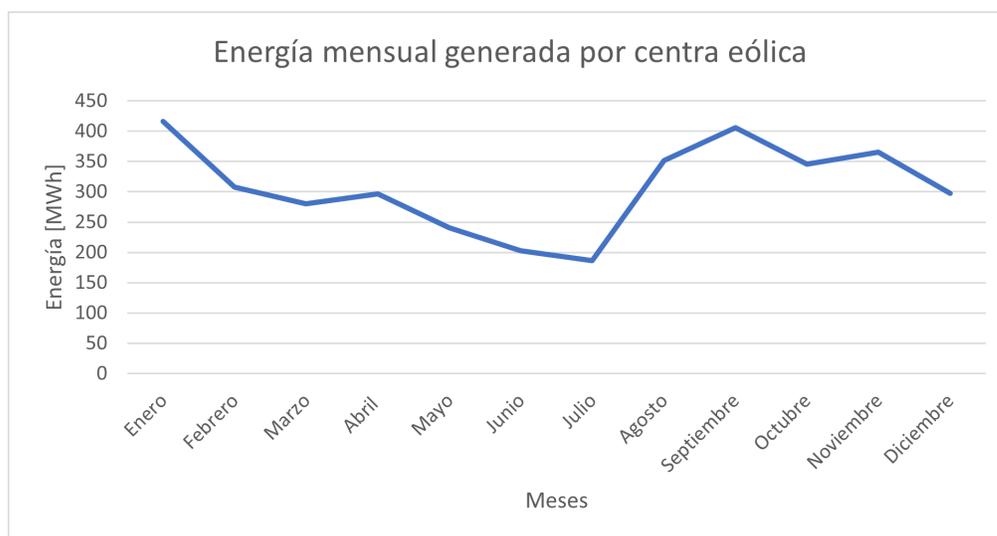


Figura 3.10: Curva de generación de energía mensual de una central eólica

3.2.5. Perfil solar del SM Aysén

Para realizar el flujo DC se considerará un perfil solar elaborado por la empresa EDE-LAYSEN a partir de los datos disponibles del nivel de radiación solar en la zona.

En la figura 3.11 se muestra el perfil de inyección de una central fotovoltaica con una capacidad instalada de 1 MW. Mientras que en la figura 3.12 se muestra la curva de generación de energía mensual de una central fotovoltaica con las mismas características explicadas previamente.

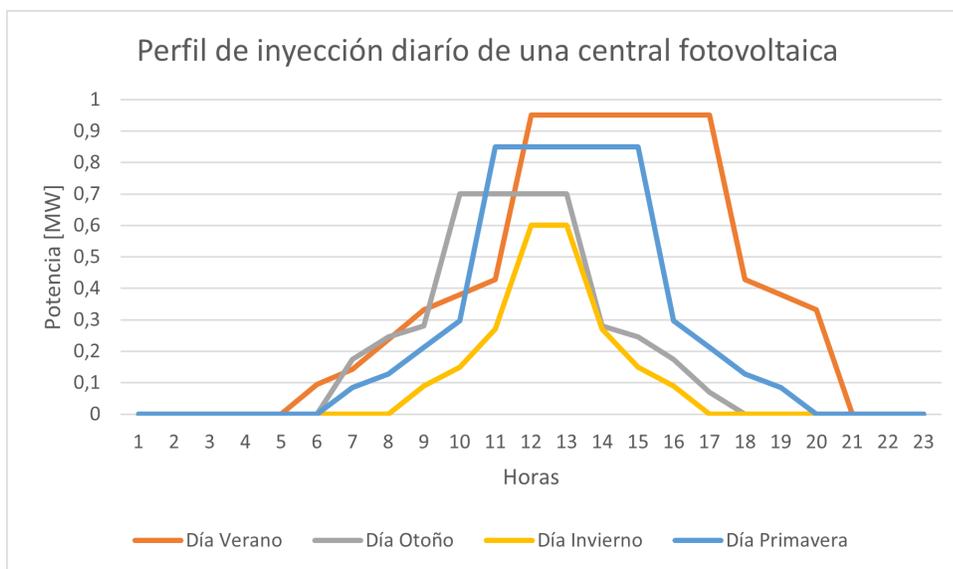


Figura 3.11: Perfil de inyección diario de una central fotovoltaica

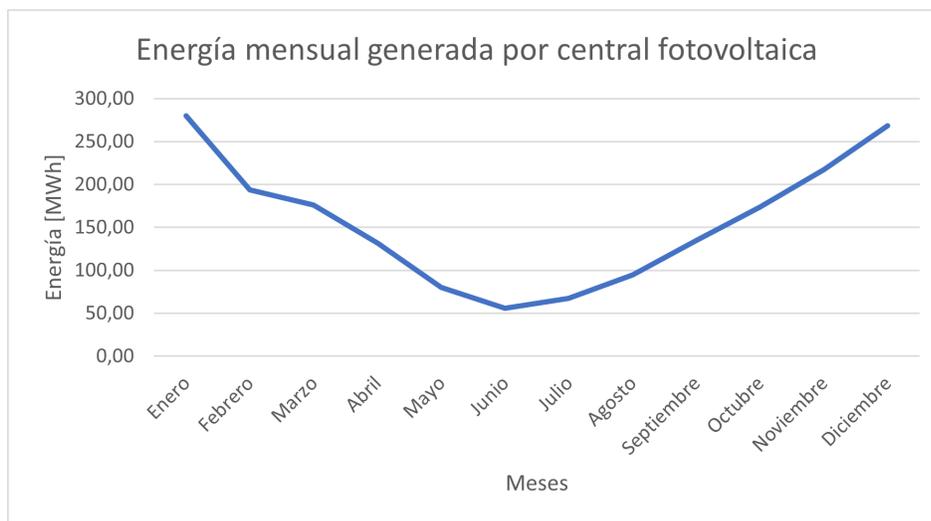


Figura 3.12: Curva de generación de energía mensual de una central fotovoltaica

3.2.6. Casos de estudio

Para analizar los efectos de instalar BESS en SM Aysén se utilizarán cuatro casos de estudios, los que se diferencian por el número de barras en las cuales se instalarán. Las

posibles posiciones en las cuales se podrán instalar estos BESS corresponden a las barras: Aysén, Divisadero y Alto Baguales.

Por lo tanto, se establecen los siguientes casos de estudio:

- Caso Base: corresponde al caso en el cual no se instalarán BESS en el sistema.
- Caso de Estudio 1 : Se instala un BESS en una de las barras candidatas.
- Caso de Estudio 2 : Se distribuye la dimensión total entre dos posibles barras candidatas.
- Caso de Estudio 3 : Se distribuye la dimensión total entre todas las posibles barras candidatas.

3.2.7. Metodología de dimensionamiento y ubicación

Para determinar el dimensionamiento y la ubicación de los BESS en cada caso de estudio, se seleccionará aquella combinación que entregue la máxima utilidad. Este criterio es una adaptación del utilizado en [2] y fue elegido por las características del SM Aysén, en particular, a la condición de ingreso utilizada para la evaluación económica la cual no incorpora un reconocimiento de inversión en la tarifa sino que se determina a partir del desplazamiento diésel de la operación de centrales térmicas que provoca la operación del BESS.

De esta manera, la utilidad del BESS está dada por la siguiente expresión:

$$Utilidad_{BESS} = Ahorro_{BESS} - Inversion\ Inicial_{BESS}$$

Donde $Ahorro_{BESS}$ corresponde a la diferencia del costo de operación del sistema al operar con un BESS de una dimensión y ubicación dada, y el caso base, el cual corresponde a una operación del sistema sin unidades de almacenamiento.

Para dimensionar el BESS a instalar en el primer caso de estudio, se procede a comparar las funciones: $Utilidad_{BESS}(Dimension, ubicacion)$ obtenidas a través de probar distintas dimensiones en las barras de alternativa de conexión, es decir, las barras Aysén, Alto Baguales y Divisadero seleccionando aquella dimensión y barra que obtengan la mayor $Utilidad_{BESS}$.

Por otra parte, para dimensionar los BESS del segundo caso de estudio, se comparan curvas de dimensión fija, en las cuales se varía la dimensión de los BESS entre las barras que presenten un mejor desempeño para el primer caso de estudio. De este modo, se selecciona aquella dimensión y combinación de BESS a instalar en cada barra que maximice la $Utilidad_{BESS}$.

Finalmente, para dimensionar los BESS del tercer caso de estudio, se comparan curvas de dimensión fija, en las cuales se varía la dimensión de los BESS, utilizando siempre la misma dimensión para los BESS a instalar en las barras Aysén y Divisadero. Lo anterior, se utiliza para modelar el efecto de instalar una línea virtual entre los dos subsistemas del SM Aysén y, posteriormente, se selecciona la combinación de dimensiones que maximice la $Utilidad_{BESS}$.

El diagrama presente en la figura 3.13 resume el proceso de dimensionamiento y localización de los BESS a instalar en cada caso de estudio.

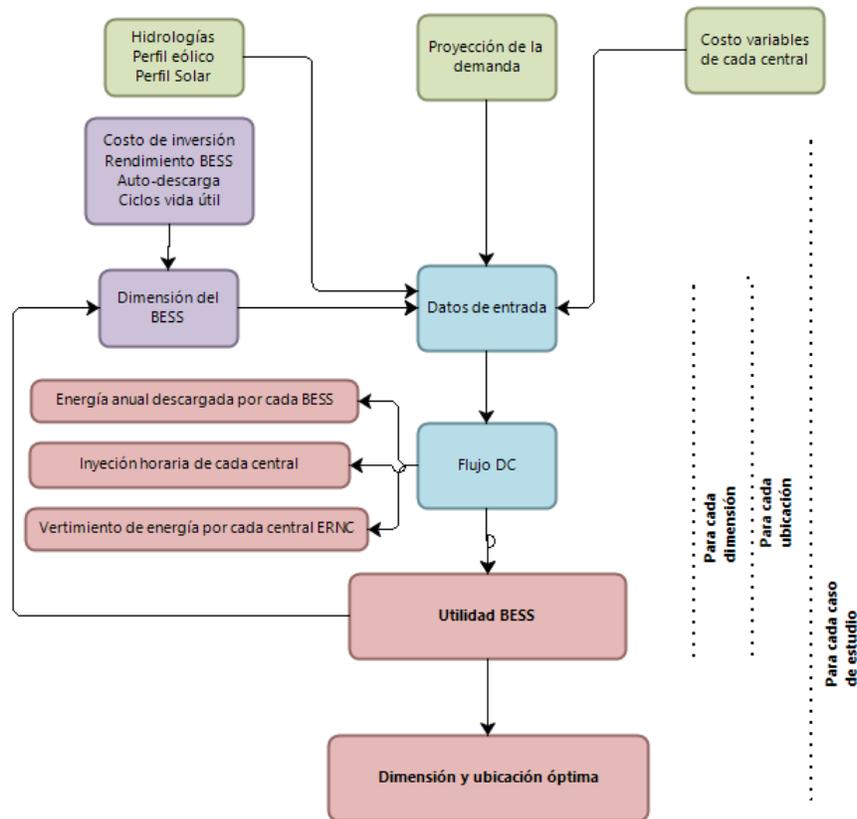


Figura 3.13: Diagrama metodología dimensionamiento y localización BESS

3.3. Metodología de evaluación económica

Una vez seleccionada la dimensión y ubicación del BESS en cada caso de estudio, se procede a evaluar económicamente su implementación para las tecnologías candidatas entregadas por la empresa: Ion-Litio, Iron Flow y H₂. La evaluación se realizará según los indicadores VAN, TIR y LCOE.

Para la evaluación económica de cada tecnología se considerará:

- Energía anual descargada obtenida del despacho técnico-económico.
- Valor de inversión modular por tecnología.
- Costo O&M según tecnología.
- Números de ciclos de carga/descarga obtenidos en el despacho técnico-económico.
- Vida útil según tecnología
- Degradación según tecnología.
- Costo variable de central diésel representativa.
- Tasa de descuento.
- Impuesto de primera categoría.

El ingreso del proyecto se considera como el producto entre la cantidad de energía anual descargada por el BESS y el costo variable de una central diésel representativa. Dado que

solo se reconoce como único ingreso el desplazamiento en la operación de centrales diésel.

Por otra parte, la degradación de la batería se realiza según un porcentaje anual característico para cada tecnología, el cual afectará la energía descargada anual.

La inversión se obtiene como el producto entre el valor de inversión por energía y la dimensión del BESS a instalar en cada caso de estudio. Por su parte, el costo de operación y mantenimiento anual se obtiene según la potencia instalada de cada BESS.

El año de reinversión (en caso de ser necesario) se determina según la vida útil del BESS para cada tecnología y la cantidad de ciclos de carga/descarga obtenidos en el despacho técnico-económico.

El diagrama de la figura 3.14 resume la metodología de evaluación económica.

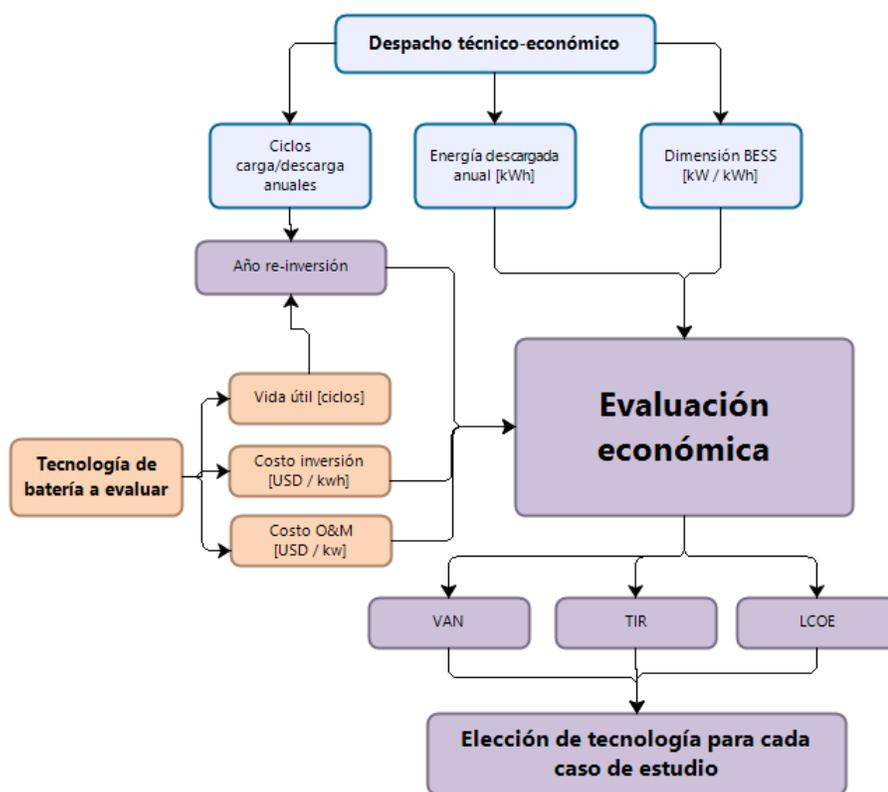


Figura 3.14: Metodología de evaluación económica

3.4. Metodología de evaluación técnica

Una vez seleccionada la tecnología de baterías a instalar y la dimensión-ubicación en cada caso de estudio se procede a realizar un flujo de potencia en el modelo completo de SM Aysén mediante el software DigSilent.

Para caracterizar el funcionamiento de las baterías durante un día se realiza un flujo

de potencia cuasi dinámico, el cual corresponde a la realización de 24 flujos de potencia secuenciales. A través de este estudio se observa: la tensión en las barras del sistema, potencia aparente en líneas y transformadores y se analiza la suficiencia del sistema.

Los escenarios de hidrología considerados se construyen a través de limitar la potencia máxima de inyección de cada central. Los límites establecidos para cada central se encuentran presentes en la tabla 3.6.

Tabla 3.6: Potencias máximas de centrales hidráulicas según hidrología

Central	Hidrología Húmeda	Hidrología Seca
Aysén	P_{max}	Solo unidad 5116 a $0,5P_{max}$
Lago Atravesado	P_{max}	Solo unidad 5106 a $0,286P_{max}$
Monreal	P_{max}	0
San Víctor	P_{max}	0

Para realizar el flujo de potencia cuasi dinámico se deben definir perfiles diarios de demanda, generación eólica y generación fotovoltaica. Con el fin de evaluar cada caso de estudio ante distintas situaciones, se seleccionan 4 días con distintos niveles de demanda e inyección ERNC. En las figuras 3.15, 3.16, 3.17 y 3.18 se muestra cada perfil seleccionado. En dichas figuras, el perfil eólico y el perfil solar consideran la inyección de una central de 1 MW de capacidad instalada.

Los cuatros perfiles diarios seleccionados, corresponden a escenarios de demanda alta (día 1 y día 3) y demanda baja (día 2 y día 4) ante distinta disponibilidad de recurso eólico y solar. No se seleccionaron perfiles con nula inyección de ERNC, ya que en dichos escenarios la batería no tiene suficiente energía para realizar su carga, de modo que su operación no genera impacto al sistema.

Finalmente, en la tabla 3.7 se detallan los 8 escenarios que se utilizarán en los flujos de potencia de cada caso de estudio.

Tabla 3.7: Descripción de escenarios

Escenario	Hidrología	Perfil demanda
I	Húmeda	Día 1
II	Húmeda	Día 2
III	Húmeda	Día 3
IV	Húmeda	Día 4
V	Seca	Día 1
VI	Seca	Día 2
VII	Seca	Día 3
VIII	Seca	Día 4

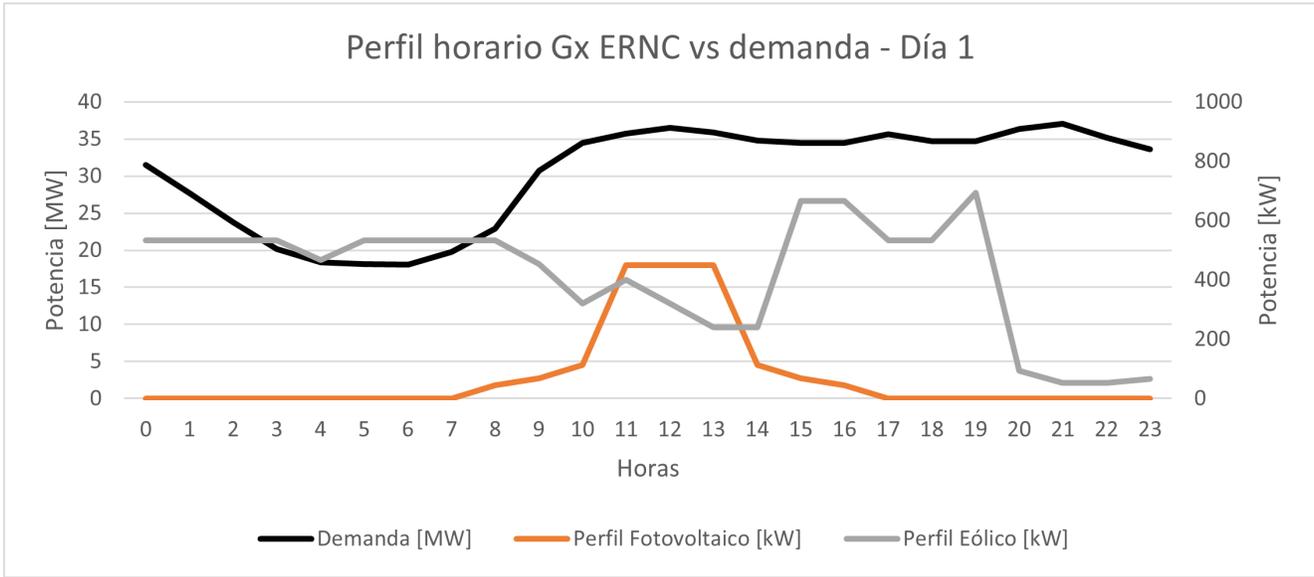


Figura 3.15: Perfiles día 1

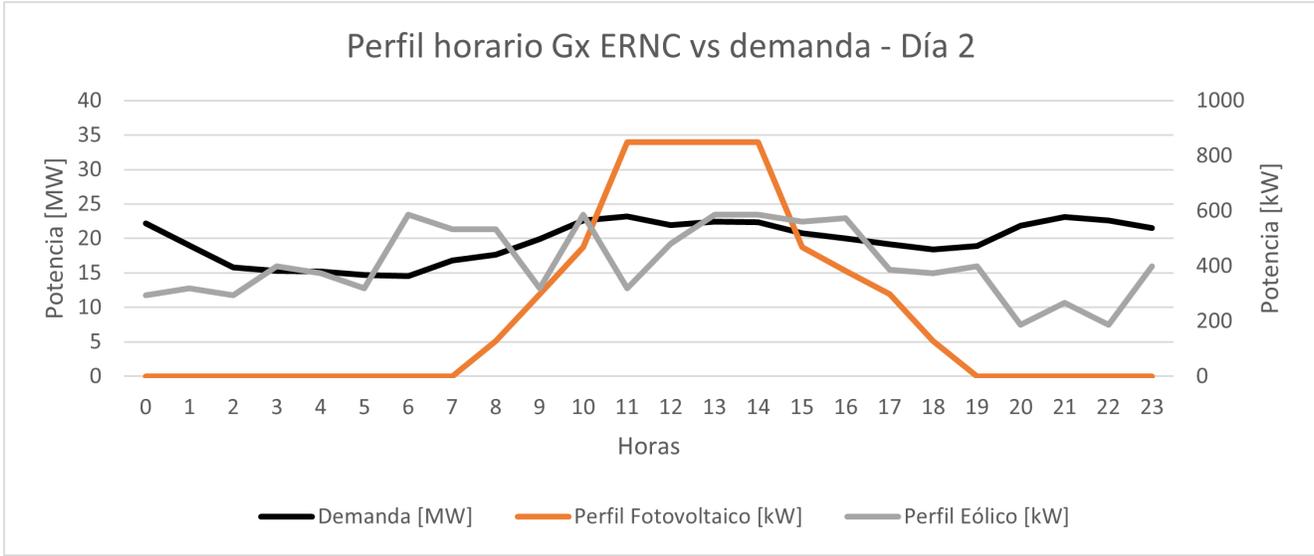


Figura 3.16: Perfiles día 2

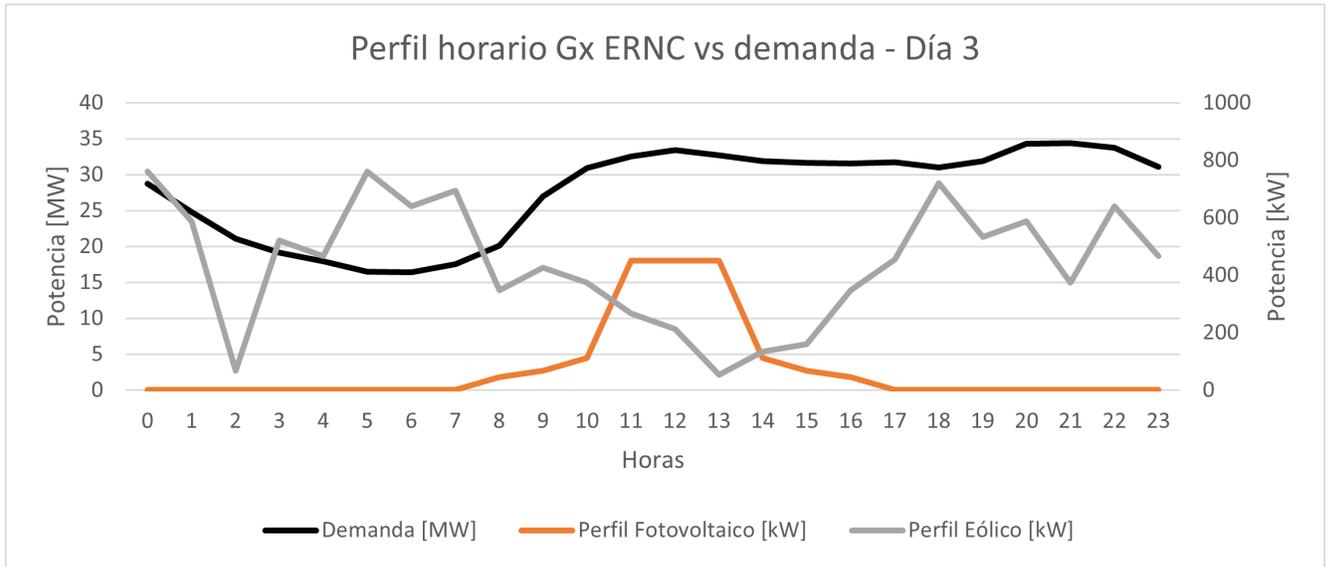


Figura 3.17: Perfiles día 3

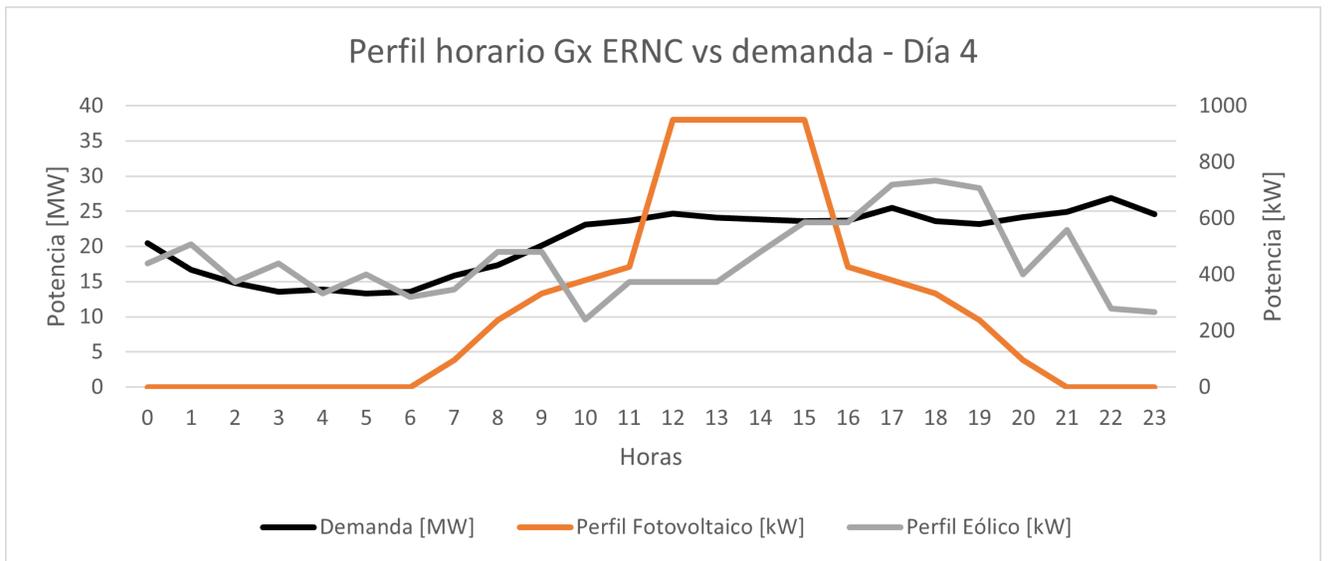


Figura 3.18: Perfiles día 4

Capítulo 4

Análisis y Resultados

4.1. Proyección de la demanda en el SM Aysén

Considerando el crecimiento vegetativo de la demanda y el aumento por demanda de calefacción, se obtuvo la proyección de la demanda del SM Aysén presente en las figuras 4.1 y 4.2. En ellos, se puede observar un crecimiento explosivo en los años 2021, 2023 y 2025 que coinciden con las etapas de conexión de hogares con demanda de calefacción.

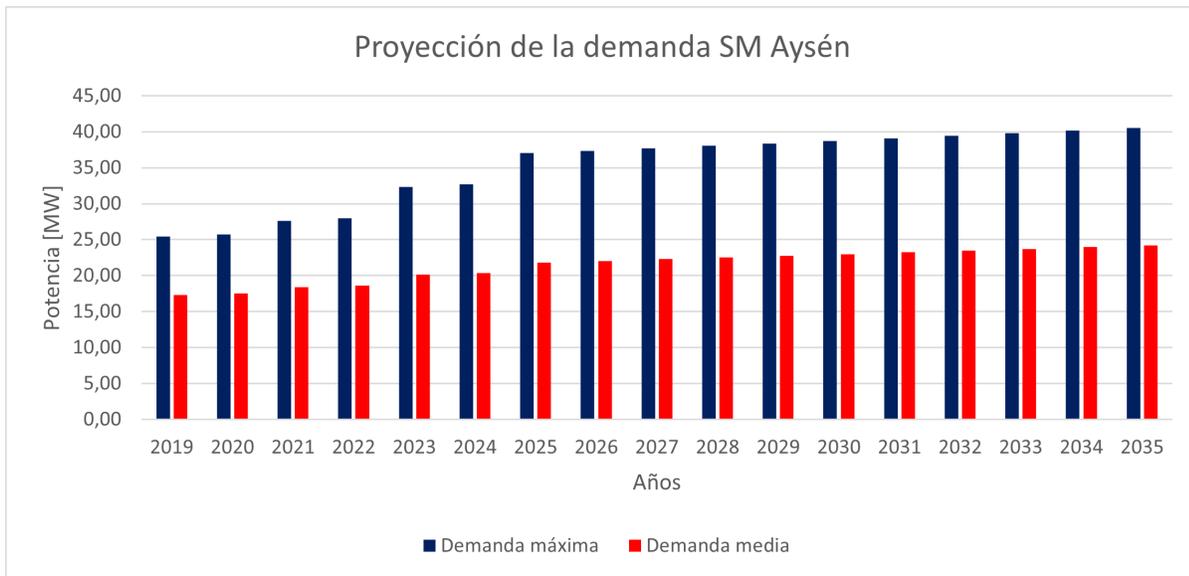


Figura 4.1: Proyección demanda máxima y media SM Aysén

El resultado de la proyección de demanda máxima y media del SM Aysén, muestra un aumento más pronunciado en la demanda máxima en comparación a la demanda media. Lo anterior sugiere, que el efecto del aumento explosivo de la demanda por calefacción se concentra en horas y meses críticos.

En la tabla 4.1, se observa una comparación entre la demanda del año 2019 y su proyección al año 2025. Con esta información es posible confirmar que la demanda máxima del sistema

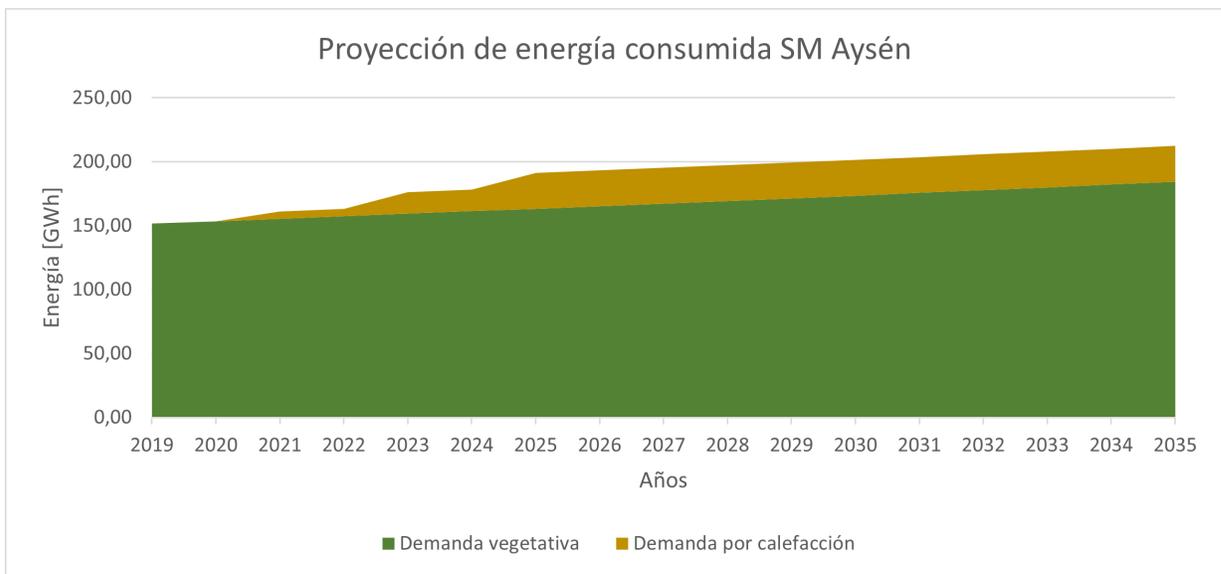


Figura 4.2: Proyección de energía consumida en SM Aysén

aumentará en 11,55 MW, lo cual es cercano a la estimación de 13 MW realizada por la empresa. Además, tal y como se concluyó anteriormente, el crecimiento de demanda por calefacción provoca un mayor aumento de la demanda máxima en comparación a la demanda media y la energía consumida en el sistema. Este efecto también presenta una atenuante estacional como se puede observar en la figura 4.3. De esta manera, es posible concluir que la implementación del proyecto de electrificación del calor en la comuna de Coyhaique, genera un aumento considerable en la demanda de potencia y energía del sistema, el cual se ve acentuado en las estaciones de otoño e invierno.

Tabla 4.1: Comparación demanda 2019 y proyección de demanda al año 2025

Variable	Año 2019	Año 2025	Aumento [%]
Demanda máxima [MW]	25,5	37,05	45,56
Demanda media [MW]	17,5	21,83	24,74
Energía por crecimiento vegetativo [GWh]	151,5	163,29	7,78
Energía por crecimiento por calefacción [GWh]	-	27,98	-
Energía total [GWh]	151,5	191,27	26,25

Al observar las curvas de demanda diaria de la proyección al año 2025, ver Figura 4.4, es posible identificar que su forma se asemeja a la de una carga residencial/comercial o residencial/industrial, ya que posee dos periodos de peak de demanda, con máximos similares. El primero entre las 10:00 y 12:00, y el segundo entre las 18:00 y 22:00. Entre ambos peak, se evidencia una pequeña disminución en la demanda. La forma de la curva expuesta, se acentúa en los meses de invierno-otoño, produciendo una baja variación en la demanda entre las 11:00 y 23:00.

La curva de demanda diaria obtenida, sugiere que prestaciones como peak-shaving o postergación de inversión en transmisión no son atractivas para la operación del sistema. Lo anterior, ya que no cumplen con: tener una gran relación entre la demanda alta y la demanda baja del sistema, poseer periodos de demanda máxima cortos, generar un pequeño aumento

anual de la demanda (inferior a 2%) o poseer periodos de demanda alta separados e identificables. Las cuales corresponden a condiciones expuestas en [3], [1] y [4], que permiten que la operación de BESS con dichas prestaciones sea rentable. Por lo tanto, se descartan ambas prestaciones para la operación del SM Aysén.

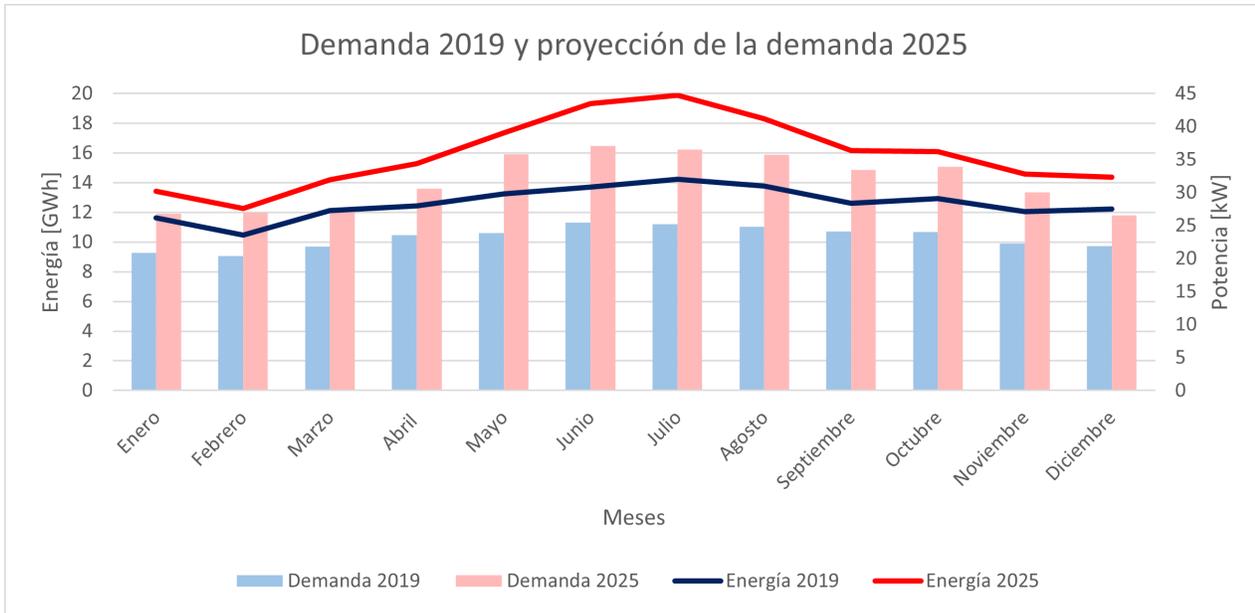


Figura 4.3: Proyección demanda año 2025 con resolución mensual

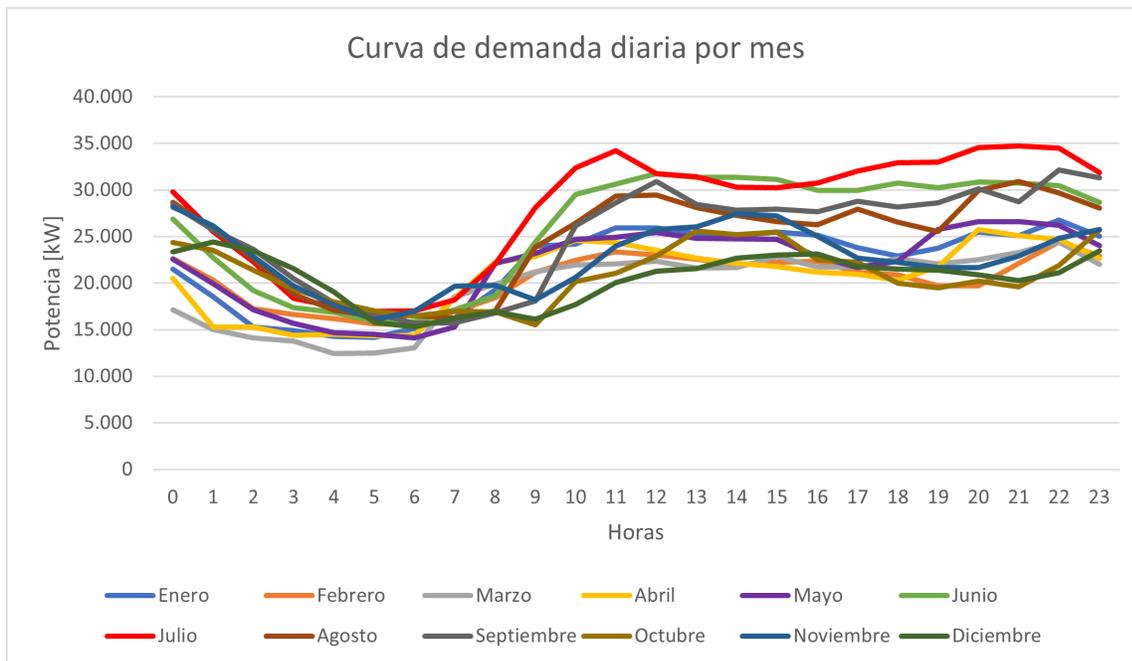


Figura 4.4: Curvas de demanda diaria año 2025

4.2. Dimensionamiento y localización del BESS

En esta sección se analizarán los resultados de todas las tareas realizadas para determinar el dimensionamiento y la localización de los BESS en cada caso de estudio.

4.2.1. Caso base

El caso base corresponde a estudiar la operación del sistema el año 2025, sin la presencia de BESS. Para analizar este caso, se realizó un despacho técnico-económico según el problema de optimización explicado en la metodología, considerando una capacidad instalada de BESS nula. Considerando los costos variables de operación presentes en la tabla 3.3, el despacho técnico-económico se realiza según la prioridad descrita en la siguiente lista de mérito:

1. Mínimo técnico de grupos lentos centrales diésel Tehuelche y Chacabuco.
2. Central fotovoltaica El Blanco.
3. Central hidráulica Lago Atravesado.
4. Central hidráulica San Víctor.
5. Central hidráulica Aysén.
6. Central hidráulica Monreal.
7. Central eólica Alto Baguales.
8. Central diésel Chacabuco.
9. Central diésel Tehuelche.
10. Central diésel Aysén Térmico.
11. Generación diésel adicional¹

En la tabla 4.2, se resumen los principales resultados del despacho técnico-económico realizado.

Al analizar la generación mensual por tecnología presentes en las figuras 4.3 y 4.4, es posible reforzar que ante la presencia de un recurso hídrico abundante, la generación de centrales hidráulicas son capaces de abastecer la mayoría de la demanda por energía del sistema. No obstante, al considerar una hidrología seca, el bajo recurso hídrico presentado, principalmente, entre los meses de Abril y Junio, permite una notoria participación de centrales diésel que varía desde un 32,4 % hasta un 46,7 % del total de la energía generada por el sistema.

En particular, ante el explosivo crecimiento de la demanda y al considerar una hidrología seca, como la presentada el año 2016, es necesario instalar grupos diésel adicionales para abastecer 0,13 GWh anuales.

¹Corresponde a la generación diésel producida por grupos diésel adicionales en las centrales Chacabuco y Tehuelche.

Tabla 4.2: Resultados despacho técnico-económico caso base ante diferentes hidrologías

Variable	Año 2025 - Hidrología Húmeda	Año 2025 - Hidrología Seca
Costo anual de operación [MMUSD]	10,52	15,08
Generación anual Diésel [GWh]	61,96	88,91
Generación anual Hidraulica [GWh]	93,81	61,73
Generación anual Eólica [GWh]	29,90	34,40
Generación anual Fotovoltaica [GWh]	5,57	5,57
Generación Diésel Adicional [GWh]	-	0,13
Vertimiento anual de Energía ERNC [GWh]	19,11	13,89

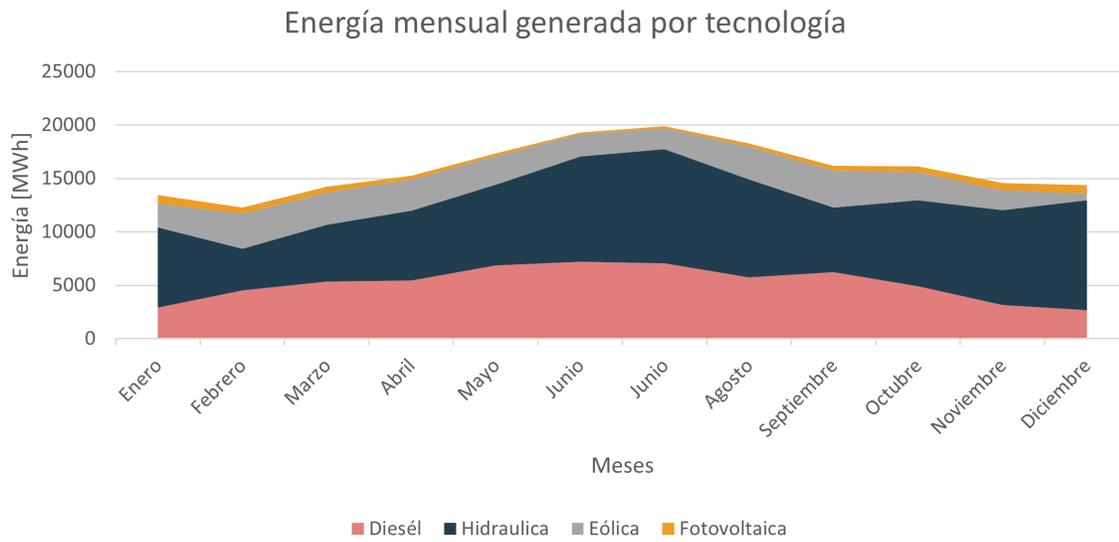


Figura 4.5: Generación mensual de energía por tecnología ante hidrología húmeda

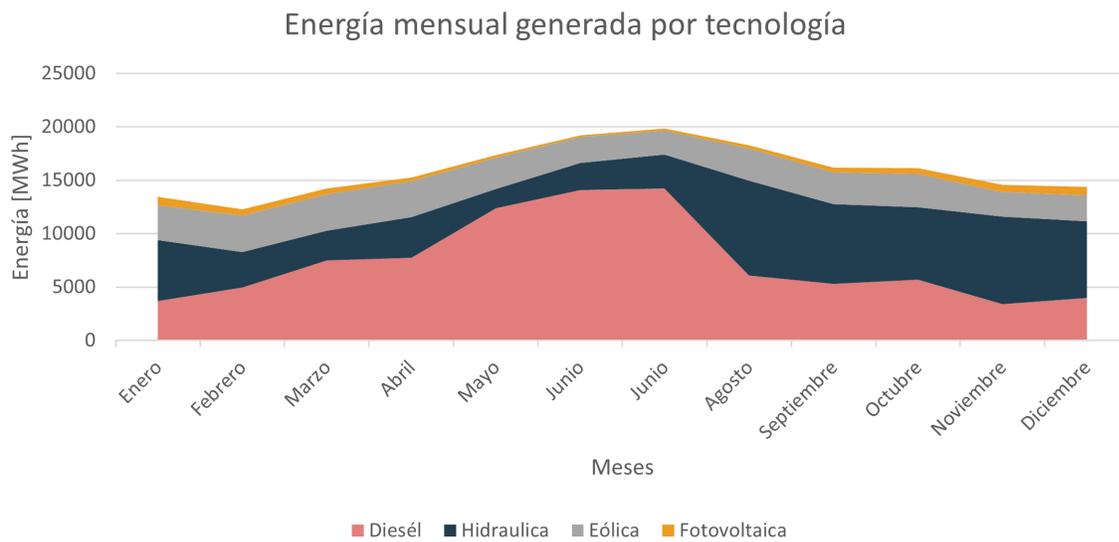


Figura 4.6: Generación mensual de energía por tecnología ante hidrología seca

Por su parte, la generación fotovoltaica de la central El Blanco no presenta variación ante distintas hidrologías. Esto se asocia a que debido a su localización en el sistema y su lugar en la lista de mérito, la central despacha la totalidad del recurso disponible. De esta manera, se presume que esta central no aporta al vertimiento de energía del sistema.

El vertimiento mensual de energía presente en las figuras 4.7 y 4.8, permite concluir que al operar el sistema sin unidades de almacenamiento, la central Alto Baguales será la que presente mayor vertimiento. Este vertimiento se ve disminuido al considerar una hidrología seca, ya que ante la ausencia de recurso hídrico es posible despachar más energía proveniente de la central eólica, pero su participación se ve afectada por los límites de transmisión de las líneas que permiten interconectar la central con los centros de consumo. Dicho efecto no debe ser despreciado, ya que al modificar el límite operacional de las líneas por sus límites térmicos, el vertimiento anual de esta tecnología disminuye desde 13,13 GWh hasta 10,13 GWh considerando una hidrología seca. Al considerar una hidrología húmeda, la modificación en los límites de transmisión en las líneas permite disminuir el vertimiento de energía eólica desde 18,12 GWh hasta 15,77 GWh.

En resumen, el alto vertimiento de energía originada, principalmente, en la central eólica Alto Baguales, que varía desde un mínimo de 463,28 GWh para el mes Julio hasta un máximo de 3.214,85 GWh para el mes de Diciembre al considerar una hidrología húmeda, genera una oportunidad para la inclusión de sistemas de almacenamiento. Las características del sistema son compatibles con la prestación arbitraje de energía, ya que si bien el costo variable de la central eólica es el mayor de las centrales ERNC del sistema, dicho costo es significativamente menor al costo variable de centrales diésel. Por lo tanto, al realizar arbitraje de energía se buscará almacenar parte de la energía vertida para descargarla durante los periodos en los cuales el costo de operación instantáneo del sistema sea alto y exista, además, capacidad de transmisión en las líneas del sistema.

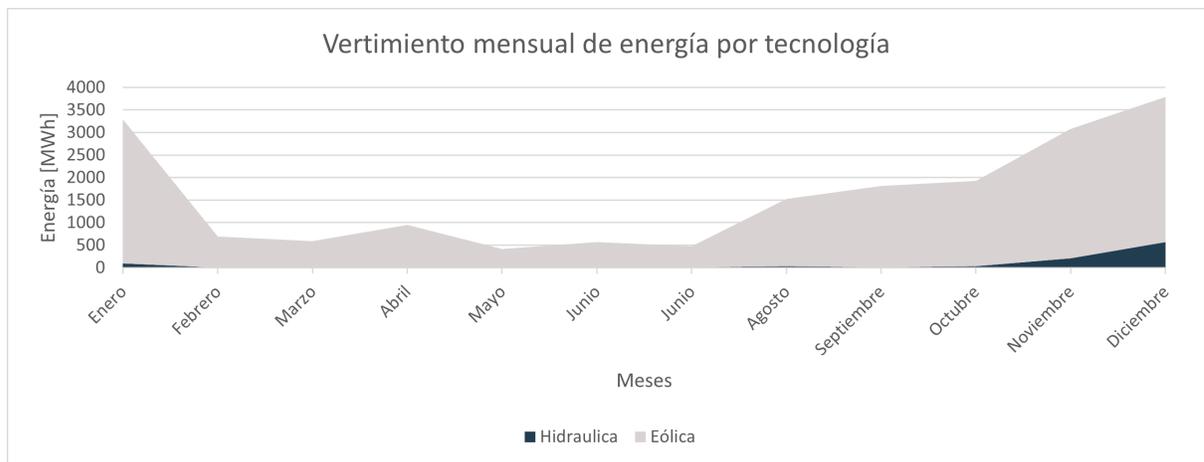


Figura 4.7: Vertimiento mensual de energía por tecnología ante hidrología húmeda

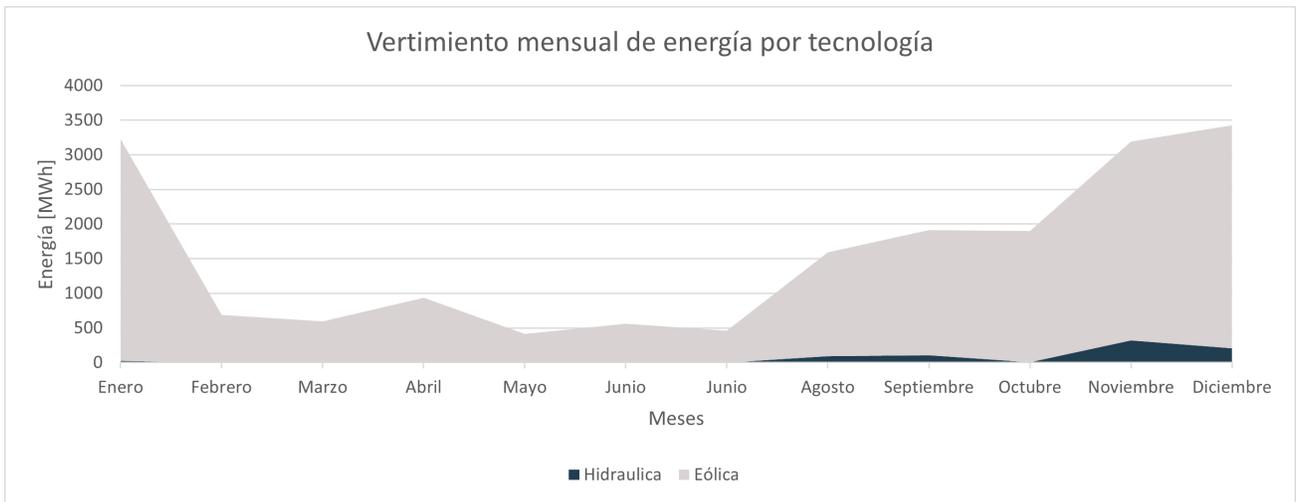


Figura 4.8: Vertimiento mensual de energía por tecnología ante hidrología seca

4.2.2. Funcionamiento modelo BESS en FICO Xpress

Con el fin de probar el funcionamiento del modelo del BESS en el despacho técnico-económico, se consideró la instalación de 4 módulos con las características presentes en la tabla 4.3, en la barra Alto Baguales realizando arbitraje de energía. Los momentos de carga y descarga fueron optimizados para minimizar la función objetivo que representa el costo de operación del sistema.

Tabla 4.3: Características modelo BESS en FICO Xpress

Tecnología	Ion-Litio
Capacidad módulo [kWh]	400
Potencia módulo [kW]	100
Eficiencia [%]	90
DoD [%]	80
Auto-descarga diaria [%]	3

De esta manera, el BESS modelado pudo descargar 418,64 MWh el año 2025 utilizando 415 ciclos de carga/descarga. Con esta operación, el vertimiento de energía anual se redujo de 19,11 GWh hasta 18,68 GWh de los cuales 17,82 GWh proviene de la central eólica Alto Baguales.

Al analizar la energía mensual descargada por el BESS presente en la figura 4.9, es posible evidenciar que existe una correlación entre el vertimiento de energía eólica y la energía descargada por el BESS. Si bien existen órdenes de magnitudes que no son comparables, es posible evidenciar que existe una notoria disminución de energía descargada en los meses entre Abril y Julio, lo que coincide con los meses de menor vertimiento eólico en la operación del caso base, presente en la figura 4.7.

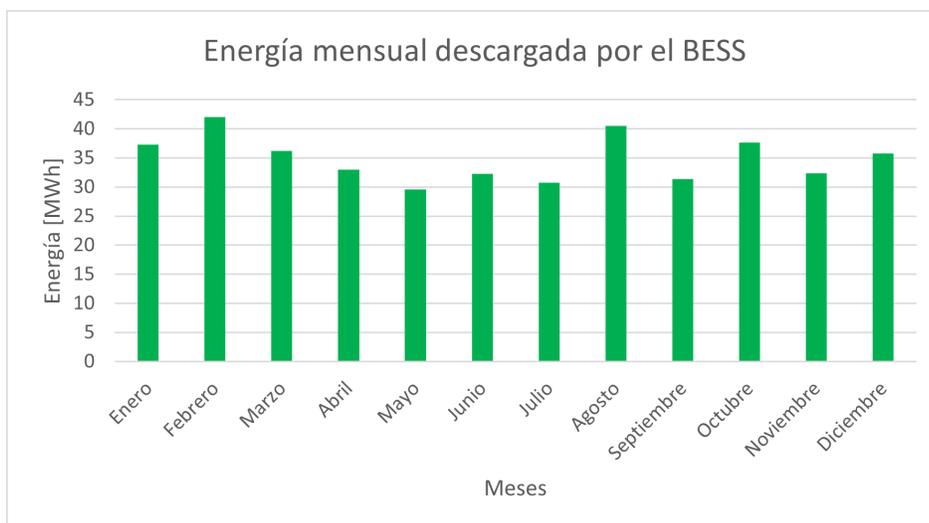


Figura 4.9: Energía mensual descargada por el BESS

Al comparar la energía descargada por el BESS y el vertimiento eólico presentado anteriormente, es posible concluir que existe un alto potencial de energía para realizar arbitraje, pero es importante considerar el elevado costo de inversión asociado a los sistemas de almacenamiento. Por lo tanto, en las siguientes secciones se determinará la dimensión de los BESS a instalar en cada caso de estudio, no solo considerando el potencial energético disponible.

Con el fin de estudiar el funcionamiento diario del BESS, se seleccionaron días representativos para cada estación del año. Estos resultados se muestran en las figuras 4.10, 4.12, 4.14 y 4.16.

Adicionalmente, en las figuras 4.11, 4.13, 4.15 y 4.17 es posible observar la presencia de la descarga del BESS en la operación diaria del sistema. En dichos gráficos el costo operacional instantáneo no considera el despacho a mínimo técnico de los grupos lentos de las centrales Tehuelche y Chacabuco, ya que estas centrales se consideran como operación base del sistema. No obstante, su costo se considera al calcular el costo de operación anual de SM Aysén.

Al analizar los resultados de operación del BESS en los distintos días escogidos, es posible concluir que la operación es consecuente con la prestación arbitraje de energía, ya que la descarga de energía se efectúa en los momentos donde el costo operacional instantáneo aumenta en relación a sus valores medios en cada día. Por otro lado, es posible evidenciar que los momentos de carga y descarga se encuentran en su mayoría cercanos, esto se explica porque el optimizador de FICO intenta reducir el efecto de la auto-descarga de la batería. Para evitar este efecto, sería necesario implementar una estrategia distinta para determinar los momentos de carga y descarga del BESS, la cual reduciría la cantidad de energía descargada por el BESS afectando así su posterior evaluación económica. Por otro lado, es importante señalar que a pesar que en la mayoría de los días mostrados se observa más de un ciclo diario de carga/descarga, en la operación algunos días del año no se considera la participación del BESS, por lo cual, este comportamiento permite optimizar el funcionamiento de la batería sujeto a las características de operación del sistema.

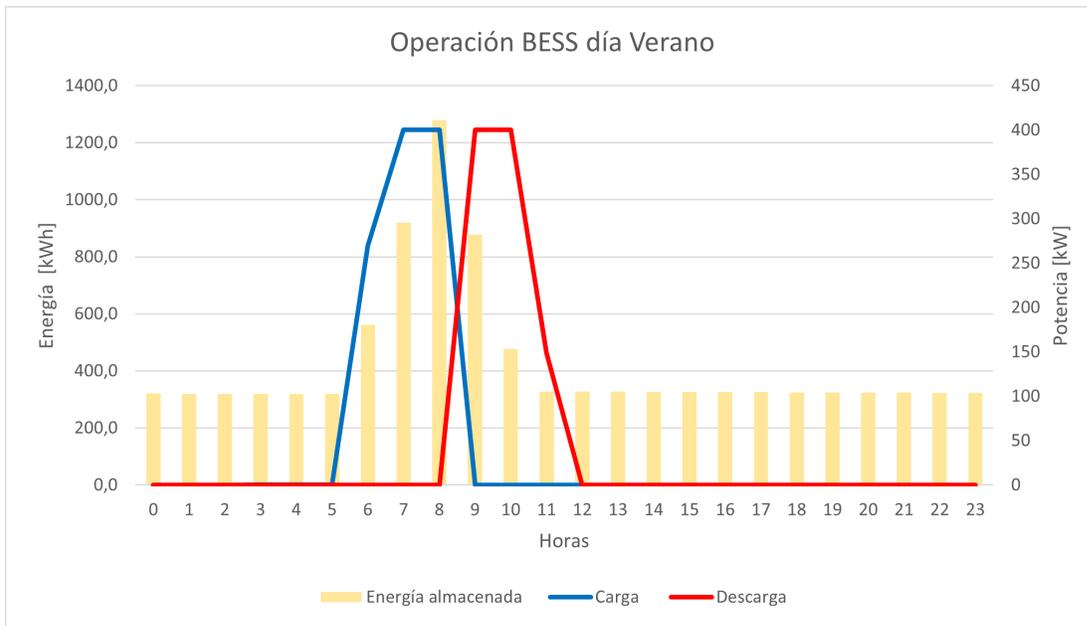


Figura 4.10: Operación BESS día verano

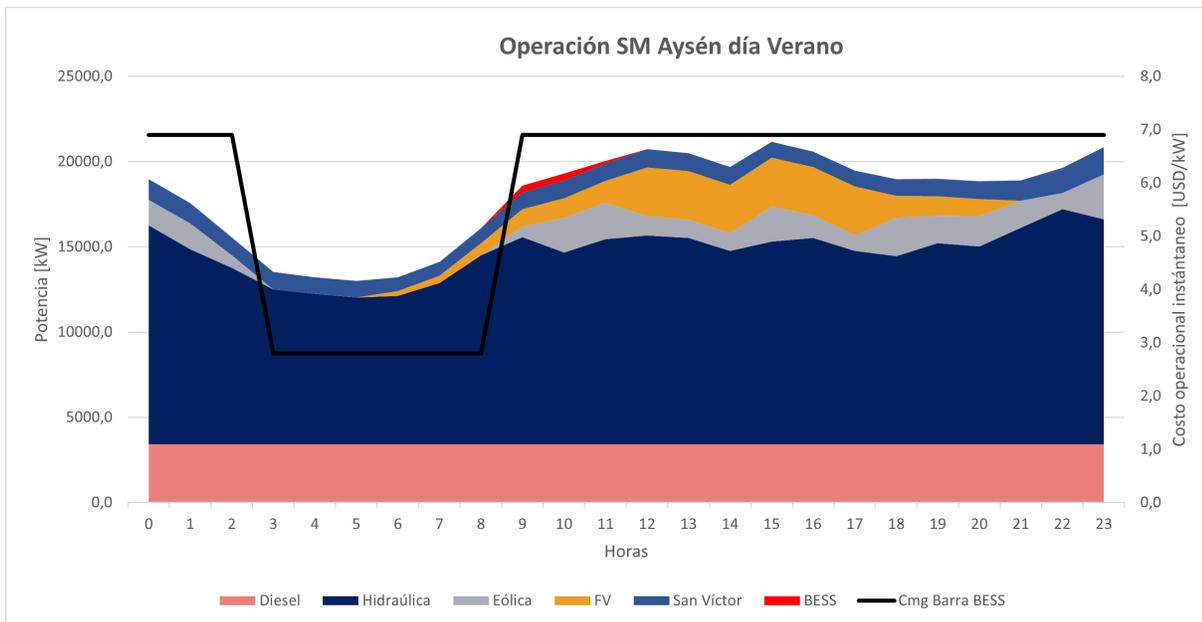


Figura 4.11: Operación SM Aysén día verano

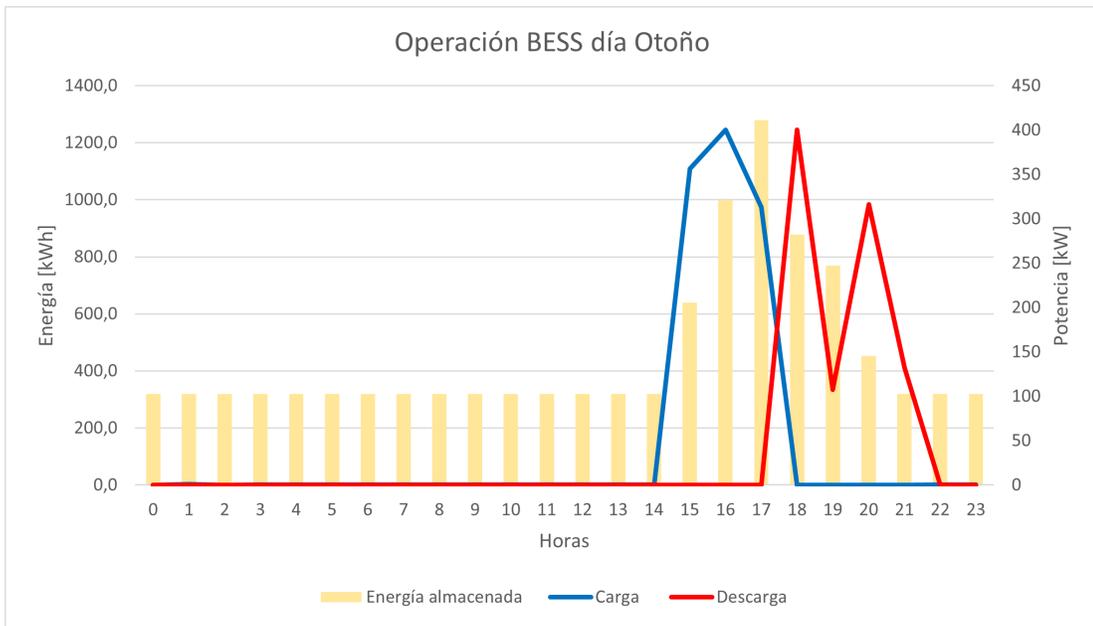


Figura 4.12: Operación BESS día otoño

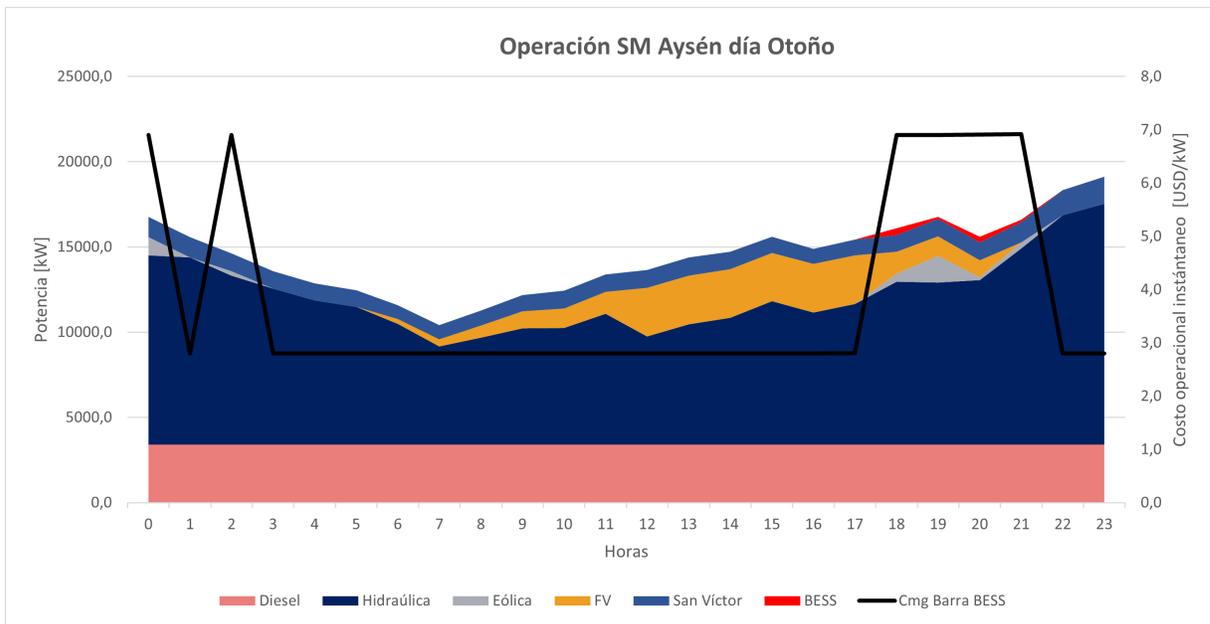


Figura 4.13: Operación SM Aysén día otoño

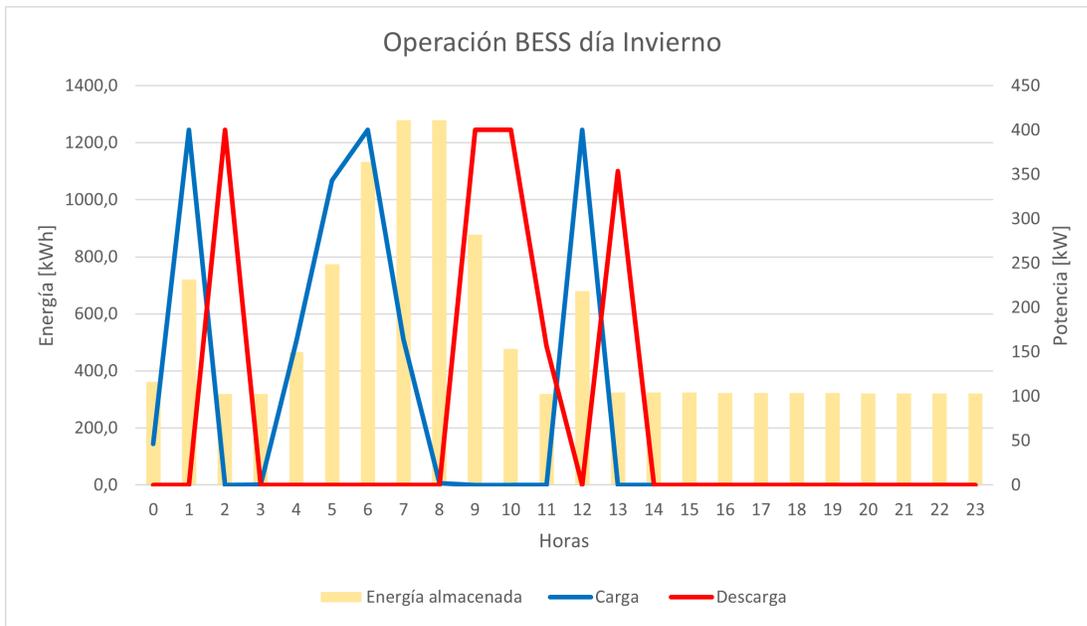


Figura 4.14: Operación BESS día invierno

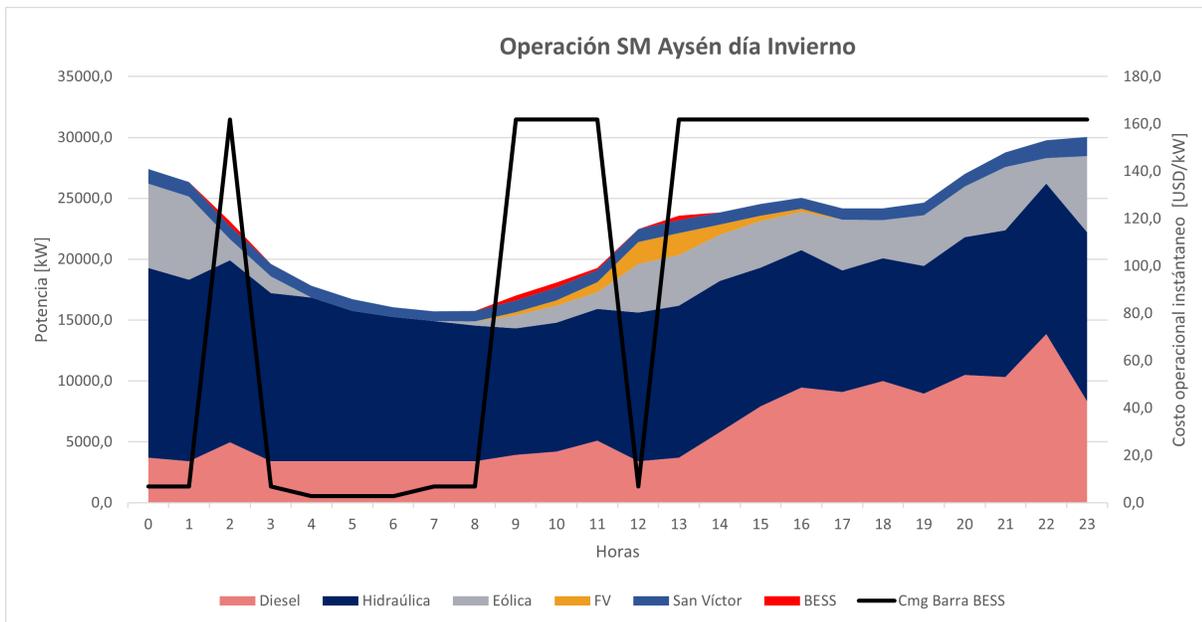


Figura 4.15: Operación SM Aysén día invierno

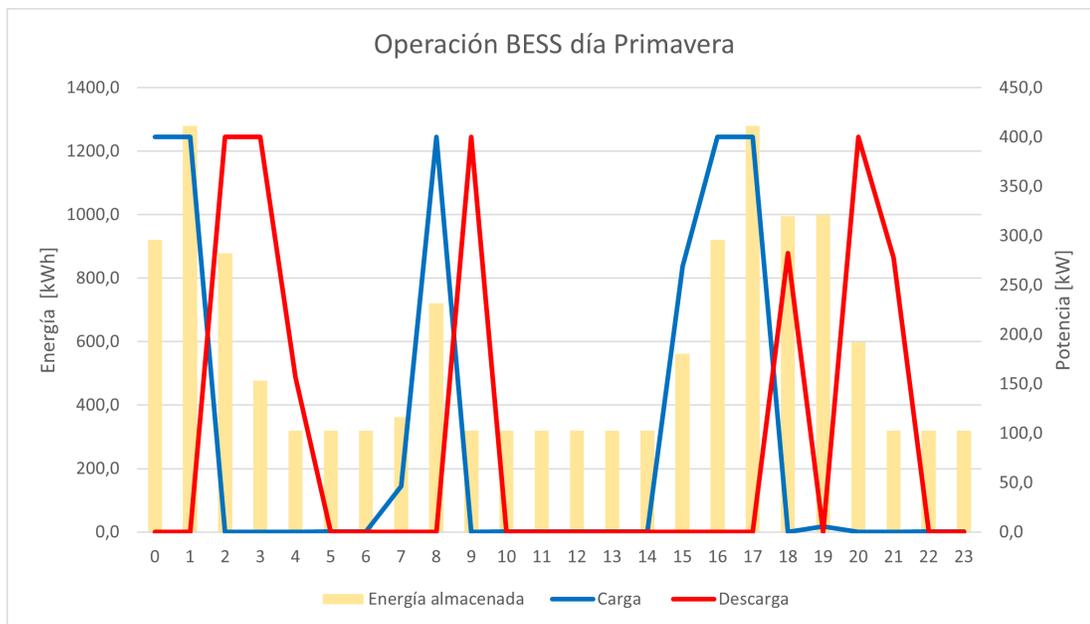


Figura 4.16: Operación BESS día primavera

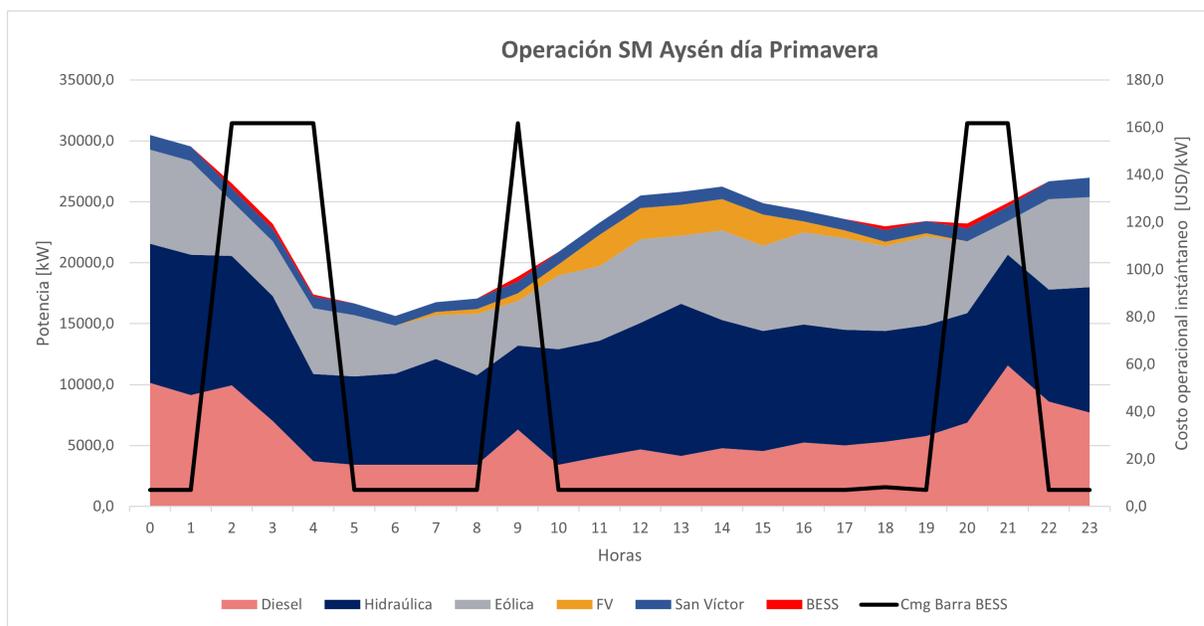


Figura 4.17: Operación SM Aysén día primavera

4.2.3. Caso de estudio 1

Al determinar la dimensión y ubicación del BESS en cada caso de estudio, se utilizó la tecnología de almacenamiento Ion-Litio. Las características del modelo de BESS utilizado se resumen en la tabla 4.4.

Tabla 4.4: Características modelo BESS tecnología Ion-Litio

Tecnología	Ion-Litio
Capacidad módulo [kWh]	400
Potencia módulo [kW]	100
Eficiencia [%]	90
DoD [%]	80
Auto-descarga diaria [%]	3
Costo de inversión [USD/kWh]	207
Costo de reinversión [USD/kW]	102
Costo O&M anual [USD/kW]	13,5
Año reinversión	15

El caso de estudio 1 corresponde a la instalación de un BESS en una de las barras candidatas. Para determinar la ubicación y dimensión óptima se construyeron curvas Utilidad_{BESS}(dimensión) para cada una de las posibles localizaciones.

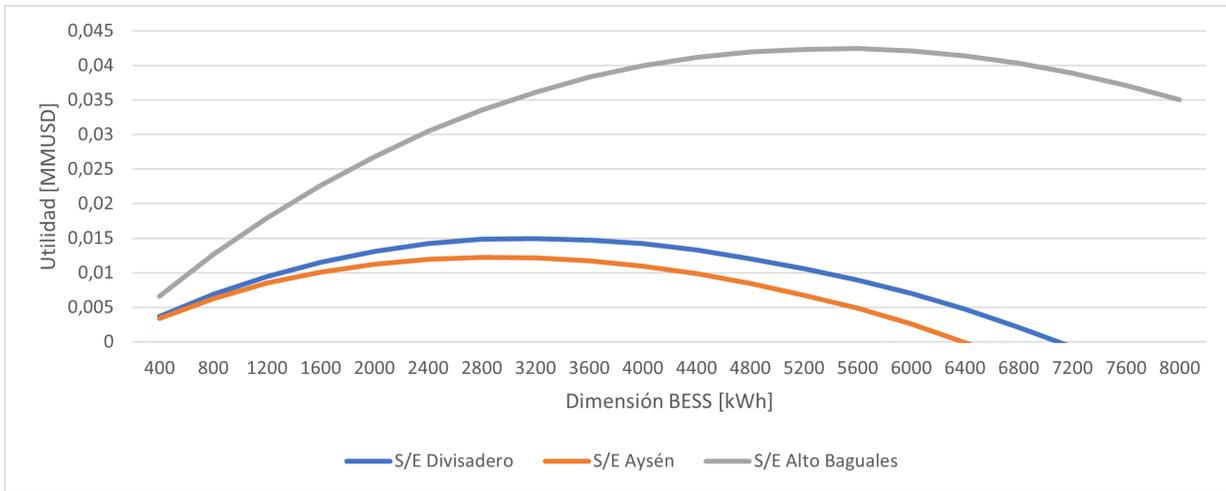


Figura 4.18: Curvas Utilidad_{BESS}(dimensión) según ubicación del BESS a instalar

La forma parabólica de las curvas, permite evidenciar que existe un máximo de utilidad para una dimensión de BESS a instalar en cada una de la barras candidatas. Al observar las curvas obtenidas, ver figura 4.18, es posible concluir que al ubicar el BESS en la barra SE Alto Baguales se obtiene un mejor desempeño para todo el espectro de dimensiones evaluadas. Este comportamiento es esperable, ya que como se analizó en secciones anteriores, el vertimiento de energía del sistema es generado en su mayoría por la central eólica Alto Baguales. De esta manera, al instalar unidades de almacenamiento cercano a la central, estas logran realizar arbitraje de energía con gran eficiencia y así aprovechar parte de la energía vertida para la carga de las unidades y realizar las descargas en los momentos en los cuales exista capacidad de transmisión en las líneas que conectan la central eólica con los centros de consumo.

En el caso de las barras SE Divisadero y SE Aysén, es posible evidenciar un mejor de-

sempaño de las unidades de almacenamiento en la barra SE Divisadero. Esto se asocia a la diferencia entre el nivel de demanda de cada barra.

En todas las curvas obtenidas, es posible identificar un máximo que permite determinar la dimensi3n 3ptima en cada ubicaci3n. Seg3n los máximos identificados, ver tabla 4.5, la soluci3n 3ptima corresponde a instalar 14 m3dulos de almacenamiento en la barra Alto Baguales, lo que completa un BESS de 1400 kW / 5600 kWh. La implementaci3n de esta soluci3n generara una disminuci3n de 7,8 % en la energía vertida por el sistema con respecto al caso base y un ahorro de 416.927 litros de di3sel al año ante una hidrología húmeda.

Tabla 4.5: Dimensi3n 3ptima por ubicaci3n BESS

Barra	Número de m3dulos	Utilidad [MUSD]	Energía anual descargada [MWh]	Vertimiento anual [GWh]
SE Divisadero	8	14,9	756,54	18,34
SE Ays3n	7	12,2	669,26	18,43
SE Alto Baguales	14	42,4	1437,68	17,62

La operaci3n del BESS 3ptimo para este caso de estudio ante una hidrología seca, permite aumentar la generaci3n e3lica en un 4,56 %, en relaci3n al resultado del caso base ante la misma hidrología. Además, seg3n los resultados mostrados en la tabla 4.6 la instalaci3n del BESS permite un leve aumento en la generaci3n hidrauca.

Tabla 4.6: Resultados caso de estudio 1 ante hidrología seca

Variable	Caso Base Hidrología Seca	Caso de estudio 1 Hidrología Seca
Costo anual de operaci3n [MMUSD]	15,08	14,88
Generaci3n anual di3sel [GWh]	88,19	87,82
Generaci3n anual hidrauca [GWh]	61,73	61,95
Generaci3n anual e3lica [GWh]	34,4	35,97
Generaci3n anual fotovoltaica [GWh]	5,57	5,57
Generaci3n di3sel adicional [GWh]	0,13	0,09
Vertimiento anual de energía ERNC [GWh]	13,89	12,61

En cuanto a la energía mensual descargada por el BESS, ver figura 4.19, es posible evidenciar que no existe un desmedro importante en el funcionamiento, siempre y cuando exista recurso disponible para realizar su carga. Esto se demuestra al notar que solo existe una importante diferencia en la energía descargada durante los meses de Mayo, Junio y Julio, en los cuales existe un menor vertimiento de energía ante una hidrología seca como se pudo concluir en el análisis del caso base.

4.2.4. Caso de estudio 2

El caso de estudio 2 corresponde a instalar unidades de almacenamiento en dos barras distintas del sistema. Tras un análisis preliminar fue posible determinar que las barras SE Alto Baguales y SE Divisadero obtuvieron mejores desempeños seg3n la m3trica Utilidad_{BESS}. Luego, para determinar la dimensi3n 3ptima se construyeron curvas de dimensi3n fija, en las cuales se vari3 la dimensi3n del BESS instalado en la barra SE Alto Baguales.

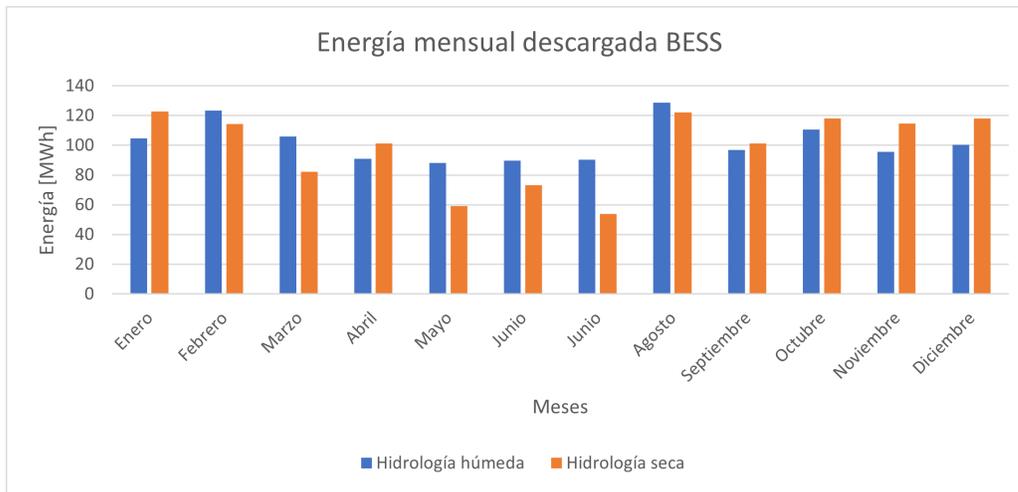


Figura 4.19: Energía mensual descargada por el BESS caso de estudio 1

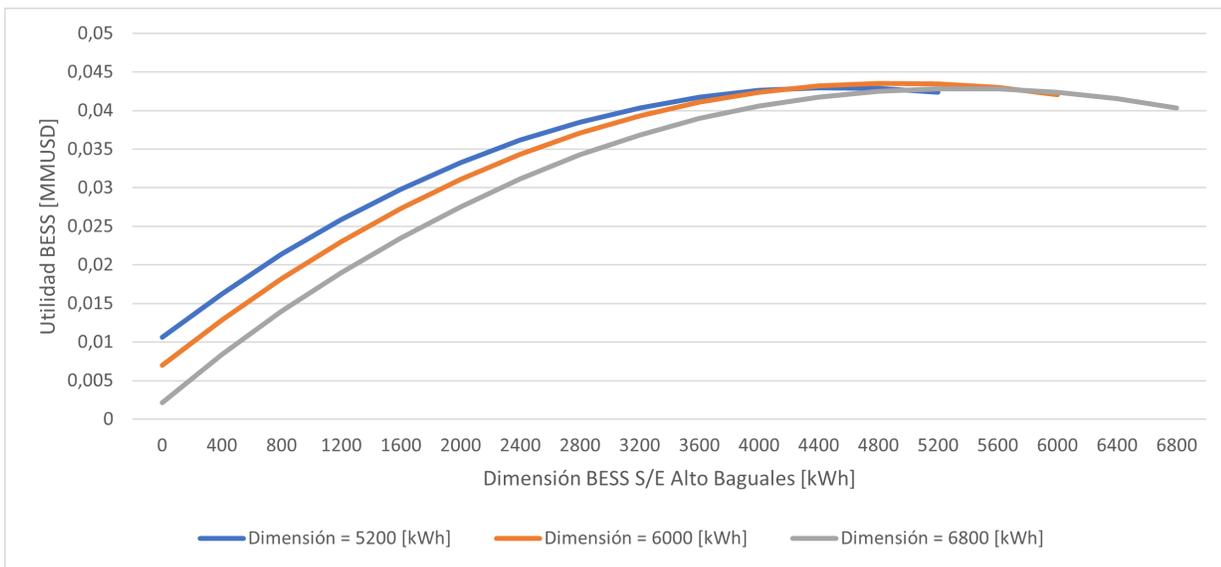


Figura 4.20: Curvas Utilidad_{BESS}(dimensión_{BESS}–AltoBaguales) caso de estudio 2

Al observar las curvas obtenidas, ver figura 4.20, es posible concluir que la utilidad_{BESS} máxima es alcanzada para una combinación de dimensiones de los BESS a instalar en las barras SE Divisadero y SE Alto Baguales, es decir, distribuir los BESS a instalar permite mayores beneficios que seleccionar una única ubicación. No obstante, la solución óptima indica que un gran porcentaje de los módulos a instalar deben ubicarse en la barra Alto Baguales, tal y como indica la solución obtenida para el caso de estudio 1.

Según los resultados obtenidos para distintas dimensiones, ver tabla 4.7, la solución óptima corresponde a instalar 12 módulos en la barra Alto Baguales y 3 módulos en la barra Divisadero, completando así un BESS de 1500 kW/ 6000 kWh. La instalación de estos BESS generaría una disminución de 8,2 % en la energía vertida por el sistema con respecto al caso base y un ahorro de 440.454 litros de diésel al año.

Tabla 4.7: Dimensión óptima caso de estudio 2

Dimensión total [kWh]	Módulos en SE Divisadero	Módulos en SE Alto Baguales	Utilidad [MUSD/año]	Energía anual descargada [MWh]	Vertimiento anual de energía ERNC [GWh]
4800	1	11	42,2	1271,79	17,79
5200	2	11	42,9	1355,44	17,71
5600	2	12	43,4	1439,38	17,62
6000	3	12	43,5	1518,81	17,53
6400	3	13	43,3	1598,09	17,45
6800	4	13	42,8	1672,73	17,37

La operación del BESS óptimo para este caso de estudio ante un hidrología seca, permite aumentar la generación eólica en un 4,62 % en relación al resultado del caso base ante la misma hidrología.

Tabla 4.8: Resultados caso de estudio 2 ante hidrología seca

Variable	Caso base hidrología seca	Caso de estudio 2 hidrología seca
Costo anual de operación [MMUSD]	15,08	14,87
Generación anual diésel [GWh]	88,19	87,8
Generación anual hidráulica [GWh]	61,73	61,96
Generación anual eólica [GWh]	34,4	35,99
Generación anual fotovoltaica [GWh]	5,57	5,57
Generación diésel adicional [GWh]	0,13	0,09
Vertimiento anual de energía ERNC [GWh]	13,89	12,58

En cuanto a la energía mensual descargada por el BESS, ver figura 4.21, es posible evidenciar que tal como en el caso 1, no existe un desmedro importante en el funcionamiento, siempre y cuando exista recurso disponible para realizar su carga. Esto se demuestra al notar que solo existe una importante diferencia en la energía descargada durante los meses de Mayo, Junio y Julio, en los cuales existe un menor vertimiento de energía ante una hidrología seca como se pudo concluir en el análisis del caso base.

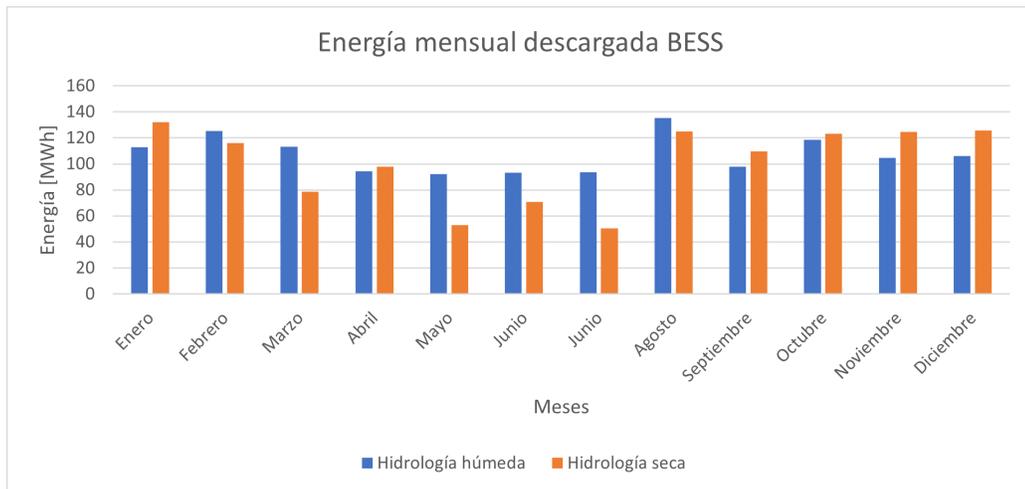


Figura 4.21: Energía mensual descargada por el BESS caso de estudio 2

4.2.5. Caso de estudio 3

El caso de estudio 3 corresponde a la instalación de BESS en todas las barras candidatas. Para determinar la dimensión óptima se construyeron curvas de dimensión fija, en las cuales se varió la dimensión del BESS instalado en la barra SE Alto Baguales, mientras que se consideró la misma cantidad de módulos instalados en las barras SE Aysén y SE Divisadero.

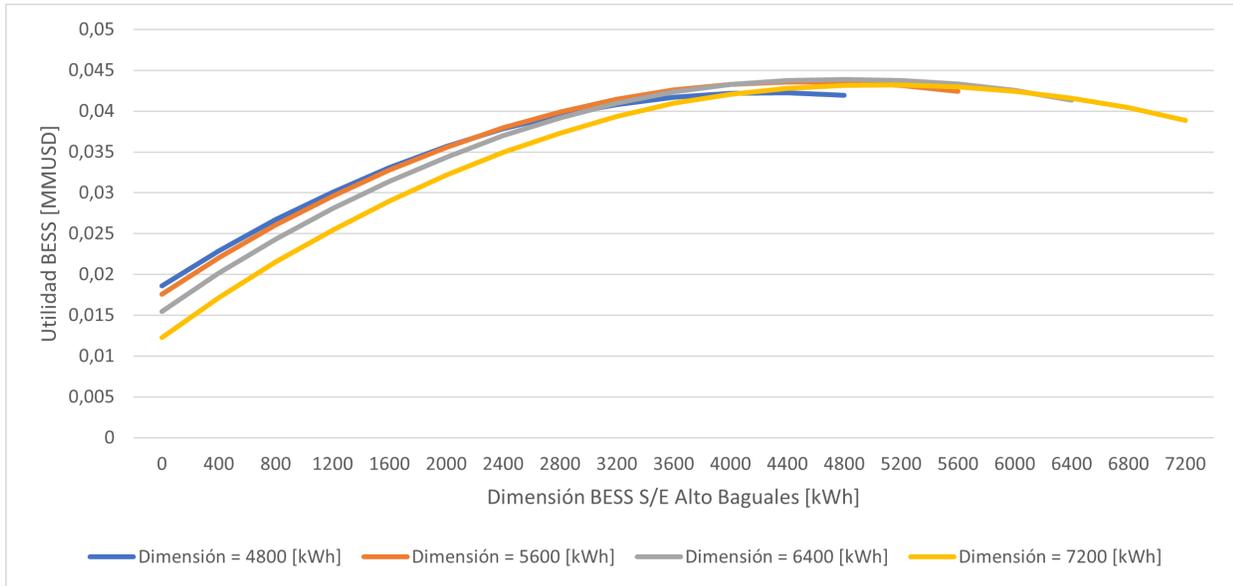


Figura 4.22: Curvas Utilidad_{BESS}(dimensión_{BESS}–AltoBaguales) caso de estudio 3

Al observar las curvas obtenidas, ver figura 4.22, es posible concluir que la utilidad_{BESS} máxima es alcanzada para una combinación de dimensiones de los BESS a instalar en las barras SE Aysén, SE Divisadero y SE Alto Baguales, es decir, al igual que en el caso de estudio 2 distribuir los BESS a instalar permite mayores beneficios que seleccionar una única ubicación. No obstante, la solución óptima indica que un gran porcentaje de los módulos a instalar deben ubicarse en la barra SE Alto Baguales, tal y como indica la solución para el caso de estudio 1 y 2.

Según los resultados obtenidos para distintas dimensiones, ver tabla 4.9, la solución óptima corresponde a instalar 12 módulos en la barra SE Alto Baguales y 2 módulos en las barra SE Aysén y SE Divisadero, completando así un BESS de 1600 kW/ 6400 kWh. La instalación de estos BESS generaría una disminución de 8,78 % en la energía vertida por el sistema con respecto al caso base y un ahorro de 464.913 litros de diésel al año.

Tabla 4.9: Dimensión óptima caso de estudio 3

Dimensión total [kWh]	Módulos en Aysén	Módulos en Divisadero	Módulos en Alto Baguales	Utilidad [MUSD]	Energía anual descargada [MWh]	Vertimiento anual [GWh]
4800	1	1	10	42,1	1271,23	17,8
5600	1	1	12	43,5	1442,34	17,62
6400	2	2	12	43,8	1603,15	17,44
7200	3	3	12	43,1	1755,62	17,28

La operación del BESS óptimo para este caso de estudio ante un hidrolología seca, permite aumentar la generación eólica en un 4,65 % en relación al resultado del caso base ante la misma hidrolología.

Tabla 4.10: Resultados caso de estudio 3 ante hidrolología seca

Variable	Caso base hidrolología seca	Caso de estudio 3 hidrolología seca
Costo anual de operación [MUSD]	15,08	14,86
Generación anual diésel [GWh]	88,19	87,7
Generación anual hidráulica [GWh]	61,73	62
Generación anual eólica [GWh]	34,4	36
Generación anual fotovoltaica [GWh]	5,57	5,57
Generación diésel adicional [GWh]	0,13	0,09
Vertimiento anual de energía ERNC [GWh]	13,89	12,51

En cuanto a la energía mensual descargada por el BESS, ver figura 4.23, es posible evidenciar que tal como en los casos 1 y 2, no existe un desmedro importante en el funcionamiento, siempre y cuando exista recurso disponible para realizar su carga. Esto se demuestra al notar que solo existe una importante diferencia en la energía descargada durante los meses de Mayo, Junio y Julio, en los cuales existe un menor vertimiento de energía ante una hidrolología seca como se pudo concluir en el análisis del caso base.

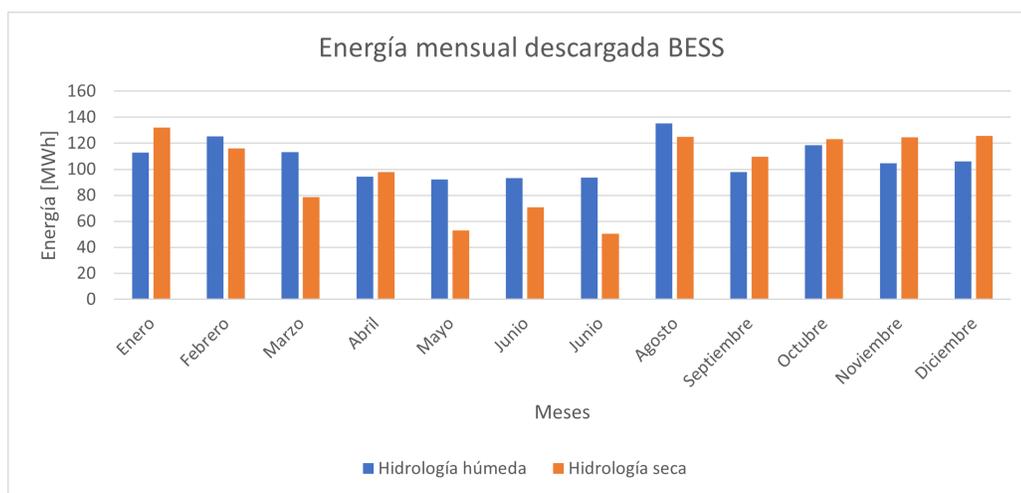


Figura 4.23: Energía mensual descargada por el BESS caso de estudio 3

4.3. Evaluación económica

En esta sección se analizarán los resultados de las tareas realizadas para evaluar económicamente la implementación de los distintos casos de estudio con las tecnologías Ion-Litio, Iron-Flow e Hidrógeno. En el anexo B, se presenta un ejemplo de flujo de caja utilizado.

4.3.1. Características BESS modelados

La energía descargada anualmente por el BESS, es obtenida como resultado del despacho técnico-económico realizado previamente, por lo cual fue necesario modelar la operación del

BESS de distintas tecnologías en el problema de optimización resuelto en FICOXpress.

Para modelar la tecnología Ion-Litio en dicho despacho, se utilizaron módulos de esta tecnología con las características presentes en la tabla 4.11.

Tabla 4.11: Características modelo tecnología Ion-Litio. Elaboración propia en base a [1], [12] y [11]

Tecnología	Ion-Litio
Eficiencia [%]	90
DoD [%]	80
Auto-descarga diaria [%]	3
Degradación anual [%]	2,59
Costo de inversión [USD/kWh]	207
Costo de reinversión [USD/kWh]	102
Año reinversión	15
Costo O&M anual [USD/kW]	13,5

El costo de inversión se determinó utilizando una proyección de costos realizada en [15], ver figura 4.24. Además, considerando la cantidad de ciclos de carga/descarga obtenidos en el despacho técnico-económico y la vida útil de los módulos de almacenamiento al operar con una profundidad de descarga del 80 %, se determinó que al evaluar esta tecnología con un horizonte de 25 años, es necesario realizar una reinversión al año 15. Entonces, considerando la proyección del costo de inversión a dicho año y exclusivamente el costo de reemplazo de las unidades de almacenamiento fue posible determinar el costo de reinversión.

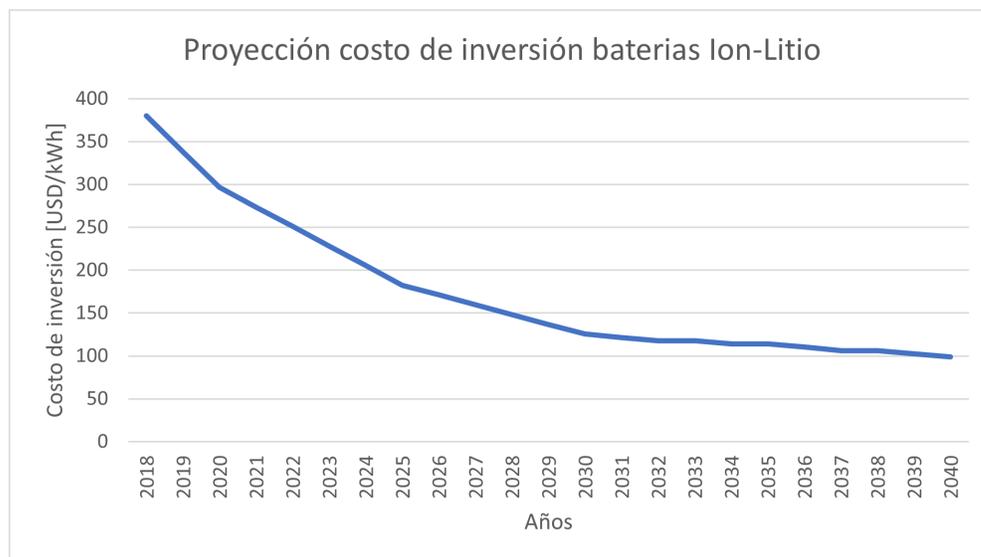


Figura 4.24: Proyección de costos de inversión tecnología Ion-Litio

La degradación de la batería se consideró como un porcentaje de degradación anual que afecta a la cantidad de energía anual descargada. De esta manera, se realiza un despacho

Tabla 4.12: Características modelo tecnología Iron-Flow. Elaboración propia en base [1] y [10]

Tecnología	Iron-Flow
Eficiencia [%]	85
DoD [%]	80
Auto-descarga diaria [%]	-
Degradación anual [%]	-
Costo de inversión [USD/kWh]	432
Costo de reinversión [USD/kWh]	-
Año reinversión	-
Costo O&M anual [USD/kW]	70

técnico-económico para determinar la cantidad de energía descargada el año 2025 y luego, se procedió a adaptar dicha cantidad en los años de evaluación según el porcentaje de degradación anual.

Para modelar la tecnología Iron-Flow en el despacho técnico-económico, se utilizaron módulos de esta tecnología con las características presentes en la tabla 4.12. Según el datasheet presentado por el fabricante [15], la tecnología destaca por tener un larga vida útil, la cual permite a los módulos no presentar degradación hasta los 20.000 ciclos al ser operados con un DoD del 80 %. Por esta razón, el modelo no consideró degradación anual.

Por otro lado, considerando la extensa vida útil medida en ciclos de carga/descarga y la cantidad de ciclos obtenidos en el despacho técnico-económico, no es necesario incluir una reinversión durante los 25 años de evaluación del proyecto.

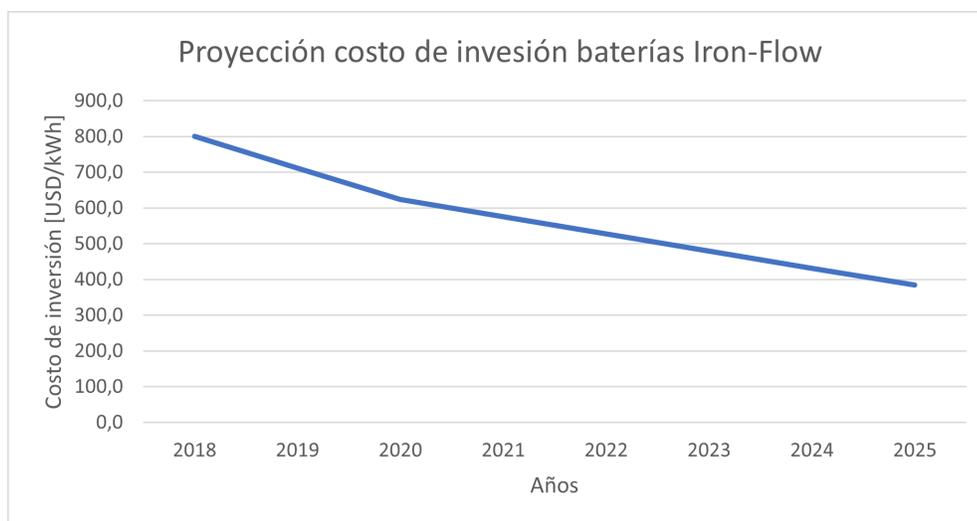


Figura 4.25: Proyección de costos de inversión tecnología Iron-Flow

Ante la ausencia de información disponible en la literatura, sobre el costo de inversión asociado a esta tecnología se utilizó información proporcionada por la empresa, la cual indica

un costo de inversión de 800 USD/kWh que corresponde al costo de implementación de otro proyecto de la empresa con esta tecnología. Luego, adaptando la proyección de costo según la madurez de la tecnología, ver figura 4.25, fue posible determinar el costo de inversión al año 2024. Por su parte, para determinar el costo de operación y mantención, se utilizaron costos de tecnologías de flujo con semejantes características.

Para modelar la tecnología Hidrógeno en el despacho técnico-económico, se utilizaron módulos de esta tecnología con las características presentes en la tabla 4.13. Estas características corresponden a celdas tipo PEM (Proton Exchange Membrane) la cual es la más utilizada para almacenamiento de energía eléctrica en sistemas de potencia.

Tabla 4.13: Características modelo tecnología Hidrógeno. Elaboración propia en base a [1] y [9]

Tecnología	Hidrógeno
Eficiencia [%]	58
DoD [%]	80
Auto-descarga diaria [%]	-
Degradación anual [%]	1,22
Costo de inversión [USD/kWh]	425,04
Costo de reinversión [USD/kWh]	-
Año reinversión	-
Costo O&M anual [USD/kW]	5,3

Esta tecnología presenta un despreciable nivel de auto-descarga diaria. Similar al caso de la tecnología Iron-Flow, debido a las características de operación del SM Aysén y la larga vida útil de estos sistemas de almacenamiento, no se considera una reinversión en el horizonte de la evaluación económica.

El costo de inversión al año 2018 considerado fue 483 USD/kWh [9]. Luego, considerando el grado de madurez de la tecnología, de la cual se espera una disminución de costos más lenta que en las tecnologías Ion-Litio y Iron-Flow, se determinó la curva de proyección de costo, ver figura 4.26, para identificar el costo de inversión al año 2024.

Los costos de inversión utilizados corresponden a costos modulares disponibles en la literatura. Estos consideran un costo por energía, que representa el valor de inversión de las baterías y un costo por potencia, que representa la inversión necesaria para la conexión de las unidades de almacenamiento al sistema. Aún así, es necesario realizar una cotización para determinar los costos reales de conexión y obras civiles, para verificar si existe una subestimación de los mismos. Esto es relevante al considerar la baja potencia instalada en las barras Aysén y Divisadero para los casos de estudios 2 y 3. La posible subestimación de estos costos podría afectar a la evaluación económica de dichos casos.

4.3.2. Caso de estudio 1

El caso de estudio 1 consiste en instalar un BESS de 1400 kW/ 5600 kWh en la barra SE Alto Baguales, ver figura 4.27.

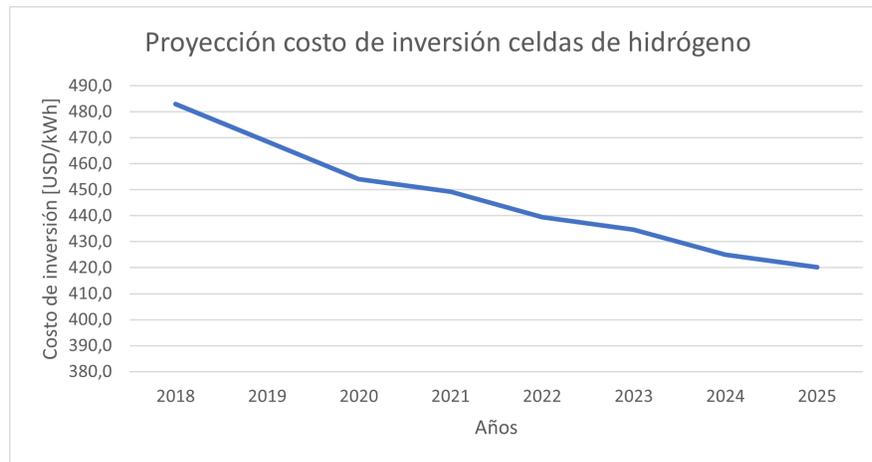


Figura 4.26: Proyección de costos de inversión tecnología Hidrógeno

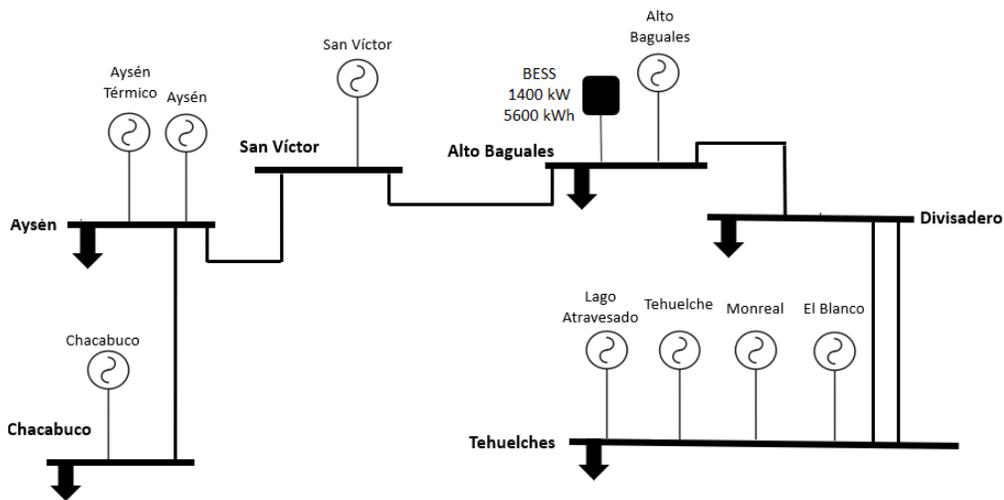


Figura 4.27: Topología caso de estudio 1

En la evaluación económica de todos los casos de estudio se consideraron las siguientes variables.

- **Ingresos**
 - Ahorro por desplazamiento de operación de centrales diésel.
 - Degradación anual según tecnología, que afecta a la energía descargada anual.
- **Costos, impuestos e inversiones**
 - Costos de operación y mantenimiento según tecnología.
 - Licencia software BMS.
 - Impuesto de primera categoría 27 %.
 - Inversión y re-inversión según tecnología.
- **Parámetros de flujo de caja**
 - Tasa de descuento: 8 %.

- Horizonte de evaluación: 25 años.
- Valor residual de los activos: despreciable.

Al evaluar el montaje del caso de estudio 1 con las distintas tecnologías consideradas como candidatas, se obtuvieron los resultados presentes en la tabla 4.14.

Tabla 4.14: Resultados evaluación económica caso de estudio 1

Tecnología	VAN [MMUSD]	TIR [%]	LCOE [USD/MWh]
Ion-Litio	0,1229	9,3	52,74
Iron-Flow	-1,59	-0,6	111,41
Hidrógeno	-1,39	0,3	113,59

Según los resultados obtenidos, la tecnología ion-litio es la única que es factible para la implementación del proyecto. Lo anterior se explica, principalmente, por la gran diferencia que existe entre los costos de inversión de esta tecnología con las otras candidatas.

Al comparar los resultados de las tecnologías Iron-Flow e Hidrógeno, es posible evidenciar que a pesar de que los módulos de almacenamiento de hidrógeno poseen una eficiencia menor a los módulos de Iron-Flow, sus menores costos de operación permiten tener mejores resultados en el VAN y TIR. Pero, al descargar una menor cantidad de energía, obtiene un LCOE mayor al obtenido por la tecnología Iron-Flow.

De esta manera, es posible concluir que el costo de inversión corresponde a la principal barrera de entrada para la implementación del proyecto.

También, se evaluó la posibilidad de realizar la reinversión de módulos de Ion-Litio en los años 10 y 12, pero se obtuvieron resultados menos favorables, ya que dicha modificación obliga a considerar mayores costos de re-inversión al no aprovechar el desarrollo de la tecnología y por efecto, su disminución de precio.

Finalmente, al considerar la tarifa del sistema de 58,507 \$/kWh [8] es posible concluir que el montaje de este caso de estudio con la tecnología ion-litio es rentable, ya que su LCOE de 37,867 \$/kWh² es menor a la tarifa del sistema.

4.3.3. Caso de estudio 2

El caso de estudio 2 consiste en instalar un BESS de 1200 kW/ 4800 kWh en la barra SE Alto Baguales y un BESS de 300 kW / 1200 kWh en la SE Divisadero, ver figura 4.28.

Al evaluar el montaje del caso de estudio 2 con las distintas tecnologías consideradas como candidatas, se obtuvieron los resultados presentes en la tabla 4.15.

²Se considero 1 USD = 718 valor al 12.01.2021 \$.

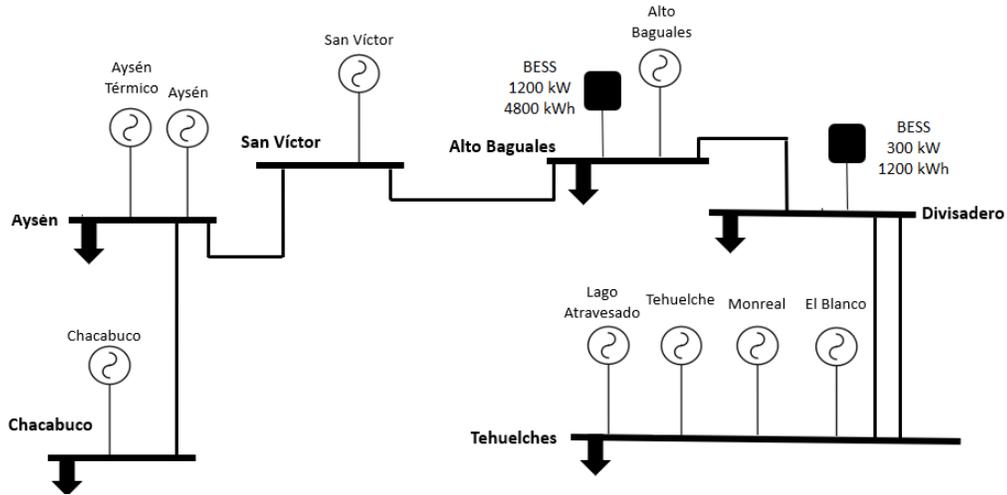


Figura 4.28: Topología caso de estudio 2

Tabla 4.15: Resultados evaluación económica caso de estudio 2

Tecnología	VAN [MMUSD]	TIR [%]	LCOE [USD/MWh]
Ion-Litio	0,1269	9,5	52,44
Iron-Flow	-1,47	-0,5	110,13
Hidrógeno	-1,24	0,8	107,02

Los resultados de este caso de estudio siguen la tendencia obtenida en el caso de estudio 1. De esta manera, la única implementación factible se realiza por medio de la tecnología Ion-Litio.

Con respecto al primer caso de estudio, se obtiene un leve incremento en los indicadores económicos utilizados. Lo anterior, es consecuente con los resultados obtenidos en el proceso de dimensionamiento, ya que al distribuir la capacidad instalada de las unidades de almacenamiento, fue posible aumentar la utilidad del BESS.

Finalmente, al considerar la tarifa del sistema, al igual que en el caso de estudio 1, es posible concluir que el montaje de este caso de estudio con la tecnología Ion-Litio es rentable, ya que su LCOE de 37,651 \$/kWh es menor a la tarifa del sistema.

4.3.4. Caso de estudio 3

El caso de estudio 3 consiste en instalar un BESS de 1200 kW / 4800 kWh en la barra SE Alto Baguales y un BESS de 200 kW / 800 kWh en las barras SE Divisadero y SE Aysén, ver figura 4.29.

Al evaluar el montaje del caso de estudio 2 con las distintas tecnologías consideradas como candidatas, se obtuvieron los resultados presentes en la tabla 4.16.

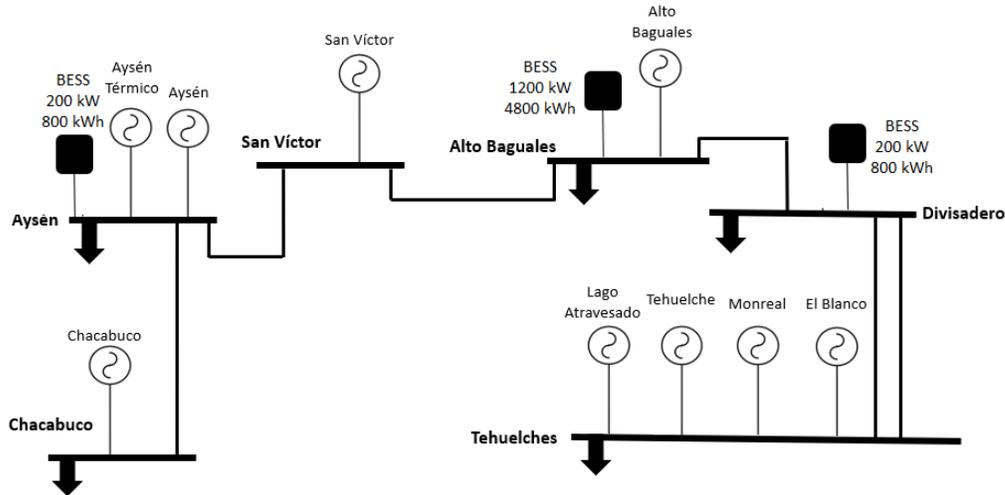


Figura 4.29: Topología caso de estudio 3

Tabla 4.16: Resultados evaluación económica caso de estudio 3

Tecnología	VAN [MMUSD]	TIR [%]	LCOE [USD/MWh]
Ion-Litio	0,1344	9,7	51,98
Iron-Flow	-1,35	-0,3	108,26
Hidrógeno	-1,08	1,4	100,45

Los resultados de este caso de estudio siguen la tendencia obtenida en los casos de estudio 1 y 2. De esta manera, la única implementación factible se realiza por medio de la tecnología Ion-Litio. Además, se refuerza que independiente de la topología seleccionada, la principal barrera de entrada para la incorporación de sistemas de almacenamiento en la operación del sistema mediano es el elevado costo de inversión.

Con respecto al segundo caso de estudio, se obtiene un leve incremento en los indicadores económicos utilizados. Por lo tanto, el tercer caso de estudio es el que presenta un mejor desempeño económico, tal y como se concluyó en la etapa de dimensionamiento. Dicha diferencia corresponde a un aumento del 8,56 % en el VAN del caso de estudio 1 hasta el caso de estudio 3.

Finalmente, al considerar la tarifa del sistema, al igual que en los casos de estudio anteriores, es posible confirmar que el montaje de este caso de estudio con la tecnología ion-litio es rentable, ya que su LCOE de 37,321 \$/kWh es menor a la tarifa del sistema.

4.4. Evaluación técnica

La evaluación técnica de los distintos casos de estudio se realizó mediante un estudio de flujo de potencia realizado sobre el modelo en Digsilent proporcionado por la empresa, ver figura Anexo C. Por medio de este estudio, se analizó el comportamiento de la tensión en

las principales barras del sistema, como también, las cargas o sobrecargas de las líneas del sistema y los transformadores de tres devanados Aysén 33/23 kV y Alto Baguales 33/23 kV.

EL modelo del BESS utilizado consiste en dos partes, la batería y el inversor basado en "Voltage Source Converter (VSC)" con "Pulse Width modulation (PWM)". El modelo de la batería corresponde a una fuente de tensión que depende del estado de carga y posee una resistencia interna constante.

Con el fin de analizar el impacto de la implementación de cada caso de estudio, se estudió en primer lugar el caso base, es decir, la operación del sistema sin unidades de almacenamiento y luego, se comparó con la operación de cada caso de estudio.

El flujo de potencia realizado corresponde a un análisis cuasi-dinámico. En el cual se analizaron vectores de características diarias con resolución horaria generándose 8 escenarios distintos que se detallan en la tabla 3.7.

Mediantes los resultados obtenidos es posible evaluar si los niveles de tensión en las barras del sistema se encuentran en los límites establecidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio [7]. Dicha norma establece que la tensión debe estar entre 0,93 y 1,07 por unidad, para instalaciones del sistema de transmisión con tensión nominal inferior a 200 kV.

4.4.1. Resultados flujos de potencia caso base

En las figuras 4.30, 4.31, 4.32, 4.33, 4.34, 4.35, 4.36 y 4.37 se presentan los resultados de tensión del caso base ante los distintos escenarios. Por su parte, las figuras 4.38, 4.39, 4.40, 4.41, 4.42, 4.43, 4.44 y 4.45 muestran la cargabilidad de los elementos de transmisión del sistema, obtenida en el caso base ante distintos escenarios.

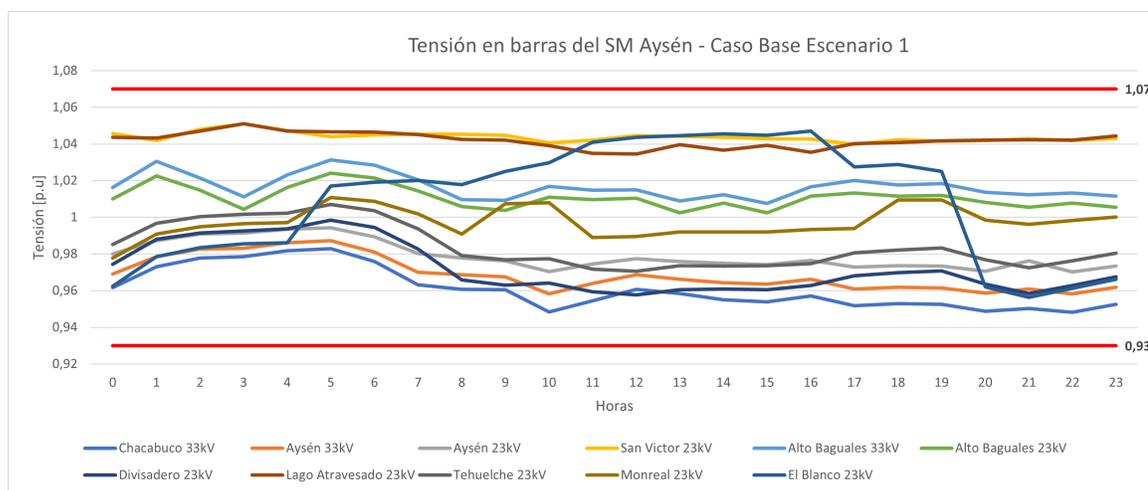


Figura 4.30: Resultados tensión caso base escenario 1

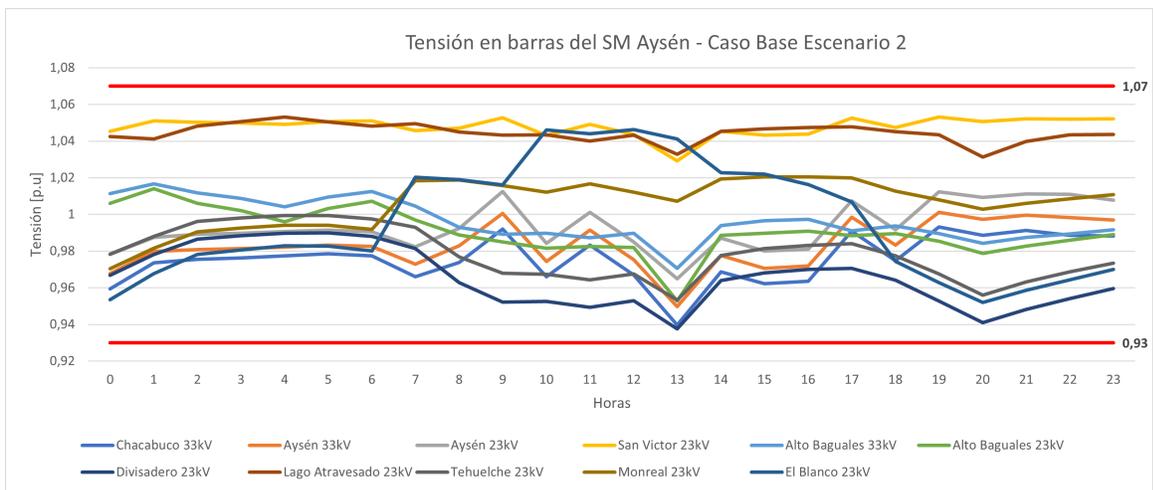


Figura 4.31: Resultados tensión caso base escenario 2

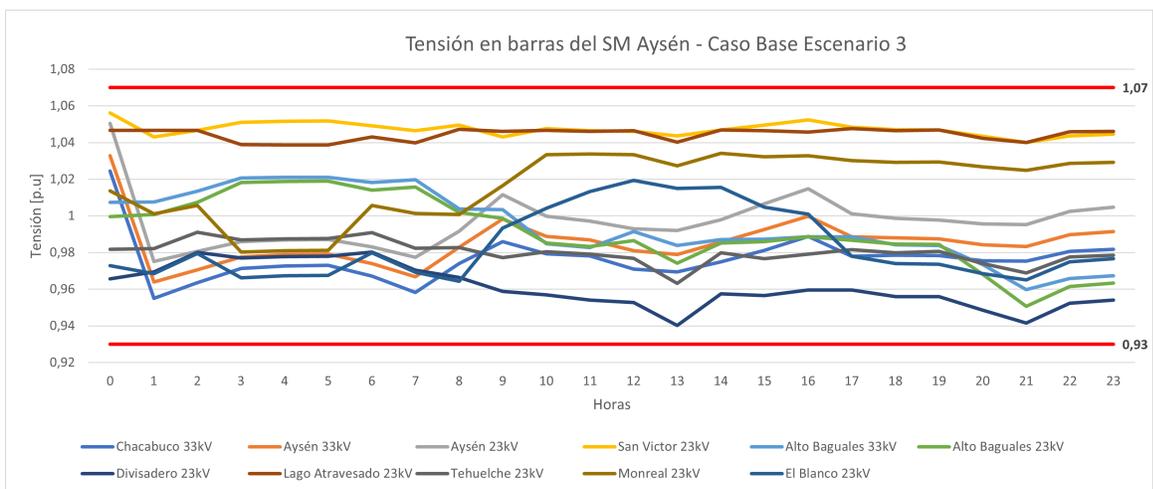


Figura 4.32: Resultados tensión caso base escenario 3

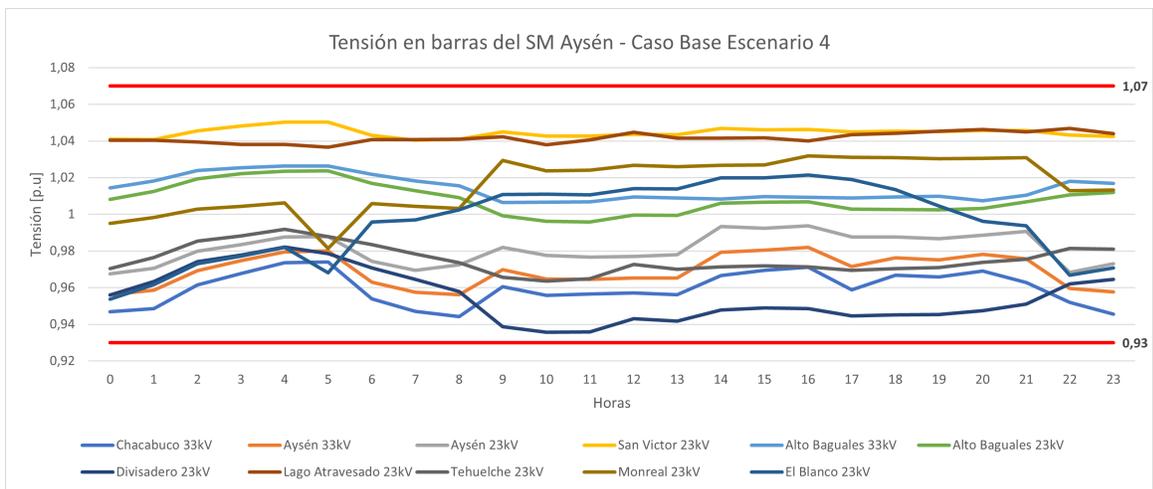


Figura 4.33: Resultados tensión caso base escenario 4

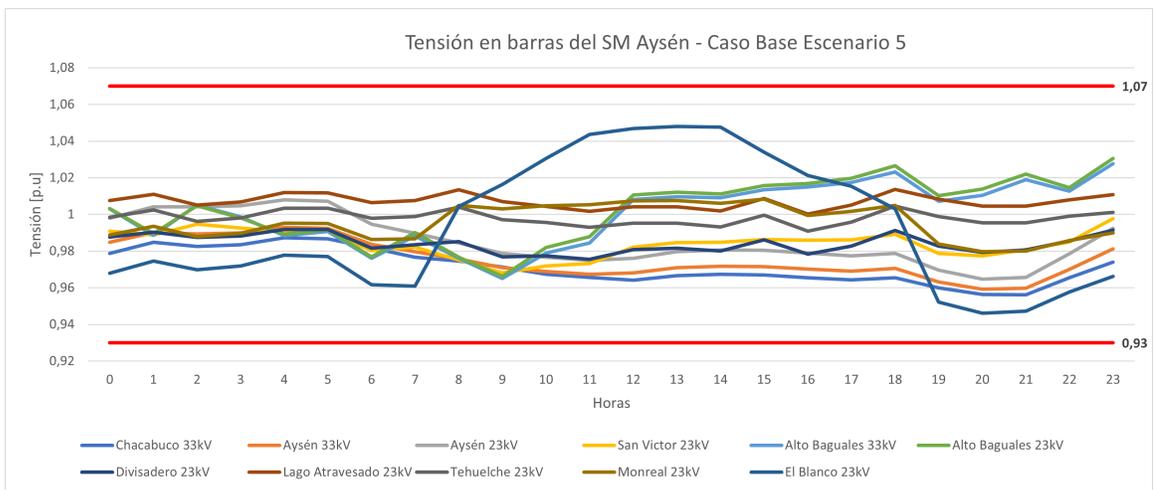


Figura 4.34: Resultados tensión caso base escenario 5

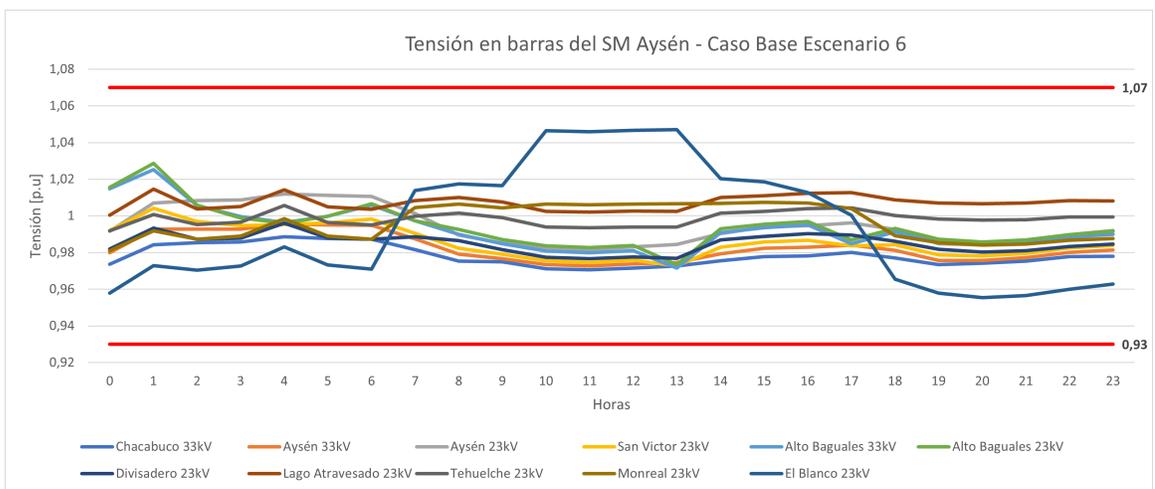


Figura 4.35: Resultados tensión caso base escenario 6

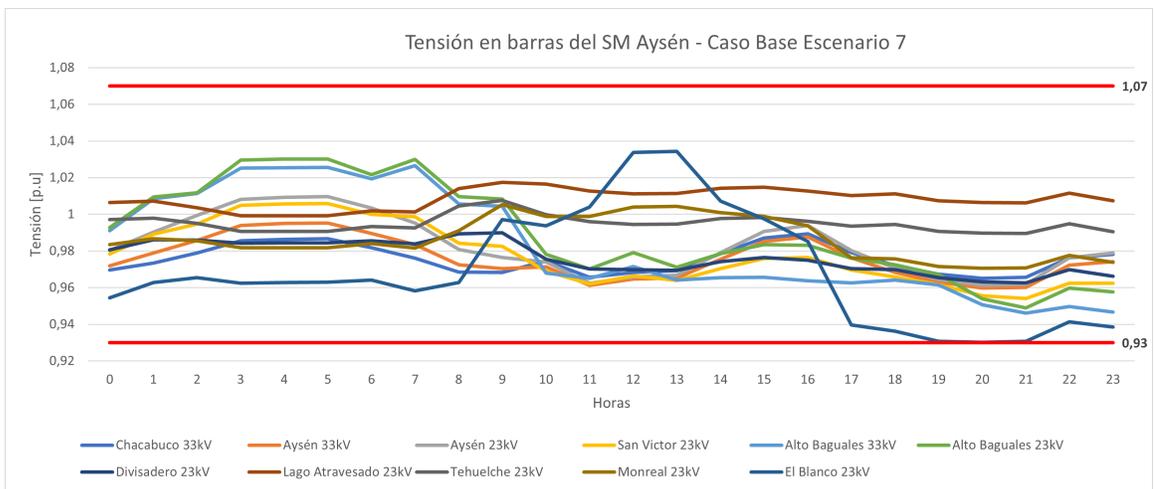


Figura 4.36: Resultados tensión caso base escenario 7

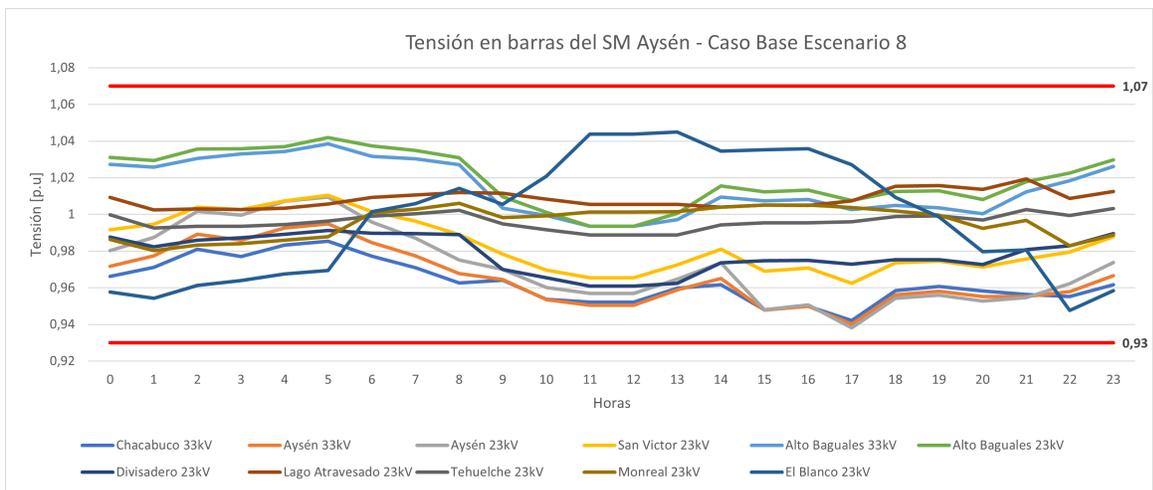


Figura 4.37: Resultados tensión caso base escenario 8

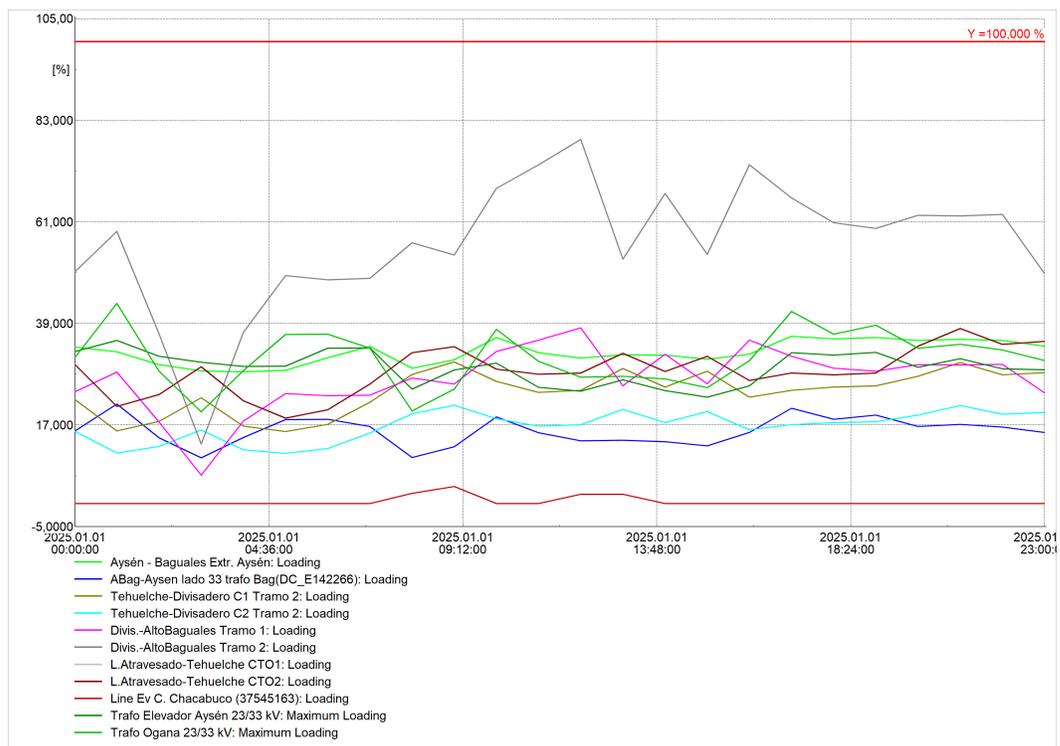


Figura 4.38: Resultados cargabilidad caso base escenario 1

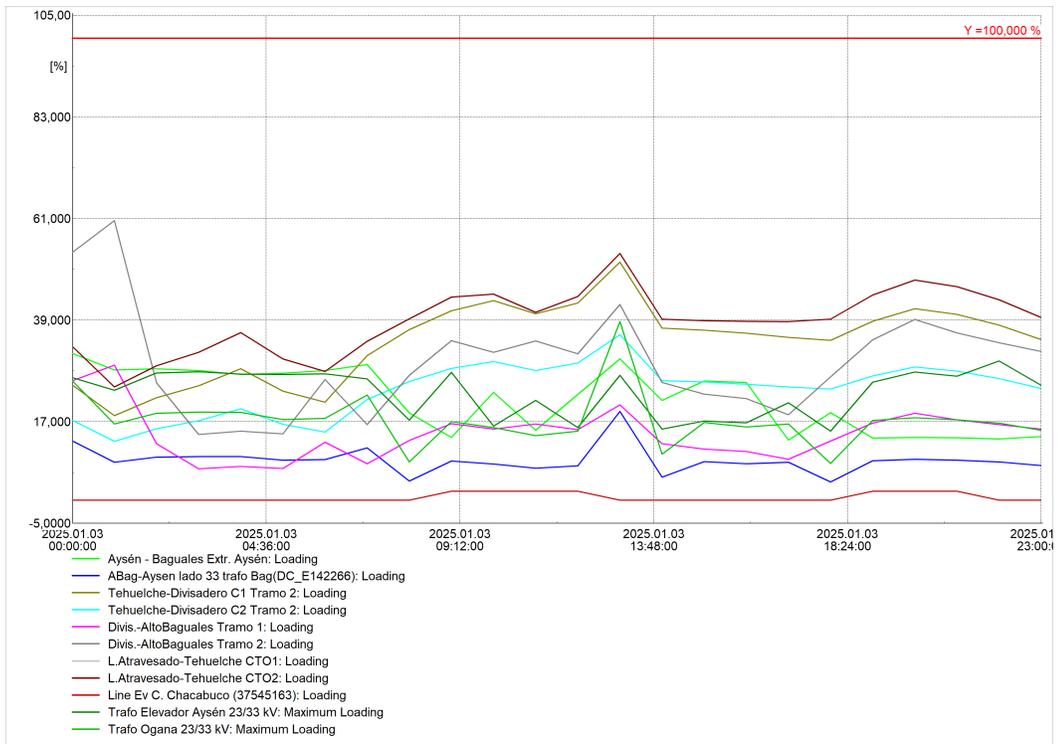


Figura 4.39: Resultados cargabilidad caso base escenario 2

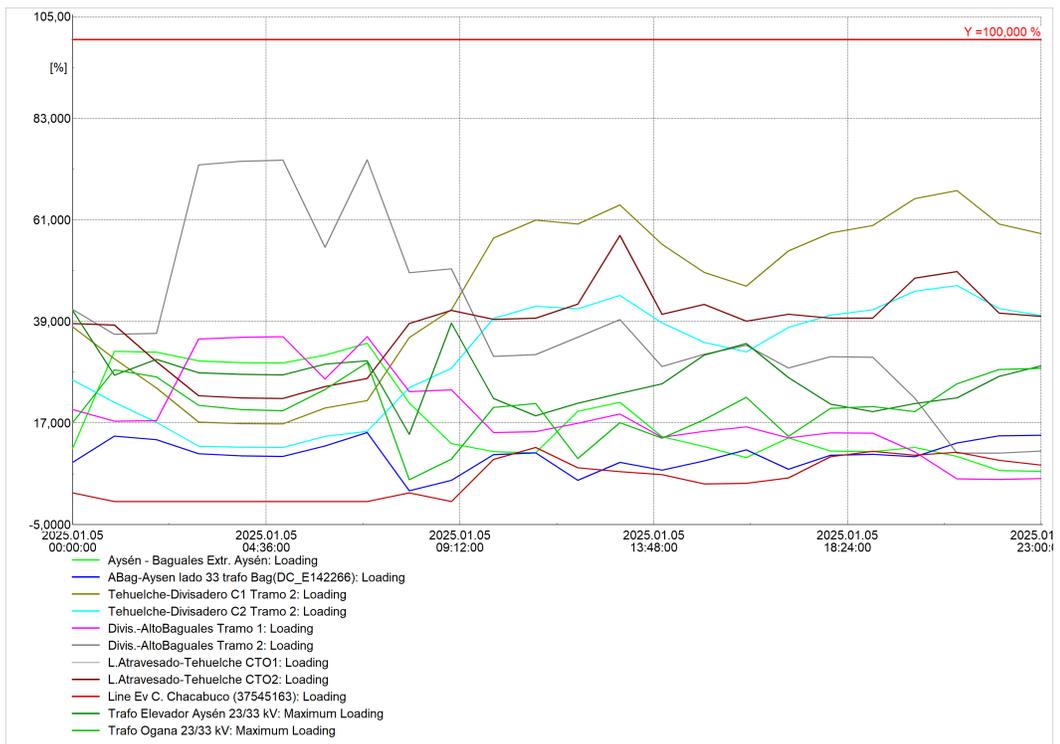


Figura 4.40: Resultados cargabilidad caso base escenario 3

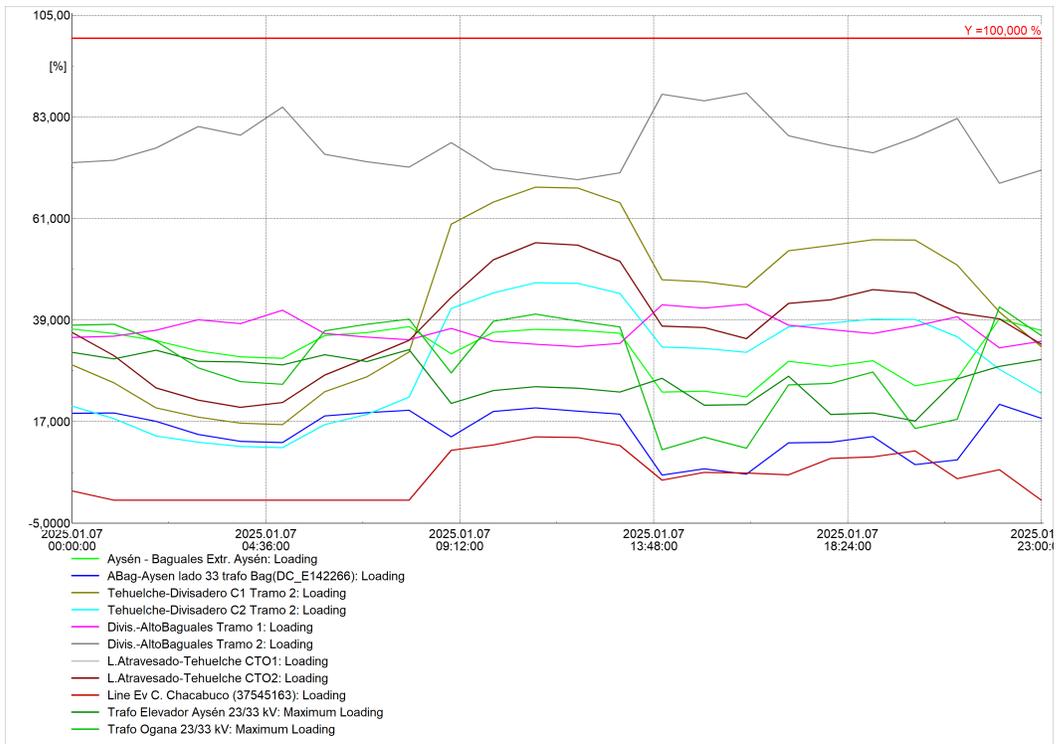


Figura 4.41: Resultados cargabilidad caso base escenario 4

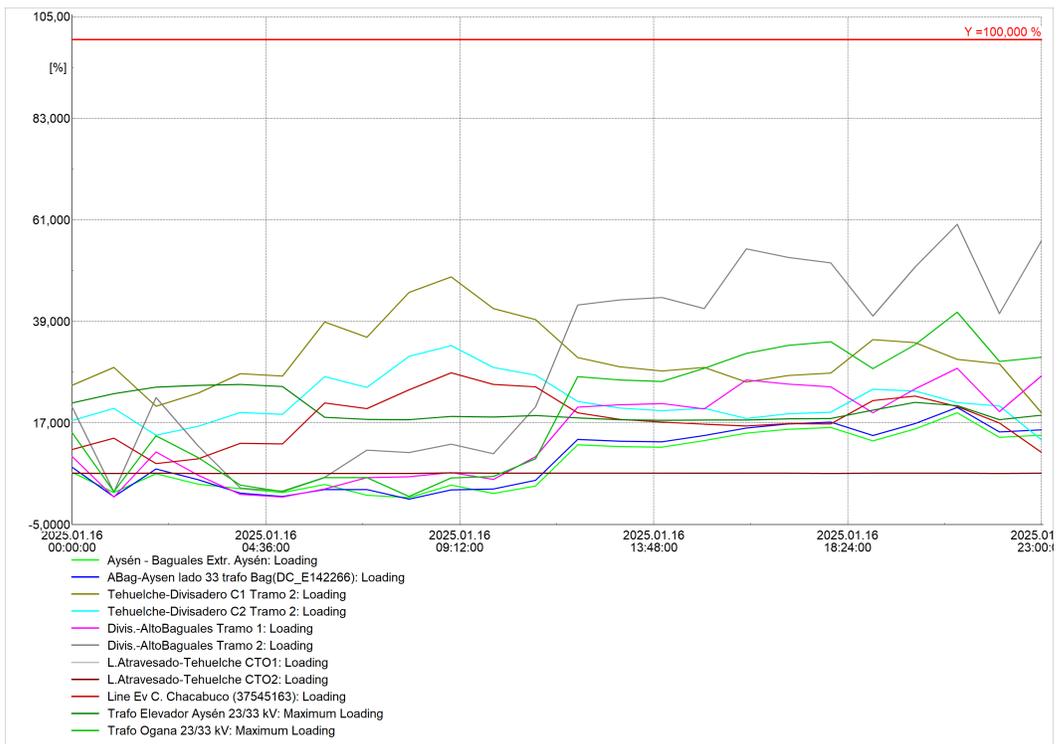


Figura 4.42: Resultados cargabilidad caso base escenario 5

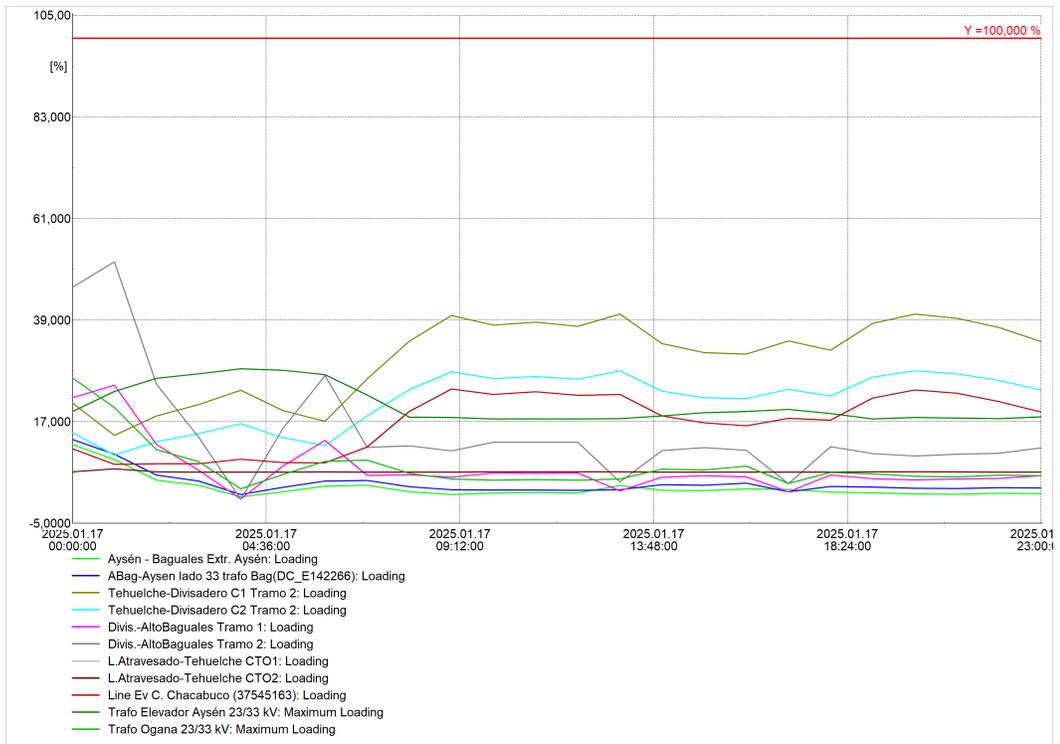


Figura 4.43: Resultados cargabilidad caso base escenario 6

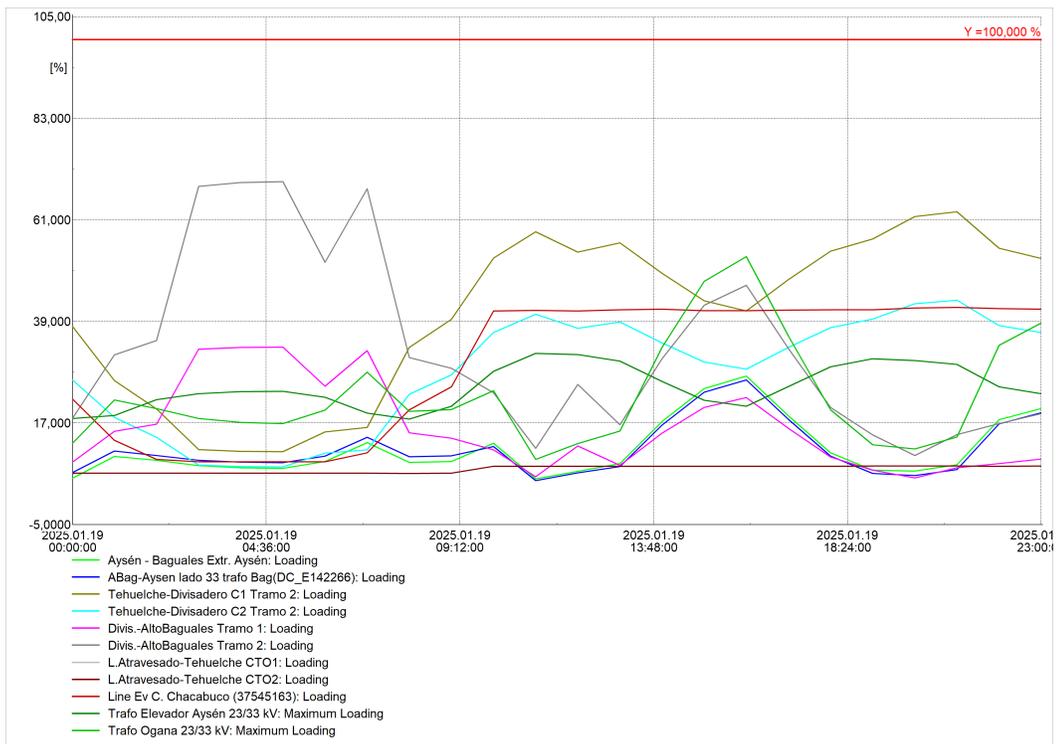


Figura 4.44: Resultados cargabilidad caso base escenario 7

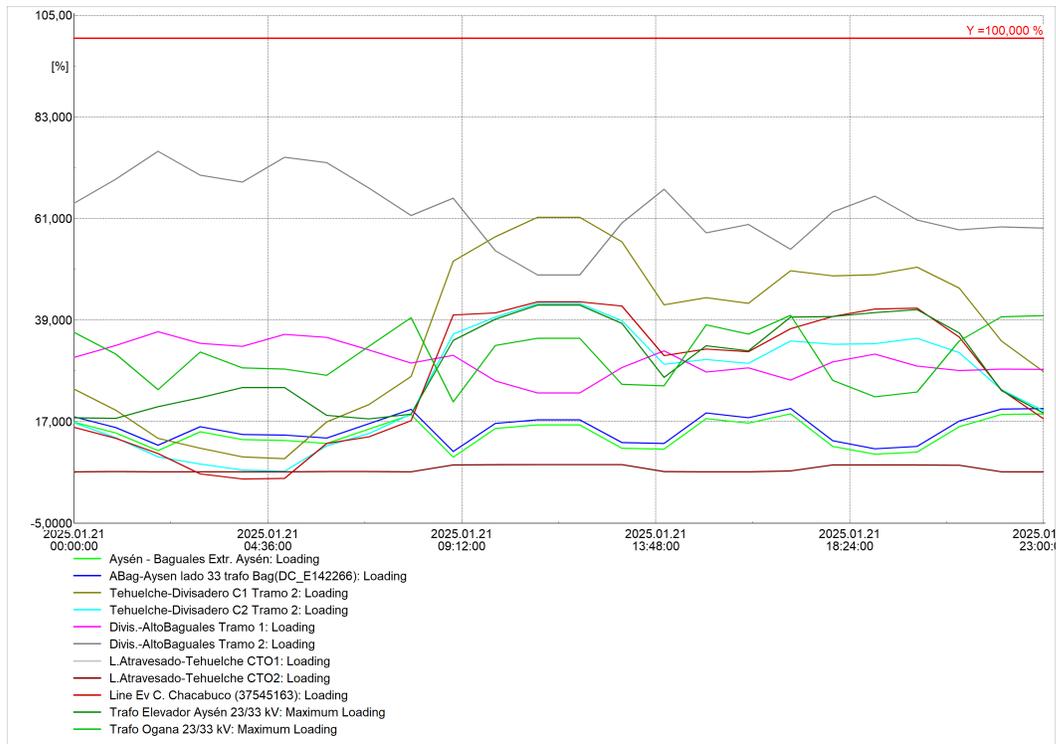


Figura 4.45: Resultados cargabilidad caso base escenario 8

Los resultados del caso base no evidencian niveles de tensión fuera de norma en ninguno de los escenarios. En la barra El Blanco 23kV, ante la simulación del escenario 7, se obtiene una tensión mínima de 0,9302 cercana al límite de subtensión permitido. El cual es el único valor cercano a los límites.

En general, no se observan niveles de cargabilidad altos en los elementos del sistema. La mayoría de estos elementos muestran un nivel de carga inferior al 70 %, tanto para la cargabilidad máxima como para la cargabilidad promedio. El elemento con mayor cargabilidad del sistema corresponde a la línea Alto Baguales - Divisadero (extremo Alto Baguales) el cual presenta un máximo de 88,14 % alcanzado en el escenario 4, por lo cual se recomienda evaluar acciones para aumentar la capacidad de las líneas de interconexión de los subsistemas Aysén y Coyhaique.

Los transformadores de tres devanado del sistema presentan una cargabilidad inferior al 50 %, excepto en el escenario 7 donde el transformador Alto Baguales 33/23 kV alcanza una cargabilidad máxima de 53,3 %.

4.4.2. Resultados flujos de potencia casos de estudio

En las tablas 4.17, 4.30, 4.31, 4.32, 4.33, 4.34, 4.35 y 4.36 se presentan los resultados de tensión de los tres casos de estudio y su comparación con el caso base, ante los distintos escenarios. Por su parte, las tablas 4.37, 4.38, 4.39, 4.40, 4.41, 4.42, 4.43 y 4.44 muestran la cargabilidad de los elementos del sistema obtenidos, tanto en los casos de estudio como en el caso base. En el Anexo D, se adjuntan los resultados diarios para cada caso de estudio y

escenario.

Tabla 4.17: Resumen resultados de tensión en barras del sistema ante escenario 1

Barra	Tensión	Caso Base		Caso de estudio 1		Caso de estudio 2		Caso de estudio 3	
		Tensión mínima [pu]	Tensión máxima [pu]						
Chacabuco	33 kV	0,9481	0,9828	0,9481	0,9810	0,9485	0,9817	0,9485	0,9813
Aysén	33 kV	0,9581	0,9873	0,9581	0,9855	0,9585	0,9862	0,9585	0,9858
Aysén	23 kV	0,9701	0,9943	0,9701	0,9931	0,9704	0,9936	0,9704	0,9933
San Víctor	23 kV	1,0399	1,0509	1,0400	1,0509	1,0403	1,0501	1,0403	1,0511
Alto Baguales	33 kV	1,0077	1,0313	1,0049	1,0305	1,0058	1,0312	1,0058	1,0312
Alto Baguales	23 kV	1,0024	1,0241	0,9976	1,0215	0,9988	1,0225	0,9988	1,0225
Divisadero	23 kV	0,9577	0,9984	0,9577	0,9988	0,9602	0,9989	0,9599	0,9989
Lago Atravesado	23 kV	1,0345	1,0510	1,0322	1,0510	1,0334	1,0526	1,0334	1,0514
Tehuelche	23 kV	0,9705	1,0070	0,9705	1,0077	0,9733	1,0078	0,9724	1,0078
Monreal	23 kV	0,9779	1,0107	0,9779	1,0113	0,9800	1,0114	0,9800	1,0114
El Blanco	23 kV	0,9555	1,0420	0,9560	1,0462	0,9576	1,0473	0,9576	1,0473

Tabla 4.18: Resumen resultados de tensión en barras del sistema ante escenario 2

Barra	Tensión	Caso Base		Caso de estudio 1		Caso de estudio 2		Caso de estudio 3	
		Tensión mínima [pu]	Tensión máxima [pu]						
Chacabuco	33 kV	0,9396	0,9931	0,9369	0,9952	0,9386	0,9957	0,9393	0,9956
Aysén	33 kV	0,9498	1,0012	0,9471	1,0037	0,9487	1,0042	0,9494	1,0041
Aysén	23 kV	0,9648	1,0125	0,9630	1,0157	0,9641	1,0162	0,9646	1,0161
San Víctor	23 kV	1,0293	1,0531	1,0268	1,0551	1,0283	1,0554	1,0290	1,0553
Alto Baguales	33 kV	0,9706	1,0166	0,9646	1,0166	0,9683	1,0176	0,9698	1,0176
Alto Baguales	23 kV	0,9526	1,0140	0,9442	1,0131	0,9492	1,0143	0,9512	1,0143
Divisadero	23 kV	0,9376	0,9900	0,9335	0,9901	0,9367	0,9915	0,9399	0,9915
Lago Atravesado	23 kV	1,0313	1,0532	1,0313	1,0530	1,0325	1,0535	1,0325	1,0537
Tehuelche	23 kV	0,9533	0,9994	0,9499	0,9995	0,9526	1,0009	0,9553	1,0008
Monreal	23 kV	0,9704	1,0205	0,9704	1,0205	0,9726	1,0214	0,9726	1,0212
El Blanco	23 kV	0,9520	1,0462	0,9520	1,0464	0,9539	1,0471	0,9539	1,0471

Tabla 4.19: Resumen resultados de tensión en barras del sistema ante escenario 3

Barra	Tensión	Caso Base		Caso de estudio 1		Caso de estudio 2		Caso de estudio 3	
		Tensión mínima [pu]	Tensión máxima [pu]						
Chacabuco	33 kV	0,9551	1,0245	0,9531	1,0245	0,9524	1,0250	0,9551	1,0229
Aysén	33 kV	0,9639	1,0327	0,9620	1,0327	0,9612	1,0332	0,9639	1,0312
Aysén	23 kV	0,9752	1,0505	0,9739	1,0505	0,9734	1,0510	0,9753	1,0489
San Víctor	23 kV	1,0399	1,0561	1,0400	1,0561	1,0406	1,0565	1,0406	1,0550
Alto Baguales	33 kV	0,9598	1,0211	0,9599	1,0210	0,9623	1,0216	0,9618	1,0215
Alto Baguales	23 kV	0,9506	1,0189	0,9507	1,0176	0,9542	1,0183	0,9534	1,0183
Divisadero	23 kV	0,9403	0,9803	0,9415	0,9805	0,9434	0,9819	0,9427	0,9820
Lago Atravesado	23 kV	1,0387	1,0476	1,0380	1,0486	1,0387	1,0491	1,0388	1,0487
Tehuelche	23 kV	0,9631	0,9910	0,9643	0,9914	0,9657	0,9924	0,9652	0,9925
Monreal	23 kV	0,9803	1,0341	0,9810	1,0341	0,9824	1,0344	0,9821	1,0343
El Blanco	23 kV	0,9643	1,0193	0,9641	1,0193	0,9652	1,0197	0,9649	1,0197

Tabla 4.20: Resumen resultados de tensión en barras del sistema ante escenario 4

Barra	Tensión	Caso Base		Caso de estudio 1		Caso de estudio 2		Caso de estudio 3	
		Tensión mínima [pu]	Tensión máxima [pu]						
Chacabuco	33 kV	0,9443	0,9740	0,9445	0,9740	0,9448	0,9744	0,9447	0,9743
Aysén	33 kV	0,9561	0,9820	0,9561	0,9821	0,9565	0,9823	0,9563	0,9821
Aysén	23 kV	0,9675	0,9937	0,9675	0,9937	0,9678	0,9938	0,9677	0,9937
San Víctor	23 kV	1,0404	1,0509	1,0403	1,0503	1,0406	1,0507	1,0406	1,0505
Alto Baguales	33 kV	1,0065	1,0264	1,0028	1,0265	1,0034	1,0275	1,0040	1,0270
Alto Baguales	23 kV	0,9959	1,0236	0,9902	1,0224	0,9918	1,0238	0,9903	1,0232
Divisadero	23 kV	0,9357	0,9822	0,9353	0,9823	0,9360	0,9843	0,9362	0,9836
Lago Atravesado	23 kV	1,0365	1,0469	1,0348	1,0462	1,0348	1,0466	1,0371	1,0465
Tehuelche	23 kV	0,9635	0,9918	0,9625	0,9919	0,9628	0,9935	0,9642	0,9929
Monreal	23 kV	0,9815	1,0318	0,9815	1,0317	0,9836	1,0321	0,9829	1,0320
El Blanco	23 kV	0,9538	1,0470	0,9538	1,0213	0,9554	1,0218	0,9548	1,0217

Tabla 4.21: Resumen resultados de tensión en barras del sistema ante escenario 5

Barra	Tensión	Caso Base		Caso de estudio 1		Caso de estudio 2		Caso de estudio 3	
		Tensión mínima [pu]	Tensión máxima [pu]						
Chacabuco	33 kV	0,9561	0,9872	0,9577	0,9857	0,9581	0,9874	0,9599	0,9878
Aysén	33 kV	0,9591	0,9929	0,9602	0,9910	0,9607	0,9931	0,9629	0,9937
Aysén	23 kV	0,9646	1,0079	0,9666	1,0060	0,9672	1,0081	0,9694	1,0087
San Víctor	23 kV	0,9976	0,9681	0,9702	0,9976	0,9690	0,9981	0,9727	1,0002
Alto Baguales	33 kV	0,9650	1,0276	0,9640	1,0276	0,9665	1,0283	0,9674	1,0298
Alto Baguales	23 kV	0,9662	1,0305	0,9616	1,0292	0,9647	1,0302	0,9650	1,0312
Divisadero	23 kV	0,9755	0,9919	0,9755	0,9915	0,9777	0,9926	0,9773	0,9925
Lago Atravesado	23 kV	1,0001	1,0137	0,9987	1,0137	1,0005	1,0145	1,0003	1,0144
Tehuelche	23 kV	0,9908	1,0045	0,9896	1,0047	0,9914	1,0055	0,9912	1,0055
Monreal	23 kV	0,9796	1,0082	0,9785	1,0086	0,9800	1,0095	0,9798	1,0094
El Blanco	23 kV	0,9461	1,0480	0,9450	1,0480	0,9465	1,0486	0,9464	1,0486

Tabla 4.22: Resumen resultados de tensión en barras del sistema ante escenario 6

Barra	Tensión	Caso Base		Caso de estudio 1		Caso de estudio 2		Caso de estudio 3	
		Tensión mínima [pu]	Tensión máxima [pu]						
Chacabuco	33 kV	0,9705	0,9886	0,9709	0,9888	0,9713	0,9889	0,9730	0,9902
Aysén	33 kV	0,9726	0,9956	0,9730	0,9959	0,9736	0,9960	0,9758	0,9977
Aysén	23 kV	0,9815	1,0118	0,9822	1,0121	0,9828	1,0122	0,9850	1,0139
San Víctor	23 kV	0,9727	1,0042	0,9704	1,0042	0,9721	1,0046	0,9734	1,0064
Alto Baguales	33 kV	0,9716	1,0252	0,9679	1,0252	0,9706	1,0259	0,9709	1,0269
Alto Baguales	23 kV	0,9734	1,0286	0,9686	1,0275	0,9720	1,0283	0,9716	1,0288
Divisadero	23 kV	0,9767	0,9960	0,9764	0,9961	0,9778	0,9966	0,9777	0,9968
Lago Atravesado	23 kV	1,0004	1,0145	1,0004	1,0145	1,0023	1,0153	1,0020	1,0154
Tehuelche	23 kV	0,9919	1,0057	0,9921	1,0059	0,9939	1,0063	0,9937	1,0065
Monreal	23 kV	0,9810	1,0073	0,9810	1,0073	0,9829	1,0080	0,9826	1,0080
El Blanco	23 kV	0,9553	1,0470	0,9553	1,0471	0,9567	1,0476	0,9565	1,0476

Tabla 4.23: Resumen resultados de tensión en barras del sistema ante escenario 7

Barra	Tensión	Caso Base		Caso de estudio 1		Caso de estudio 2		Caso de estudio 3	
		Tensión mínima [pu]	Tensión máxima [pu]						
Chacabuco	33 kV	0,9650	0,9894	0,9653	0,9894	0,9658	0,9898	0,9675	0,9915
Aysén	33 kV	0,9598	0,9953	0,9601	0,9950	0,9607	0,9946	0,9630	0,9975
Aysén	23 kV	0,9613	1,0097	0,9617	1,0093	0,9623	1,0090	0,9646	0,9646
San Víctor	23 kV	0,9540	1,0059	0,9541	1,0057	0,9558	1,0060	0,9576	1,0081
Alto Baguales	33 kV	0,9461	1,0265	0,9427	1,0255	0,9441	1,0268	0,9450	1,0276
Alto Baguales	23 kV	0,9490	1,0302	0,9491	1,0288	0,9526	1,0303	0,9528	1,0307
Divisadero	23 kV	0,9625	0,9899	0,9626	0,9900	0,9649	0,9913	0,9646	0,9912
Lago Atravesado	23 kV	0,9992	1,0174	0,9992	1,0165	1,0011	1,0182	1,0008	1,0180
Tehuelche	23 kV	0,9895	1,0076	0,9901	1,0071	0,9917	1,0087	0,9915	1,0086
Monreal	23 kV	0,9706	1,0054	0,9707	1,0045	0,9722	1,0061	0,9720	1,0060
El Blanco	23 kV	0,9302	1,0343	0,9302	1,0340	0,9318	1,0347	0,9316	1,0346

Tabla 4.24: Resumen resultados de tensión en barras del sistema ante escenario 8

Barra	Tensión	Caso Base		Caso de estudio 1		Caso de estudio 2		Caso de estudio 3	
		Tensión mínima [pu]	Tensión máxima [pu]						
Chacabuco	33 kV	0,9421	0,9853	0,9421	0,9831	0,9425	0,9835	0,9444	0,9861
Aysén	33 kV	0,9401	0,9949	0,9401	0,9924	0,9406	0,9928	0,9431	0,9958
Aysén	23 kV	0,9382	1,0095	0,9382	1,0069	0,9387	1,0074	0,9412	1,0104
San Víctor	23 kV	0,9625	1,0104	0,9625	1,0071	0,9632	1,0077	0,9651	1,0101
Alto Baguales	33 kV	0,9935	1,0385	1,0001	1,0340	1,0010	1,0348	1,0017	1,0362
Alto Baguales	23 kV	0,9936	1,0420	1,0005	1,0351	1,0016	1,0360	1,0019	1,0367
Divisadero	23 kV	0,9609	0,9913	0,9620	0,9917	0,9633	0,9928	0,9632	0,9930
Lago Atravesado	23 kV	1,0024	1,0192	1,0030	1,0192	1,0046	1,0204	1,0043	1,0202
Tehuelche	23 kV	0,9887	1,0031	0,9896	1,0034	0,9906	1,0043	0,9905	1,0042
Monreal	23 kV	0,9803	1,0060	0,9809	1,0062	0,9825	1,0070	0,9823	1,0070
El Blanco	23 kV	0,9476	1,0470	0,9476	1,0471	0,9488	1,0473	0,9487	1,0475

Tabla 4.25: Resumen resultados de cargabilidad de elementos del sistema ante escenario 1

Línea o transformador	Caso Base		Caso de estudio 1		Caso de estudio 2		Caso de estudio 3	
	Potencia promedio [%]	Potencia máxima [%]						
Línea Ev C. Chacabuco	0,41	3,68	0,41	3,68	0,41	3,68	0,41	3,68
Aysén - Alto Baguales (Extr. Aysén)	32,69	36,17	32,70	36,08	32,67	36,04	32,67	36,04
Aysén - Alto Baguales (Extr. Baguales)	15,71	21,50	15,76	21,50	15,63	21,37	15,61	21,50
Alto Baguales - Divisadero (Extr. Baguales)	55,98	78,84	55,62	88,73	55,81	86,65	55,67	86,65
Alto Baguales - Divisadero (Extr. Divisadero)	26,96	38,02	26,79	42,84	26,88	41,83	26,81	41,83
Tehuelche - Divisadero C1	24,13	30,63	24,30	31,09	24,08	30,88	23,87	30,88
Tehuelche - Divisadero C2	16,78	21,29	16,90	21,61	16,75	21,46	16,60	21,46
L. Atravesado - Tehuelche C1	28,66	37,85	28,91	35,05	28,75	34,82	28,45	34,50
L. Atravesado - Tehuelche C2	28,69	37,89	28,95	35,09	28,78	34,86	28,48	34,54
Transformador 3D Aysén 33/23	29,46	35,33	29,46	35,33	29,34	35,33	29,32	35,23
Transformador 3D Alto Baguales 33/23	31,64	43,30	31,73	43,30	31,73	43,03	31,43	43,03

Tabla 4.26: Resumen resultados de cargabilidad de elementos del sistema ante escenario 2

Línea o transformador	Caso Base		Caso de estudio 1		Caso de estudio 2		Caso de estudio 3	
	Potencia promedio [%]	Potencia máxima [%]						
Línea Ev C. Chacabuco	0,56	1,96	0,56	1,96	0,56	1,95	0,56	1,95
Aysén - Alto Baguales (Extr. Aysén)	21,88	31,77	21,91	31,77	21,88	31,73	21,87	31,73
Aysén - Alto Baguales (Extr. Baguales)	8,62	19,21	8,76	20,96	8,56	19,88	8,52	19,43
Alto Baguales - Divisadero (Extr. Baguales)	29,98	60,54	30,76	60,54	29,62	60,78	29,60	60,78
Alto Baguales - Divisadero (Extr. Divisadero)	14,40	29,21	14,79	29,21	14,23	29,32	14,22	29,32
Tehuelche - Divisadero C1	34,31	51,53	34,43	54,29	34,25	54,00	33,99	52,29
Tehuelche - Divisadero C2	23,84	35,79	23,93	37,71	23,80	37,51	23,62	36,33
L. Atravesado - Tehuelche C1	38,70	53,37	38,87	56,53	38,67	56,19	38,35	54,23
L. Atravesado - Tehuelche C2	38,74	53,43	38,92	56,60	38,71	56,26	38,40	54,29
Transformador 3D Aysén 33/23	23,30	30,11	23,43	30,11	23,29	30,11	23,25	30,11
Transformador 3D Alto Baguales 33/23	17,36	38,68	17,65	42,20	17,24	40,02	17,15	39,13

Tabla 4.27: Resumen resultados de cargabilidad de elementos del sistema ante escenario 3

Línea o transformador	Caso Base		Caso de estudio 1		Caso de estudio 2		Caso de estudio 3	
	Potencia promedio [%]	Potencia máxima [%]						
Línea Ev C. Chacabuco	4,79	11,72	4,78	11,72	4,78	11,72	4,78	11,72
Aysén - Alto Baguales (Extr. Aysén)	18,10	34,25	18,11	34,41	18,11	34,39	18,10	34,39
Aysén - Alto Baguales (Extr. Baguales)	9,94	14,92	9,88	15,58	9,86	15,51	9,85	15,45
Alto Baguales - Divisadero (Extr. Baguales)	39,26	73,96	38,27	73,67	38,42	73,17	38,36	73,79
Alto Baguales - Divisadero (Extr. Divisadero)	18,80	35,69	18,33	35,58	18,40	35,33	18,37	35,64
Tehuelche - Divisadero C1	45,02	67,29	45,03	67,24	44,61	66,10	44,68	66,32
Tehuelche - Divisadero C2	31,28	46,74	31,29	46,70	30,99	45,91	31,04	46,07
L. Atravesado - Tehuelche C1	37,74	57,51	37,73	51,20	37,42	51,10	37,45	51,99
L. Atravesado - Tehuelche C2	37,78	57,58	37,77	51,26	37,46	51,16	37,49	52,05
Transformador 3D Aysén 33/23	26,66	41,40	26,71	41,40	26,67	41,40	26,64	41,42
Transformador 3D Alto Baguales 33/23	20,01	30,04	19,90	31,37	19,86	31,24	19,84	31,12

Tabla 4.28: Resumen resultados de cargabilidad de elementos del sistema ante escenario 4

Línea o transformador	Caso Base		Caso de estudio 1		Caso de estudio 2		Caso de estudio 3	
	Potencia promedio [%]	Potencia máxima [%]						
Línea Ev C. Chacabuco	5,24	13,69	5,26	13,85	5,24	13,66	5,25	13,84
Aysén - Alto Baguales (Extr. Aysén)	32,28	39,22	32,32	39,13	32,28	39,08	32,29	39,11
Aysén - Alto Baguales (Extr. Baguales)	14,71	20,77	14,84	20,76	14,69	20,31	14,74	20,74
Alto Baguales - Divisadero (Extr. Baguales)	76,77	88,14	75,64	90,17	75,70	90,70	75,47	88,17
Alto Baguales - Divisadero (Extr. Divisadero)	36,93	42,42	36,39	43,37	36,41	43,62	36,30	42,43
Tehuelche - Divisadero C1	42,49	67,79	42,90	70,47	42,61	69,44	42,67	70,55
Tehuelche - Divisadero C2	29,53	47,09	29,81	48,95	29,61	48,23	29,65	49,00
L. Atravesado - Tehuelche C1	37,71	55,64	38,26	59,51	38,13	58,94	38,16	59,83
L. Atravesado - Tehuelche C2	37,75	55,71	38,31	59,58	38,18	59,01	38,21	59,90
Transformador 3D Aysén 33/23	26,24	32,59	26,30	32,69	26,22	32,60	26,24	32,53
Transformador 3D Alto Baguales 33/23	29,61	41,83	29,87	41,81	29,58	40,89	29,68	41,76

Tabla 4.29: Resumen resultados de cargabilidad de elementos del sistema ante escenario 5

Línea o transformador	Caso Base		Caso de estudio 1		Caso de estudio 2		Caso de estudio 3	
	Potencia promedio [%]	Potencia máxima [%]						
Línea Ev C. Chacabuco	17,70	27,88	17,67	27,81	17,65	27,85	17,58	27,69
Aysén - Alto Baguales (Extr. Aysén)	8,71	19,20	8,78	18,90	8,77	18,88	8,75	18,90
Aysén - Alto Baguales (Extr. Baguales)	9,34	20,35	9,39	20,07	9,38	20,05	9,34	20,06
Alto Baguales - Divisadero (Extr. Baguales)	29,66	60,03	32,04	73,99	31,53	72,51	31,35	72,45
Alto Baguales - Divisadero (Extr. Divisadero)	14,24	28,85	15,43	35,62	15,18	34,90	15,09	34,88
Tehuelche - Divisadero C1	31,26	48,61	31,52	46,73	31,22	47,27	31,22	45,78
Tehuelche - Divisadero C2	21,73	33,77	21,91	32,47	21,70	32,84	21,70	31,80
L. Atravesado - Tehuelche C1	6,10	6,17	6,11	6,17	6,10	6,16	6,10	6,16
L. Atravesado - Tehuelche C2	6,11	6,17	6,11	6,17	6,11	6,16	6,11	6,17
Transformador 3D Aysén 33/23	19,86	25,35	19,85	25,35	19,86	25,35	19,87	25,36
Transformador 3D Alto Baguales 33/23	18,81	40,98	18,91	40,42	18,88	40,38	18,82	40,39

Tabla 4.30: Resumen resultados de cargabilidad de elementos del sistema ante escenario 6

Línea o transformador	Caso Base		Caso de estudio 1		Caso de estudio 2		Caso de estudio 3	
	Potencia promedio [%]	Potencia máxima [%]						
Línea Ev C. Chacabuco	16,74	24,02	16,72	23,90	16,72	23,89	16,75	23,83
Aysén - Alto Baguales (Extr. Aysén)	2,74	12,04	2,97	12,04	2,97	11,94	2,89	12,05
Aysén - Alto Baguales (Extr. Baguales)	3,64	13,14	3,82	13,14	3,83	13,06	3,73	13,15
Alto Baguales - Divisadero (Extr. Baguales)	14,73	51,60	15,19	51,60	14,90	51,58	14,89	51,50
Alto Baguales - Divisadero (Extr. Divisadero)	6,98	24,87	7,21	24,87	7,06	24,86	7,07	24,82
Tehuelche - Divisadero C1	30,96	40,31	31,07	42,38	30,82	42,13	30,83	42,16
Tehuelche - Divisadero C2	21,52	28,01	21,60	29,44	21,42	29,27	21,43	29,29
L. Atravesado - Tehuelche C1	6,11	6,80	6,12	6,80	6,11	6,80	6,11	6,80
L. Atravesado - Tehuelche C2	6,12	6,81	6,12	6,81	6,12	6,81	6,12	6,81
Transformador 3D Aysén 33/23	20,54	28,45	20,54	28,45	20,54	28,45	20,56	28,45
Transformador 3D Alto Baguales 33/23	7,32	26,47	7,70	26,47	7,71	26,30	7,51	26,47

Tabla 4.31: Resumen resultados de cargabilidad de elementos del sistema ante escenario 7

Línea o transformador	Caso Base		Caso de estudio 1		Caso de estudio 2		Caso de estudio 3	
	Potencia promedio [%]	Potencia máxima [%]						
Línea Ev C. Chacabuco	29,81	42,01	29,80	42,01	29,78	41,92	29,71	41,75
Aysén - Alto Baguales (Extr. Aysén)	11,41	27,14	11,50	27,14	11,62	27,25	11,42	26,93
Aysén - Alto Baguales (Extr. Baguales)	11,47	26,33	11,55	26,33	11,69	26,45	11,47	26,12
Alto Baguales - Divisadero (Extr. Baguales)	33,17	69,28	32,75	69,05	32,95	68,15	32,66	68,88
Alto Baguales - Divisadero (Extr. Divisadero)	15,93	33,45	15,74	33,34	15,83	32,90	15,69	33,25
Tehuelche - Divisadero C1	40,29	62,75	40,40	62,69	39,85	61,64	39,89	61,67
Tehuelche - Divisadero C2	27,99	43,59	28,07	43,55	27,69	42,81	27,72	42,84
L. Atravesado - Tehuelche C1	7,00	7,66	7,00	7,66	6,99	7,65	6,99	7,65
L. Atravesado - Tehuelche C2	7,01	7,67	7,01	7,67	7,00	7,66	7,00	7,66
Transformador 3D Aysén 33/23	24,75	32,06	24,75	32,05	24,74	32,03	24,72	31,97
Transformador 3D Alto Baguales 33/23	23,10	53,03	23,26	53,03	23,54	53,26	23,09	52,61

Tabla 4.32: Resumen resultados de cargabilidad de elementos del sistema ante escenario 8

Línea o transformador	Caso Base		Caso de estudio 1		Caso de estudio 2		Caso de estudio 3	
	Potencia promedio [%]	Potencia máxima [%]						
Línea Ev C. Chacabuco	26,60	42,93	26,56	42,62	26,53	42,58	26,37	42,37
Aysén - Alto Baguales (Extr. Aysén)	14,45	18,69	14,43	18,69	14,41	18,66	14,40	18,69
Aysén - Alto Baguales (Extr. Baguales)	15,63	19,86	15,60	19,86	15,58	19,82	15,57	19,83
Alto Baguales - Divisadero (Extr. Baguales)	62,77	75,53	62,34	68,43	62,33	68,44	62,26	68,37
Alto Baguales - Divisadero (Extr. Divisadero)	30,15	36,46	29,94	32,80	29,94	32,80	29,91	32,77
Tehuelche - Divisadero C1	36,35	61,23	36,27	57,81	36,00	58,38	35,88	58,09
Tehuelche - Divisadero C2	25,26	42,53	25,21	40,16	25,02	40,55	24,94	40,35
L. Atravesado - Tehuelche C1	6,71	7,67	6,70	7,67	6,70	7,66	6,70	7,66
L. Atravesado - Tehuelche C2	6,72	7,68	6,71	7,68	6,71	7,67	6,71	7,67
Transformador 3D Aysén 33/23	29,58	42,19	29,50	41,78	29,48	41,72	29,39	41,43
Transformador 3D Alto Baguales 33/23	31,47	39,99	31,42	39,99	31,38	39,92	31,35	39,94

La operación de las baterías no generan subtensiones o sobretensiones en las barras del sistema. Los niveles de tensión de riesgo identificados en la barra El Blanco en el escenario

7, no son completamente solucionados con la incorporación de unidades de almacenamiento. En el caso de estudio 1, el nivel de tensión mínimo se mantiene, mientras que en los casos de estudio 2 y 3, dicho mínimo aumenta a 0,9318.

En general, la operación de las baterías no modifica los niveles de tensión obtenidos para el caso base. Al comparar los resultados obtenidos para cada caso de estudio (con unidades de almacenamiento), no se evidencian diferencias significativas en los niveles de tensión obtenidos. Lo anterior, se asocia a la baja capacidad instalada de los BESS localizados en las barras Aysén 23kV y Divisadero 23kV.

Sin embargo, la operación de los BESS en los distintos casos de estudio generan un aumento en la cargabilidad media y máxima de los elementos cercanos a su localización, en particular, la línea Alto Baguales - Divisadero (ext. Alto Baguales). Solo en los escenarios 7 y 8, se demuestra una disminución significativa en la cargabilidad. El aumento de la cargabilidad media evidencia un mejor aprovechamiento de la infraestructura de transmisión disponible en la zona, lo cual se asocia a la prestación arbitraje de energía realizada por los BESS instalados.

La operación de la línea virtual propuesta entre las barras Aysén y Divisadero (caso de estudio 3) no presenta disminuciones significativas con respecto al caso de estudio 1, en la cargabilidad de las líneas de interconexión de los subsistemas Aysén y Coyhaique. Incluso, son mayor en la mayoría de los escenarios al caso de estudio 1. Lo anterior, se asocia a la baja capacidad instalada (200 kW) de los BESS instalados en las barras Aysén y Divisadero.

Al analizar la cargabilidad de la línea Alto Baguales - Divisadero (Ext. Divisadero) a la cual se le impone un límite operacional de cargabilidad al 30 % es posible evidenciar que este límite es sobrepasado, para la cargabilidad media y máxima en todos los casos de estudio y escenarios, con excepción del escenario 6 con todos los casos de estudio. Por esta razón, se sugiere realizar un estudio dinámico o de operación post-contingencias para evaluar si la operación de los BESS propuestos, logra levantar el límite operacional.

Capítulo 5

Conclusiones y trabajos futuros

El proyecto de electrificación del calor, implementado en la comuna de Coyhaique, genera una demanda máxima de 37,05 MW (45,56 % de aumento con respecto al año 2019) y una demanda media de 21,83 MW (24,74 % de aumento con respecto al año 2019). Por lo cual, el efecto del crecimiento de demanda por calefacción se intensifica en horas específicas durante los meses de invierno y otoño.

Además, la implementación de este proyecto genera un cambio en la forma de la curva de demanda diaria. La nueva curva presenta características de consumo comercial-residencial, es decir, posee una demanda alta casi constante entre las 9:00 y 23:00. Esta nueva forma de curva no es compatible para las prestaciones del BESS, postergación de la inversión en transmisión o peak shaving, ya que no existe una relación adecuada entre los horarios de demanda alta y baja, ni tampoco existen peak de demanda máxima cortos en horarios específicos.

La operación simulada del sistema al año 2025, considerando el plan de expansión de generación y la proyección de la demanda, evidencia una oportunidad para incorporar sistemas de almacenamiento realizando arbitraje de energía para aprovechar parte del vertimiento de recurso ERNC (principalmente eólico).

La gran cantidad de vertimiento de energía se asocia a los límites de transmisión de las líneas que interconectan la parque eólico Alto Baguales con los principales centros de consumo. Por esta razón, es posible incorporar unidades de almacenamiento de energía en las cercanías de dicha central, realizando las cargas de estas durante los horarios de mayor congestión y su descarga, ante la existencia de capacidad de transmisión.

En la simulación de operación del sistema al año 2025, ante una hidrología seca, se identifica la necesidad de contar con unidades adicionales de generación diésel para satisfacer la demanda en algunos días del año con demanda alta y baja de inyección de centrales ERNC. Para determinar la ubicación y dimensión de dichas unidades adicionales, se recomienda realizar un estudio de suficiencia del sistema.

El modelo que permite simular la incorporación de unidades de almacenamiento en el despacho técnico-económico realizado en el software FICOXpress, funciona correctamente.

Este modelo compara el costo de oportunidad (variable dual de la ecuación de itinerario del BESS) con el costo operacional instantáneo del sistema, para determinar los momentos de carga y descarga del sistema.

Además, la operación de los BESS propuestos generan una disminución del costo operacional por el desplazamiento de la operación de centrales diésel de altos costos variables. Este ahorro permite identificar un ingreso en la evaluación económica del proyecto.

La métrica $Utilidad_{BESS}$ (dimensión, ubicación) utilizada, permite determinar la dimensión y ubicación óptima de los BESS a instalar en cada caso de estudio, considerando las particularidades del sistema. Dentro de estas particularidades destacan: la ausencia del reconocimiento de la inversión en la tarifa del sistema y las características técnicas propias de este, como forma de demanda y disponibilidad de recursos ERNC. En la tabla 5.1, se muestran los resultados obtenidos con la métrica utilizada.

Tabla 5.1: Resultado dimensionamiento casos de estudio

Caso de estudio	BESS Aysén	BESS Alto Baguales	BESS Divisadero	Utilidad anual [MUSD]	Reducción vertimiento anual [%]
Caso de estudio 1	-	1400 kW 5600 kWh	-	42,4	7,8
Caso de estudio 2	-	1200 kW 4800 kWh	300 kW 1200 kWh	43,5	8,2
Caso de estudio 3	200 kW 800 kWh	1200 kW 4800 kWh	200 kW 800 kWh	43,8	8,7

La operación de los BESS de los distintos casos de estudio no logra suplir la totalidad de la generación diésel adicional identificada en la simulación de operación del sistema al año 2025 ante una hidrología seca.

Luego de realizar la evaluación económica de la implementación de los casos de estudio ante las tecnologías Ion-Litio, Iron-Flow e Hidrógeno, fue posible evidenciar que la única opción factible es la tecnología Ion-Litio. Esta tecnología muestra factibilidad para los tres casos de estudio y presenta un mejor desempeño económico al postergar lo más posible la reinversión. De esta manera, se determinó el año 15 de estudio como el óptimo para realizar la reinversión.

Considerando una tasa de descuento del 9 % y 25 años para el horizonte de evaluación, se obtuvo una VAN que varía desde 129,9 MUSD para el caso de estudio 1 hasta 134,4 MUSD para el caso de estudio 3.

Se confirma la factibilidad del proyecto de implementar cualquiera de los tres casos de estudio con tecnología Ion-Litio, al comparar los LCOE obtenidos que varían de 37,867 \$/kWh para el caso de estudio 1 hasta 37,321 \$/kWh para el caso de estudio 3, con el valor de la tarifa del sistema correspondiente a 58,507 \$/kWh.

La principal barrera de entrada para tecnologías Iron-Flow e Hidrógeno es el costo de inversión. Incluso, al considerar una proyección de costos conservadora, en reemplazo de la

proyección optimista utilizada, el aumento en el costo de inversión hace infactible económicamente el proyecto.

En el estudio del flujo de potencia no se evidenciaron problemas de sobretensiones o subtensiones ocasionados por la operación de las unidades de almacenamiento. En otras palabras, los niveles de tensión se encuentran dentro de los límites establecidos por la Norma Técnica para sistemas de transmisión de media tensión.

Al comparar los niveles de tensión obtenidos para los distintos casos de estudio, no se evidencian grandes diferencias ante la implementación de la línea virtual que interconecta los subsistemas Aysén y Coyhaique (caso de estudio 3) con respecto al caso de estudio 1.

La operación del caso de estudio 1 genera un aumento en la cargabilidad promedio de los elementos involucrados en la interconexión de los subsistemas Aysén y Coyhaique, lo cual evidencia un mejor aprovechamiento de infraestructura disponible. No obstante, la operación del caso de estudio 3 no muestra una disminución en la cargabilidad máxima de dichos elementos, lo cual evidencia que la operación de la línea virtual no cumple con aliviar la congestión del sistema.

El límite operacional impuesto en la línea Alto Baguales - Divisadero (Ext. Divisadero) es sobrepasado en todos los casos de estudio y escenarios, con excepción del escenario 6 ante los tres casos de estudio y el caso base. Por lo cual, se recomienda realizar un estudio dinámico o de operación post-contingencia para evaluar si la operación de los BESS propuestos, logran levantar dicho límite.

Según los resultados obtenidos en la evaluación económica y técnica, la implementación del caso de estudio 3 presenta mayores beneficios (principalmente económicos) que las otras opciones. Pero la implementación de la línea virtual entre los subsistemas Aysén y Coyhaique, no logra aliviar la congestión en los distintos segmentos de transmisión de la línea que conecta estos subsistemas. Lo anterior se asocia, principalmente, a la baja capacidad instalada de los BESS ubicados en las barras Aysén y Divisadero. Sin embargo, un aumento de la capacidad instalada de dichos BESS, en desmedro del BESS localizado en la barra Alto Baguales, no asegura una factibilidad económica del proyecto considerando los criterios actuales de ingreso para las unidades de almacenamiento.

No obstante, los costos modulares de inversión consideran una estimación porcentual de este costo para la inversión en equipos primarios y para la inversión en obras civiles y obras menores. Pero ante la instalación de pocos módulos de almacenamiento (como lo ocurrido en el caso de estudio 2 y 3), estos valores pueden ser subestimados. Por lo cual, se recomienda realizar cotizaciones en el mercado nacional para determinar con mayor precisión estos costos y en consecuencia, determinar un criterio extra para la comparación de los tres casos de estudio.

Para complementar las conclusiones obtenidas en el presente trabajo, se propone como trabajo futuro:

- Incorporar elementos que entreguen mayor detalle al sistema simplificado y que permitan simular de forma más realista el sistema. Por ejemplo, se propone: modelar

centrales por unidades de generación, considerar costos de partida y detención de las distintas unidades de generación, considerar indisponibilidad de unidades de generación por mantención, entre otras.

- Incorporar modelos dinámicos de baterías más complejos al despacho técnico-económico realizado en FICOXpress. De esta manera, incorporar la degradación de la batería durante la operación y no, como un porcentaje de degradación anual.
- Incorporar perfiles eólicos y solares según hidrología seca.
- Realizar un estudio de suficiencia para determinar la ubicación y dimensión de las unidades de generación diésel adicionales a instalar para abastecer la demanda ante una hidrología seca.
- Ampliar el estudio de flujo de potencia realizado, para considerar contingencias y evaluar el impacto de la batería ante una operación degradada del sistema.
- Desarrollar un estudio dinámico para determinar el impacto de la operación de los distintos casos de estudio en el control de frecuencia del SM Aysén.
- Realizar una cotización de costos de inversión para validar o corregir los costos modulares encontrados en la literatura.

Bibliografía

- [1] C. Ohler G. Linhofer A. Oudalov, D. Chartouni. *Value Analysis of Battery Energy Storage Applications in Power Systems*. 2006.
- [2] Johann Max Blanc Barrenechea. *Desarrollo de modelo algorítmico para dimensionamiento y gestión técnico-económico óptimos de banco de baterías para clientes alimentados del sistema eléctrico chileno y/o fuentes de energía solares*. 2015.
- [3] Ganesh Kothapalli Thair S. Mahmoud Daryoush Habibi Choton K. Das, Octavian Bass. *Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality*. 2018.
- [4] Stavros Afxentis Venizelos Efthymiou Christos Yianni, Michalis Florides and George E. Georghiou. *Economic Viability of Battery Energy Storage System Applications*. 2018.
- [5] Gabriela Josefina Arancibia Contreras. *Optimización del recurso hidráulico en la operación del sistema palena mediante su transformación a red inteligente*. 2018.
- [6] Ministerio de economía fomento y reconstrucción. *Ley 19.940*. 2004.
- [7] Comisión Nacional de Energía. *Norma técnica de seguridad y calidad de servicio*. 2016.
- [8] Comisión Nacional de Energía. *Estudio de planificación y tarificación de los sistemas medianos de Aysén, Palena y General Carrera*. 2018.
- [9] Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. *Tecnologías del Hidrógeno y perspectiva para Chile*. 2018.
- [10] ESS inc. *Cleanest, lowest cost long-duration storage with no capacity degradation*. 2019.
- [11] International Renewable Energy Agency IRENA. *Utility-scale batteries*. 2019.
- [12] Sandia National Laboratories. *DOE Global Energy Storage Database, Office of Electricity Delivery Energy Reliability*. 2020.
- [13] Comisión nacional de energía. *Informe técnico con observaciones y correcciones a estudio presentado por empresa Edelaysén S.A.* 2006.
- [14] Ernesto Bianchi Souter. *Temas seleccionados de ingeniería eléctrica de potencia*. 2019.

- [15] A. Will Frazier National Renewable Energy Laboratory. Wesley Cole. *Cost projections for utility-scale battery storage*. 2019.
- [16] Mark Dooner Jonathan Clarke Xing Luo, Jihong Wang. *Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation*. 2015.
- [17] Sergio Aguirre y Gonzalo Lolas. *Impacto tecnología de almacenamiento BESS en despacho centrales ERNC*.
- [18] Walter Brokering Ch. y Rodrigo Palma B. *Atrapando el Sol en los Sistemas Eléctricos de Potencia*. 2019.
- [19] Diego Julián Rodríguez Patarroyo y Ronyver Alexander Gómez Porras. *Sistemas de gestión de baterías (BMS) y su importancia para los sistemas de almacenamiento de baterías (BESS)*. 2015.

Anexos

Anexo A: Código despacho técnico-económico realizado en FICOXpress

A continuación se adjunta el código del flujo DC realizado en el software FICOXpress para obtener el despacho técnico-económico al año 2025 de los distintos casos de estudio.

Los datos de entrada y salida se almacenan en el archivo excel 'Operación FICO.xlsx' adjunto en este informe.

El mencionado archivo contiene las siguientes 4 hojas:

- **DATA:** En esta hoja se respaldan los datos de entrada correspondientes a la demanda por barra, perfiles eólico y solar, y las hidrologías húmedas y secas por cada central hidráulica.
- **INPUT:** En esta hoja se entregan los datos de entrada para el despacho técnico-económico.
- **OUTPUT Centrales:** En esta hoja se almacena el despacho de las centrales, los costos marginales obtenidos en cada barra, la carga/ descarga y estado de los BESS modelados y el vertimiento de energía por central.
- **OUTPUT Lineas:** En esta hoja se almacenan los flujos de potencia a través de las líneas del sistema y también, la operación de centrales de falla, es decir, la operación de los grupos diésel adicionales.

```
1 model SM_Aysen
2 uses "mmxprs", "mmsheet"; !gain access to the Xpress-Optimizer solver
3
4 declarations
5
6     !VARIABLES DE DECISION
7     !Potencia centrales
8     PcenCHA, PcenAYS, PcenSV, PcenAB, PcenLA, PcenTHU, PcenMON,
9         PcenEB, PcenAYST : array(1..8760) of mpvar
10    !Flujos
11    F1, F2, F3, F4, F5, F6 : array(1..8760) of mpvar
12    PF1, PF2, PF3, PF4, PF5 : array(1..8760) of mpvar
    !Fallas
```

```

13 FallaCHA, FallaAYS, FallaSV, FallaAB, FallaDIV, FallaTHU :
    array(1..8760) of mpvar
14 !Baterias
15 Carga1, Carga2, Carga3, Carga4, Descarga1, Descarga2,
    Descarga3, Descarga4, Estado1, Estado2, Estado3, Estado4 :
    array(1..8760) of mpvar
16 !delta
17 delta1, delta2, delta3, delta4, delta5, delta6 : array
    (1..8760) of mpvar
18
19 !INPUT
20 !Demandas
21 DemCHA, DemAYS, DemAB, DemDIV, DemTHU : array(1..8760) of
    real
22 !DisponibilidadRecurso
23 RecAYS, RecSV, RecAB, RecLA, RecMON, RecEB : array(1..8760)
    of real
24
25 !PARAMETROS
26 !Maximos y minmos T rmicas
27 minT_CHA, minT_THU, minT_AYST: real
28 max_CHA, max_THU, max_AYST: real
29 !CostosVariables
30 CVCHA, CVAYS, CVSV, CVAB, CVLA, CVTHU, CVMON, CVEB, CVAYST:
    real
31 !FlujosMaximos
32 LimF1, LimF2, LimF3, LimF4, LimF5, LimF6 : real
33 xl1, xl2, xl3, xl4, xl5, xl6 : real
34 !BESS
35 nModuloBESS1, nModuloBESS2, nModuloBESS3, nModuloBESS4 : real
36 tamanoModulo : real
37 potenciaModulo : real
38 eficienciaCarga : real
39 DoD1, DoD2, DoD3, DoD4 : real
40 valorModulo, costoPotencia, OyM : real
41 anualidad : real
42 dimBESS1, dimBESS2, dimBESS3, dimBESS4 : real
43 potBESS1, potBESS2, potBESS3, potBESS4 : real
44 !RESTRICCIONES
45 objetivo : lincotr
46 !balances
47 balanceCHA, balanceAYS, balanceSV, balanceAB, balanceDIV,
    balanceTHU : array (1..8760) of lincotr
48 !flujos
49 MaxF1, MaxF2, MaxF3, MaxF4, MaxF5, MaxF6 : array (1..8760) of
    lincotr
50 MinF1, MinF2, MinF3, MinF4, MinF5, MinF6 : array (1..8760) of
    lincotr
51 Flujo1, Flujo2, Flujo3, Flujo4, Flujo5, Flujo6 : array
    (1..8760) of lincotr

```

```

52      !recursos
53      MinCHA, MinTHU: array (1..8760) of lincptr
54      MaxCHA, MaxTHU, MaxAYST: array (1..8760) of lincptr
55      MaxAYS, MaxSV, MaxAB, MaxLA, MaxMON, MaxEB: array (1..8760)
          of lincptr
56      MaxEol : array (1..8760) of lincptr
57
58      !BESS
59      EcuacionBESS1, EcuacionBESS2, EcuacionBESS3, EcuacionBESS4 :
          array (1..8760) of lincptr
60      EnergiaMAXBESS1, EnergiaMAXBESS2, EnergiaMAXBESS3,
          EnergiaMAXBESS4: array (1..8760) of lincptr
61      EnergiaMINBESS1, EnergiaMINBESS2, EnergiaMINBESS3,
          EnergiaMINBESS4 : array (1..8760) of lincptr
62      CargaMax1, CargaMax2, CargaMax3, CargaMax4, CargaMin1,
          CargaMin2, CargaMin3, CargaMin4 : array (1..8760) of
          lincptr
63
64      !VARIABLES DE EXPORTACION
65      !potencias
66      PcenCHA_sol, PcenAYS_sol, PcenSV_sol, PcenAB_sol, PcenLA_sol,
          PcenTHU_sol, PcenMON_sol, PcenEB_sol, PcenAYST_sol :
          array(1..8760) of real
67      !CostosMarginales
68      cmgCHA, cmgAYS, cmgSV, cmgAB, cmgDIV, cmgTHU : array(1..8760)
          of real
69      !Flujos
70      F1_sol, F2_sol, F3_sol, F4_sol, F5_sol, F6_sol : array
          (1..8760) of real
71      !BESS
72      CargaSol_1, CargaSol_2, CargaSol_3, CargaSol_4: array
          (1..8760) of real
73      DescargaSol_1, DescargaSol_2, DescargaSol_3, DescargaSol_4 :
          array(1..8760) of real
74      EstadoSol_1, EstadoSol_2, EstadoSol_3, EstadoSol_4 : array
          (1..8760) of real
75      !VERTIMIENTO
76      vertAYS, vertSV, vertAB, vertLA, vertMON, vertEB : array
          (1..8760) of real
77      !Centrales de Falla
78      Falla1_sol, Falla2_sol, Falla3_sol, Falla4_sol, Falla5_sol,
          Falla6_sol : array(1..8760) of real
79      !ParametrosAuxiliares
80      InvBESS : real
81      limEOL : real
82      hora : array(1..8760) of real
83      R1, R2, R3 : array(1..8760) of lincptr
84      AutoDes1, AutoDes2, AutoDes3, AutoDes4 : real
85      AuxOK : array(1..8760) of real
86      end-declarations

```

```

87
88   initialisations from 'mmsheet.excel: '+'Operacion_FICO_v2.xlsx'
89
90       DemCHA as "noindex;dem_1"
91       DemAYS as "noindex;dem_2"
92       DemAB as "noindex;dem_3"
93       DemDIV as "noindex;dem_4"
94       DemTHU as "noindex;dem_5"
95       RecEB as "noindex;rec_3"
96       RecAB as "noindex;rec_4"
97       RecAYS as "noindex;rec_5"
98       RecLA as "noindex;rec_6"
99       RecMON as "noindex;rec_7"
100      RecSV as "noindex;rec_8"
101      hora as "noindex;hora"
102
103   end-initialisations
104
105   !DATOS
106   !CV en (USD/MW)
107   CVCHA := 161.8
108   CVAYS := 2.8
109   CVSV := 2
110   CVAB := 6.9
111   CVLA := 1
112   CVTHU := 166.6
113   CVMON := 2.8
114   CVEB := 1
115   CVAYST := 174.4
116   !Minimo y maximo potencia termicas
117   minT_CHA := 1704
118   minT_THU := 1704
119   minT_AYST := 0
120   max_CHA := 9800
121   max_THU := 17100!17100
122   max_AYST := 2800
123   !Limites de transmisi n en kW
124   LimF1 := 14960! 17600 KVA 14960
125   LimF2 := 3570! 4200 KVA 3570
126   LimF3 := 3570! 4200 KVA 3570
127   LimF4 := 3570! 4200 KVA 3570
128   LimF5 := 10370! 12200 KVA 20400
129   LimF6 := 10370
130   !reactancia de la linea
131   x11 := 0.0056
132   x12 := 0.0056
133   x13 := 0.0056
134   x14 := 0.0056
135   x15 := 0.0056
136   x16 := 0.0056

```

```

137 !BESS
138 tamanoModulo := 400 !kWh
139 potenciaModulo := 100 !kW
140 valorModulo := 205 !USD/kWh
141 costoPotencia := 0 !USD/kW
142 OyM := 0 !USD/kW
143 anualidad := 0.09
144 DoD1 := 0.8
145 DoD2 := 0.8
146 DoD3 := 0.8
147 DoD4 := 0.8
148 AutoDes1 := 3/(100*24)
149 AutoDes2 := 3/(100*24)
150 AutoDes3 := 3/(100*24)
151 AutoDes4 := 3/(100*24)
152 nModuloBESS1 := 2 !Divisadero
153 nModuloBESS2 := 2 !Aysen
154 nModuloBESS3 := 12 !Alto Baguales
155 nModuloBESS4 := 0 !Tehuelches
156 limEOL := 1 !Limite Eolico
157 eficienciaCarga := 0.9
158 dimBESS1 := tamanoModulo * nModuloBESS1
159 dimBESS2 := tamanoModulo * nModuloBESS2
160 dimBESS3 := tamanoModulo * nModuloBESS3
161 dimBESS4 := tamanoModulo * nModuloBESS4
162 potBESS1 := potenciaModulo * nModuloBESS1
163 potBESS2 := potenciaModulo * nModuloBESS2
164 potBESS3 := potenciaModulo * nModuloBESS3
165 potBESS4 := potenciaModulo * nModuloBESS4
166 invBESS := (dimBESS1+dimBESS2+dimBESS3+dimBESS4)*(valorModulo)*
          anualidad+OyM*(potBESS1+potBESS2+potBESS3+potBESS4)
167
168
169 !FO
170 objetivo := sum(t in 1..8760)(CVCHA*PcenCHA(t)+CVAYST*PcenAYST(t)+
          CVAYS*PcenAYS(t)+CVSV*PcenSV(t)+CVAB*PcenAB(t)+CVLA*PcenLA(t)+
          CVTHU*PcentHU(t)+CVMON*PcenMON(t)+CVEB*PcenEB(t)+(FallaCHA(t)+
          FallaAYS(t)+FallaSV(t)+FallaAB(t)+FallaDIV(t)+FallaTHU(t))*1000
          /1000
171
172 forall(t in 1..8760) do
173
174     !balances OUT = IN
175     balanceCHA(t) := DemCHA(t) + F1(t) = PcenCHA(t) + FallaCHA(t)
176     balanceAYS(t) := DemAYS(t) + F2(t) + Carga2(t) = PcenAYS(t) +
          PcenAYST(t) + F1(t) + Descarga2(t) + FallaAYS(t)*0
177     balanceSV(t) := F3(t) = PcenSV(t) + F2(t) + FallaSV(t)*0
178     balanceAB(t) := DemAB(t) + F4(t) + Carga3(t) = PcenAB(t)+ F3
          (t) + Descarga3(t)+ FallaAB(t)*0
179     balanceDIV(t) := DemDIV(t) + Carga1(t) = F4(t) + F5(t)+

```

```

180      F6(t) + Descarga1(t) + FallaDIV(t)*0
balanceTHU(t) := DemTHU(t) + F5(t) + F6(t) + Carga4(t) =
      PcenLA(t) + PcentTHU(t)+ PcenMON(t) + PcenEB(t) + Descarga4
      (t) + FallaTHU(t)
181      !Recursos , minimos y maximos
182      MinCHA(t) := PcenCHA(t) >= minT_CHA
183      MinTHU(t) := PcentTHU(t) >= minT_THU
184      MaxCHA(t) := PcenCHA(t) <= max_CHA
185      MaxTHU(t) := PcentTHU(t) <= max_THU
186      MaxAYST(t) := PcenAYST(t) <= max_AYST
187      MaxAYS(t) := PcenAYS(t) <= RecAYS(t)
188      MaxSV(t) := PcenSV(t) <= RecSV(t)
189      MaxAB(t) := PcenAB(t) <= RecAB(t)
190      MaxLA(t) := PcenLA(t) <= RecLA(t)
191      MaxMON(t) := PcenMON(t) <= RecMON(t)
192      MaxEB(t) := PcenEB(t) <= RecEB(t)
193      MaxEol(t) := PcenAB(t) <= limEOL*(PcenCHA(t)+PcenAYS(t)+
      PcenSV(t)+PcenAB(t)+PcenLA(t)+PcentTHU(t)+PcenMON(t)+
      PcenMON(t)+PcenEB(t))
194
195      !Limites Transmisi n
196      MaxF1(t) := F1(t) <= LimF1
197      MinF1(t) := F1(t) >= -LimF1
198      F1(t) is_free
199      MaxF2(t) := F2(t) <= LimF2
200      MinF2(t) := F2(t) >= -LimF2
201      F2(t) is_free
202      MaxF3(t) := F3(t) <= LimF3
203      MinF3(t) := F3(t) >= -LimF3
204      F3(t) is_free
205      MaxF4(t) := F4(t) <= LimF4
206      MinF4(t) := F4(t) >= -LimF4
207      F4(t) is_free
208      MaxF5(t) := F5(t) <= LimF5
209      MinF5(t) := F5(t) >= -LimF5
210      F5(t) is_free
211      MaxF6(t) := F6(t) <= LimF6
212      MinF6(t) := F6(t) >= -LimF6
213      F6(t) is_free
214
215      !angulos
216      Flujo1(t) := F1(t) = (delta1(t) - delta2(t))/x11
217      Flujo2(t) := F2(t) = (delta2(t) - delta3(t))/x12
218      Flujo3(t) := F3(t) = (delta3(t) - delta4(t))/x13
219      Flujo4(t) := F4(t) = (delta4(t) - delta5(t))/x14
220      Flujo5(t) := F5(t) = (delta6(t) - delta5(t))/x15
221      Flujo6(t) := F6(t) = (delta6(t) - delta5(t))/x16
222      delta1(t) is_free
223      delta2(t) is_free
224      delta3(t) is_free

```

```

225         delta4(t) is_free
226         delta5(t) is_free
227         delta6(t) is_free
228     end-do
229
230     !BESS
231     EcuacionBESS1(1) := Estado1(1) = dimBESS1*(1-DoD1) + Carga1(1)*
        eficienciaCarga - Descarga1(1)
232     EcuacionBESS2(1) := Estado2(1) = dimBESS2*(1-DoD2) + Carga2(1)*
        eficienciaCarga - Descarga2(1)
233     EcuacionBESS3(1) := Estado3(1) = dimBESS3*(1-DoD3) +Carga3(1)*
        eficienciaCarga - Descarga3(1)
234     EcuacionBESS4(1) := Estado4(1) = dimBESS4*(1-DoD3) +Carga4(1)*
        eficienciaCarga - Descarga4(1)
235     EnergiaMAXBESS1(1) := Estado1(1) <= dimBESS1
236     EnergiaMAXBESS2(1) := Estado2(1) <= dimBESS2
237     EnergiaMAXBESS3(1) := Estado3(1) <= dimBESS3
238     EnergiaMAXBESS4(1) := Estado4(1) <= dimBESS4
239     EnergiaMINBESS1(1) := Estado1(1) >= dimBESS1*(1-DoD1)
240     EnergiaMINBESS2(1) := Estado2(1) >= dimBESS2*(1-DoD2)
241     EnergiaMINBESS3(1) := Estado3(1) >= dimBESS3*(1-DoD3)
242     EnergiaMINBESS4(1) := Estado4(1) >= dimBESS4*(1-DoD4)
243     CargaMax1(1) := Descarga1(1) - Carga1(1) <= potBESS1
244     CargaMax2(1) := Descarga2(1) - Carga2(1) <= potBESS2
245     CargaMax3(1) := Descarga3(1) - Carga3(1) <= potBESS3
246     CargaMax4(1) := Descarga4(1) - Carga4(1) <= potBESS4
247     CargaMin1(1) := Descarga1(1) - Carga1(1) >= potBESS1*(-1)
248     CargaMin2(1) := Descarga2(1) - Carga2(1) >= potBESS2*(-1)
249     CargaMin3(1) := Descarga3(1) - Carga3(1) >= potBESS3*(-1)
250     CargaMin4(1) := Descarga4(1) - Carga4(1) >= potBESS4*(-1)
251     forall(t in 2..8760) do
252         EcuacionBESS1(t) := Estado1(t) = Estado1(t-1)*(1-AutoDes1) +
            Carga1(t)*eficienciaCarga - Descarga1(t)
253         EcuacionBESS2(t) := Estado2(t) = Estado2(t-1)*(1-AutoDes2) +
            Carga2(t)*eficienciaCarga - Descarga2(t)
254         EcuacionBESS3(t) := Estado3(t) = Estado3(t-1)*(1-AutoDes3) +
            Carga3(t)*eficienciaCarga - Descarga3(t)
255         EcuacionBESS4(t) := Estado4(t) = Estado4(t-1)*(1-AutoDes4) +
            Carga4(t)*eficienciaCarga - Descarga4(t)
256         EnergiaMAXBESS1(t) := Estado1(t) <= dimBESS1
257         EnergiaMAXBESS2(t) := Estado2(t) <= dimBESS2
258         EnergiaMAXBESS3(t) := Estado3(t) <= dimBESS3
259         EnergiaMAXBESS4(t) := Estado4(t) <= dimBESS4
260         EnergiaMINBESS1(t) := Estado1(t) >= dimBESS1*(1-DoD1)
261         EnergiaMINBESS2(t) := Estado2(t) >= dimBESS2*(1-DoD2)
262         EnergiaMINBESS3(t) := Estado3(t) >= dimBESS3*(1-DoD3)
263         EnergiaMINBESS4(t) := Estado4(t) >= dimBESS4*(1-DoD4)
264         CargaMax1(t) := Descarga1(t) - Carga1(t) <= potBESS1
265         CargaMax2(t) := Descarga2(t) - Carga2(t) <= potBESS2
266         CargaMax3(t) := Descarga3(t) - Carga3(t) <= potBESS3

```

```

267     CargaMax4(t) := Descarga4(t) - Carga4(t) <= potBESS4
268     CargaMin1(t) := Descarga1(t) - Carga1(t) >= potBESS1*(-1)
269     CargaMin2(t) := Descarga2(t) - Carga2(t) >= potBESS2*(-1)
270     CargaMin3(t) := Descarga3(t) - Carga3(t) >= potBESS3*(-1)
271     CargaMin4(t) := Descarga4(t) - Carga4(t) >= potBESS4*(-1)
272 end-do
273
274 minimise (objetivo)
275
276 !Guardar datos para exportar
277 forall(t in 1..8760) do
278     !Inyección por central
279     PcenCHA_sol(t) := getsol(PcenCHA(t))
280     PcenAYS_sol(t) := getsol(PcenAYS(t))
281     PcenSV_sol(t) := getsol(PcenSV(t))
282     PcenAB_sol(t) := getsol(PcenAB(t))
283     PcenLA_sol(t) := getsol(PcenLA(t))
284     PcenTHU_sol(t) := getsol(PcenTHU(t))
285     PcenMON_sol(t) := getsol(PcenMON(t))
286     PcenEB_sol(t) := getsol(PcenEB(t))
287     PcenAYST_sol(t) := getsol(PcenAYST(t))
288     Falla1_sol(t) := getsol(FallaCHA(t))
289     Falla2_sol(t) := getsol(FallaAYS(t))
290     Falla3_sol(t) := getsol(FallaSV(t))
291     Falla4_sol(t) := getsol(FallaAB(t))
292     Falla5_sol(t) := getsol(FallaDIV(t))
293     Falla6_sol(t) := getsol(FallaTHU(t))
294     !Vertimiento por central
295     vertAYS(t) := RecAYS(t)-PcenAYS_sol(t)
296     vertSV(t) := RecSV(t)-PcenSV_sol(t)
297     vertAB(t) := RecAB(t)-PcenAB_sol(t)
298     vertLA(t) := RecLA(t)-PcenLA_sol(t)
299     vertMON(t) := RecMON(t)-PcenMON_sol(t)
300     vertEB(t) := RecEB(t)-PcenEB_sol(t)
301     !CMG Por Barra
302     cmgCHA(t) := getdual(balanceCHA(t))*-1000
303     cmgAYS(t) := getdual(balanceAYS(t))*-1000
304     cmgSV(t) := getdual(balanceSV(t))*-1000
305     cmgAB(t) := getdual(balanceAB(t))*-1000
306     cmgDIV(t) := getdual(balanceDIV(t))*-1000
307     cmgTHU(t) := getdual(balanceTHU(t))*-1000
308     cmBESS(t) := getdual(EcuacionBESS1(t))*-1000
309     !Flujos
310     F1_sol(t) := getsol(F1(t))
311     F2_sol(t) := getsol(F2(t))
312     F3_sol(t) := getsol(F3(t))
313     F4_sol(t) := getsol(F4(t))
314     F5_sol(t) := getsol(F5(t))
315     F6_sol(t) := getsol(F6(t))
316     !BESS

```

```

317     CargaSol_1(t) := getsol(Carga1(t))
318     CargaSol_2(t) := getsol(Carga2(t))
319     CargaSol_3(t) := getsol(Carga3(t))
320     CargaSol_4(t) := getsol(Carga4(t))
321     DescargaSol_1(t) := getsol(Descarga1(t))
322     DescargaSol_2(t) := getsol(Descarga2(t))
323     DescargaSol_3(t) := getsol(Descarga3(t))
324     DescargaSol_4(t) := getsol(Descarga4(t))
325     EstadoSol_1(t) := getsol(Estado1(t))
326     EstadoSol_2(t) := getsol(Estado2(t))
327     EstadoSol_3(t) := getsol(Estado3(t))
328     EstadoSol_4(t) := getsol(Estado4(t))
329 end-do
330
331
332 !Exportar Datos
333 initialisations to 'mmsheet.excel:'+'SALIDAS.xlsx'
334     PcenTHU_sol as "skiph;grow;noindex;cen_1"
335     PcenCHA_sol as "skiph;grow;noindex;cen_2"
336     PcenEB_sol as "skiph;grow;noindex;cen_3"
337     PcenAB_sol as "skiph;grow;noindex;cen_4"
338     PcenAYS_sol as "skiph;grow;noindex;cen_5"
339     PcenLA_sol as "skiph;grow;noindex;cen_6"
340     PcenMON_sol as "skiph;grow;noindex;cen_7"
341     PcenSV_sol as "skiph;grow;noindex;cen_8"
342     PcenAYST_sol as "skiph;grow;noindex;cen_9"
343     cmgCHA as "skiph;grow;noindex;cmg_1"
344     cmgAYS as "skiph;grow;noindex;cmg_2"
345     cmgSV as "skiph;grow;noindex;cmg_3"
346     cmgAB as "skiph;grow;noindex;cmg_4"
347     cmgDIV as "skiph;grow;noindex;cmg_5"
348     cmgTHU as "skiph;grow;noindex;cmg_6"
349     F1_sol as "skiph;grow;noindex;flujo_1a"
350     F2_sol as "skiph;grow;noindex;flujo_2a"
351     F3_sol as "skiph;grow;noindex;flujo_3a"
352     F4_sol as "skiph;grow;noindex;flujo_4a"
353     F5_sol as "skiph;grow;noindex;flujo_5a"
354     F6_sol as "skiph;grow;noindex;flujo_6a"
355     CargaSol_1 as "skiph;grow;noindex;BESS_1"
356     DescargaSol_1 as "skiph;grow;noindex;BESS_2"
357     EstadoSol_1 as "skiph;grow;noindex;BESS_3"
358     CargaSol_2 as "skiph;grow;noindex;BESS_4"
359     DescargaSol_2 as "skiph;grow;noindex;BESS_5"
360     EstadoSol_2 as "skiph;grow;noindex;BESS_6"
361     CargaSol_3 as "skiph;grow;noindex;BESS_7"
362     DescargaSol_3 as "skiph;grow;noindex;BESS_8"
363     EstadoSol_3 as "skiph;grow;noindex;BESS_9"
364     CargaSol_4 as "skiph;grow;noindex;BESS_10"
365     DescargaSol_4 as "skiph;grow;noindex;BESS_11"
366     EstadoSol_4 as "skiph;grow;noindex;BESS_12"

```

```
367     vertEB as "skipH;grow;noindex;vert_1"  
368     vertAB as "skipH;grow;noindex;vert_2"  
369     vertAYS as "skipH;grow;noindex;vert_3"  
370     vertLA as "skipH;grow;noindex;vert_4"  
371     vertMON as "skipH;grow;noindex;vert_5"  
372     vertSV as "skipH;grow;noindex;vert_6"  
373     Falla1_sol as "skipH;grow;noindex;Falla_1"  
374     Falla2_sol as "skipH;grow;noindex;Falla_2"  
375     Falla3_sol as "skipH;grow;noindex;Falla_3"  
376     Falla4_sol as "skipH;grow;noindex;Falla_4"  
377     Falla5_sol as "skipH;grow;noindex;Falla_5"  
378     Falla6_sol as "skipH;grow;noindex;Falla_6"  
379 end-initialisations
```

Anexo B: Flujo de caja

En el presente anexo, se incluye el flujo de caja realizado para evaluar económicamente el caso de estudio 1 implementado con la tecnología ion-litio. Para determinar los ingresos producidos por el BESS se utilizó el ahorro que este sistema genera al costo operacional del sistema al año 2025. Luego, se proyectó este ingreso para los años restantes considerando la degradación propia de la tecnología.

El flujo de caja utiliza un horizonte de evaluación de 25 años, ya que corresponde a la mayor vida útil de las tecnologías a evaluar. De esta manera, es posible comparar las tres tecnologías candidatas sin necesidad de considerar un valor residual.

Año	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ingresos		0,271	0,264	0,257	0,250	0,244	0,238
Costo O&M		-0,018	-0,018	-0,017	-0,017	-0,016	-0,016
Licencia BMS		-0,012	-0,012	-0,012	-0,012	-0,012	-0,012
Perdidas ejercicio anterior		0	0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto		0,241	0,234	0,228	0,222	0,216	0,210
Impuesto de primer categoría		-0,065	-0,063	-0,062	-0,060	-0,058	-0,057
Utilidad neta		0,176	0,171	0,166	0,162	0,157	0,153
Perdidas del ejercicio anterior		0	0	0	0	0	0
CAPEX	-1,313	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja	-1,313	0,176	0,171	0,166	0,162	0,157	0,1530

Año	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Ingresos	0,231	0,225	0,220	0,214	0,208	0,203	0,198
Costo O&M	-0,016	-0,016	-0,016	-0,015	-0,015	-0,015	-0,015
Licencia BMS	-0,012	-0,012	-0,012	-0,012	-0,012	-0,012	-0,012
Perdidas ejercicio anterior	0	0	0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto	0,203	0,198	0,192	0,187	0,181	0,176	0,171
Impuesto de primer categoría	-0,055	-0,053	-0,052	-0,050	-0,049	-0,048	-0,046
Utilidad neta	0,149	0,144	0,140	0,136	0,132	0,129	0,125
Perdidas del ejercicio anterior	0	0	0	0	0	0	0
CAPEX	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja	0,1485	0,1443	0,1402	0,1362	0,1323	0,1286	0,1249

Año	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Ingresos	0,193	0,188	0,271	0,264	0,257	0,250	0,244
Costo O&M	-0,014	-0,014	-0,014	-0,014	-0,014	-0,013	-0,013
Licencia BMS	-0,012	-0,012	-0,012	-0,012	-0,012	-0,012	-0,012
Perdidas ejercicio anterior	0	0	-0,539	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto	0,166	0,161	-0,294	0,238	0,231	0,225	0,219
Impuesto de primer categoría	-0,045	-0,044	0,000	-0,064	-0,062	-0,061	-0,059
Utilidad neta	0,121	0,118	-0,294	0,174	0,169	0,164	0,160
Perdidas del ejercicio anterior	0,000	0,000	0,539	0,000	0,000	0,000	0,000
CAPEX	0	-0,66	0	0	0	0	0
Flujo de caja	0,1213	-0,5388	0,2449	0,1738	0,1690	0,1643	0,1597

Año	2045	2046	2047	2048	2049
Ingresos	0,238	0,231	0,225	0,220	0,214
Costo O&M	-0,013	-0,013	-0,013	-0,013	-0,012
Licencia BMS	-0,012	-0,012	-0,012	-0,012	-0,012
Perdidas ejercicio anterior	0	0	0	0	0
Utilidad antes del impuesto	0,213	0,207	0,201	0,195	0,190
Impuesto de primer categoría	-0,057	-0,056	-0,054	-0,053	-0,051
Utilidad neta	0,155	0,151	0,147	0,142	0,138
Perdidas del ejercicio anterior	0	0	0	0	0
CAPEX	0	0	0	0	0
Flujo de caja	0,1552	0,1507	0,1465	0,1424	0,1384

Anexo C: Modelo Digsilent SM Aysén

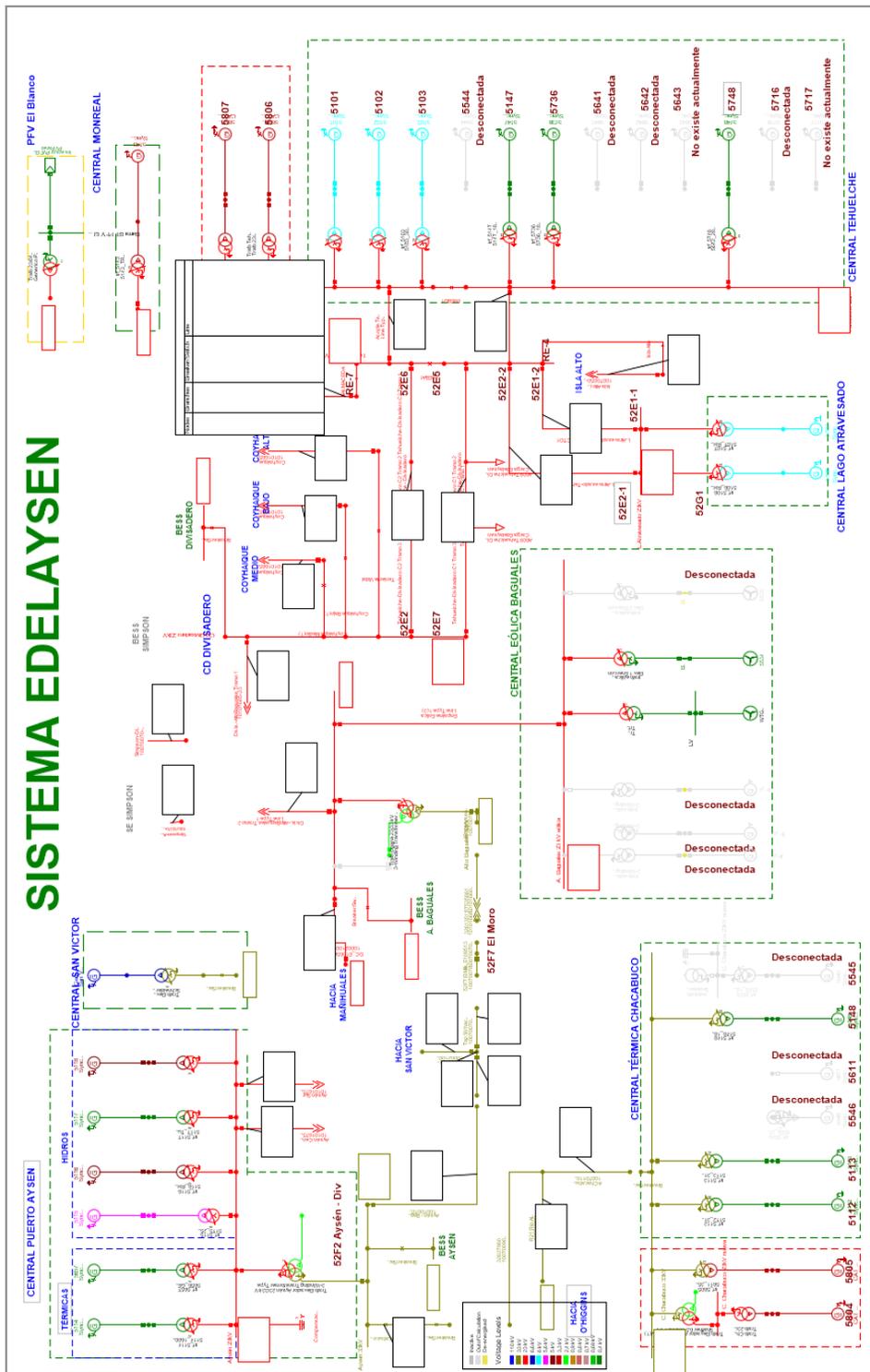


Figura 5.1: Modelo SM Aysén en Digsilent

Anexo D: Resultados flujo de potencia

Con el propósito de detallar el comportamiento de la tensión a través de los escenarios escogidos, en este anexo se presentan todas las curvas de tensión en las barras del sistema obtenidas en el estudio de flujos de potencia. Los resultados de cargabilidad serán entregados en un archivo anexo.

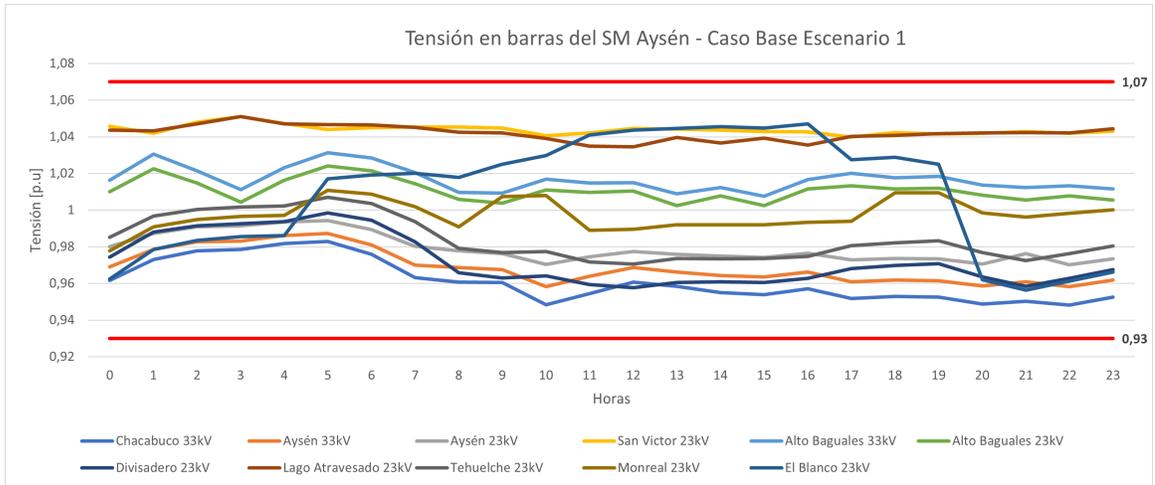


Figura 5.2: Resultados tensión caso base escenario 1

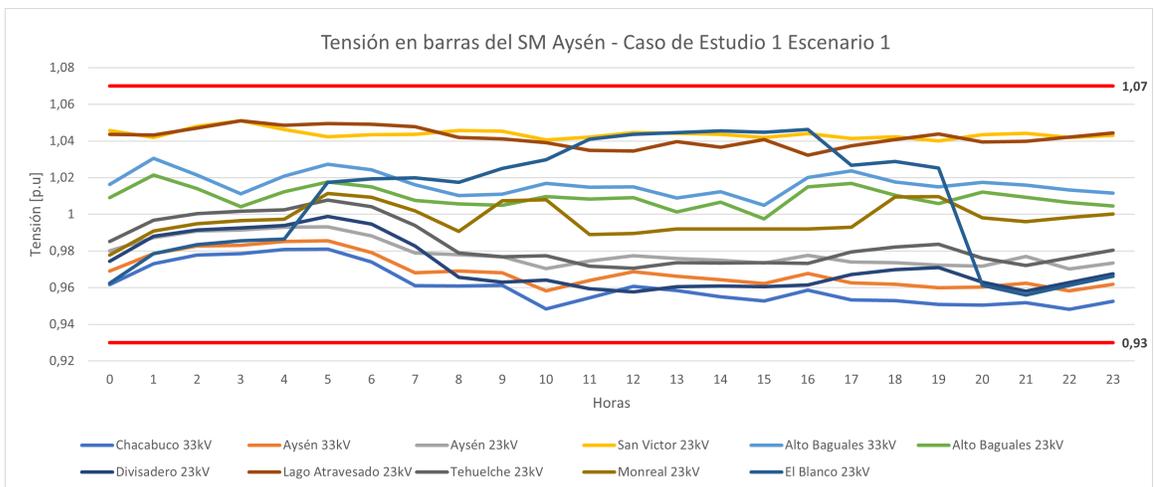


Figura 5.3: Resultados tensión caso de estudio 1 escenario 1

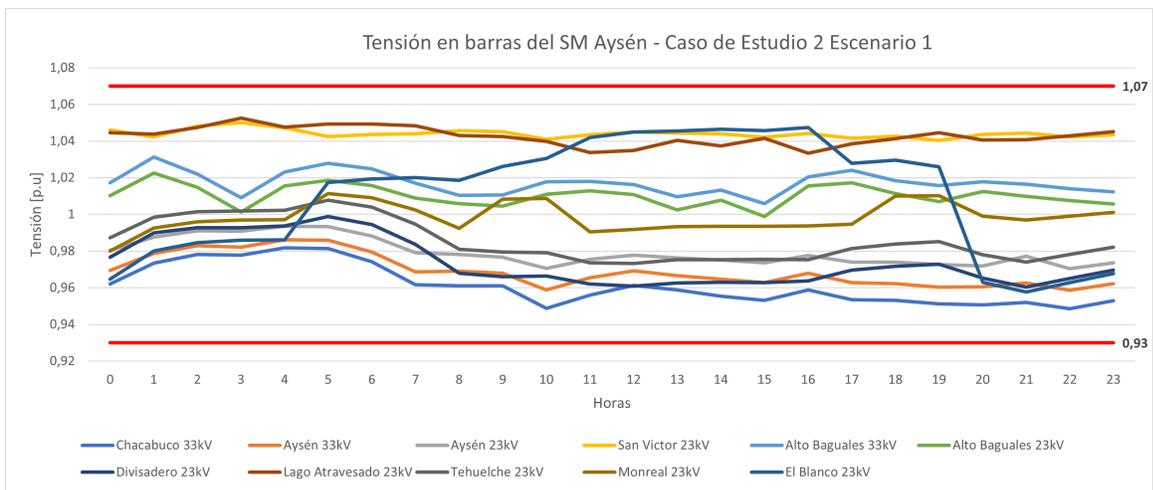


Figura 5.4: Resultados tensión caso de estudio 2 escenario 1

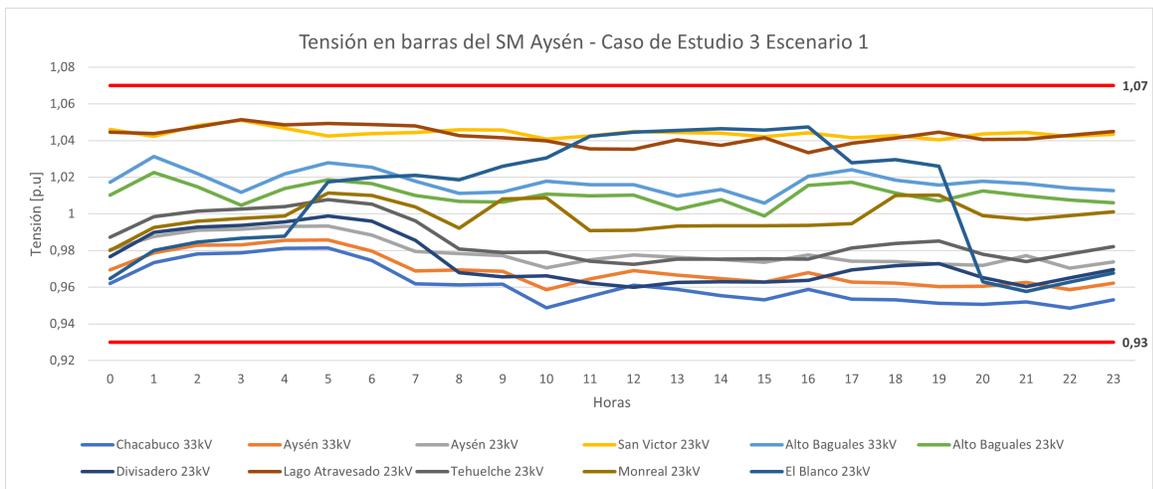


Figura 5.5: Resultados tensión caso de estudio 3 escenario 1

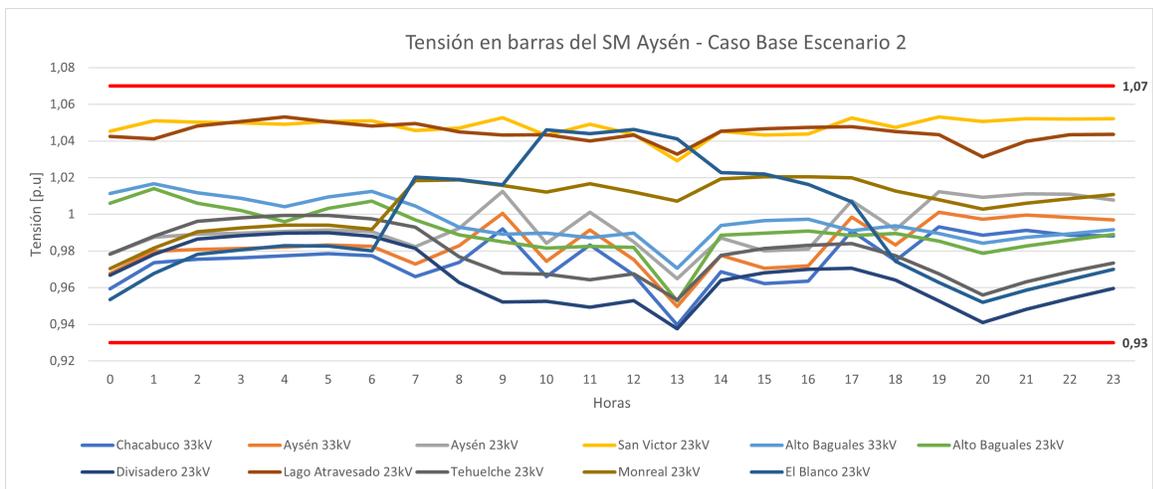


Figura 5.6: Resultados tensión caso base escenario 2

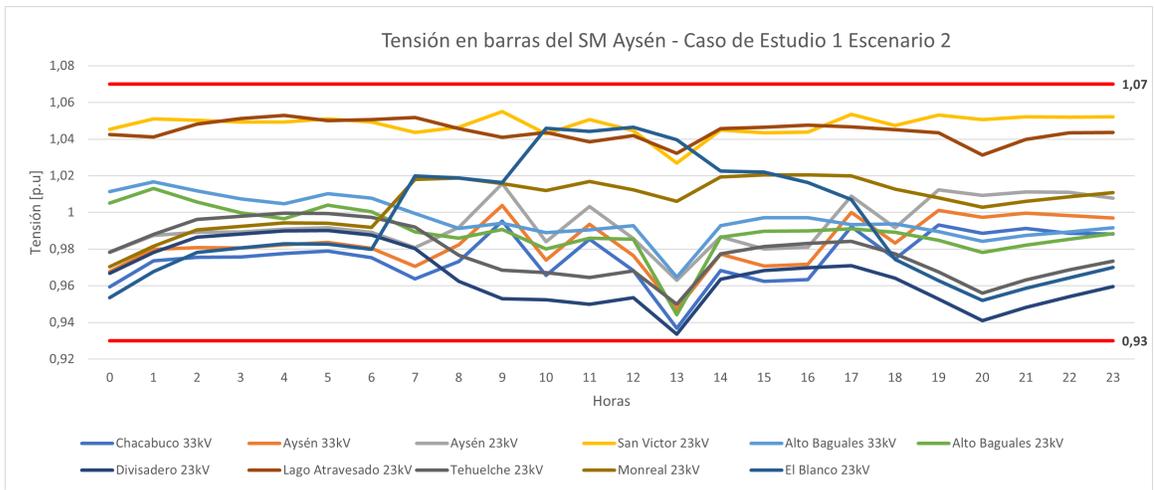


Figura 5.7: Resultados tensión caso de estudio 1 escenario 2

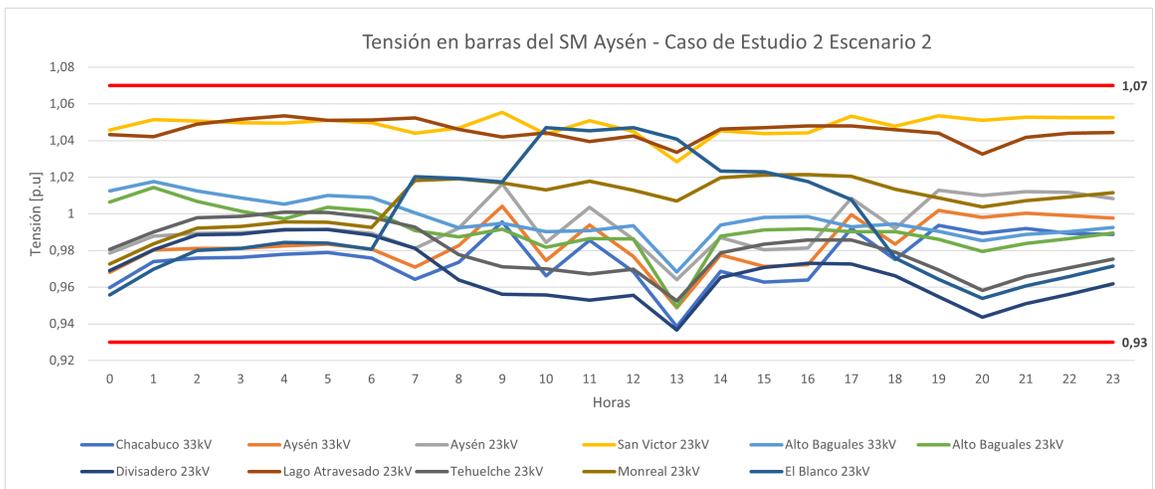


Figura 5.8: Resultados tensión caso de estudio 2 escenario 2

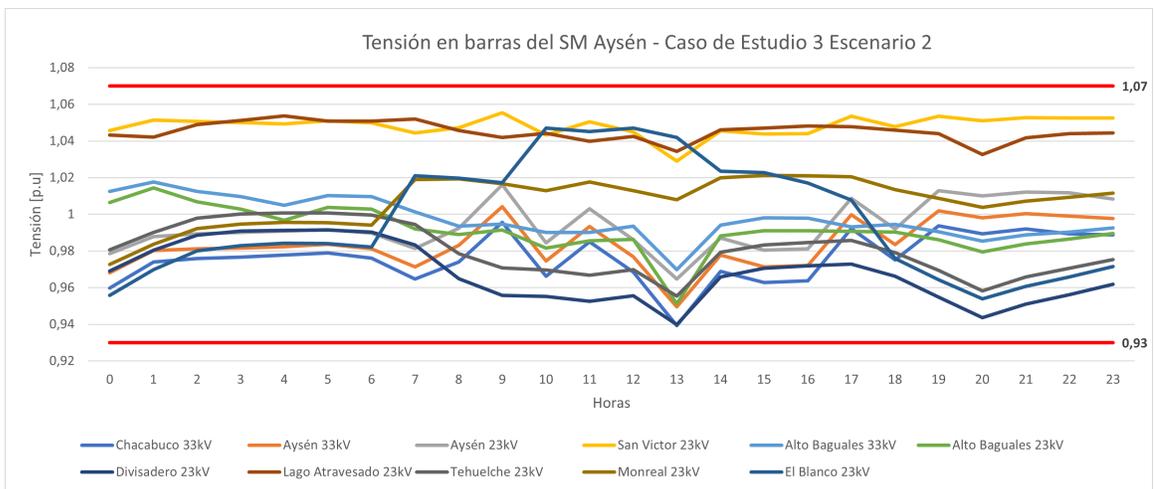


Figura 5.9: Resultados tensión caso de estudio 3 escenario 2

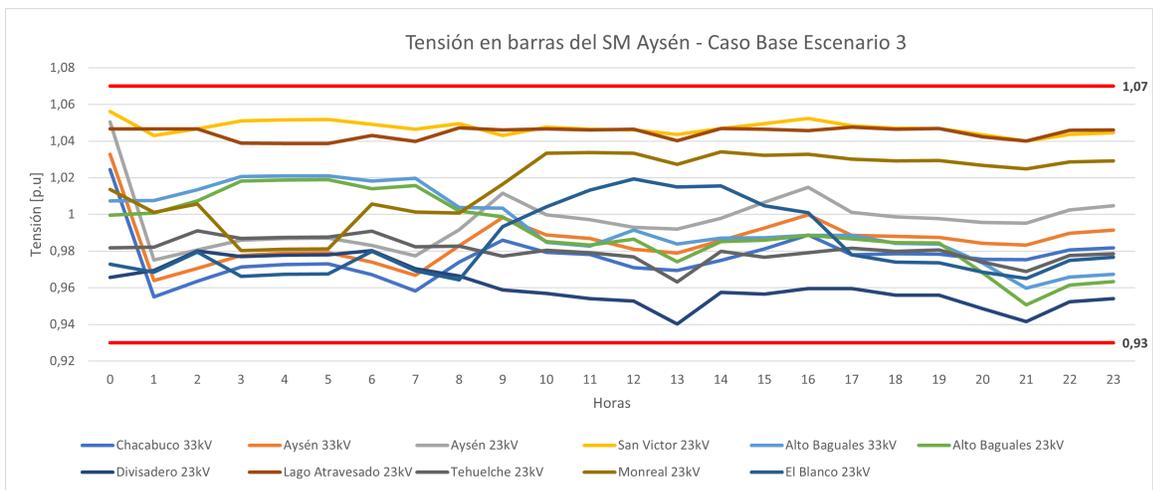


Figura 5.10: Resultados tensión caso base escenario 3

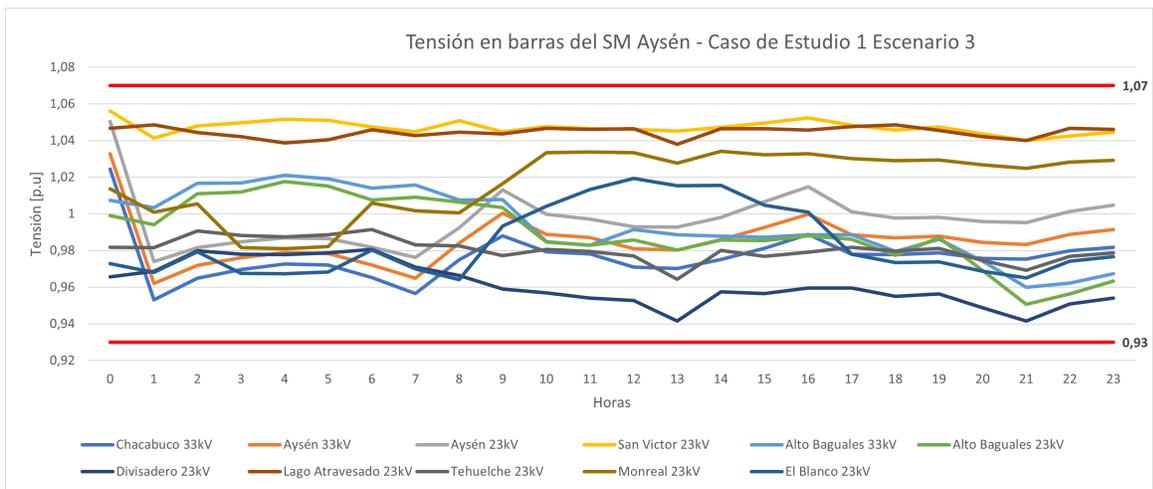


Figura 5.11: Resultados tensión caso de estudio 1 escenario 3

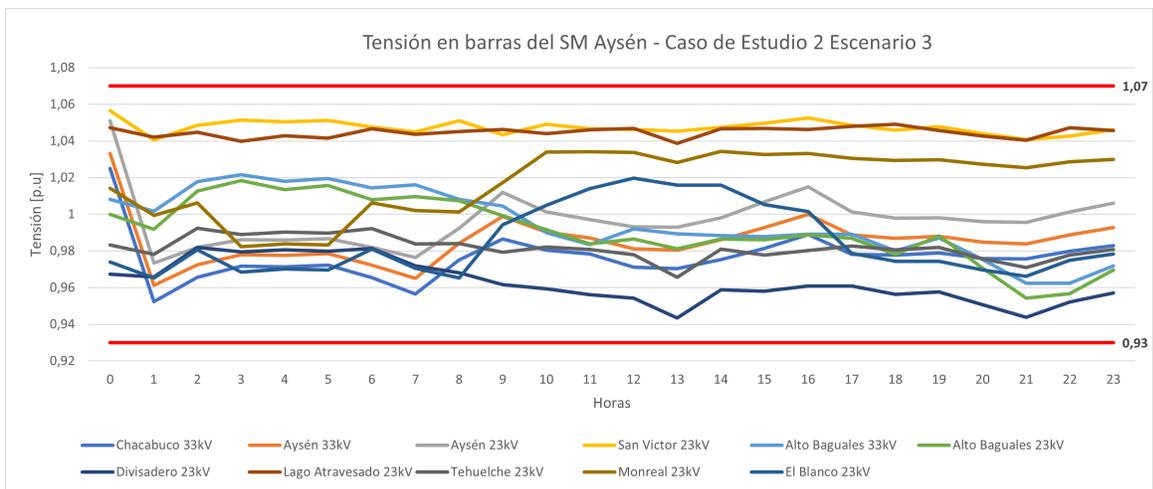


Figura 5.12: Resultados tensión caso de estudio 2 escenario 3

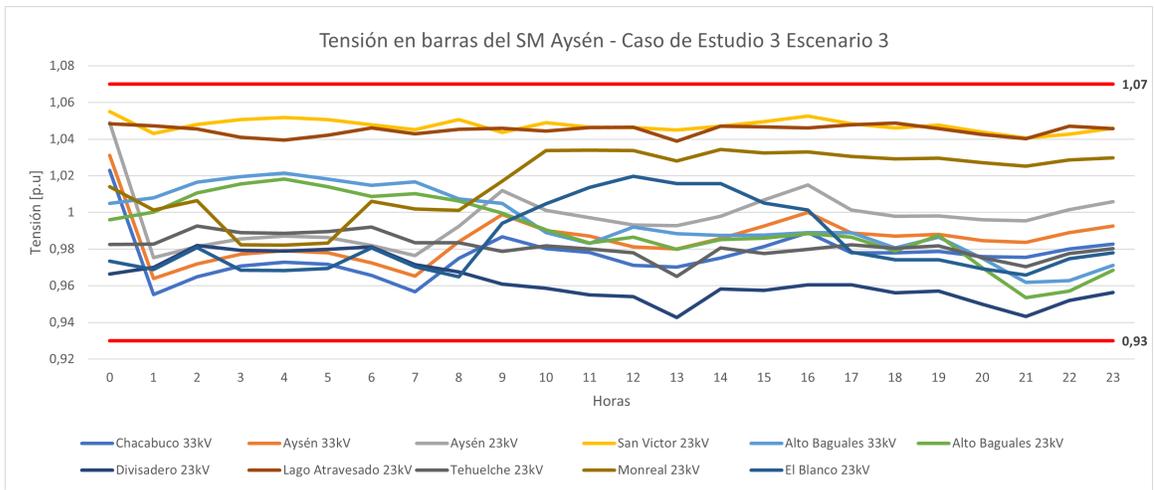


Figura 5.13: Resultados tensión caso de estudio 3 escenario 3

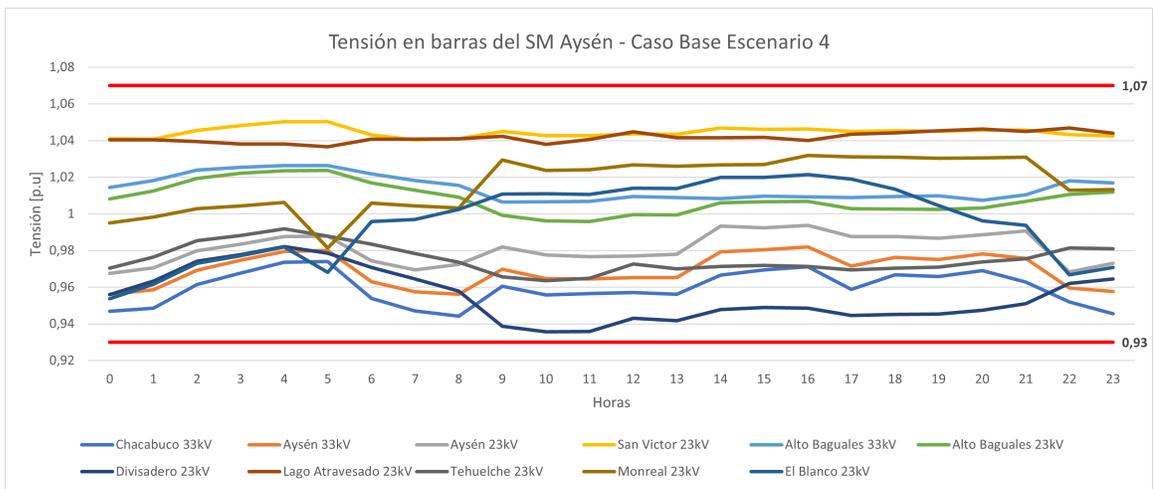


Figura 5.14: Resultados tensión caso base escenario 4

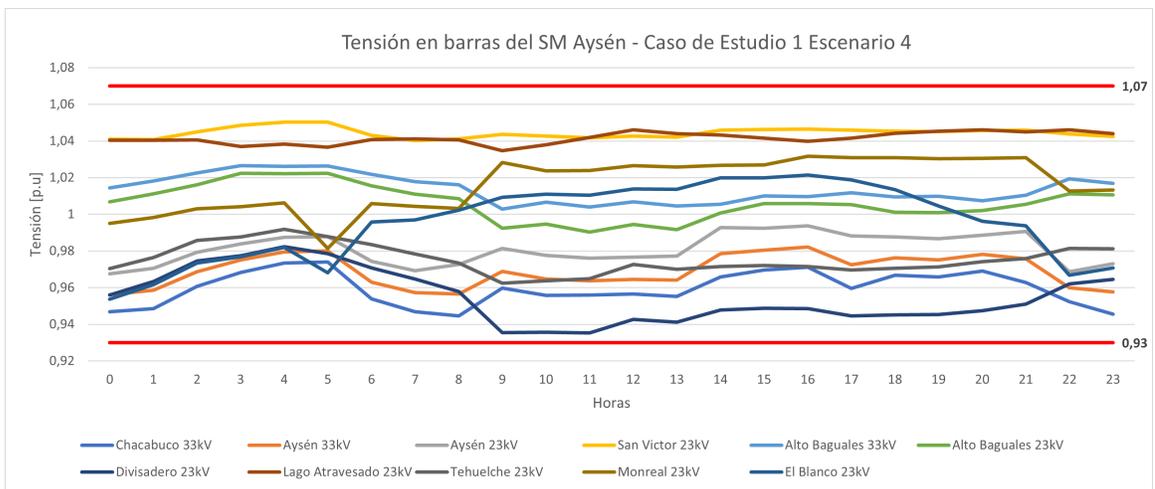


Figura 5.15: Resultados tensión caso de estudio 1 escenario 4

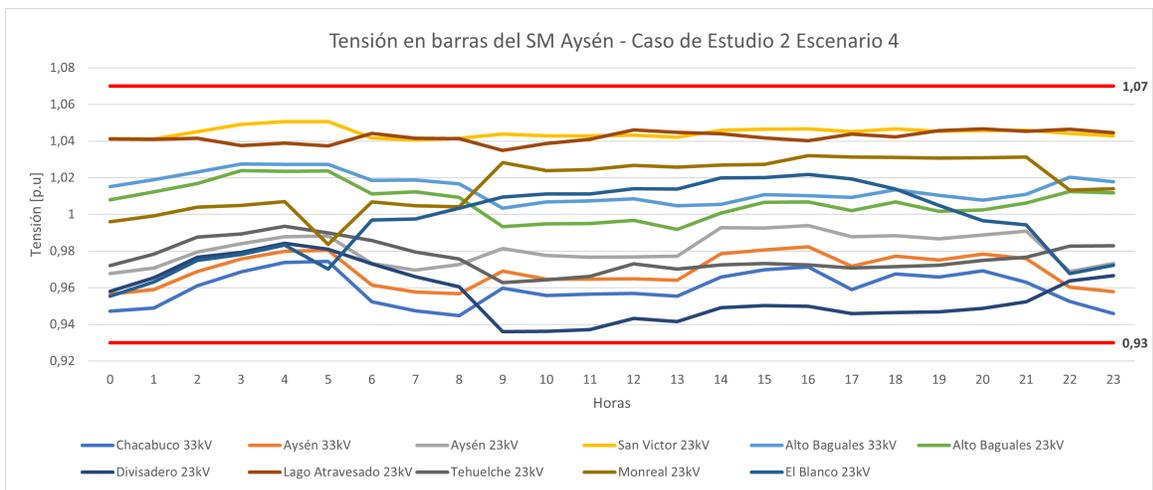


Figura 5.16: Resultados tensión caso de estudio 2 escenario 4

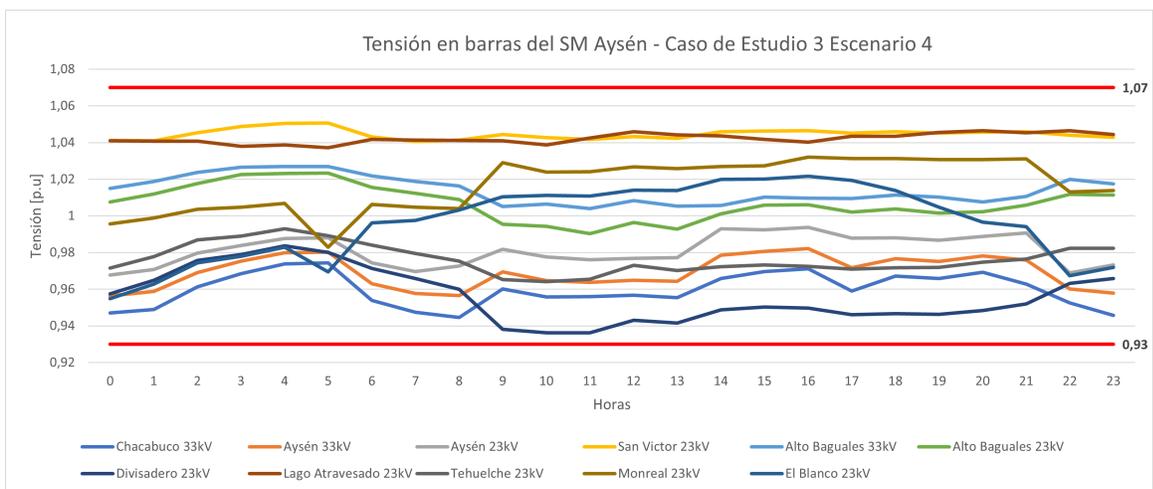


Figura 5.17: Resultados tensión caso de estudio 3 escenario 4

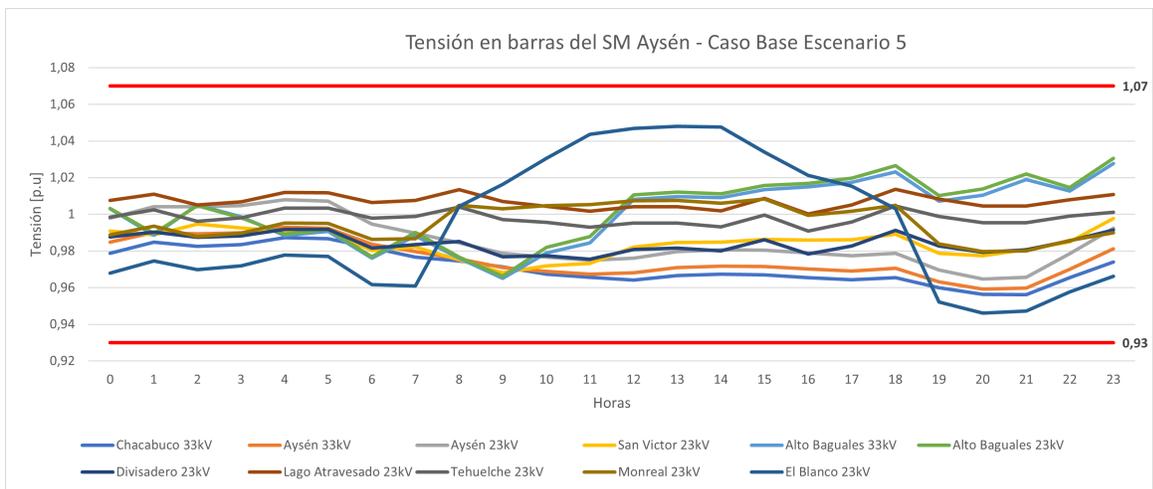


Figura 5.18: Resultados tensión caso base escenario 5

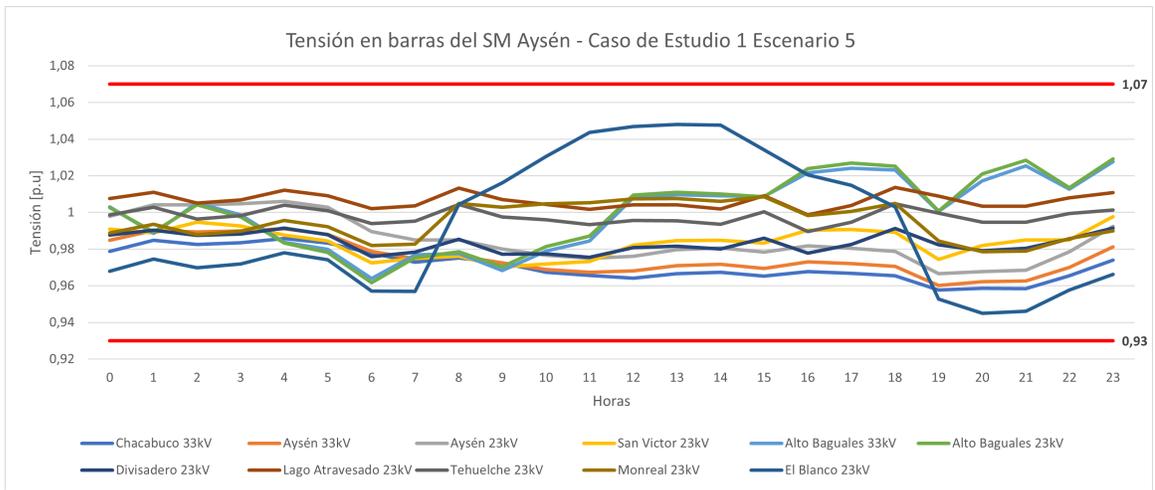


Figura 5.19: Resultados tensión caso de estudio 1 escenario 5

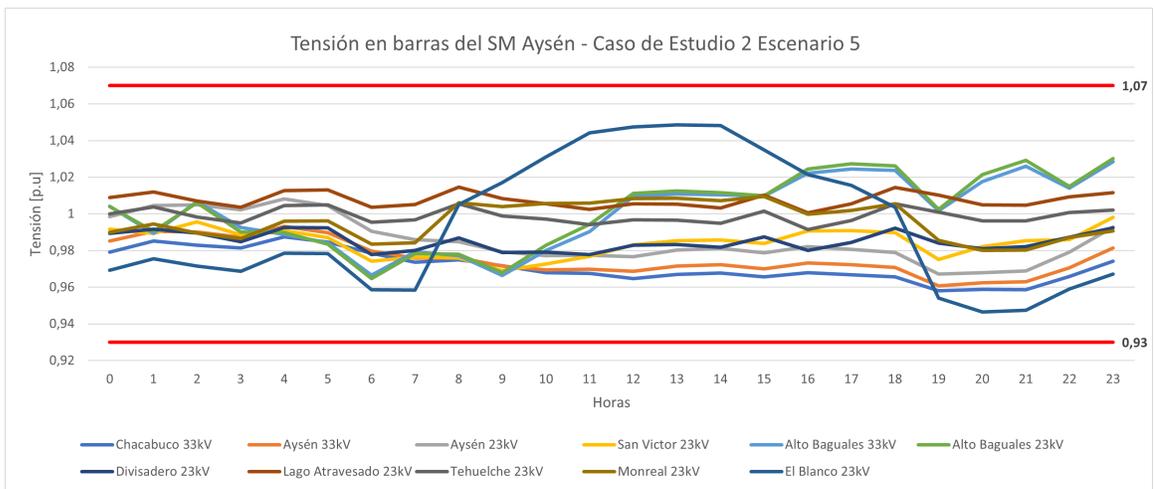


Figura 5.20: Resultados tensión caso de estudio 2 escenario 5

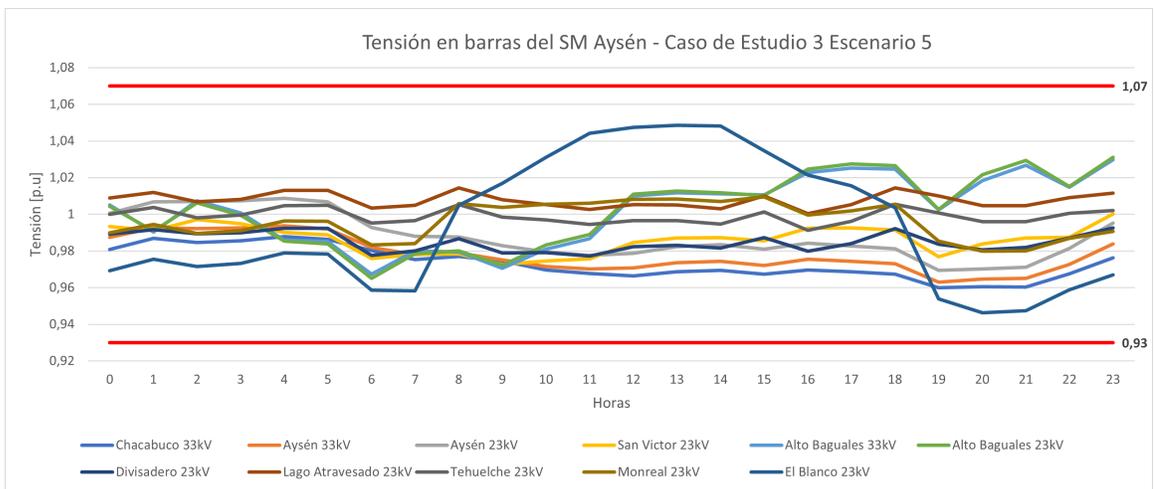


Figura 5.21: Resultados tensión caso de estudio 3 escenario 5

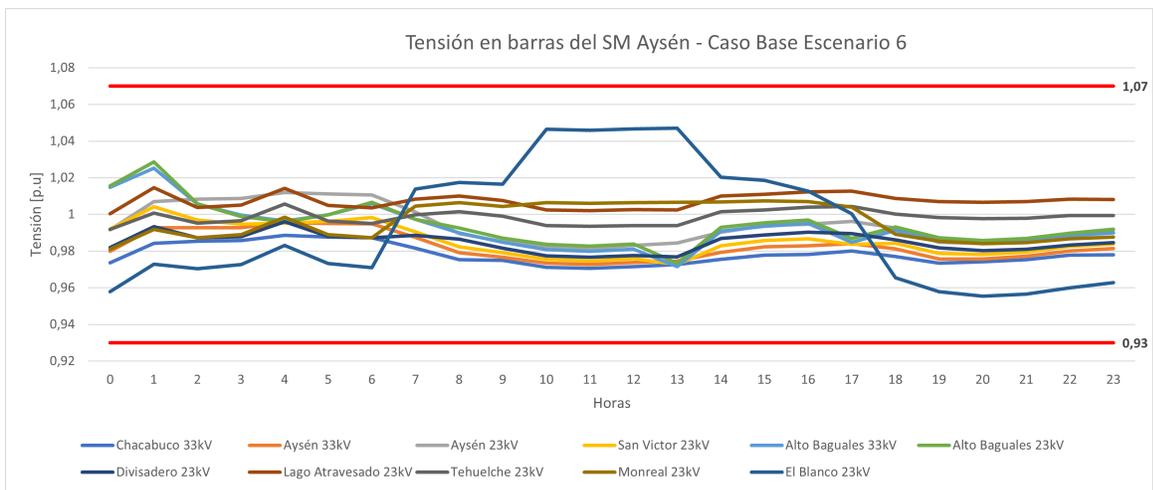


Figura 5.22: Resultados tensión caso base escenario 6

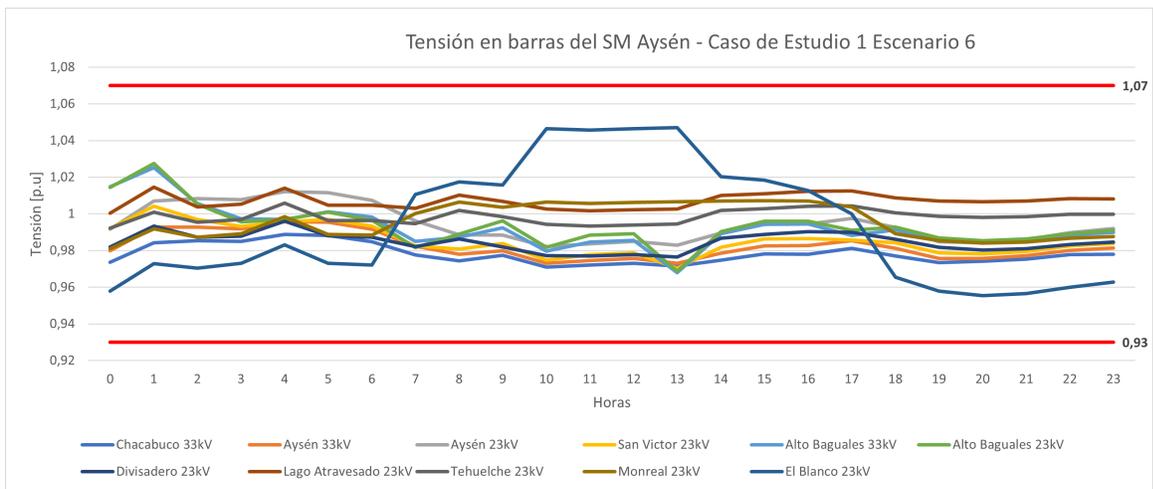


Figura 5.23: Resultados tensión caso de estudio 1 escenario 6

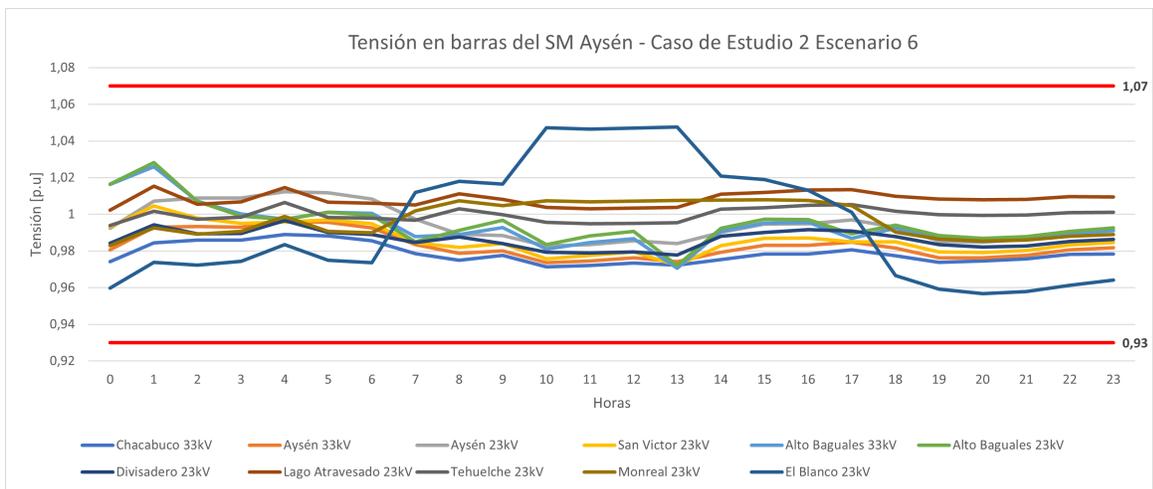


Figura 5.24: Resultados tensión caso de estudio 2 escenario 6

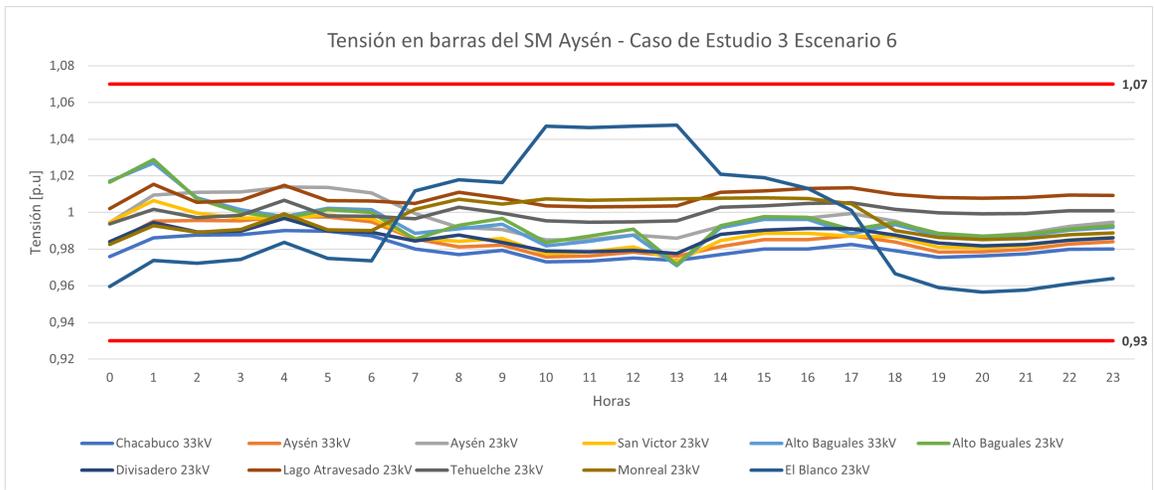


Figura 5.25: Resultados tensión caso de estudio 3 escenario 6

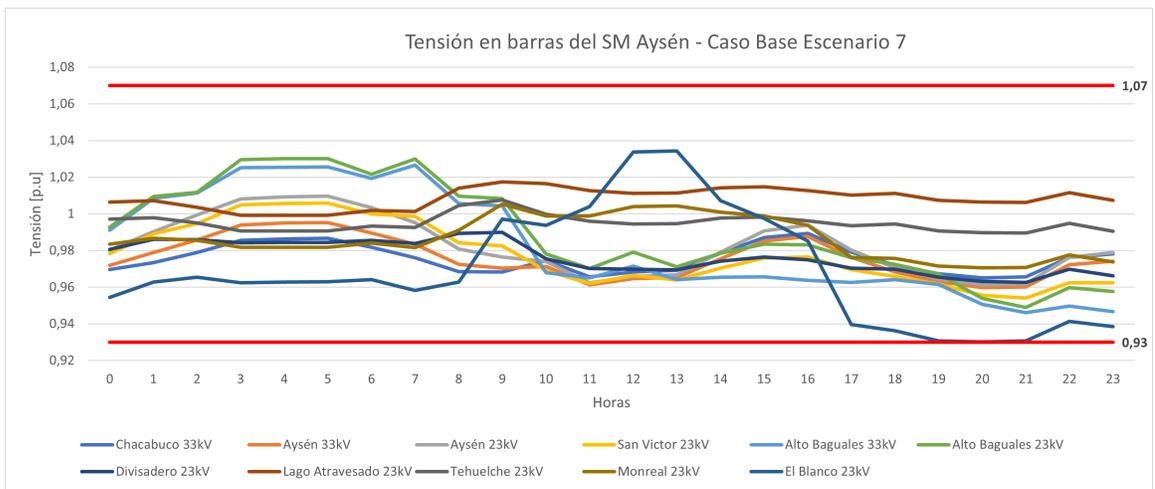


Figura 5.26: Resultados tensión caso base escenario 7

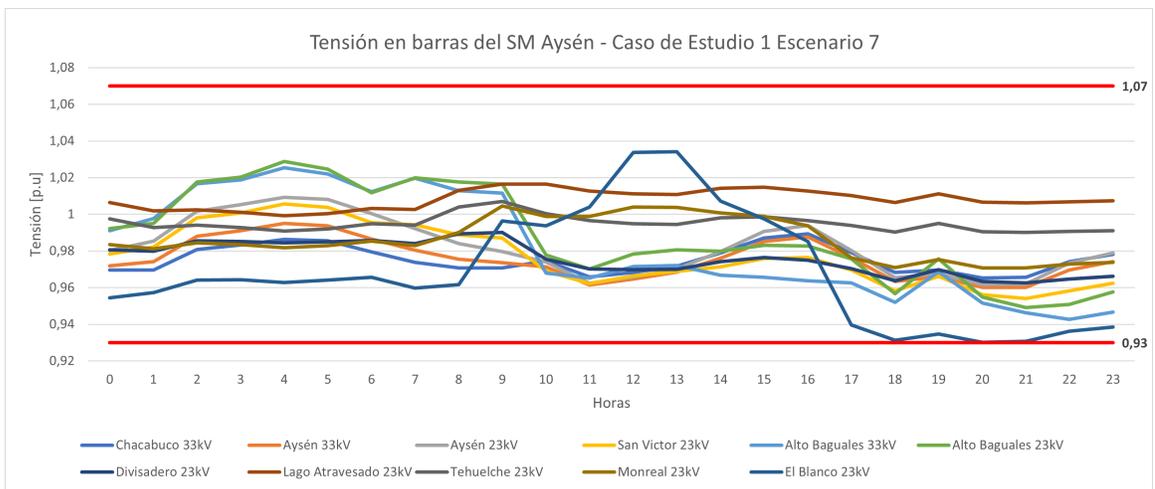


Figura 5.27: Resultados tensión caso de estudio 1 escenario 7

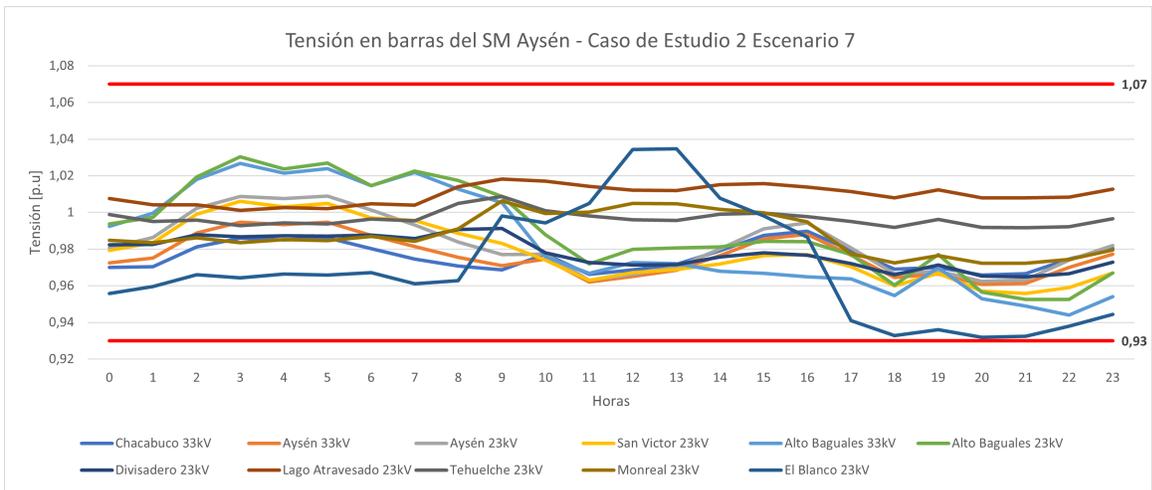


Figura 5.28: Resultados tensión caso de estudio 2 escenario 7

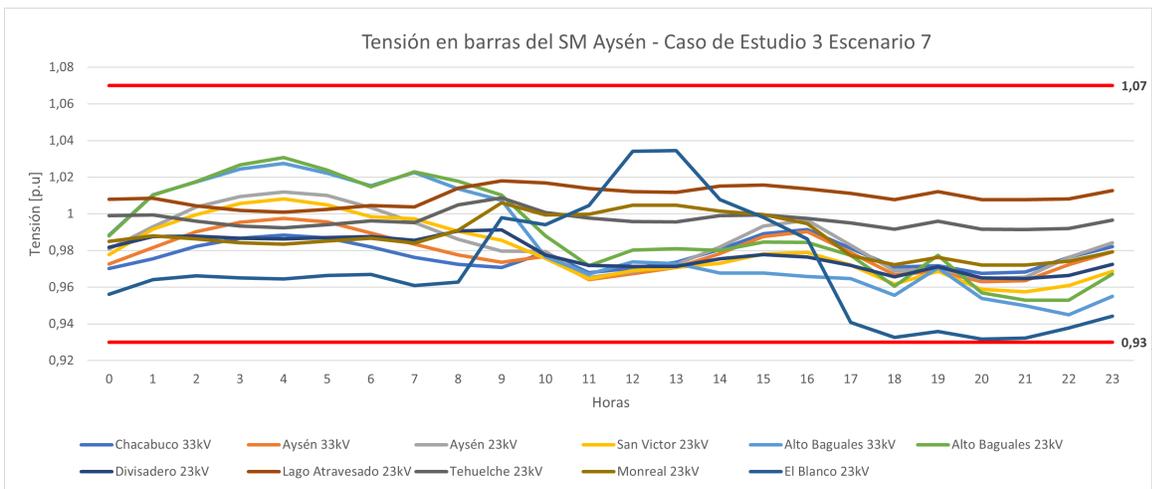


Figura 5.29: Resultados tensión caso de estudio 3 escenario 7

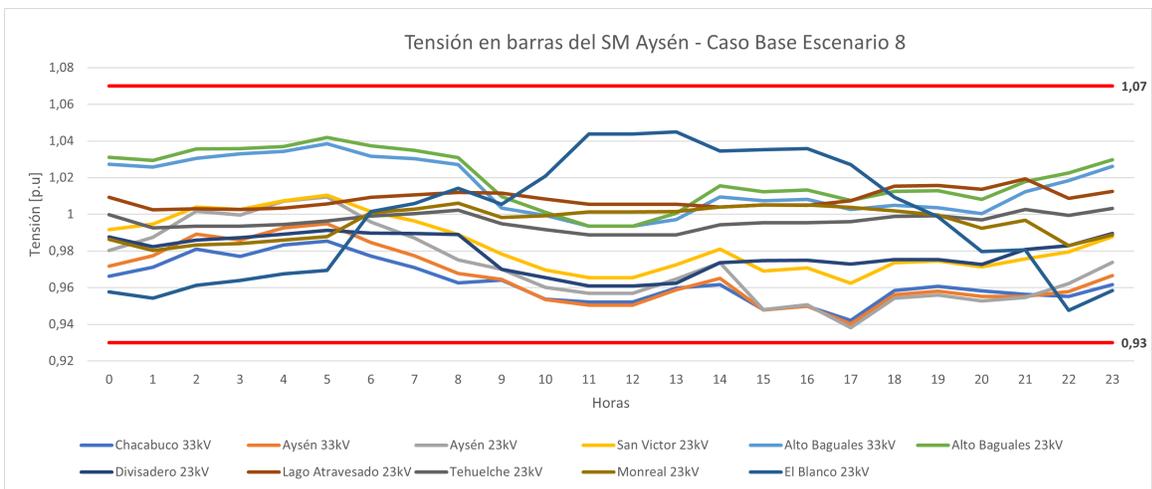


Figura 5.30: Resultados tensión caso base escenario 8

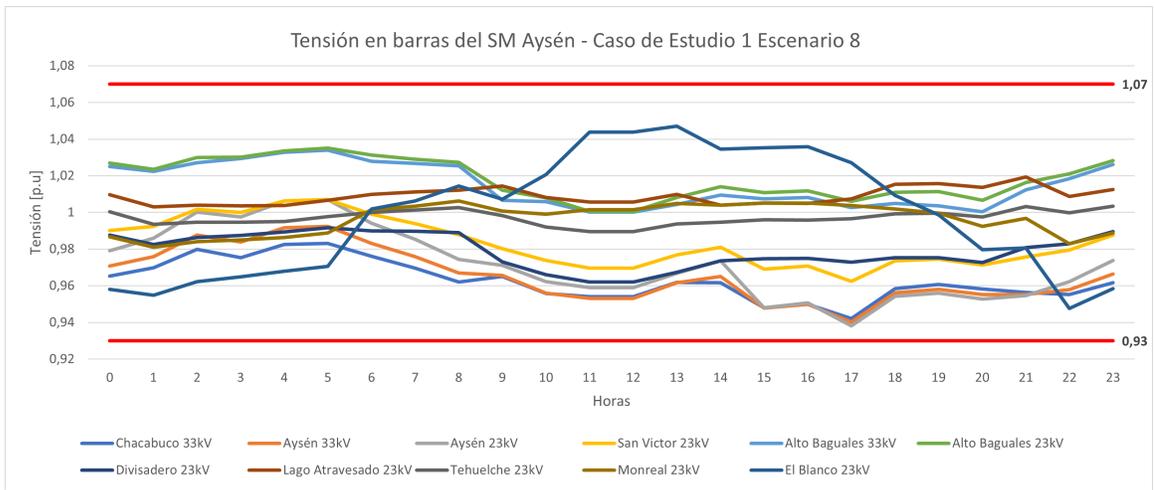


Figura 5.31: Resultados tensión caso de estudio 1 escenario 8

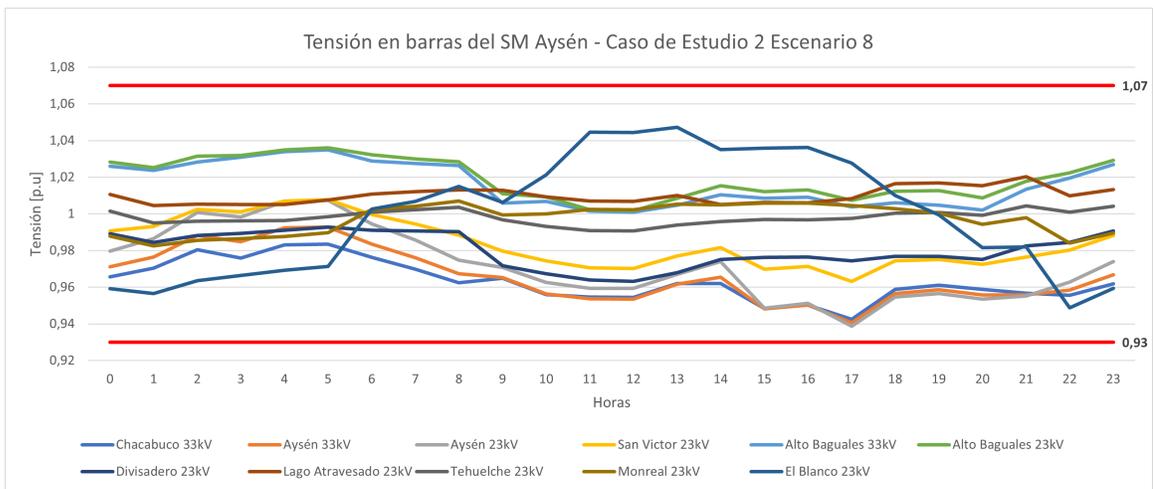


Figura 5.32: Resultados tensión caso de estudio 2 escenario 8

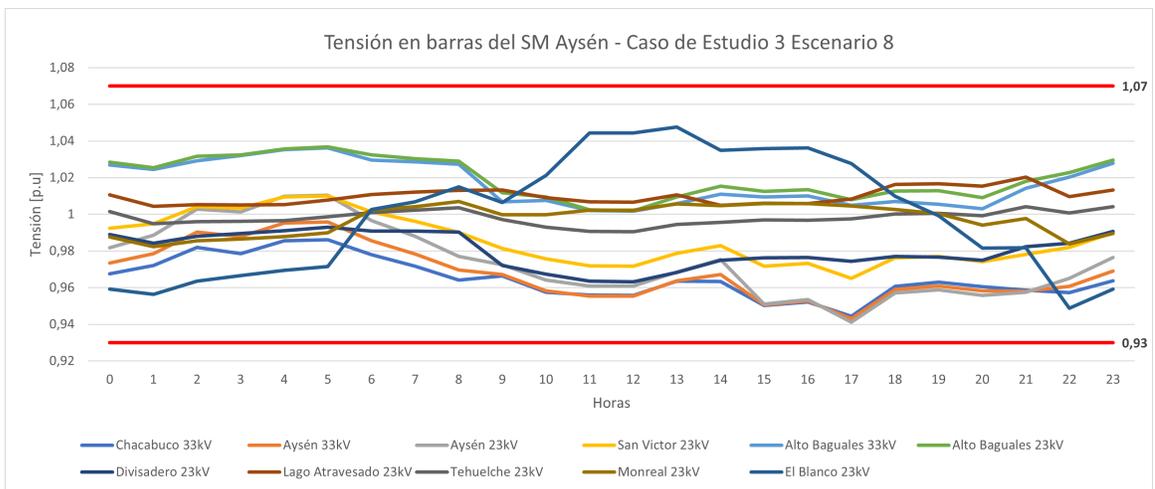


Figura 5.33: Resultados tensión caso de estudio 3 escenario 8