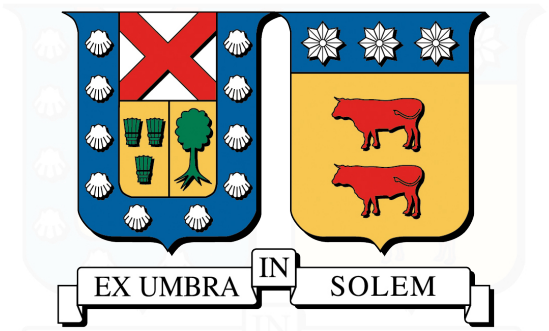
UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
VALPARAÍSO - CHILE



ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL USO DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA COMO ALTERNATIVA COMPLEMENTARIA A DECISIONES DE INVERSIÓN EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

César Antonio Guerrero Silva

Memoria para optar al título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesores guías:	:	Ph. D. Patricio Valdivia Lefort
		M. Sc. Javier Toro Cabrera
Ingeniero Correferente	:	M. Sc. Giovani Bastidas Hernández

Noviembre 2018

EX UMBRA
IN
SOLEM

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero agradecer a quienes me ayudaron en esta etapa, en la cual elaboré mi Memoria de Título de Ingeniero Civil Electricista. A mis profesores: Patricio Valdivia y Javier Toro, y a mi ingeniero tutor Giovani Bastidas, quienes me enseñaron, corrigieron y apoyaron durante todo este proceso, preocupándose y disponiendo incluso de su tiempo personal.

También, quiero agradecer y reconocer a mis padres César y Verónica y mis hermanas Karen y Carolina, por siempre poner en primer lugar mi bienestar y educación, aun cuando pudiese llegar a significar un enorme sacrificio para el núcleo familiar. Además, agradecer a mis padres la formación valórica que me entregaron y que, a mi parecer, me han permitido ser una persona correcta. También saludar y agradecer a mis abuelos, pese a no poder estar siempre físicamente cerca, siempre han estado ahí, en lo más profundo del grupo familiar, entregando su alegría y buen ánimo.

Por último, me gustaría agradecer a mis amigos por su apoyo durante toda la etapa universitaria, por aquellas experiencia y buenísimos momentos y, en general, haber hecho divertidos todos estos años, además de su colaboración en más de alguna asignatura, en las que sin ellos, hubiesen sido mucho más complejas. Espero que en las futuras etapas que nos esperan podamos seguir apoyándonos y divirtiéndonos de la misma forma.

RESUMEN EJECUTIVO

En este trabajo se presenta un análisis sobre la factibilidad económica del uso de los sistemas de almacenamiento de energía como alternativa complementaria a decisiones de inversión en el sistema de transmisión mediante mejoras en los factores de carga del sistema. En particular, se analiza la aplicación de los sistemas de almacenamiento como medida de postergación y disminución de inversiones en el sistema de transmisión, así como, hacer más eficiente el uso del sistema de transmisión.

En primera instancia, para abordar el análisis, se plantean los sistemas de almacenamiento de energía dentro del problema de optimización asociado a la expansión de la red de transmisión, donde, a causa del acoplamiento temporal de los sistemas de almacenamiento y a diferencia del enfoque típico, se establece una representación cronológica para las variables y los datos de entrada, debiendo trabajar con días típicos representativo para disminuir la densidad del problema. El modelo es planteado sobre un sistema de pruebas de cinco barras en 220kV, para el cual se realizan simulaciones para distintos escenarios. Dichos escenarios son construidos a partir de un escenario base, donde se sensibiliza en relación a la longitud de líneas de transmisión (o sus costos de inversión), los niveles de inserción de fuentes de energía solar y eólica, y la coincidencia de los perfiles de generación eólica con la demanda. Luego, se observa y compara la expansión óptima para cada caso.

En una segunda etapa, se analiza la factibilidad del uso de los sistemas de almacenamiento en un modelo simplificado del Sistema Eléctrico Nacional con enfoque en la optimización de la expansión del parque generador y de la red de transmisión del modelo a través del *software* PLEXOS y utilizando las bases de datos del Departamento de Planificación del Coordinador Eléctrico Nacional. Para la optimización del modelo se utiliza una serie de escenarios con combinaciones de parámetros de entrada sujetos a incertidumbre de alto nivel.

Los resultados del análisis sobre el sistema de pruebas indican que, para los escenarios considerados y en aplicaciones asociadas a la postergación de inversiones en infraestructura de transmisión, la decisión de inversión en sistemas de almacenamiento no está relacionada con los niveles de inserción de fuentes de generación de ERNC, tampoco con la coincidencia de la demanda con sus perfiles, esto ocurre incluso al suponer costos de inversión bajos para los sistemas de almacenamiento, principalmente, porque los ahorros producto de no verter y desplazar temporalmente dicha energía renovable no justificarían, económicamente, la incorporación de los sistemas de almacenamiento. Mientras que, al aumentar las longitudes de líneas de transmisión (pudiendo interpretarse como un aumento de los costos de inversión de las líneas de transmisión o una mezcla de ambos), los sistemas de almacenamiento sí pueden presentar un beneficio económico, reflejando que, a mayores distancias entre las fuentes de generación y los centros de consumo, mayor es el beneficio de los sistemas de almacenamiento. Sin embargo, al utilizar costos referenciales de sistemas de almacenamiento, los candidatos que presentan beneficios económicos son poco prácticos desde el punto de vista de la cantidad de años que se posterga la inversión; mientras que, al utilizar costos de inversión bajos para sistemas de almacenamiento, el modelo llega a optar por incorporar sistemas que logran postergar la inversión en líneas de transmisión más años, pero las condiciones en las que se aplican son poco usuales.

Mientras que los resultados sobre el análisis en el sistema reducido del Sistema Eléctrico Nacional indican que, bajo un enfoque de optimización de expansión de la red de transmisión y del parque generador, para determinados escenarios los sistemas de almacenamiento presentan beneficios económicos. En este caso los sistemas de almacenamiento aportan al mejoramiento del uso del sistema eléctrico y como complemento frente a altos niveles de generación renovable de carácter variable, pudiendo concluir sobre: tamaños óptimos, localización y horizonte de ingreso al sistema. Sin embargo, para los niveles de infraestructura considerados, usualmente el modelo no opta por incorporar sistemas de almacenamiento para postergar inversiones en la red de transmisión, pues los niveles de potencia de las líneas son demasiado altos. No obstante, respondiendo al uso eficiente de la red de transmisión, los sistemas de almacenamiento aportan a aliviar parcialmente congestiones algunas líneas de transmisión del sistema.

ABSTRACT

In this work the feasibility of energy storage systems applications on transmission expansion planning has been analyzed. The analysis focuses on the application of energy storage systems in the transmission upgrade deferral and transmission congestion relief through the improvements in the system load factor.

Firstly, energy storage systems were included in the optimal transmission expansion planning problem. Because storage components are time-coupled, the problem differs from the typical approach, and a chronological representation has been established, using typical days in order to represent larger time periods to reduce the computing density. The model has been used on a 5-bus test system and various scenarios were defined. The scenarios were built from a base scenario and sensitized in relation to length of transmission lines, high wind and energy levels and the match in profiles of demand and wind energy. Then, for each case the optimal expansion was compared.

Secondly, the economic benefits of energy storage systems were evaluated on a simplified system that represents the electrical national power system, focusing on the joint generation and transmission expansion planning using PLEXOS and ISO database. High-level uncertainty were used on the scenarios.

Results on test system indicate that, in relation to the transmission upgrade deferral analyzed in the scenarios, the investment in energy storage systems was unrelated to high renewable integration levels, and in matching the load and wind generation profiles. This happens even when supposing low investment costs in energy storage systems, mainly because the savings due to avoiding the dumping of energy and the temporal displacement of that energy do not justify the decision to incorporate energy storage systems. Energy storage systems provide economic benefits on scenarios with high line distances or high investment costs in transmission lines, reflecting that, at greater distances between generation and load centers, there is a greater benefit on storage systems incorporation, it depends on energy storage investment costs. Supposing reference investment costs, energy storage systems bring economic benefits, but postpone the investment only for a few years. Moreover, supposing low investment cost, the model incorporates energy storage systems that manage to postpone the investment in transmission lines for more years, but only under unusual conditions.

Finally, results on simplified model of the electrical national power system show that, under joint generation and transmission expansion planning, energy storage systems provide economic benefits under the scenarios considerations. In this case, energy storage systems contribute to transmission system performance improvement and as a supplement to high level of renewable and variable energy. It is possible to conclude on: optimal size, location and implementation date. However, taking into account the infrastructure levels considered, the model usually does not choose to incorporate storage systems into upgrade deferral applications, because transmission lines capacity levels are too high. Nevertheless, in response to the efficient use of the transmission network, the storage systems contribute in transmission congestion relief in some lines of the system.

Glosario

AVI:	Anualidad del Valor de Inversión.
BESS:	Battery Energy Storage System (sistema de almacenamiento de energía en baterías).
CAES:	Compressed Air Energy Storage (almacenamiento de energía en aire comprimido).
CAGR:	Compound Annual Growth Rate (tasa anual compuesta de crecimiento).
CNE:	Comisión Nacional de Energía.
CSP:	Concentrated Solar Power (energía Termosolar de Concentración).
CV o VU:	Ciclos de Vida o Vida Útil.
ERNC:	Energía Renovable No Convencional.
ERV:	Energía Renovable Variable.
ESS:	Energy Storage System (sistema de almacecenamiento de energía).
FBESS:	Flow Battery Energy Storage System (sistema de almacenamiento de energía en baterías de flujo).
GUROBI:	Software comercial de optimización lineal y cuadrática.
HVAC:	High Voltage Alternating Current (alta tensión en corriente alterna).
HVDC:	High Voltage Direct Current (alta tensión en corriente continua).
LCOE:	Levelized Cost of Energy (costo nivelado de energía).
LCOS:	Levelized Cost of Storage (costo nivelado de almacenamiento).
MILP:	Mixed Integer Linear Programming (programación Lineal Entera-Mixta).
PCS:	Power Conversion System (sistema de conversión de potencia).
PELP:	Planificación Energética de Largo Plazo.
PHS:	Pumped Hydroelectric Storage (almacenamiento de energía por bombeo hidroeléctrico).
PLEXOS:	Software de simulación de sistemas eléctricos de potencia, sistemas de agua agua y redes de gas.
PYOMO:	Colección de paquetes de Python para formular problemas de optimización.
PYTHON:	Software y lenguaje de programación interpretado.
SEA:	Servicio de Evaluación Ambiental.
SM:	Storage Module (módulo de almacenamiento de energía).
SSCC:	Servicios Complementarios.
TEP:	Transmission Expansion Planning (planificación de expansión de la red de transmisión).
VAN:	Valor Actualizado Neto.
VI:	Valor de Inversión.
VoLL:	Value of Lost Load (valor de pérdida de carga).
XPRESS:	Software comercial de optimización.

Índice de Contenidos

Glosario v

Introducción 1
0.1. Motivación . . . 1
0.2. Objetivos . . . 2
0.2.1. Objetivo general . . . 2
0.2.2. Objetivos específicos . . . 2
0.3. Alcances . . . 2
0.4. Estructura del documento . . . 2

1. Sistemas de almacenamiento de energía 4
1.1. Antecedentes en Chile y el mundo . . . 6
1.1.1. Experiencia en el mundo . . . 6
1.1.2. Experiencia en Chile . . . 8
1.1.2.1. Marco regulatorio . . . 8
1.2. Tecnologías aplicables a redes de transmisión . . . 10
1.2.1. Almacenamiento hidráulico por bombeo . . . 11
1.2.2. Almacenamiento por aire comprimido . . . 11
1.2.3. Almacenamiento por baterías . . . 12
1.2.3.1. Baterías de ion de litio . . . 12
1.2.3.2. Baterías de sodio-azufre . . . 13
1.2.4. Almacenamiento en baterías de flujo . . . 14
1.2.4.1. Baterías de flujo redox de vanadio . . . 14
1.3. Ventajas y desventajas de los sistemas candidatos . . . 15
1.4. Características técnicas de los sistemas candidatos . . . 16
1.4.1. Costos de sistemas de almacenamiento . . . 16
1.4.1.1. Costos de inversión . . . 16
1.4.1.2. Costos de la vida útil y costos nivelados de almacenamiento . . . 17
1.4.2. Proyección de costos para sistemas candidatos . . . 19
1.5. Resumen de parámetros técnicos . . . 20

2. Metodología utilizada para la expansión de largo plazo de la red de transmisión 22
2.1. Almacenamiento de energía aplicado al problema de expansión . . . 23
2.1.1. Consideraciones y supuestos del modelo utilizado . . . 24
2.1.1.1. Modelo de demanda . . . 24
2.1.1.2. Modelo de generación . . . 25
2.1.1.3. Modelo de los sistemas de almacenamiento . . . 26
2.1.1.4. Modelo de la energía no suministrada . . . 27
2.1.1.5. Tasa de descuento . . . 27

2.1.1.6. Modelo para la valorización de la inversión . . . 27
2.2. Formulación del problema de expansión de redes de transmisión considerando ESS . . . 28
2.2.1. Nomenclatura de la formulación del problema . . . 28
2.2.2. Planteamiento del problema de optimización . . . 30
2.2.3. Representación de la formulación del problema de optimización . . . 31

3. Análisis en el sistema de pruebas 32
3.1. Justificación . . . 32
3.2. Metodología . . . 32
3.3. Modelamiento en sistema de pruebas de 5 barras . . . 33
3.4. Análisis de variables de interés . . . 35
3.4.1. Longitud de líneas del sistema (módulos atípicos) . . . 35
3.4.1.1. Justificación . . . 35
3.4.1.2. Procedimiento . . . 35
3.4.1.3. Resultados . . . 35
3.4.2. Longitud de líneas del sistema (módulos típicos) . . . 37
3.4.2.1. Justificación . . . 37
3.4.2.2. Procedimiento . . . 37
3.4.2.3. Resultados . . . 38
3.4.3. Longitud de líneas del sistema (Generación base GNL y ERNC Alto) . . . 41
3.4.3.1. Justificación . . . 41
3.4.3.2. Procedimiento . . . 41
3.4.3.3. Resultados . . . 41
3.4.4. Niveles de energía renovable no convencional . . . 43
3.4.4.1. Justificación . . . 43
3.4.4.2. Procedimiento . . . 44
3.4.4.3. Resultados . . . 44
3.4.5. Coincidencia de perfil eólico con perfil de demanda . . . 45
3.4.5.1. Justificación . . . 45
3.4.5.2. Procedimiento . . . 46
3.4.5.3. Resultados . . . 46
3.5. Conclusiones del análisis en el modelo de pruebas . . . 47

4. Análisis en el sistema reducido del Sistema Eléctrico Nacional 50
4.1. Justificación . . . 50
4.2. Metodología . . . 50
4.3. Representación en el Sistema Reducido del Sistema Eléctrico Nacional . . . 53
4.4. Pruebas iniciales sobre el modelo . . . 54
4.5. Análisis de resultados . . . 57
4.5.1. Resultados del escenario A . . . 57
4.5.2. Resultados del escenario B . . . 60
4.5.3. Resultados del escenario C . . . 66
4.6. Conclusiones del análisis sobre el modelo simplificado del Sistema Eléctrico Nacional . . . 70

5. Conclusiones y comentarios 72

Bibliografía 75

A. Comparación de costos de sistemas de almacenamiento 77

A.1. Casos de comparación de costos capitales de almacenamiento de energía . . . 77
A.1.1. Comparación con PELP . . . 77
A.1.2. Comparación con LAZARD . . . 78
A.1.3. Comparación con DOE/EPRI . . . 78
A.1.4. Comparación con documento académico . . . 79
A.2. Conclusiones de la comparación . . . 79

B. Datos del sistema de prueba 80
B.1. Justificación . . . 80
B.2. Esquema unilineal . . . 80
B.3. Modelos de demanda . . . 81
B.3.1. Proyección de demanda . . . 82
B.4. Modelos de generación y proyecciones . . . 83
B.4.1. Proyecciones de costos de generación convencional . . . 83
B.4.2. Perfiles de generación ERNC . . . 84

C. Datos del Sistema Eléctrico Nacional reducido 85
C.1. Justificación . . . 85
C.2. Esquema unilineal . . . 85
C.3. Modelos de demanda . . . 88
C.4. Modelos de generación . . . 89
C.5. Elección de nodos candidatos . . . 90

D. Resultados adicionales del análisis 92
D.1. Análisis en sistema reducido del SEN de 21 barras. . . . 92
D.1.1. Potencia instalada . . . 92

E. Modelación en Pyomo 96

Índice de Tablas

1.1. Proyectos de sistemas de almacenamiento de en operación, construcción y anunciados en Chile. 8
1.2. Proyectos de PHS de mayor y menor capacidad y potencia existentes en el mundo. 11
1.3. Proyectos de CAES de mayor y menor capacidad y potencia existentes en el mundo. 12
1.4. Proyectos de BESS-Li ion de mayor capacidad y potencia existentes en el mundo. 13
1.5. Proyectos de BESS-NaS de mayor capacidad y potencia existentes en el mundo. 14
1.6. Proyectos de FBESS-VRB de mayor capacidad y potencia existentes en el mundo. 15
1.7. Ventajas y desventajas de los sistemas de almacenamiento de energía candidatos para uso en redes de transmisión. 15
1.8. Características técnicas por rango para sistemas de almacenamiento candidatos. 16
1.9. Dismución porcentual de costos capitales promedio para tecnologías candidatas en un plazo de 5 años (2017-2021), CAGR asume disminución a ritmo constante. 19
1.10. Características técnica importantes en el análisis de la incorporación de sistemas de almacenamiento en el problema de expansión de redes de transmisión. 20
1.11. Parámetros de entrada en el análisis de la incorporación de sistemas de almacenamiento en el problema de expansión de redes de transmisión. 21
1.12. Parámetros de entrada en el análisis de la incorporación de sistemas de almacenamiento en el problema de expansión de redes de transmisión. 21

3.1. Información del equipo utilizado para las simulaciones sobre el sistema de pruebas. 32
3.2. Parámetros de entrada en el análisis de la incorporación de sistemas de almacenamiento en el problema de expansión de redes de transmisión. 33
3.3. Parámetros de entrada en el análisis de la incorporación de sistemas de almacenamiento en el problema de expansión de redes de transmisión. 33
3.4. Parámetros de inversión para líneas del sistema de pruebas. 34

4.1. Información del servidor utilizado para las simulaciones sobre el sistema reducido del Sistema Eléctrico Nacional. 50
4.2. Escenarios y mezcla de supuestos utilizados para el análisis en el sistema reducido del Sistema Eléctrico Nacional. 51
4.3. Relación de los costos de inversión en sistemas de almacenamiento con los nombres de los escenarios. 52
4.4. Costos de inversión utilizados para sistemas de almacenamiento en el análisis sobre el sistema reducido del SEN. 52
4.5. Tiempos de convergencia para los escenarios simulados durante las pruebas iniciales del modelo. 54
4.6. Potencia instalada en MW añadida por tecnología para los casos del escenario D en el horizonte de estudio. 55
4.7. Calendario de ingreso de líneas en el horizonte de estudio para casos con tolerancia de 5 % y 7 %, según capacidad en MW. 55
4.8. Potencia instalada en MW añadida por tecnología para los casos del escenario E en el horizonte de estudio. 56

4.9. Calendario de ingreso de líneas en el horizonte de estudio para el escenario E, según capacidad en MW. . . . 56
4.10. Potencia instalada en MW añadida por tecnología para los casos del escenario A en el horizonte de estudio. . . . 58
4.11. Calendario de ingreso de líneas en el horizonte de estudio para casos con costo bajo (A1) y alto (A2) del escenario-A, según capacidad en MW. . . . 58
4.12. Calendario de ingreso de sistemas de almacenamiento en el horizonte de estudio para el caso con costo bajo (A1) del escenario-A, según capacidad en MW . . . 59
4.13. Potencia instalada en MW añadida por tecnología para los casos del Escenario-B en el horizonte de estudio. . . . 61
4.14. Calendario de ingreso de líneas en el horizonte de estudio para casos con costo bajo (B1) y alto (B2) del escenario-B, según capacidad en MW. . . . 62
4.15. Calendario de ingreso de sistemas de almacenamiento en el horizonte de estudio para el caso con costo bajo (B1) del escenario-B, según capacidad en MW. . . . 62
4.16. Potencia instalada en MW añadida por tecnología para los casos del Escenario-C en el horizonte de estudio. . . . 66
4.17. Calendario de ingreso de líneas en el horizonte de estudio para casos con costo bajo (C1) y alto (C2) del escenario C, según capacidad en MW. . . . 67
4.18. Calendario de ingreso de sistemas de almacenamiento en el horizonte de estudio para el caso con costo bajo (C1) del escenario C, según capacidad en MW. . . . 67

A.1. Comparación de costos de inversión en sistemas de almacenamiento para el documento base y PELP. . . . 77
A.2. Comparación de costos de inversión en sistemas de almacenamiento para el documento base y Lazard V2 (2016). . . . 78
A.3. Comparación de costos de inversión en sistemas de almacenamiento para el documento base y Lazard V3 (2017). . . . 78
A.4. Comparación de costos de inversión en sistemas de almacenamiento para el documento base y DOE/EPRI (2013). . . . 79
A.5. Comparación de costos de inversión en sistemas de almacenamiento para el documento base y documento académico. . . . 79

B.1. Parámetros técnicos para líneas del sistema de pruebas. . . . 81
B.2. Parámetros de inversión para líneas del sistema de pruebas. . . . 81
B.3. Tecnología de generación por nodo de generación para los escenarios considerados. . . . 81
B.4. Proyección de demanda eléctrica total para años 2019-2038. . . . 82
B.5. Proyección de costos variables para tecnologías de generación consideradas para los años entre 2019-2038. . . . 83

C.1. Parámetros técnicos de líneas para el sistema reducido del Sistema Eléctrico Nacional. . . . 87
C.2. Parámetros de inversión en líneas para el sistema reducido del Sistema Eléctrico Nacional. . . 87

D.1. Potencia instalada por tecnología y por nodo para el Escenario-A1 . . . 92
D.2. Potencia instalada por tecnología y por nodo para el Escenario-A2 . . . 92
D.3. Potencia instalada por tecnología y por nodo para el Escenario-B1 . . . 93
D.4. Potencia instalada por tecnología y por nodo para el Escenario-B2 . . . 93
D.5. Potencia instalada por tecnología y por nodo para el Escenario-C1 . . . 93
D.6. Potencia instalada por tecnología y por nodo para el Escenario-C2 . . . 94
D.7. Potencia instalada por tecnología y por nodo para el Escenario-D1 . . . 94
D.8. Potencia instalada por tecnología y por nodo para el Escenario-D2 . . . 94
D.9. Potencia instalada por tecnología y por nodo para el Escenario-E . . . 95

Índice de Figuras

1.1. Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía. 4
1.2. Clasificación de los sistemas de almacenamiento de energía. 5
1.3. Comparación de potencia y capacidad de almacenamiento añadiendo autonomía a potencia nominal. 6
1.4. Países con mayor cantidad de potencia instalada y proyectos en operación, construcción o anunciados. 7
1.5. Aplicación de sistemas de almacenamiento en el mundo cuantificado por cantidad de proyectos y agrupados por tipo de tecnología. 7
1.6. Esquema de sistemas de bombeo hidráulico. 11
1.7. Esquema para sistemas de almacenamiento por aire comprimido. 12
1.8. Esquema de sistemas baterías de ion de litio. 13
1.9. Esquema de sistemas baterías de sodio. 14
1.10. Esquema de sistemas baterías flujo de Vanadio. 15
1.11. Rangos de costos nivelados de almacenamiento para tecnologías candidatas. 18
1.12. Proyección de costos de inversión por almacenamiento para BESS Li ion. 20

2.1. Esquema simplificado de las partes y clasificaciones dentro del problema de expansión de transmisión. 22
2.2. Aporte de los sistemas de almacenamiento al retraso de inversión en transmisión. 23
2.3. Representación esquemática de la demanda utilizada en la barras del sistema. 25
2.4. Representación esquemática de los costos variables de generación. 26
2.5. Representación esquemática de los perfiles de generación ERNC utilizados. 26

3.1. Esquema de escenarios utilizados para el análisis en sistema de pruebas. 33
3.2. Esquema unilineal para el modelo de pruebas utilizado 34
3.3. Simbología utilizada para los calendarios de inversiones de la sección de resultados. 34
3.4. Calendario de inversiones para el escenario con variación de longitud de las líneas (sin tamaños modulares), utilizando perfil de demanda tipo 1. 36
3.5. Perfiles de interés en la barra 3 para el año de la expansión de la línea y el año previo (Año 17 y 18). 36
3.6. Calendario de inversiones para escenario de variación de longitud de líneas (Sin tamaños modulares), utilizando perfil de demanda tipo 2. 37
3.7. Perfiles de interés en la barra 3. 37
3.8. Calendario de inversiones para escenario de variación de longitud de líneas (con tamaños modulares), utilizando perfil de demanda tipo 1 y costos basados de inversión para ESS basados en PELP. 39
3.9. Calendario de inversiones para escenario de variación de longitud de líneas (con tamaños modulares), utilizando perfil de demanda tipo 1 y costos de inversión bajos para BESS. . . . 39
3.10. Calendario de inversiones para escenario de variación de longitud de líneas (con tamaños modulares), utilizando perfil de demanda tipo 2 y costos basados de inversión para ESS basados en PELP. 40

3.11. Calendario de inversiones para el escenario de variación de longitud de las líneas (con tamaños modulares), utilizando perfil de demanda tipo 2 y costos de inversión bajos para BESS. 41
3.12. Calendario de inversiones para escenario de variación de longitud de las líneas (GNL-Base y ERNC-Alto), utilizando perfil de demanda tipo 1 y costos basados de inversión para ESS basados en PELP. 42
3.13. Calendario de inversiones para escenario de variación de longitud de líneas (GNL-Base y ERNC-Alto), utilizando perfil de demanda tipo 1 y costos de inversión bajos para BESS. . . 42
3.14. Calendario de inversiones para escenario de variación de longitud de líneas (GNL-Base y ERNC-Alto), utilizando perfil de demanda tipo 2 y costos basados de inversión para ESS basados en PELP. 43
3.15. Calendario de inversiones para escenario de variación de longitud de líneas (GNL-Base y ERNC-Alto), utilizando perfil de demanda tipo 2 y costos de inversión bajos para BESS. . . 43
3.16. Calendario de inversiones para escenario con variación generación ERNC, utilizando perfil de demanda tipo 1. 44
3.17. Calendario de inversiones para escenario con variación generación ERNC, utilizando perfil de demanda tipo 2. 45
3.18. Calendario de inversiones para escenario con coincidencia del perfil de generación eólica respecto del perfil de demanda, utilizando perfil de demanda tipo 1 y costos de inversión referenciales para sistemas de almacenamiento. 46
3.19. Calendario de inversiones para escenario con coincidencia del perfil de generación eólica respecto del perfil de demanda, utilizando perfil de demanda tipo 1 y costos de inversión bajos para sistemas de almacenamiento. Caso coincidente 47
3.20. Calendario de inversiones para escenario con coincidencia del perfil de generación eólica respecto del perfil de demanda, utilizando perfil de demanda tipo 2 y tanto costos referenciales como bajos en sistemas de almacenamiento. 47
3.21. Perfiles de demanda neta para el año base en las barras 3 y 5. 48

4.1. Esquema de diferencias entre escenarios utilizados para el análisis. 51
4.2. Esquema unilineal para el modelo reducido del Sistema Eléctrico Nacional. 53
4.3. Potencia instalada añadida durante el periodo de estudio para el escenario D. 55
4.4. Potencia instalada añadida durante el periodo de estudio para el escenario E. 56
4.5. Potencia instalada añadida durante el periodo de estudio para el Escenario A. 58
4.6. Situación de congestión la línea Cumbre 500-Nueva Cardones 500 y almacenamiento en Kimal 220. 59
4.7. Variables de interés para el almacenamiento de energía ubicado Kimal 220 para el año 2035. 60
4.8. Potencia instalada añadida durante el periodo de estudio para el Escenario B. 61
4.9. Variables de interés para el almacenamiento de energía ubicado Kimal 220 para el año 2035. 63
4.10. Variables de interés para el almacenamiento de energía ubicado Cumbre 500 para el año 2033. 64
4.11. Variables de interés para el almacenamiento de energía ubicado Ancoa 500 para el año 2035 (y el año 2036 en la figura que considera los flujos desde el sur). 65
4.12. Potencia instalada añadida durante el periodo de estudio para el Escenario C. 66
4.13. Variables de interés para el almacenamiento de energía ubicado Kimal 220 para el año 2035. 68
4.14. Variables de interés para el almacenamiento de energía ubicado Ancoa 500 para el año 2037. 69
4.15. Comparación de potencia instalada para los principales escenarios del análisis sobre el modelo del sistema reducido del SEN. 71

B.1. Esquema unilineal para el modelo de pruebas utilizado 80
B.2. Perfiles de demanda reducidos a año típico. 82
B.3. Perfiles típicos de generación ERNC solar y eólico por trimestre. 84

C.1. Esquema unilineal para el SEN reducido. 86
C.2. Perfiles de demanda horaria por barra para el sistema reducido por día típico mensual. 88
C.3. Perfiles de demanda horaria por barra para el sistema reducido por día típico mensual. 88
C.4. Esquema de parámetros técnicos y de inversión existentes en la base de datos del sistema reducido en PLEXOS. 90

C.5. Factores influyentes en la elección de nodos candidatos. 91

Introducción

0.1. Motivación

La planificación de los sistemas eléctricos de potencia es fundamental para la adecuada expansión del mismo, pues, al optimizar la expansión del sistema de transmisión es posible disminuir sus costos totales de inversión, afectando directamente los costos traspasados a la demanda. Por otro lado, la expansión también es importante debido a que una adecuada expansión de la red de transmisión permite entregar señales adecuadas para la localización de la generación, es más, debido a los costos actuales y proyecciones de costos de desarrollo de tecnologías de generación de ERNC, la señal de localización puede llegar a tener mayor importancia a causa de que los principales potenciales de generación de ERNC se encuentran lejos de los grandes centros de consumo de energía.

Los sistemas de almacenamiento pueden ser de beneficiosos al complementarse con el parque generador, la red de transmisión y los servicios complementarios. En la medida que los costos de desarrollo de los sistemas de almacenamiento sean competitivos, pueden ser una opción económicamente factible cuando se busca reducir los costos de operación y expansión del sistema en base a un uso eficiente del mismo, desplazando energía temporalmente y modificando los flujos de potencia por las líneas del sistema. Por otro lado, los sistemas de almacenamiento podrían ser incorporados como complemento de fuentes de generación renovable variable, al estabilizar su variabilidad, aportar al suministro continuo de energía y/o desplazándola temporalmente a momentos donde sea más útil. También, con los incentivos económicos correctos, los sistemas de almacenamiento podrían aportar en la seguridad y calidad de suministro en el sistema eléctrico a través de los servicios complementarios.

En relación con los beneficios de los sistemas de almacenamiento incorporados al sistema de transmisión, son útiles cuando existen congestiones en el sistema, ya sea, porque las instalaciones del sistema no son las adecuadas para entregar energía de forma económicamente óptima, o cuando las expansiones del sistema no siguen el crecimiento de la demanda del mismo. En ambos casos los sistemas de almacenamiento podrían aliviar congestiones en el sistema eléctrico desplazando temporalmente energía de bajo costo e incluso, a través de un uso eficiente del sistema, lograr postergar inversiones en líneas de transmisión.

En lo referente al sistema eléctrico chileno, durante el año 2016 se aprobó la ley N^o 20.936. Esta ley, entre otras disposiciones, incorpora los sistemas de almacenamiento de energía al Sistema Eléctrico Nacional y los sujeta a la gestión del Coordinador Eléctrico Nacional, además de plantear la obligación de crear un reglamento de operación y un reglamento de servicios complementarios que los incluya.

En síntesis a lo anterior, se genera la necesidad de analizar el aporte de los sistemas de almacenamiento de energía dentro del Sistema Eléctrico Nacional, resultando interesante la inclusión dentro del análisis de expansión del parque generador y de la red de transmisión, entre otras cosas, analizando su impacto sobre la red de transmisión. En particular, en relación al motivo del documento, se considera conveniente estudiar el beneficio de los sistemas de almacenamiento sobre la postergación y disminución de inversiones en el sistema de transmisión al hacer un uso más eficiente del mismo.

0.2. Objetivos

0.2.1. Objetivo general

El objetivo de la memoria es estudiar la factibilidad del uso de sistemas de almacenamiento de energía como medida de postergación y/o reducción de la inversión en transmisión junto con su impacto sobre el uso de los activos en el sistema de transmisión.

0.2.2. Objetivos específicos

1. Realizar una revisión bibliográfica de los sistemas de almacenamiento de energía aplicado a sistemas eléctricos de potencia y sus mecanismos de regulación.
2. Definir y analizar la forma de implementar el problema de expansión del sistema de transmisión en conjunto con la definición de las alternativas de almacenamiento utilizando un programa computacional de modelación y simulación.
3. Evaluar a través de un sistema de prueba, la factibilidad de incorporar distintos sistemas de almacenamiento de energía bajo distintos escenarios de capacidad de transmisión, costos de inversión y operación del parque generador, y nivel de demanda, identificando variables que impactan sobre la decisión de inversión en sistemas de almacenamiento aplicado al plan de obras de transmisión.
4. Extender la metodología de evaluación sobre un sistema de transmisión reducido que represente al Sistema Eléctrico Nacional, utilizando las variables de interés identificadas anteriormente.

0.3. Alcances

El alcance de este documento es analizar la factibilidad y aporte de los sistemas de almacenamiento de energía dentro de la planificación de la red de transmisión. Además, más allá de los objetivos del documento, se analiza su factibilidad y aporte en la optimización conjunta entre la expansión de las redes de transmisión y del parque generador. En particular, se busca identificar variables que incidan directamente en la elección de dichos sistemas. Adicionalmente, se aplica una metodología que incorpora los sistemas de almacenamiento dentro del problema que define la expansión óptima del sistema de transmisión.

Finalmente, se analiza la factibilidad económica de incorporar los sistemas de almacenamiento sobre un sistema reducido del Sistema Eléctrico Nacional realizado por el Coordinador Eléctrico Nacional.

0.4. Estructura del documento

El documento se divide en cinco capítulos, los contenidos de cada capítulo corresponden a:

- Capítulo 1, se presentan los sistemas de almacenamiento de energía, se realiza una revisión bibliográfica para sus usos y se muestran sus características típicas. Además, se exponen sus antecedentes a nivel nacional e internacional.
- Capítulo 2, se inicia con una breve presentación del problema de optimización asociado a la expansión de redes de transmisión. Luego, se muestra una breve revisión bibliográfica de documentos académicos que aborden la temática. Finalmente, se presenta la formulación del problema de optimización que aborda la expansión de largo plazo incluyendo a los sistemas de almacenamiento a través de un problema lineal que lo representa.

- Capítulo 3, se analiza la factibilidad de la implementación de los sistemas de almacenamiento en el análisis de expansión de transmisión a través del modelo planteado en el capítulo 2 y el sistema de pruebas de cinco barras presentado en el anexo B con distintos escenarios de sensibilidad de los parámetros de entrada.
- Capítulo 4, se analiza la factibilidad económica de la implementación de los sistemas de almacenamiento sobre un sistema reducido del Sistema Eléctrico Nacional resolviendo el problema de la cooptimización de inversiones en el parque generador y en la red de transmisión, utilizando distintos escenarios que agrupan supuestos de alta incertidumbre asociados a las variables de entrada del modelo.
- Finalmente, en el capítulo 5, se presentan las conclusiones generales recogidas durante la elaboración del documento.

Además, en la sección de anexos se presentan:

- Anexo A, se presenta un análisis comparativo de los distintos costos de inversión recogidos para sistemas de almacenamiento, seleccionando y acotando los valores que finalmente se utilizarán en el cuerpo del documento.
- Anexo B, se presentan los datos de entrada del sistema de pruebas, ya sea: topología del sistema, perfiles de demanda y proyecciones utilizadas, parámetros de entrada para la generación y sus proyecciones.
- Anexo C, se presentan una parte de los datos de entrada del sistema de reducido del Sistema Eléctrico Nacional, ya sea: topología del sistema, perfiles de demanda y proyecciones utilizadas, parámetros de entrada para la generación y sus proyecciones. Además, se presenta la metodología utilizada al realizar un filtro para los nodos candidatos de sistemas de almacenamiento.
- Anexo D, se presentan algunos resultados adicionales de las simulaciones sobre el modelo simplificado del Sistema Eléctrico Nacional, estos resultados corresponden al detalle de los valores de potencia instalada desagregado por tecnología y por nodo de ubicación.
- Anexo E, se presenta la formulación en Pyomo del problema de optimización presentado en el capítulo 2.

1 Sistemas de almacenamiento de energía

Los sistemas de almacenamiento de energía tiene la particularidad de poder funcionar como generación y como demanda en distintos momentos, en ambos casos, con mucha flexibilidad y tiempos aceptables de respuesta.

Además, estos sistemas tienen un amplio rango de posibilidades para su aplicación dentro de los sistemas eléctricos de potencia, tal como se ve en la figura 1.1, estos sistemas pueden ser aplicados dentro de todos lo segmentos en diversos usos. Incluso existen características que puede ser compartidas entre segmentos, tal como ocurre con la prestación de servicios complementarios en los segmentos de generación y transmisión, o en el alivio de congestiones y desfase de inversiones en los segmentos de transmisión y distribución.

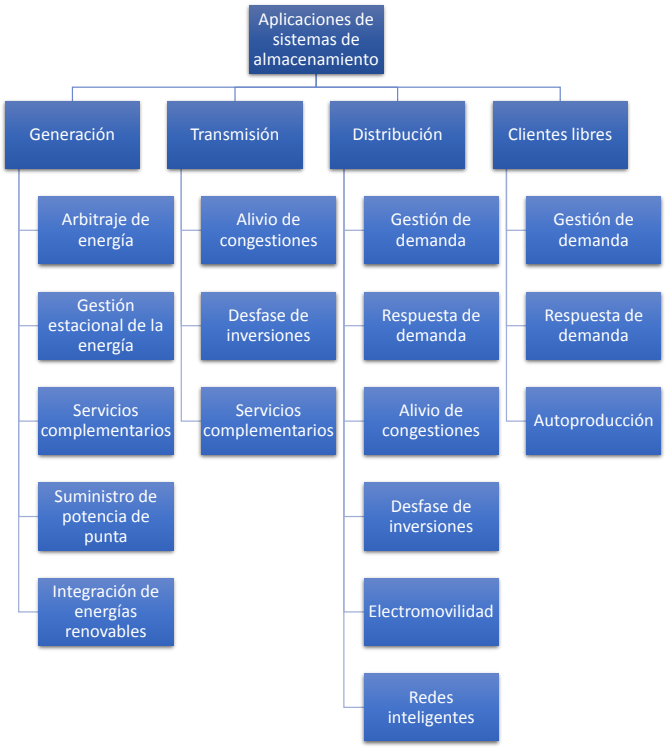


Figura 1.1: Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía.
(Fuente: Esquema construido a partir de [1].)

A causa del aumento en el nivel desarrollo de distintas tecnologías de almacenamiento y lo que se

espera de su desarrollo futuro, pueden poseer un abundante potencial para que a futuro exista bastante oferta de distintas tecnologías a un costo relativamente bajo, pudiendo ser una efectiva herramienta para afrontar los nuevos desafíos de la operación y planificación de los sistemas de potencia.

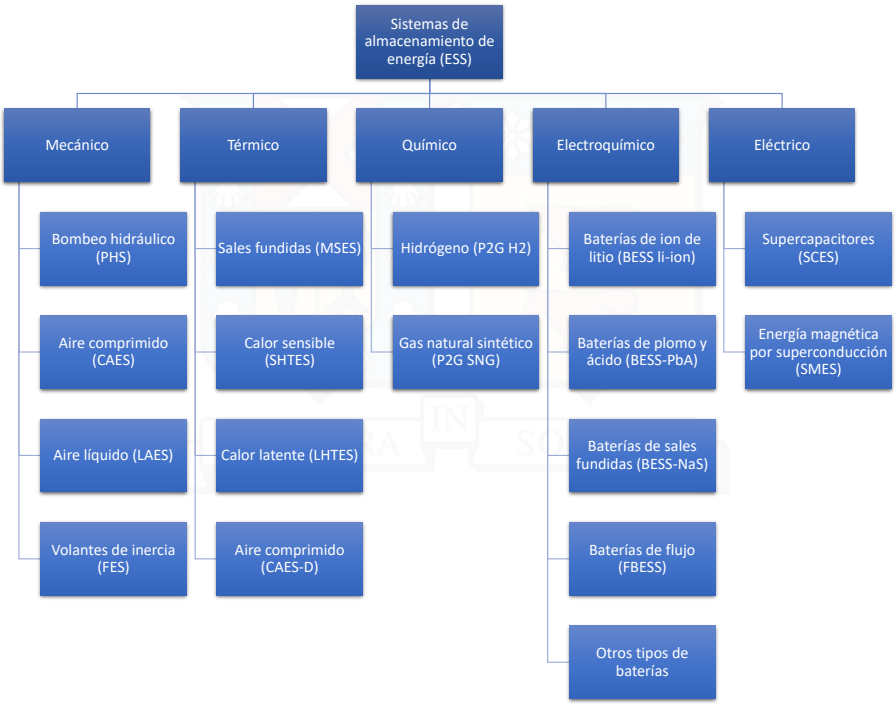


Figura 1.2: Clasificación de los sistemas de almacenamiento de energía.
(Fuente: Esquema construido a partir de [1] y [2].)

Aunque se dispone de varios tipos de sistemas de almacenamiento (ver la figura 1.2), ninguno puede satisfacer por si solo, técnica y económicamente, las necesidades de las distintas aplicaciones. Por ejemplo, existen aplicaciones opuestas desde el punto de vista de las características requeridas:

- Al aplicar sistemas de almacenamiento al control primario de frecuencia no se requieren grandes dimensiones en potencia o capacidad de almacenamiento, sin embargo, es prioritaria una respuesta rápida del sistema.
- Al contrario, al aplicar sistemas de almacenamiento de energía en el desplazamiento temporal de energía es prioritario que grandes tamaños de potencia y capacidad de almacenamiento sean económicamente rentables.

En definitiva, cada sistema de almacenamiento de energía tiene un rango de aplicación adecuado, por lo que pueden ser evaluados según: potencia, capacidad, densidad de energía, densidad de potencia, vida útil o ciclos de uso, duración de suministro, y por último, costo de inversión y operación.

Por ejemplo, en la figura 1.3 se muestra un catastro de proyectos en funcionamiento agrupados por potencia y energía, estableciendo a gran escala un grupo donde se encuentra cada tecnología. Adicionalmente, son clasificados, por autonomía a potencia nominal.

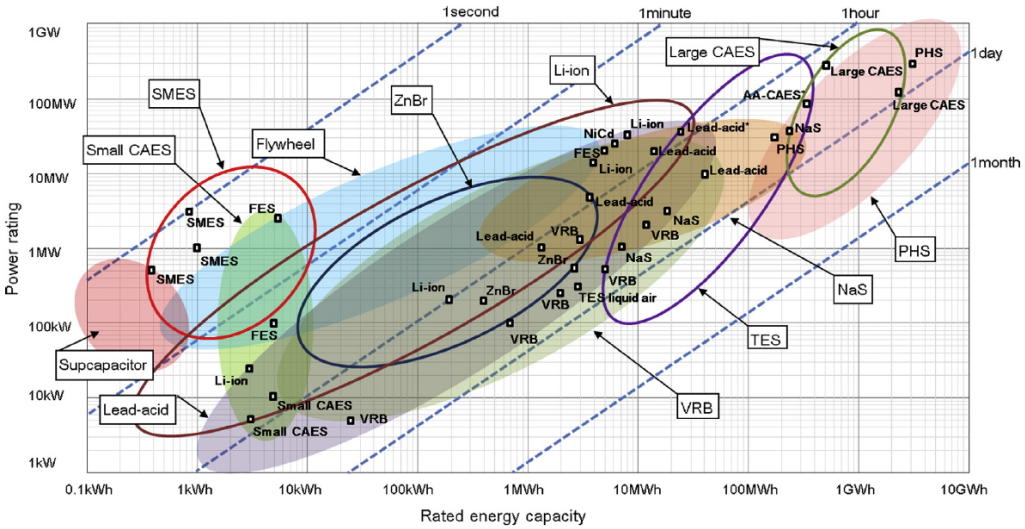


Figura 1.3: Comparación de potencia y capacidad de almacenamiento añadiendo autonomía a potencia nominal.
(Fuente: Obtenido desde [3].)

Hasta hace pocos años, en relación a la potencia instalada, los sistemas de gran escala estaban marcados por proyectos de bombeo hidráulico y almacenamiento por aire comprimido. Luego, a menor escala se encontraban el resto de los sistemas de almacenamiento. En la actualidad, el avance en el desarrollo de baterías ha hecho que sus costos de desarrollo sean cada vez más competitivos para ser utilizados a gran escala, presentando grandes beneficios en la ubicación y aceptación de los proyectos.

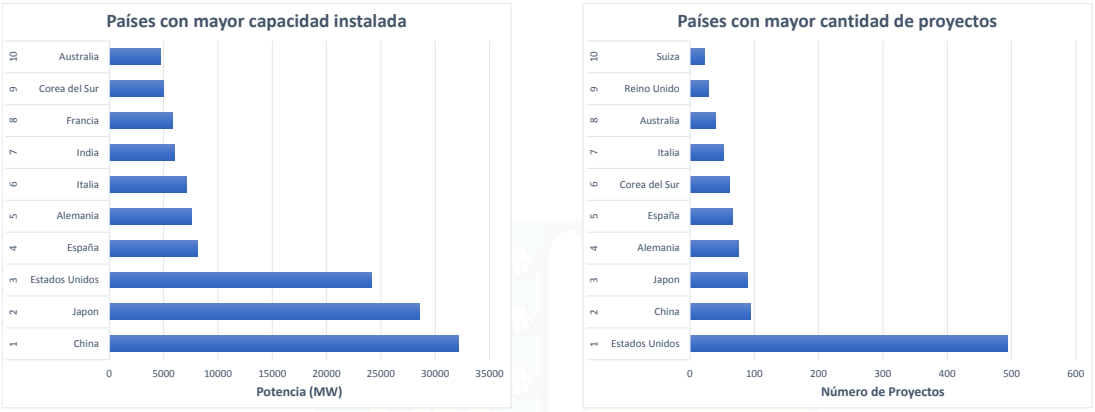
1.1. Antecedentes en Chile y el mundo

En esta sección se presentan a grandes rasgos los sistemas de almacenamiento en Chile y el mundo, su uso y aplicaciones.

1.1.1. Experiencia en el mundo

Actualmente, a causa de su madurez tecnológica, el bombeo hidráulico (PHS por su sigla en ingles) es la tecnología dominante dentro de los sistemas de almacenamiento correspondiendo, al 96 % de la potencia instalada a nivel mundial. Luego, se encuentran los sistemas térmicos con un 2 %, y por último sistemas electromecánicos y electroquímicos con un 1 % cada uno.

Existen países que, de acuerdo a sus necesidades, han instalado sistemas de almacenamiento de energía. En las figuras 1.4 se muestran los principales países en cuanto a potencia instalada y cantidad de proyectos, Los puestos rotan dependiendo de la cantidad de proyectos de bombeo hidráulico o baterías instalados, ambos populares. Debido a su tamaño los sistemas de bombeo caracterizan en gran medida la potencia instalada por país, mientras que la capacidad de establecer módulos de menor tamaño de sistemas de baterías marca en gran medida la cantidad de proyectos por país.



(a) Países con mayor potencia instalada.

(b) Países con mayor cantidad de proyectos.

Figura 1.4: Países con mayor cantidad de potencia instalada y proyectos en operación, construcción o anunciados.
(Fuente: Elaborado a partir de la información en [4].)

Como se mencionó anteriormente, los sistemas de almacenamiento en baterías han tenido un explosivo aumento en su nivel de desarrollo, evidenciando una baja en sus costos. De forma retroactiva han hecho que la industria acelere y continúe aumentando el nivel de desarrollo de las tecnologías, además de disminuir sus costos de manufactura.

Respecto a las aplicaciones de los sistemas de almacenamiento, anteriormente ya se mencionó que debido a su flexibilidad pueden proveer una gran variedad de servicios (ver la figura 1.5). Además, cada proyecto puede tener múltiples usos, por ejemplo, apoyo a congestiones y regulación de frecuencia.



Figura 1.5: Aplicación de sistemas de almacenamiento en el mundo cuantificado por cantidad de proyectos y agrupados por tipo de tecnología.
(Fuente: Elaborado a partir de la información en [4].)

1.1.2. Experiencia en Chile

Por su parte, Chile posee 8 proyectos en operación, construcción e informados al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA).

Tabla 1.1: Proyectos de sistemas de almacenamiento en operación, construcción y anunciados en Chile.
(Fuente: Tabla elaborada a partir de la información en [4].)

Proyecto	Ubicación	Tecnología	Potencia	Autonomía	Estado
BESS Andes	Copiapó, Región de Atacama	BESS Li-ion	12 MW	20 min	Operación (01-Dic-09)
BESS Angamos	Mejillones, Región de Antofagasta	BESS Li-ion	20 MW	20 min	Operación (01-May-12)
BESS Cochrane	Mejillones, Región de Antofagasta	BESS Li-ion	20 MW	15 min	Operación (12-Oct-16)
Tierra Atacama Hotel Y Spa	San Pedro, Región de Antofagasta	BESS Li-ion	0,18 MW	1 h 50 min	Operación (19-Sept-17)
Planta Solar Cerro Dominador	Calama, Región de Antofagasta	TES-CSP	110 MW	17 h 30 min	Construcción
Sistema de almacenamiento de energía S/E Arica	Arica, Región de Arica y Parinacota	BESS Li-ion	2 MW	1 h	Construcción
Espejo del Tarapacá	Caleta San Marcos, Región de Tarapacá	PHS	300 MW	-	Informado[1]
BESS Guacolda	Huasco, Región de Atacama	BESS li-ion	60 MW	-	Informado[2]

Los proyectos de almacenamiento térmico son utilizados para la generación a través de concentración solar, por lo que tienen cierto grado de flexibilidad en el despacho de su energía. Sin embargo, este tipo de proyectos no gestiona energía eléctrica desde la red ni desde una central, sino que gestionan directamente la energía solar recibida.

Por otro lado, a excepción de los proyectos Tierra Atacama y Sistema de almacenamiento de energía S/E Arica, los proyectos asociados a sistemas de baterías son utilizados, principalmente, para el control de frecuencia aportando reserva primaria y evitando reserva en giro asociada a las centrales en la cual están instalados, permitiendo que puedan desligarse de dicha reserva para poder operar con un mayor nivel de potencia. Por su parte, el proyecto Tierra Atacama es de menor escala y junto con generadores diésel permite apoyar la autoproducción del establecimiento. Mientras que el proyecto Sistema de almacenamiento de energía S/E Arica puede ser utilizado para aportar reserva primaria supliendo reserva en giro y para la gestión temporal de la generación. Por último, el proyecto Espejo del Tarapacá puede ser utilizado para desplazar generación a partir de paneles solares a horarios donde no sea posible generar energía por medio de paneles solares fotovoltaicos, con tal de dar flexibilidad al proyecto de ERNC, es decir, se comportaría como una aplicación de gestión temporal de la generación y complemento de ERNC.

1.1.2.1. Marco regulatorio

El 20 de julio de 2016 se publicó en el Diario Oficial la Ley N^o 20.936 que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica, en adelante Sistema Eléctrico Nacional, y crea un organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional, en adelante Coordinador Eléctrico Nacional. Además, se introducen diversas modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos. Entre ellas, se definen por primera vez los sistemas de almacenamiento de energía dentro del Sistema Eléctrico Nacional, como:

> "Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema, según lo determine el reglamento." (Ley N^o 20.936, Art. 225^o)

Además, en materia de Servicios Complementarios (SSCC), establece la obligación de los coordinados de poner a disposición del Coordinador Eléctrico Nacional, los recursos técnicos y/o infraestructura que dispongan para la prestación de SSCC, que permitan la coordinación de la operación, conforme a la normativa técnica que dicte la Comisión Nacional de Energía (CNE).

[1] Ficha del proyecto en: http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id_expediente=2129687968.
[2] Ficha del proyecto en: http://seia.sea.gob.cl/expediente/ficha/fichaPrincipal.php?modo=ficha&id_expediente=2130705675.

Luego, en atención a las modificaciones presentes en la Ley N^o 20.936, se crea el Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional (Ver [1]) y el Reglamento de Servicios Complementarios (Ver [5]), donde se establecen condiciones con mayor detalle, entre otras cosas, la adjudicación, uso y pago de los sistemas de almacenamiento dentro del Sistema Eléctrico Nacional.

A la fecha de emisión de este documento, ambos reglamentos se encuentran retirados de la Contralaría General de la República con motivo de realizar revisiones legislativas, para posteriormente, poder ser reingresados. No obstante, a continuación se presenta un resumen de la relación de dichos reglamentos con los sistemas de almacenamiento previo a ser retirados de la Contraloría General de la República el 11 de septiembre de 2018, en el caso del Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional; y el 27 de septiembre de 2018, en el caso del Reglamento de Servicios Complementarios.

Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional

Con tal de regular las disposiciones incorporadas a la Ley General de Servicios Eléctricos mediante la Ley N^o 20.936 se crea el Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional[3].

En lo que respecta a sistemas de almacenamiento de energía, en primera instancia, el reglamento los define, e incorpora a sus propietarios como coordinados.

Luego, el reglamento define las modalidades en las cuales pueden ingresar al Sistema Eléctrico Nacional, pudiendo ingresar como complemento con fuentes de generación o por si solos, como:

- Centrales con almacenamiento por bombeo.
- Centrales renovables con capacidad de almacenamiento.
- Centrales renovables con capacidad de regulación.
- Sistemas de almacenamiento de energía

Los sistemas antes mencionados estarán sujetos a la gestión del Coordinador Eléctrico Nacional, donde este determinará su coordinación, estimará los costos de oportunidad de la energía almacenada, definirá la metodología y los modos de operación de los sistemas de almacenamiento, y definirá las exigencias especiales que no se encuentren en el reglamento asociadas a los coordinados titulares de dichos sistemas.

Además, establece que los sistema de almacenamiento conectados al Sistema Eléctrico Nacional pueden destinarse a:

- Prestación de servicios complementarios.
- Incorporarse como infraestructura a los sistemas de transmisión.
- Operar para el arbitraje de la energía.

En particular el reglamento profundiza las consideraciones para sistemas de almacenamiento en el arbitraje de energía y cuando se incorporan como infraestructura a sistemas de transmisión.

En lo que respecta a los sistemas de almacenamiento dentro del arbitraje de energía, el Coordinador en conjunto con el coordinado deberán establecer un programa de inyecciones y retiro. Las inyecciones y retiros serán valorizadas al costo marginal de la barra de inyección y retiro, respectivamente.

Mientras que, en lo que respecta a los sistemas de almacenamiento incorporados como infraestructura complementaria a los sistemas de transmisión asociados al proceso de planificación de transmisión. Su operación será centralizada y determinada por el Coordinador con el objetivo de minimizar el costo total de abastecimiento y preservar la seguridad del sistema eléctrico. En este caso los coordinados titulares de los sistemas de almacenamiento no participarán en los balances de transferencias por las inyecciones y retiros efectuados, por lo que, los saldos de la operación serán asignados a los generadores que efectúen retiros para dar suministro a clientes finales y las empresas generadoras deberán traspasar los montos a los titulares de los sistemas de almacenamiento.

[3]Mayor detalle en: “Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional”.

Reglamento de Servicios Complementarios

El reglamento tiene por objetivo establecer las disposiciones aplicables a los Servicios Complementarios con que deberá contar el Sistema Eléctrico Nacional.

En relación a los sistemas de almacenamiento de energía, estos son definidos nuevamente y de la misma forma que en la Ley N^o 20.936 y en el Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, también, se define a sus titulares como Coordinados y a su potencia conectada como un Recurso Técnico.

Los sistemas de almacenamiento podrán prestar Servicios Complementarios según los mecanismos que se definan en el informe SSCC, pudiendo ingresar mediante licitaciones o subasta. En ambos casos, el Coordinador deberá analizar la compatibilidad de los SSCC prestados con servicios de otra naturaleza que pueda prestar el sistema de almacenamiento.

Tanto en licitación como en subasta, los saldos que resulten de la operación de sistemas de almacenamiento asociados a la prestación se SSCC, corresponderán a un complemento del pago que reciban por prestar dicho servicio. Sin embargo, en el caso de los SSCC prestados mediante subasta, los propietarios de los sistemas de almacenamiento deberán participar en el balance de transferencias, asumiendo los saldos de inyecciones y retiros asociados a la prestación del SSCC.

1.2. Tecnologías aplicables a redes de transmisión

Pese a existir diversas aplicaciones para los sistemas de almacenamiento, en el presente documento se analizará su compatibilidad con el sistema de transmisión. Por lo que, la elección de tecnologías se enfocará en sistemas de grandes niveles de almacenamiento que aporten al alivio de congestiones y desfase de inversiones en infraestructuras de transmisión. Sin embargo, también se incluirán tecnologías aptas para el control de la demanda (recortando punta), pues, las características necesarias son similares.

Los sistemas de almacenamiento para las aplicaciones deseadas tienen su utilidad cuando existen congestiones en el sistema. Estas congestiones existen debido a que hay energía de bajo costo que no puede ser entregada a algunas o todas las cargas porque las instalaciones de transmisión no son las adecuadas para entregar esta energía, en estos casos los sistemas de almacenamiento son aplicables para el alivio de congestiones. También, existen casos donde el sistema de transmisión y/o sus expansiones no siguen el ritmo de crecimiento de la demanda eléctrica máxima, en este caso los sistemas de transmisión se congestionan y los sistemas de almacenamiento son aplicables tanto para el alivio de congestiones, como para la postergación de inversiones en transmisión. En todos los casos, las congestiones de transmisión pueden llevar al aumento de costos de generación por un despacho menos óptimo. En el caso del Sistema Eléctrico Nacional, en algunas zonas, las congestiones de líneas de transmisión producen desacoples en los precios de la energía y en casos extremos pueden llevar a los costos marginales a valores muy bajos e incluso nulos en el norte del país producto de la congestión en la entrega de la energía proveniente de fuentes solares y eólicas, además del vertimiento de su energía. Si bien, localmente, los costos marginales bajos pueden ser beneficiosos, no ocurre lo mismo con el resto del sistema si se considera que el vertimiento de energía de menor costo produce un encarecimiento del costo de la energía para el resto del sistema.

En la bibliografía se han propuesto rangos para sistemas de almacenamiento de energía dependiendo de su aplicación. En general, para poder aplicarse al alivio de congestiones, desfase de inversiones en infraestructura de transmisión y recorte de punta, deben tener un rango de potencia entre 1 y 500 MW, mientras que deben poseer la autonomía necesaria para poder funcionar entre 1 a 8 horas, inyectando energía a potencia nominal. Para las aplicaciones mencionadas, particularmente, se requiere la asistencia de estos sistemas durante un número reducido de horas, meses e incluso años.

En sintesis a lo anterior, las tecnologías candidatas propuestas son: PHS, CAES, BESS, FBESS. Información coincidente con lo señalado por otros autores y organizaciones (ver [3], [6], [7], [8] y [9]). Otras tecnologías son descartadas a causa de su nivel de desarrollo más bajo, asociable a costos de desarrollo, niveles de potencia y energía menos beneficiosos.

1.2.1. Almacenamiento hidráulico por bombeo

El almacenamiento de energía a través de bombeo hidráulico (PHS por su sigla en ingles) posee un funcionamiento idéntico a las centrales hidroeléctricas de embalse, pero posee la capacidad de bombear agua de vuelta al embalse en la medida que sea posible, además, ambos embalses pueden ser totalmente artificiales. El sistema, usualmente, está compuesto por: dos embalses ubicados a diferentes elevaciones, un sistema de bombeo para elevar agua en períodos de costos marginales bajos y un generador con una turbina para liberar aguas en los momentos en que sea necesario. La capacidad del sistema depende de la capacidad de los embalses, mientras que la potencia dependerá de la caída de agua y de los equipos de generación.

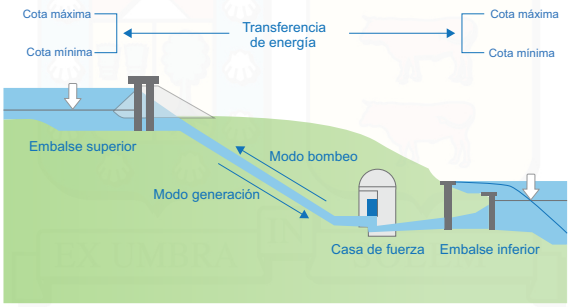


Figura 1.6: Esquema de sistemas de bombeo hidráulico.
(Fuente: Modificado de [10].)

Es la tecnología de almacenamiento dominante, más madura y masiva. Por su naturaleza se aplica principalmente a: desplazamiento temporal de la energía, control de frecuencia, integración ERNC y reserva de suministro.

Tabla 1.2: Proyectos de PHS de mayor y menor capacidad y potencia existentes en el mundo.
(Fuente: Tabla construida a partir de información en [4].)

PROYECTO	UBICACIÓN	POTENCIA[4]	AUTONOMÍA
Bath County Pumped Storage Station	Estados Unidos	3000/2880 MW	10 horas
Aguieira Hydro Power Station	Portugal	336/91 MW	116 horas
Stechovice Pumped Hydro Station	República Checa	45/25 MW	5 horas
El Hierro Hydro-Wind Plant	España	11/6 MW	24 horas

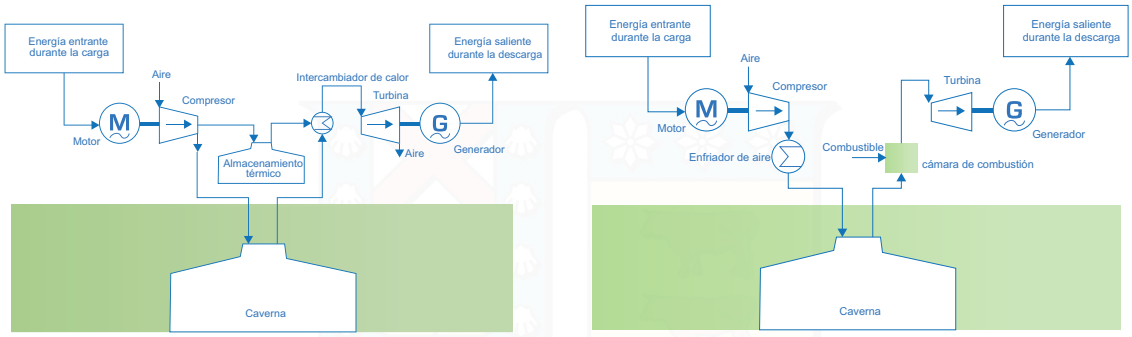
1.2.2. Almacenamiento por aire comprimido

En los sistemas de almacenamiento por aire comprimido (CAES por su sigla en ingles) se comprime aire en espacios cerrados (minas subterráneas, cavernas de sal, grandes estanques sellados, etc) donde se almacena a una presión de entre 40 y 100 bar. Luego, cuando es necesario, el aire es liberado a través de una turbina de gas natural. Sin embargo, durante el proceso en el que el aire es liberado hacia la turbina debe ser calentado, esto se hace a través de combustión de gas natural, incorporando energías térmicas convencionales en el proceso de almacenamiento.

El proceso típico (ver la figura 1.7b) corresponde a CAES-Diabático. Existe otra versión llamada CAES-Adiabático (ver la figura 1.7a), que corresponde a un híbrido entre almacenamiento mecánico y almacenamiento térmico, pues, el calor liberado al comprimir aire es almacenado y reutilizado en su descompresión. También, existen versiones de menor capacidad, donde en lugar de grandes estanques o cavernas se utilizan cilindros de fibra de carbono capaces de soportar una presión superior a 300 bar, sin

[4]Las potencias para cada proyecto corresponden, respectivamente, a potencia en descarga (generación) y en carga (almacenamiento).

embargo, tiene una eficiencia menor (cercana al 50 %) y menor cantidad de ciclos de carga a causa de la fatiga de los cilindros. Ambas tecnologías alternativas, cuentan con un menor nivel de desarrollo y son más costosas.



(a) Esquema para sistemas de almacenamiento por aire comprimido (adiabático).

(b) Esquema para sistemas de almacenamiento por aire comprimido (diabático).

Figura 1.7: Esquema para sistemas de almacenamiento por aire comprimido.
(Fuente: Modificado de [10].)

Tabla 1.3: Proyectos de CAES de mayor y menor capacidad y potencia existentes en el mundo.
(Fuente: Tabla construida a partir de información en [4].)

PROYECTO	UBICACIÓN	POTENCIA	AUTONOMÍA
Kraftwerk Huntorf	Alemania	290 MW	4 horas
McIntosh CAES Plant	Estados Unidos	110 MW	26 horas
Toronto Hydrostor UCAES	Canada	1 MW	4 horas

Si bien, tanto CAES como PHS son tecnologías maduras y tienen similitudes en cuanto a la cantidad de energía que pueden proveer a bajo costo y servicios que pueden prestar, existen pocos proyectos de CAES en funcionamiento. La diferencia que complica el desarrollo de CAES de gran escala se encuentra en sus necesidades de localización, pues, estos requieren grandes cavernas herméticas. Tal como se mencionó previamente, el nivel de desarrollo de otras versiones de CAES menos restrictivas geográficamente tienen menor nivel de desarrollo, eficiencia, ciclos de vida y costos de inversión elevados.

1.2.3. Almacenamiento por baterías

Actualmente constituyen uno de los sistemas de almacenamiento más utilizados. Está compuesto por una serie de celdas capaces de almacenar y liberar energía a base de reacciones químicas. Cada celda se compone de un electrolito, un cátodo y un ánodo. Su funcionamiento consiste en una reacción REDOX, capaz de crear un flujo de electrones entre ánodo y cátodo, dependiendo del ciclo de carga y descarga. Las propiedades de cada tipo de batería son determinadas por la composición de los electrodos y electrolitos, por lo que existen muchos tipos de baterías para variadas aplicaciones.

1.2.3.1. Baterías de ion de litio

Usualmente es mencionada como BESS Li-ion. Este tipo de baterías está compuesto por un ánodo de grafito, un cátodo de óxido de litio y un electrolito de sal de litio disuelta. Cuando es cargada, los átomos de litio en el cátodo se vuelven iones, avanzando a través del electrolito hasta el ánodo, donde se combinan con electrones externos y se depositan entre capas de carbono como átomos de Litio. Luego, el proceso se revierte en la descarga.

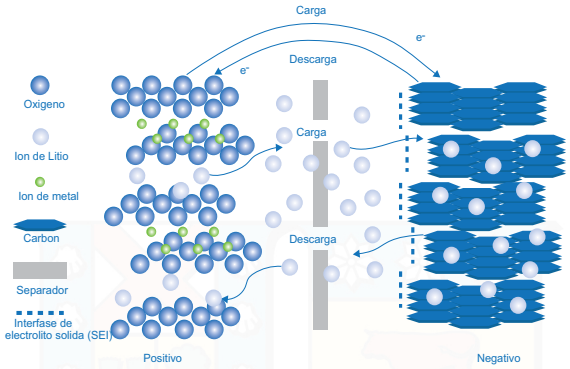


Figura 1.8: Esquema de sistemas baterías de ion de litio.
(Fuente: Modificado de [10].)

El aumento de su uso en otras aplicaciones ha incrementado el desarrollo de esta tecnología e indirectamente ha disminuido los costos de inversión para todo tipo de sistemas de baterías de litio.

En sistemas de potencia son utilizados, principalmente, para el control de frecuencia y el balance de la intermitencia de la energía eólica. También, resultan prácticos en conjunto con plantas de generación solar fotovoltaica, formando paquetes de generación y almacenamiento, con sistemas de autonomía cercanas a las 4 horas de descarga a potencia nominal.

Tabla 1.4: Proyectos de BESS-Li ion de mayor capacidad y potencia existentes en el mundo.
(Fuente: Tabla construida a partir de información en [4].)

PROYECTO	UBICACIÓN	POTENCIA	AUTONOMÍA
Hornsdale Power Reserve	Australia	100 MW	1 hora 15 min
AltaGas Pomona Energy - SCE	Estados Unidos	20 MW	4 horas

Existen bastantes proyectos de gran y mediano tamaño para este tipo de tecnología, en la tabla 1.4 se ejemplifica en base a los proyectos de mayor potencia y mayor autonomía existentes hasta la fecha. Por su parte, Chile posee tres sistemas de este tipo en funcionamiento, si bien, su tamaño y autonomía es mucho menor, su uso se enfoca a entregar reserva primaria (ver la sección 1.1.2).

1.2.3.2. Baterías de sodio-azufre

Suelen mencionarse como sistemas de baterías de NaS y pertenecen a la categoría de baterías de sales fundidas. A diferencia del resto de la baterías mencionadas, el cátodo y el ánodo están compuestos, respectivamente, por sulfuros y sodio en soluciones líquidas, ambos están separados por un cerámico solido llamado “sodio beta-alúminia”, que actúa como electrolito. La abundancia de los materiales utilizados en los electrodos hace que la fabricación de estos sistemas de baterías sea económica en relación a otros sistemas de baterías.

Para este tipo de baterías la reacción REDOX ocurre a 300^{o}C, pues, a altas temperaturas las sales fundidas ganan conductividad, es más, en frío el estado de carga se mantiene constante. Debido a la razón antes mencionada, durante su funcionamiento, este tipo de baterías requiere calentamiento continuo, siendo representado como una carga parásita que produce una autodescarga de hasta un 20 % por día, la mayor entre los sistemas de baterías.

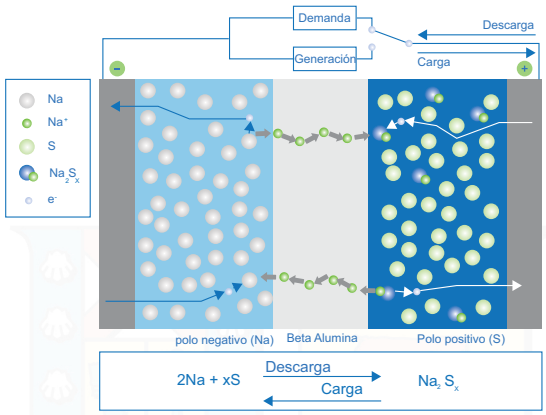


Figura 1.9: Esquema de sistemas baterías de sodio.
(Fuente: Modificado de [10].)

Tabla 1.5: Proyectos de BESS-NaS de mayor capacidad y potencia existentes en el mundo.
(Fuente: Tabla construida a partir de información en [4].)

PROYECTO	UBICACIÓN	POTENCIA	AUTONOMÍA
Kyushu Electric - Buzen Substation	Japón	50 MW	6 horas
Rokkasho Village Wind Farm	Japón	34 MW	7 horas

Es una tecnología relativamente madura en el mercado. Sus aplicaciones están asociadas a integración de energías renovables, recorte de punta y gestión temporal de la energía. Existen modelos de menor temperatura de operación, pero su grado de desarrollo es menor y de momento existen en aplicaciones de menor potencia.

1.2.4. Almacenamiento en baterías de flujo

Al igual que las baterías tradicionales, las baterías de flujo funcionan en base a reacciones REDOX. Sin embargo, a diferencia de los sistemas de baterías tradicionales, utilizan dos tipos de electrolitos distintos almacenados en estanques independientes y externos a la celda de reacción. La celda contiene una membrana que facilita la reacción REDOX y los electrolitos son bombeados desde sus estanques independientes a la celda donde ocurre la reacción electroquímica, cargando o descargando el equipo según sea necesario.

La característica fundamental de este tipo de sistemas de baterías es la independencia de la potencia y la capacidad de almacenamiento, si bien, la potencia depende del tamaño de los electrodos y número de celdas en serie/paralelo, la autonomía depende de los volúmenes de electrolitos utilizados. También, son capaces de almacenar y descargar por largos períodos de tiempo (2 a 10 horas) y su autodescarga es menor a otras batería, pues, los electrolitos se almacenan por separado.

1.2.4.1. Baterías de flujo redox de vanadio

Conocidas como FBES VRB. Es el tipo de batería de flujo más maduro. Debido a su baja densidad de energía son necesarios grandes estanques de electrolito. Suelen aplicarse en: almacenamiento de gran escala, recorte de punta y gestión temporal de la energía. Actualmente existen pocos proyectos en base a esta tecnología, sin embargo, es una tecnología aún en desarrollo.

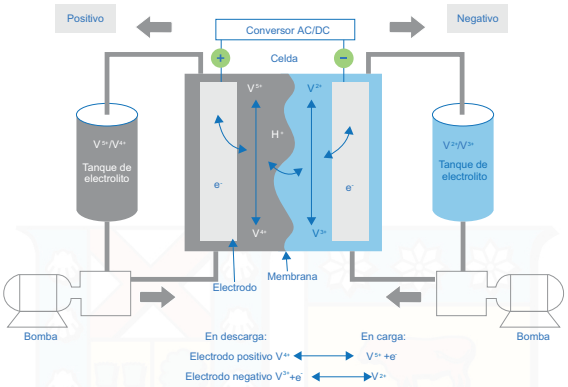


Figura 1.10: Esquema de sistemas baterías flujo de vanadio.
(Fuente: Modificado de [10].)

Tabla 1.6: Proyectos de FBESS-VRB de mayor capacidad y potencia existentes en el mundo.
(Fuente: Tabla construida a partir de información en [4].)

PROYECTO	UBICACIÓN	POTENCIA	AUTONOMÍA
Dalian VRB - UET	China	200 MW	4 horas
Minami Hayakita Substation - HEPCO SEI REDOX Flow Battery	Japón	15 MW	4 horas

1.3. Ventajas y desventajas de los sistemas candidatos

En la tabla 1.7 se presentan las ventajas y desventajas de los sistemas antes mencionados.

Tabla 1.7: Ventajas y desventajas de los sistemas de almacenamiento de energía candidatos para uso en redes de transmisión.

TECNOLOGÍA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
PHS	Tecnología madura. Gran capacidad de almacenamiento. Larga vida útil.	Baja densidad de energía. Eficiencia relativamente baja en relación a otros ESS. Restricciones de ubicación e impacto ambiental. Tiempo de construcción.
CAES-D	Tecnología madura. Bajo costo, tamaño flexible y gran capacidad. Confiable tanto en partidas como en la operación.	Eficiencia relativamente baja en relación a otros ESS. Restricciones de ubicación. Difícil de modularizar para pequeñas instalaciones.
BESS-Li ion	Rapidez en su instalación y flexible en su localización. Variedad en su composición permite flexibilidad en su aplicación. Gran eficiencia y densidad de energía. Gran desarrollo en el mercado, evidenciando una baja rápida en sus costos. Baja autodescarga.	DoD está muy asociado a la reducción de la vida útil. Actualmente siguen siendo relativamente costosas. Utiliza materiales inflamables. Necesita protecciones de sobrecarga y sistema contra incendio y temperaturas altas. Costos adicionales en seguridad y operación.
BESS-NaS	Relativa madurez en el mercado. Rapidez en su instalación. Flexibilidad en su localización. Gran densidad de energía y capacidad.	Requieren operar a altas temperaturas. Modelos que operan a menor temperatura son más costosos. Costos adicionales en seguridad y operación. Alta autodescarga en relación a otros ESS.
FBESS-VRB	Mayor potencia y capacidad en relación otros BESS. No necesita ser escalable. Larga vida útil. Puede operar muchos ciclos. Baja autodescarga. Eficiencia relativamente alta. No hay degradación en su capacidad de almacenamiento.	Debido a su nivel de desarrollo sus costos aún son altos. Eficiencia se reduce durante ciclos de carga rápidos. Comercialmente poco utilizado en relación a otros BESS (de momento). Baja densidad de energía en relación a otros BESS.

1.4. Características técnicas de los sistemas candidatos

Existen características claves para clasificar, dimensionar y elegir los sistemas de almacenamiento. En la tabla 1.8 se puede ver las características de interés asociadas a los sistemas de almacenamiento de energía candidatos. Estas características varían bastante en lo bibliográfico dependiendo de las consideraciones realizadas por los fabricantes consultados para la realización de tales informes y en sus fechas de consulta debido a que en el caso de los sistemas de baterías son sistemas que continúan en desarrollo[5].

Tabla 1.8: Características técnicas por rango para sistemas de almacenamiento candidatos.
(Fuente: Tabla construida a partir de información en [2], [4], [6] y [11].)

Tecnología	Potencia (MW)	D. de potencia ($\frac{W}{L}$)	D. de energía ($\frac{Wh}{L}$)	Autonomía (Horas)	VU (Años)	Autodescarga (%)	Eficiencia (%)	Construcción (Años)	Capex 2h ($\frac{usd}{kW}$)	Capex 16h ($\frac{usd}{kW}$)
PHS	11-3000	0.1-0.2	0.2-2	5-116	30-60	0	70-85	4-10	N/A	1620
CAES	1-290	0.2-0.6	2-6	4-26	20-40	0	40-70	2-3	N/A	1548
BESS-Li ion	0-100	1300-10000	200-400	0-4	10-15	0.1-0.3	85-95	1-2	1856	6450
BESS-NaS	0-50	120-160	150-300	0-7	10-15	0.05-20	70-90	1-2	1180	6402
FBESS-VRB	0-200	0.5-2	20-70	0-4	10-15	0.2	60-85	1-2	1847	6010

En el caso de sistemas PHS o CAES convencional, se considera que equipos de 2 horas de energía son poco factibles técnicamente en relación al costo de inversión real que tendrían en comparación con los sus beneficios técnicos y económicos.

En el caso de BESS-NaS, se puede observar que entre los costos de otros sistemas de baterías puede ser considerado similar e incluso más económico. No obstante, su autodescarga es mayor en relación a otros sistemas de baterías[6].

En el caso de BESS-Li ion, destaca frente a otros sistemas de almacenamiento, principalmente, por su densidad de potencia y energía, en parte, esta característica se debe a que posee una tensión entre celdas más alta que otros sistemas de baterías, disminuyendo la cantidad de celdas en serie para lograr la misma tensión.

1.4.1. Costos de sistemas de almacenamiento

El cálculo de costos en sistemas de almacenamiento es un proceso complejo, pues se hacen bastantes consideraciones y se utiliza información manejada principalmente por los fabricantes (ver [9]). Sin embargo, existen organizaciones que presentan valores concentrados de costos capitales y operacionales útiles para elaborar análisis preliminares.

Por otro lado, con los parámetros antes mencionados, es complejo realizar un análisis comparativo entre sistemas de almacenamiento, pues difieren en sus dimensiones y aplicaciones. Sin embargo, al igual que con tecnologías de generación, es posible comparar tecnologías de almacenamiento a través de costos nivelados de almacenamiento (LCOS, por su sigla en ingles).

1.4.1.1. Costos de inversión

Describe los costos de la fase de inversión asociados a la instalación y puesta en marcha de una unidad de almacenamiento. Suelen entregarse por potencia en $\frac{usd}{kW}$, asociado a los costos de los equipos de conversión

[5] Los costos presentados en la tabla corresponden a los costos más representativos de la bibliografía y en el caso de sistemas PHS o BESS Li ion, los costos presentados derivan o son estimados en base a la información del Ministerio de Energía en PELP.

[6] Tal como se menciona en la sección 1.2.3.2, para este caso, la autodescarga del sistema está relacionada con la temperatura necesaria para operar el mismo.

de potencia (PCS)[7]; y los equipos de almacenamiento en $\frac{usd}{kWh}$, asociado a todo lo necesario para almacenar la energía (SM) [8].

$$C_{cap} = C_{PCS} + C_{Storage} \cdot h \qquad (\frac{\$}{kW}) \tag{1.1}$$

De forma conveniente, se puede entregar un costo equivalente por potencia a través de la ecuación (1.1), donde los costos de inversión se encuentran anualizados. Sin embargo, es necesario definir una autonomía (descrita por h) para dicho costo, estableciendo módulos con distintos niveles de autonomía.

1.4.1.2. Costos de la vida útil y costos nivelados de almacenamiento

Describen todos los costos relevantes desde el inicio del proyecto hasta el final de la vida útil del mismo. Incluye los costos fijos a lo largo de la instalación, operación y retiro. Su cálculo es complejo y tiene en cuenta más variables, como: eficiencia, tasa de retorno, intereses, impuestos, valor de reemplazo, vida útil y tiempo efectivo de uso. Suele expresarse en valores anuales. El cálculo de los costos de la vida útil se expresa en la ecuación (1.2).

$$C_{LCC} = C_{cap} + C_{OyM} + C_R + C_{DR} + C_{imp} + C_{otros}(\frac{\$}{kW}) \tag{1.2}$$

Todas las componentes de costos mencionados en la ecuación (1.2) son anualidades y corresponden a: la anualidad de los costos capitales totales (C_{cap}), la anualidad de los costos de operación y mantenimiento (C_{OyM})[9], la anualidad de los costos de reemplazo (C_R), la anualidad de los costos de desecho y reciclaje (C_{DR}), los costos anuales asociados a impuestos (C_{imp}) y la anualidad de otros costos asociados a la compra de los equipos (C_{otros}), tales como el pago los intereses.

Luego, el costo total anual es divido por el uso esperado al año, según las n veces esperadas de uso al año y las horas esperadas por casa uso (h).

Además, para el cálculo de los costos nivelados de almacenamiento (LCOS) a partir del costo nivelado de energía (LCOE) es necesario añadir los costos de carga del equipo de almacenamiento incluyendo la eficiencia del proceso. Estos costos dependerán del sistema donde se apliquen los sistemas de almacenamiento.

$$LCOE = \frac{C_{LCC}}{n \cdot h}(\frac{\$}{kWh}) \tag{1.3}$$

$$LCOS = LCOE + \frac{C_{carga}}{\eta_{total}}(\frac{\$}{kWh}) \tag{1.4}$$

En la bibliografía se encuentran bastantes cifras asociadas a costos nivelados de energía y costos nivelados de almacenamiento. Estos valores representan el mínimo valor de energía que debe pagarse al titular del sistema para que recupere su costos de inversión y operación. Son de utilidad al buscar comparar tecnologías con distintas características.

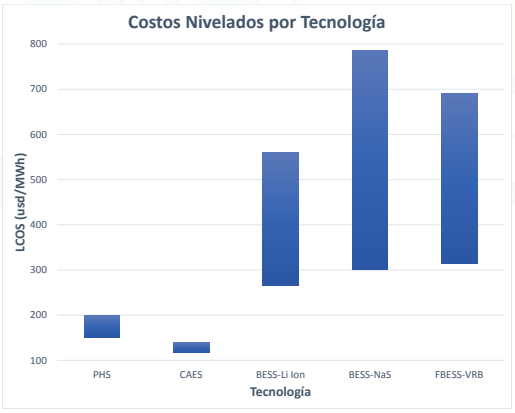
Para el cálculo de los valores mostrados en las figuras 1.11, los autores estiman un segmento exclusivo para sistemas de almacenamiento aplicados a redes de transmisión, y es estimado en base a información consultada a los fabricantes de los equipos. Para el segmento de transmisión se estiman costos en base a un sistema con vida útil de 20 años, con una potencia nominal de 100 MW, capacidad de 800 MWh, un ciclo de carga/descarga diario y 350 días de uso. Se asume una inversión con 20 % de deuda con un 8 % de interés

[7]Equipos inversores para BESS y en otros tipos de almacenamiento, como PHS, corresponde a los costos de bombas y turbinas
[8]Entiéndase por lugar de almacenamiento físico y su adaptación para PHS y CAES, mientras que módulos de baterías para BESS
[9]En este punto los costos de carga no son considerados, pues, se añaden durante el cálculo del costo nivelado de almacenamiento (LCOS) en la ecuación (1.4).

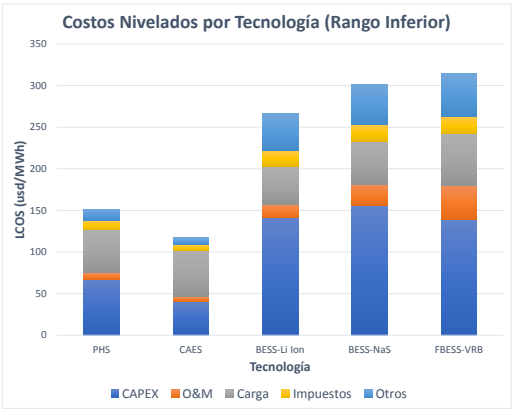
y un 80 % de capital a un 12 % de interés sobre el costo. Los retiros de energía son valorizados a 50 $\frac{usd}{MWh}$ sujetos a la eficiencia del ciclo de carga y descarga.

De la figura 1.11 se observa que, en cuanto a costos nivelados, PHS y CAES cuentan con una gran ventaja respecto al resto de los sistemas candidatos, siempre y cuando los costos de inversión reales reflejen los costos de inversión estimados. Sin embargo, PHS y CAES tienen rangos de potencia nominal y capacidad elevados, complicando su uso en tamaños menores, existiendo casos en que no se podrá modularizar a tamaños pequeños y se deberá establecer un tamaño mayor del sistema de almacenamiento incurriendo en costos totales de inversión más altos.

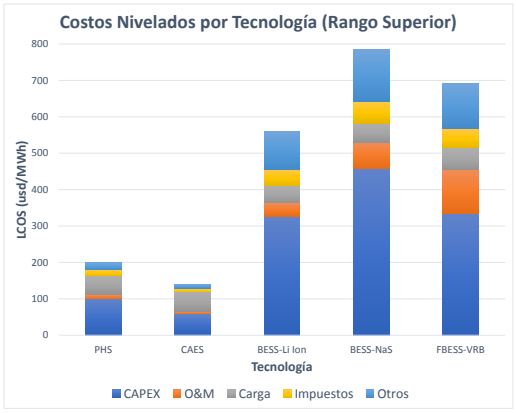
A causa de lo anterior, los sistemas de baterías tienen la ventaja de poder ser modularizados a tamaños de menor potencia y capacidad, además de tener menores tiempos de construcción y son flexibles en la elección de su localización.



(a) Rango de LCOS para tecnologías candidatas.



(b) Banda inferior de costos por componente.



(c) Banda superior de costos por componente.

Figura 1.11: Rangos de costos nivelados de almacenamiento para tecnologías candidatas.
(Fuente: Figuras elaboradas a partir de la información en [6].)

Es importante mencionar que, tal como se muestra en las figuras 1.11b y 1.11c, las componentes distintas de los costos de inversión tienen un gran peso sobre el costo nivelado total. Sin embargo, la comparación de costos de sistemas de almacenamiento depende principalmente de los costos de inversión y de reemplazo[10], pues, los costos de operación y mantenimiento corresponden a una fracción menor del costo total, los costos asociados a impuestos e intereses tienen directa relación con los costos de inversión y los costos de carga son similares para todos los sistemas de almacenamiento[11], por lo que, el orden de su

[10] En las figuras 1.11b y 1.11c ambos costos son considerados dentro del CAPEX mencionado.
[11] Los costos de almacenamiento dependen, principalmente, del sistema eléctrico donde se aplican los sistemas de almacenamiento.

competitividad de los costos se mantiene. Por otro lado, es importante notar que LCOS está fuertemente muy influenciado por el precio de carga, y dependerá de cada sistema eléctrico, pese a esto, es indiferente en una comparación entre tecnologías, pues es similar entre distintas tecnologías de almacenamiento[12].

1.4.2. Proyección de costos para sistemas candidatos

En general, exceptuando a PHS, la principal barrera de los sistemas de almacenamiento son sus costos de inversión. Sin embargo, en la medida que el desarrollo tecnológico de los sistemas de almacenamiento aumenta, entre otras cosas, disminuyen sus costos de inversión, aumenta su eficiencia e incluso puede mejorar la autonomía y vida útil de los equipos. Por lo que, generalmente, en las referencias se proyecta una disminución de costos de inversión producto de mejoras en el proceso de manufactura, uso eficiente de materias primas o materiales menos costosos.

De igual forma que con los costos de inversión actuales, las referencias difieren en sus proyecciones de costos de largo plazo. Por lo que se seleccionan algunos como guía[13].

- En [6] y [11], se presentan proyecciones de reducción de costos en el mediano plazo para todas las tecnologías. Sin embargo, en algunos casos, solo se expresa por precios de energía equivalentes (usd/kWh).
- En [12], se muestran proyecciones de largo plazo para el precio de baterías de litio. Desde el punto de vista de PHS se expresa que la tecnología se encuentra en un nivel de madurez, tal que, sus costos de inversión se mantendrían constantes en el largo plazo.

Las proyecciones mostradas en [6] son elaboradas a partir del costo promedio para todas las aplicaciones mencionadas en dicho reporte (recorte de punta, distribución, microredes, comercial en baja tensión y residencial) por $\frac{\$}{kWh}$ y no son de utilidad, pues, el valor promedio considera altos costos para sistemas comerciales y residenciales, donde no existen economías de escala. Sin embargo, las proyecciones de porcentaje de reducción de costos en el mediano plazo son útiles. Dichas proyecciones se muestran en la tabla 1.9.

Tabla 1.9: Dismución porcentual de costos capitales promedio para tecnologías candidatas en un plazo de 5 años (2017-2021), CAGR asume disminución a ritmo constante.
(Fuente: Tabla elaborada a partir de [6] y [11].)

TECNOLOGÍA	CAGR[14] (%)	5 AÑOS (%)
PHS	1	5
CAES	1	5
BESS-Li ion	10	36
BESS-NaS	11	37
FBESS-VRB	5	19

Las reducciones de costos para cada caso se atribuyen a:

- PHS asocia sus leves bajas de costos a mejoras en las turbinas y mayor eficiencia en la producción de los devanados del generador.
- CAES asocia la disminución de costos a mejoras en los procesos térmicos.
- BESS asocia la disminución de costos a la disminución de costos de manufactura, mejoras en el diseño, aumento de la capacidad y aumento de la eficiencia del proceso de carga y descarga.

[12] El costo es similar y no igual porque pese a que el costo de carga depende fuertemente del precio de la energía, también depende de la eficiencia de los sistemas.

[13] Existen referencias de años entre 2014 y 2016 que entregan proyecciones de largo plazo. Sin embargo, al observar los costos reales en la actualidad y compararlo con las proyecciones, se concluye que las proyecciones se encuentran desviadas.

[14] La tasa anual compuesta de crecimiento (CAGR por su sigla en ingles), en este caso, representa la tasa de disminución de costos "suavizada", como si hubiese disminuido a un ritmo constante de forma anual compuesta.

Por último, el Ministerio de Energía, a través de su Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) en [12] entrega proyecciones de costos de inversión por unidad de potencia para sistemas de baterías de litio con una autonomía de 14 horas. Junto con la información relativa a costos actuales por potencia y almacenamiento mencionados en [11], es posible estimar costos futuros independientes de la duración (ver la figura 1.12). Respecto a los costos de inversión por potencia se consideran constantes en el tiempo y se fija en 1200 $\frac{usd}{kW}$.

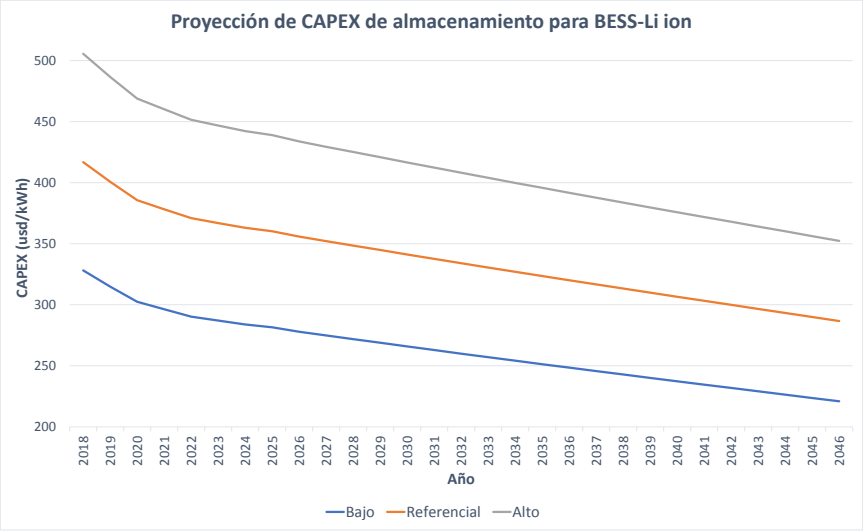


Figura 1.12: Proyección de costos de inversión por almacenamiento para BESS Li ion.
(Fuente: Interpretación de datos a partir de [12].)

Respecto a PHS, la información aportada por el Ministerio de Energía menciona que considerará los costos constantes en el tiempo. Donde, los costos bajos corresponden a 1300 $\frac{usd}{kW}$, los altos a 2200 $\frac{usd}{kW}$ y se considera también el promedio entre ambos como valor referencial.

1.5. Resumen de parámetros técnicos

Para el modelo de expansión se proponen las tecnologías presentadas en la sección 1.2. La tabla 1.10 abarca principalmente los parámetros mostrados en [13]. Sin embargo, se hacen modificaciones a datos que se disponen más actualizados o distan mucho del resto de la bibliografía.

Tabla 1.10: Características técnica importantes en el análisis de la incorporación de sistemas de almacenamiento en el problema de expansión de redes de transmisión.
(Fuente: Tabla elaborada a partir de [6], [11], [12], [13] y [14].)

Tecnología	Eficiencia (%)	CAPEX (Potencia) ($\frac{usd}{kW}$)	CAPEX (Almacenamiento) ($\frac{usd}{kWh}$)	OPEX-F (Potencia) ($\frac{usd}{kW}$)	OPEX-F (Almacenamiento) ($\frac{usd}{kWh}$)	OPEX-V ($\frac{usd}{MWh}$)	VU (Años)
PHS	78	900	45	5	-	0.3	40
CAES	65	614	58	18	-	3.0	35
BESS-Li ion	85	1200 (614)	328 (265)	12	-	1.8	10
BESS-NaS	78	434	373	43	-	0.6	12.5
FBESS-VRB	68	1252	297	31	9	1.1	20

Luego, en las tablas 1.11 y 1.12 se observan los parámetros que se utilizan directamente en el modelo de expansión. Debido a que se establecen anualidades se utiliza la vida útil técnica del sistema de

almacenamiento, pues, su vida útil técnica es menor a la vida útil típica para los proyectos eléctricos. Además, a la anualidad se añaden los gastos operacionales fijos anuales.

Por último, se establecen 3 tipos de autonomías para todos los sistemas y 3 tipos de autonomía solo para sistemas de baterías.

Tabla 1.11: Parámetros de entrada en el análisis de la incorporación de sistemas de almacenamiento en el problema de expansión de redes de transmisión. Rango 4-14 Horas.

	4 Horas		8 Horas		14 Horas		General		
Tecnología	**CAPEX** ($\frac{usd}{kW}$)	**Anualidad** ($\frac{usd}{kW}$)	**CAPEX** ($\frac{usd}{kW}$)	**Anualidad** ($\frac{usd}{kW}$)	**CAPEX** ($\frac{usd}{kW}$)	**Anualidad** ($\frac{usd}{kW}$)	**OPEX** ($\frac{usd}{MWh}$)	η (%)	**VU** (Años)
PHS	1080	115	1260	134	1300	138	0.3	78	40
CAES	847	106	1081	130	1431	167	3.0	65	35
BESS-Li ion	2513 (1730)	421 (240)	3825 (2790)	635 (379)	5794 (4380)	955 (588)	1.8	85	10
BESS-NaS	1926	320	3418	534	5656	855	0.6	78	12.5
FBESS-VRB	2441	354	3631	531	5415	796	1.1	68	20

Tabla 1.12: Parámetros de entrada en el análisis de la incorporación de sistemas de almacenamiento en el problema de expansión de redes de transmisión. Rango 1-3 horas.

	1 Horas		2 Horas		3 Horas		General		
Tecnología	**CAPEX** ($\frac{usd}{kW}$)	**Anualidad** ($\frac{usd}{kW}$)	**CAPEX** ($\frac{usd}{kW}$)	**Anualidad** ($\frac{usd}{kW}$)	**CAPEX** ($\frac{usd}{kW}$)	**Anualidad** ($\frac{usd}{kW}$)	**OPEX** ($\frac{usd}{MWh}$)	η (%)	**VU** (Años)
BESS-Li ion	1528 (935)	261 (135)	1856 (1200)	314 (170)	2118 (1465)	368 (205)	1.8	85	10
BESS-NaS	807	159	1180	212	1553	266	0.6	78	12.5
FBESS-VRB	1549	222	1847	266	2144	310	1.1	68	20

En el caso de los sistemas de baterías de litio, los valores indicados entre paréntesis corresponden al rango más bajo de valores de inversión utilizado para casos de costos bajos del análisis en escenarios de los capitulos 3 y 4. Estos valores provienen de [14] y [15].

2 | Metodología utilizada para la expansión de largo plazo de la red de transmisión

La expansión óptima de las redes eléctricas es uno de los problemas más importantes dentro de la planificación de los sistemas de potencia, pues, tiene significativas consecuencias en los costos de inversión del sistema de transmisión y afecta el desarrollo futuro de la generación debido a que afecta su localización. El problema puede descomponerse conceptualmente en: expansión del parque generador, expansión de redes de transmisión y expansión de redes de distribución.

En la expansión de las redes de transmisión (TEP por su sigla en ingles), el objetivo es expandir el sistema de transmisión para poder abastecer la demanda en el futuro, determinando: cuándo, dónde y cuántas líneas de transmisión deben instalarse. Los parámetros de entrada suelen ser: datos técnicos y costos de inversión para los candidatos, recursos de generación disponibles, hidrologías en caso de centrales hidráulicas, y los correspondientes costos de operación y mantenimiento. La selección se hace bajo distintos criterios, usualmente, económicos. Tradicionalmente se decide minimizar los costos de operación del parque generador y los costos de inversión en nuevos equipos, sujeto a distintas restricciones que se impongan (ver la figura 2.1).

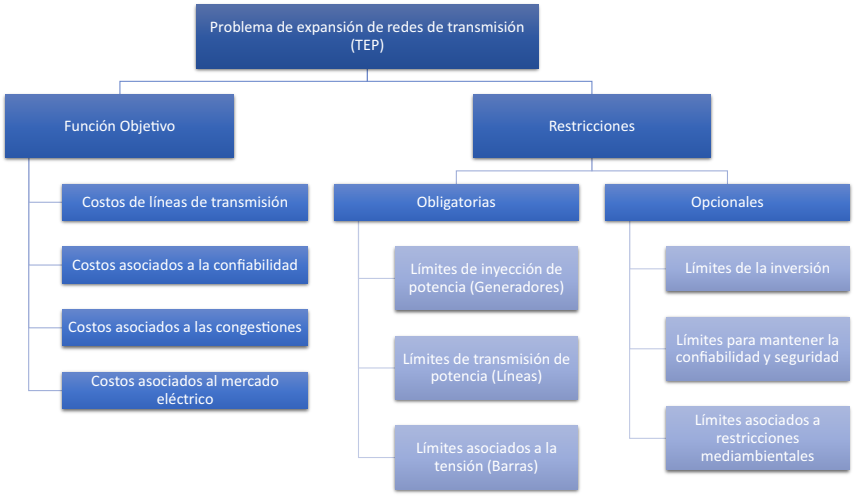


Figura 2.1: Esquema simplificado de las partes y clasificaciones dentro del problema de expansión de transmisión.

Desde el punto de vista matemático, TEP es un problema de optimización lineal entero-mixto (MILP por su sigla en ingles), compuesto de una función objetivo y restricciones. La formulación del problema es flexible, pues, el planteamiento de la función objetivo puede variar dependiendo del enfoque. Mientras

que, tal como se puede ver en el ejemplo de la figura 2.1, algunas restricciones son obligatorias y otras son opcionales .

El problema puede ser resuelto a través de distintos métodos, entre los principales y a modo general se encuentran los métodos matemáticos y los métodos heurísticos. Es importante acotar que solo los métodos matemáticos aseguran un óptimo global, así como, los métodos heurísticos pueden entregar un óptimo asociado a un máximo/mínimo local y no necesariamente uno global. Sin embargo, la diferencia de esfuerzo computacional puede llegar a ser grande, por lo que una solución a través de métodos heurísticos puede ser conveniente en determinadas condiciones.

2.1. Almacenamiento de energía aplicado al problema de expansión

Los sistemas de almacenamiento de energía pueden ser utilizados en aplicaciones de gran escala para mejorar el rendimiento de la red de transmisión y ayudar a la integración de energías variables. Sus usos específicos asociados a la red de transmisión son: redistribuir el máximo de consumo o generación, optimizar redes asociadas a energías renovables, disminuir congestiones en la red de transmisión y postergar inversiones en obras de transmisión. Lo anterior ocurre al almacenar o liberar energía en situaciones de congestión de la capacidad de las líneas (ver la figura 2.2).

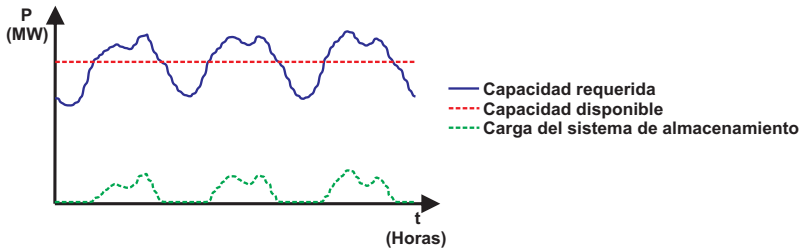


Figura 2.2: Aporte de los sistemas de almacenamiento al retraso de inversión en transmisión.

Por el momento, la cooptimización entre sistemas de almacenamiento y la red de transmisión es un problema tratado principalmente en forma académica. Los modelos existentes difieren en robustez y consideraciones (ver [16], [17], [18], [19], [20], [21], [22], [23]).

La formulación del problema que se plantea en [17] se establece a partir de MILP, desarrollando un modelo estático para determinar la menor capacidad de almacenamiento requerida y su localización. A diferencia de otros modelos, se incorpora la idea de tiempo discreto, pudiendo establecer la capacidad de los equipos de almacenamiento y siendo utilizados como baterías recargables. También, incluye la energía no servida y capacidad de los dispositivos de almacenamiento. Pese a que este modelo solo considera los costos de inversión en líneas de transmisión y no considera los costos de generación, puede ser aplicado como un modelo base y añadir otras consideraciones.

En el otro extremo, en [22] y [23] se realiza un análisis a la rentabilidad del uso de sistema de almacenamiento de energía en el mercado eléctrico. Las decisiones de inversión en equipos de almacenamiento están enfocadas a su tamaño y ubicación. El documento presenta tres enfoques:

Perspectiva del operador del sistema:

- Los sistemas de almacenamiento están enfocados a reducir lo costos de operación del sistema.
- Las decisiones se enfocan al tamaño y ubicación de los sistemas de almacenamiento.
- La simulación de la operación es detallada e incluye restricciones de despacho.

Perspectiva del operador del sistema y del propietario del sistema de almacenamiento:

- Además de reducir los costos operación del sistema, se busca recuperar los costos de inversión en los equipos de almacenamiento.
- Decisiones se enfocan al tamaño y ubicación de los sistemas de almacenamiento.
- Simulación en base a días típicos, se añade una restricciones asociadas al retorno de la inversión por parte del propietario del sistema de almacenamiento.

Aporte a la expansión de transmisión:

- A las dos perspectivas anteriores se añade el aporte a la expansión de la red de transmisión; reduciendo costos de inversión en expansión de la red de transmisión, costos de operación del sistema y buscando recuperar la inversión en sistemas de almacenamiento.
- El problema es complejo, tiene tres niveles donde se analizan la inversión y operación de los sistemas de los sistemas de almacenamiento, expansión óptima de la red de transmisión, y la operación del parque generador de la red.

Del documento se concluye que:

- El enfoque de la planificación de los sistemas de almacenamiento afecta el tamaño y localización de los sistemas de almacenamiento.
- Al añadir restricciones de retorno de inversión se disminuye el tamaño total de los dispositivos de almacenamiento utilizados, pero se diversifica su localización.
- Al aumentar los costos de inversión de los sistemas de almacenamiento disminuye el tamaño total de los dispositivos y la diversificación de su localización. Es mas, el costo de inversión es la principal variable que afecta el tamaño y localización.
- Al operar de forma coordinada el retorno de la inversión de los sistemas de almacenamiento se reduce el tamaño total de los dispositivos y la diversificación de su localización.
- Ejercer poder de mercado con los sistemas de almacenamiento aumenta el monto de la inversión, pero disminuye el beneficio neto del dueño del sistema de almacenamiento.
- Al mezclarse con la planificación de la expansión de la red de transmisión, se concluye que:
  - La elección en sistemas de almacenamiento es muy sensible a sus costos de inversión, al punto que bajo un escenario de costos altos no son económicamente factibles.
  - En sistemas que no son radiales las líneas enmalladas disminuye la cantidad de dispositivos de almacenamiento incorporados.

2.1.1. Consideraciones y supuestos del modelo utilizado

Tal como se comenta al inicio del capítulo, los modelos de optimización que utilizan MILP son muy demandantes computacionalmente. Idealmente, se buscan consideraciones que logren disminuir la robustez del problema sin ir en desmedro de la precisión en los cálculos o en la representación del problema. A causa de esto, es necesario realizar una serie de supuestos y reducir las restricciones, manteniendo las restricciones más influyentes respecto a lo que se busca analizar.

2.1.1.1. Modelo de demanda

Al analizar la incorporación de los sistemas de almacenamiento es necesaria una representación cronológica, pues, la variable de la energía almacenada establece un acoplamiento temporal. Además, es ideal que esta representación cronológica muestre las variaciones horarias de la demanda, por lo que se debe privilegiar la cantidad de bloques por sobre la cantidad de días distintos simulados. Por lo tanto, se utiliza una representación cronológica por bloques horarios. Para ello, se establece un día típico por trimestre, con 24 bloques diarios de igual ancho (ver figura 2.3).

Por otro lado, en el largo plazo, al aumentar la demanda se asume el mismo perfil escalado por las proyecciones de demanda anuales de largo plazo, utilizando proyecciones de demanda elaboradas por el Ministerio de Energía en [12] teniendo en cuenta diversos factores (ver el Anexo B).

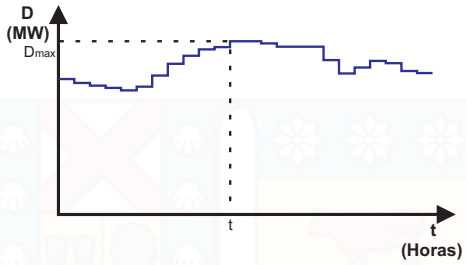


Figura 2.3: Representación esquemática de la demanda utilizada en la barras del sistema.

2.1.1.2. Modelo de generación

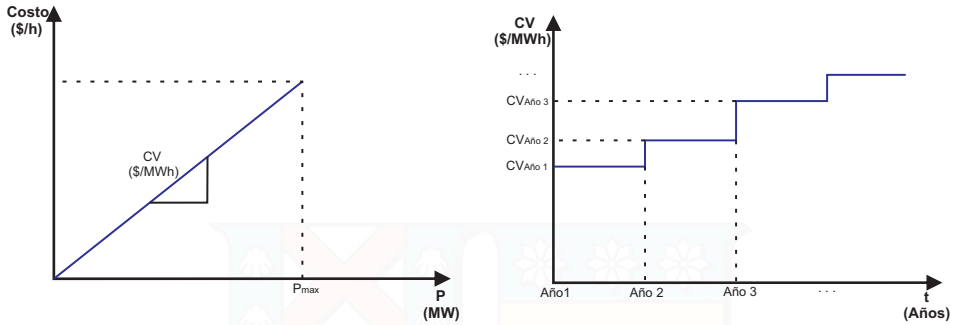
Debido a que se busca realizar una optimización conjunta entre la red de transmisión y los sistemas de almacenamiento, no existen variables de decisión asociadas a la inversión en incorporar nuevos generadores, por lo que, a modo simplificación, se considera a los generadores como existentes en la red y sus parámetros son considerados como valores de entrada al modelo. Se establecen modelos de generación con consideraciones básicas, dejando de lado consideraciones particulares, como lo son restricciones de corto plazo o restricciones de centrales hidroeléctricas. Por lo tanto, se modelan generadores convencionales y generación renovable.

Cabe destacar que si se considerara generación hidráulica con hidrologías, el modelo mostrado no sería representativo, pues, el nivel de los embalses y, en sí mismas, las condiciones hidrológicas varían a lo largo del año. En tal caso se debería priorizar una representación de al menos un día típico mensual, utilizando menos bloques para describir cada día, pues, los embalses pueden presentar variaciones importantes entre cada mes del año.

Generación convencional: Para el caso de la generación convencional se utilizan generadores equivalentes térmicos. Se establece una restricción para la generación máxima, y se dejan de lado la restricciones asociadas al mínimo técnico[15] y otras restricciones relacionadas al corto plazo debido a la densidad de cálculo que aportarían.

Respecto a los costos variables de operación, se presentan principalmente como costo variable combustible, este se considera constante para cada nivel de generación dentro de cada año del periodo de análisis (ver la figura 2.4a) y se actualiza según la proyecciónes de costos combustibles (ver la figura 2.4b) elaboradas por el Ministerio de Energía en [12].

[15] Def. “Se entenderá por Mínimo Técnico la potencia activa bruta mínima, con la cual, una unidad puede operar de forma permanente, segura y estable inyectando energía al sistema de forma continua.”

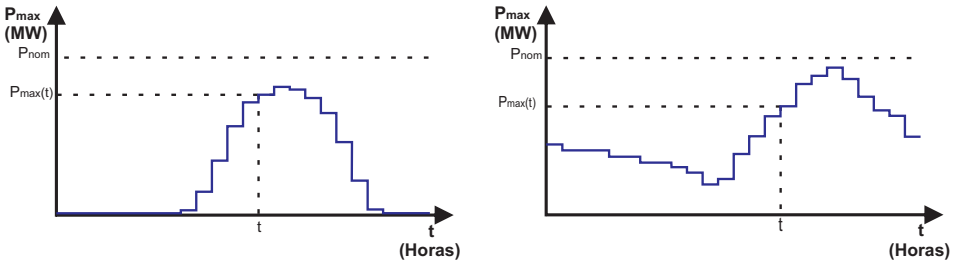


(a) Costos variables de operación en función de la potencia.

(b) Costos variables de operación en función del tiempo.

Figura 2.4: Representación esquemática de los costos variables de generación.

Generación renovable no convencional: En lo que respecta a los generadores ERNC, se modelan en particular tecnologías solar fotovoltaica y eólica. Buscando representar la variabilidad que los caracteriza se restringe la potencia máxima a la que entreguen perfiles seleccionados para la tecnologías a lo largo del día. Al igual con la demanda, se establece un día típico por trimestre utilizando 24 bloques de igual ancho por día (Ver las figuras 2.5). Los perfiles utilizados son obtenidos desde [12].



(a) Perfil de generación para una central solar a lo largo del día.

(b) Perfil de generación para una central eólica a lo largo del día.

Figura 2.5: Representación esquemática de los perfiles de generación ERNC utilizados.

Respecto a los costos variables de operación, en las plantas de generación no existen costos variables combustibles (CVC) y los costos variables no-combustibles (CVNC) son muy pequeños en relación a los costos de operación de otras fuentes de generación, por lo que, a modo de aproximación, se consideran nulos[16] para todos los niveles de generación y a lo largo de todo el escenario de estudio.

2.1.1.3. Modelo de los sistemas de almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento se modelan a modo general como sistemas de baterías y no se establece un límite para la potencia mínima, siendo un supuesto aceptable en relación a las ventajas en el modelamiento y cantidad de variables. Tanto la potencia como la capacidad de almacenamiento están restringidas entre cero y sus respectivos valores máximos. La eficiencia de cada sistema de almacenamiento se considera dentro del balance de potencia en los ciclo de carga y descarga.

Por otra parte, los costos operacionales son considerados constantes para cada nivel de potencia al almacenar o liberar energía.

[16]Omitir los costos de operación no combustibles, cuando son muy bajos, aporta ventajas en la etapa de solución del problema. Pues, se anulan variables que aportarían a la densidad de cálculo y no aportarían al cambio en la decisión de inversión sobre el sistema. Está consideración solo es válida para los casos de las plantas de generación en base a ERNC mencionadas.

2.1.1.4. Modelo de la energía no suministrada

La modelación de la energía no servida se realiza a través de una central ficticia con costos de operación altos. No se considera una potencia mínima y su potencia máxima no está restringida o bien podría restringirse al máximo de demanda horaria en la barra. Habitualmente se asume que el costo de la energía no suministrada es similar al costo de falla de largo plazo, actualmente, este valor se encuentra entre 723,87 $\frac{usd}{MWh}$ y 1178 $\frac{usd}{MWh}$[17]. Sin embargo, para la elaboración del modelo se incluye un valor de pérdida de carga igual a 10989,01 $\frac{usd}{MWh}$[18], con tal de que el hecho de no abastecer energía no tome parte en la competencia entre transmisión y sistemas de almacenamiento y el análisis de las variables sea más directo.

2.1.1.5. Tasa de descuento

A causa de que los modelos de largo plazos contemplan periodos de estudio del orden anual, se deben considerar correctamente los valores de inversión. Para esto, los valores son actualizados por medio de una tasa de descuento para tener un valor presente de las inversiones futuras.

Si bien, se utiliza una modelación por bloques horarios, las inversiones son consideradas anuales, por lo que se considera correcto trabajar con la tasa de descuento anual. La tasa se descuento escogida corresponde a un 10 %, esta se escoge a modo de ejercicio para el análisis en el sistema de pruebas. Sin embargo, para el análisis de inversión en obras de transmisión, la ley establece una tasa de descuento igual a la tasa social de descuento establecida por el Ministerio de Desarrollo Social para la evaluación de proyectos de inversión.

2.1.1.6. Modelo para la valorización de la inversión

Para la valorización de la inversión se utiliza el Método de la Anualidad Equivalente. El método considera que el Valor Actual Neto (VAN) es cero y los pagos anuales corresponden a una cuota fija llamada Anualidad. Esta cuota es calculada de tal forma que asegurará una tasa de descuento igual a la tasa utilizada en el caso de estudio, tal como se muestra en la ecuación (2.1).

$$VAN = VI - \sum_{t=1}^{T} \frac{AVI}{(1+i)^t} = 0 \tag{2.1}$$

Donde VI es el valor de inversión correspondiente. AVI es la anualidad del valor de la inversión, en este caso es la cuota fija del valor de inversión respectivo, i es la tasa de descuento utilizada en el caso de estudio, y por último, T es el periodo utilizado para pagar las anualidades, en este caso, es la vida útil de los equipos. Luego, la anualidad de la inversión es calculado según la ecuación (2.2).

$$AVI = VI \cdot \frac{1 - \frac{1}{1+i}}{1 - \frac{1}{(1+i)^T}} \tag{2.2}$$

Existen casos en que se diferencie vida útil técnica de la vida útil económica. En tal caso, puede darse el caso que la vida útil económica sea menor a la vida útil técnica y que se utilice la vida útil económica en la ecuación (2.2) para que el inversionista recupere en un menor tiempo la inversión.

[17] Costos según la Resolución Exenta N^o 227: "Informa y comunica nuevos valores del Costo de Falla de Corta y Larga Duración en el Sistema Eléctrico Nacional y los Sistemas Medianos." publicada en el diario oficial el 28 de marzo de 2018.

[18] El valor exacto no tiene significado en particular, solo basta un valor lo suficientemente grande para no que, en el caso analizado, se privilegie no optar por no suministrar energía incluso en ventanas reducidas de tiempo. Este supuesto solo afecta a las simulaciones del modelo de pruebas. Para el análisis sobre el sistema reducido del Sistema Eléctrico Nacional se utiliza el costo de energía no suministrada real.

2.2. Formulación del problema de expansión de redes de transmisión considerando ESS

El problema de expansión de redes de transmisión es reformulado teniendo como base, principalmente, los documentos [17] y [20]. Luego, la formulación es programada e incorporada a un código base de optimización de expansión de redes de transmisión elaborado en Pyomo[19] por el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Técnica Federico Santa María. Luego, el problema es resuelto por medio de Gurobi[20]. A diferencia de muchos documentos, se utiliza un algoritmo multi-etapa (dinámico) para poder analizar la factibilidad de los sistemas de almacenamiento a lo largo del periodo de interés.

La función objetivo apunta a disminuir los costos de inversión en nuevos equipamientos y costos operacionales. Los equipos considerados son nuevas líneas de transmisión y sistemas de almacenamiento. Mientras que los costos operacionales considerados son los costos de generación, almacenamiento y de energía no suministrada.

2.2.1. Nomenclatura de la formulación del problema

Al presentar el problema se utilizará la siguiente nomenclatura para arreglos, parámetros y variables.

Arreglos:

Ω_T**:** Bloques en el horizonte de planificación.

Ω_N**:** Barras del sistema.

Ω_L**:** Corredores del sistema, conformado por líneas existentes y candidatas.

Ω_Y**:** Líneas idénticas candidatas por corredor.

Ω_{L0}**:** Conjunto de líneas existentes en el año base.

Ω_{LP}**:** Conjunto de líneas candidatas.

Ω_G**:** Generadores existentes en el sistema.

Ω_S**:** Equipos de almacenamiento de energía candidatos en el sistema.

Parámetros:

A_t**:** Año perteneciente al bloque t.

α_t**:** Factor de actualización del capital.

β_t**:** Factor para la consideración de anualidades de inversiones.

CIL_{ij}**:** Costo de inversión para una línea en el corredor (i, j).

CIS_i**:** Costo de inversión de un equipo de almacenamiento de energía en la barra i.

$CVG_{i,k}$**:** Costo variable de operación del k-esimo generador en la barra i.

$VoLL$**:** Valor de pérdida de carga.

x_{ij}**:** Reactancia para una línea en el corredor (i, j).

n_{ij}**:** Número de líneas existentes al año base para el corredor (i, j).

$\hat{f}_{ij}$**:** Flujo de potencia máximo para una línea del corredor (i, j).

[19] Pyomo es una colección de paquetes del software y lenguaje de programación Python, es útil para formular problemas de optimización. Por su parte Python es un lenguaje de programación interpretativo, la elección del interprete es arbitraria.

[20] Gubori es un solver comercial de problemas de optimización lineales, cuadráticos y enteros-mixtos.

$\hat{g}_{i,k}$**:** Potencia máxima del k-esimo generador de la barra i.

$\hat{e}_i$**:** Potencia máxima del dispositivo de almacenamiento de energía de la barra i.

$\hat{l}_i$**:** Capacidad máxima del dispositivo de almacenamiento de energía de la barra i.

$\hat{d}_{i,t}$**:** Demanda existente en el nodo i durante el bloque t.

$\hat{n}_{ij}$**:** Máxima cantidad de líneas proyectadas en el periodo de análisis para el corredor (i, j).

Variables:

$g_{i,k,t}$**:** Variable real que representa la generación de la unidad k, en la barra i, para el bloque t.

$r_{i,t}$**:** Variable real que representa la energía no abastecida por la central virtual en la barra i para el bloque t.

$e_{i,t}$**:** Variable real que representa la potencia del dispositivo de almacenamiento de energía en la barra i para el bloque t.

$l_{i,t}$**:** Variable real que representa la capacidad del dispositivo de almacenamiento de energía en la barra i para el bloque t.

$f^0_{ij,t}$**:** Variable real que representa el flujo de potencia para la línea existente en el corredor (i, j) en el bloque t.

$f^P_{y,ij,t}$**:** Variable real que representa el flujo de potencia para la y-esima línea candidata en el corredor (i, j) en el bloque t.

$\theta_{i,t}$**:** Variable real que representa el ángulo de la tensión en la barra i para el bloque t.

$b_{y,ij,t}$**:** Variable binaria que representa la existencia de la y-esima línea del corredor (i, j) en el bloque t.

$z_{i,t}$**:** Variable binaria que representa la existencia del dispositivo de almacenamiento de energía en la barra i para el periodo t.

2.2.2. Planteamiento del problema de optimización

En la presente sección se plantea matemáticamente el problema de optimización que posteriormente es programado e incorporado al código base elaborado por el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la UTFSM (ver el anexo E), para luego ser simulado.

Minimizar:

$$\sum_{t\in\Omega_T}\alpha_t\Big(\sum_{(i,j)\in\Omega_L}\sum_{y\in\Omega_Y} CIL_{ij}b_{y,ij,t}\beta_t + \sum_{i\in\Omega_N} CIS_i z_{i,t}\beta_t + \sum_{i\in\Omega_N} CVS_i e_{i,t} + \sum_{i\in\Omega_N}\sum_{k\in\Omega_G} CVG_{i,k}g_{i,k,t} + \sum_{i\in\Omega_N} VoLLr_{i,t}\Big) \quad (2.3)$$

Sujeto a:

$$g_{i,k,t} + \sum_{j\in\Omega_N, j\neq i}(f^0_{ij,t} + f^P_{ij,t}) + e_{i,t} + r_{i,t} - d_{i,t} = 0 \qquad \forall t\in\Omega_T, \forall i\in\Omega_N \quad (2.4)$$

$$f^0_{ij,t}x_{ij} = n(\theta_{i,t} - \theta_{j,t}) \qquad \forall t\in\Omega_T, \forall (i,j)\in\Omega_{L0} \quad (2.5)$$

$$|f^P_{y,ij,t}x_{ij} + (\theta_{i,t} - \theta_{j,t})| \leq \pi(1 - b_{y,ij,t}) \qquad \forall t\in\Omega_T, \forall (i,j)\in\Omega_{LP} \quad (2.6)$$

$$|f^0_{ij,t}| \leq n_{ij}\hat{f}_{ij} \qquad \forall t\in\Omega_T, \forall (i,j)\in\Omega_{L0} \quad (2.7)$$

$$|f^P_{y,ij,t}| \leq \hat{f}_{ij}b_{y,ij,t} \qquad \forall t\in\Omega_T, \forall (i,j)\in\Omega_{LP}, \forall y\in\Omega_Y \quad (2.8)$$

$$l_{i,0} = 0 \qquad \forall i\in\Omega_N \quad (2.9)$$

$$l_{i,t} = l_{i,t-1} + e_{i,t} \qquad \forall t\in\Omega_T, \forall i\in\Omega_N \quad (2.10)$$

$$e_{i,t} = \eta_d e_{i,t_d} - \eta_c e_{i,t_c} \qquad \forall t\in\Omega_T, \forall i\in\Omega_N \quad (2.11)$$

$$0 \leq g_{i,k,t} \leq \hat{g}_{i,k} \qquad \forall t\in\Omega_T, \forall i\in\Omega_N, \forall k\in\Omega_G \quad (2.12)$$

$$z_{i,t}\check{e}_i \leq e_{i,t} \leq z_{i,t}\hat{e}_i \qquad \forall t\in\Omega_T, \forall i\in\Omega_N \quad (2.13)$$

$$z_{i,t_c}\check{e}_i \leq e_{i,t_c} \leq z_{i,t_c}\hat{e}_i \qquad \forall t\in\Omega_T, \forall i\in\Omega_N \quad (2.14)$$

$$z_{i,t_d}\check{e}_i \leq e_{i,t_d} \leq z_{i,t_d}\hat{e}_i \qquad \forall t\in\Omega_T, \forall i\in\Omega_N \quad (2.15)$$

$$0 \leq l_{i,t} \leq z_{i,t}\hat{l}_i \qquad t\in\Omega_T, \forall i\in\Omega_N \quad (2.16)$$

$$0 \leq r_{i,t} \leq d_{i,t} \qquad \forall t\in\Omega_T, \forall i\in\Omega_N \quad (2.17)$$

$$-2\pi \leq \theta_{i,t} \leq 2\pi \qquad \forall t\in\Omega_T, \forall i\in\Omega_N \quad (2.18)$$

$$\sum_{t\in\Omega_T}\sum_{y\in\Omega_Y} b_{y,ij,t} \leq \hat{n}_{ij} \qquad \forall t\in\Omega_T, \forall (i,j)\in\Omega_{LP} \quad (2.19)$$

$$b_{y,ij,t} \leq b_{y-1,ij,t} \qquad \forall t\in\Omega_T, \forall (i,j)\in\Omega_{LP}, \forall y\in\Omega_Y \quad (2.20)$$

$$b_{y,ij,t-1} \leq b_{y,ij,t} \qquad \forall t\in\Omega_T, \forall (i,j)\in\Omega_{LP}, \forall y\in\Omega_Y \quad (2.21)$$

$$z_{i,t-1} \leq z_{i,t} \qquad \forall t\in\Omega_T, i\in\Omega_N \quad (2.22)$$

$$z_{i,t_c} + z_{i,t_d} \leq z_{i,t} \qquad \forall t\in\Omega_T, \forall i\in\Omega_N \quad (2.23)$$

$$\theta_{SL} = 0 \quad (2.24)$$

2.2.3. Representación de la formulación del problema de optimización

La función objetivo se presenta en la ecuación (2.3) y como se menciona al inicio de la sección, apunta a disminuir la suma de los costos de inversión en líneas y dispositivos de almacenamiento, añadiendo los costos operacionales de las unidades generadoras y del sistema de almacenamiento. El término β_t representa un parámetro binario que solo se activa una vez por año para considerar el costo de la anualidad de inversión de líneas de transmisión y de los sistemas de almacenamiento.

Luego, entre las ecuaciones (2.4) y (2.24) se presentan las restricciones del problema:

- La ecuación (2.4) muestra el balance de potencia en cada barra del sistema.
- Los flujos de potencia para la líneas existentes y candidatas son definidos en las ecuaciones (2.5) y (2.6), respectivamente.

  La ecuación (2.6) se obtiene al aplicar una representación del modelo disyuntivo para evitar ecuaciones no lineales debido a la multiplicación de dos variables del problema. De la ecuación se desprende que al añadir el candidato, la ecuación toma una forma similar a la ecuación (2.5), en el caso contrario, puede tomar otro valor, sin embargo, es acotado a cero por la ecuación (2.8).
- Los flujos límites para líneas existentes y candidatas son presentados en las ecuaciones (2.7) y (2.8). Mientras que con las líneas existentes se añade el parámetro n_{ij} para establecer el flujo máximo total de todas las líneas, en las líneas candidatas la restricción es considerada por separado para cada línea a través del subíndice "y", además, la ecuación esta restringida por la variable de decisión de inversión.
- La ecuación (2.11) fija la condición de carga y descarga en lo que a potencia refiere y añade las eficiencias en carga y descarga. Luego, se complementa con la ecuación (2.23) para forzar que no pueda estar, simultáneamente, en ambos estados ni en alguno de los dos estados si no existe decisión de inversión en dicho sistema.
- La cantidad de energía almacenada por el sistema de almacenamiento queda definida en la ecuación (2.10). La ecuación (2.9) es definida para cumplir el supuesto de iniciar sin energía almacenada.
- Los límites de generación para el bloque t son definidos en la ecuación (2.12), donde no se establece una potencia mínima de operación.
- De igual forma que en el punto anterior es que se definen los límites de potencia y capacidad para los sistemas de almacenamiento en las ecuaciones (2.13), (2.14), (2.15) y (2.16).
- La restricción sobre los generadores ficticios, asociada a la energía no servida en las barras del sistema, se presenta en la ecuación (2.17). Lógicamente, debido a que se asocia a la energía no servida a la demanda, está acotada a la demanda del sistema para el instante t.
- En la ecuación (2.18) se establecen las restricciones para el ángulo de la tensión en las barras.
- El límite para la máxima cantidad de refuerzos de líneas por corredor se establece en la ecuación (2.19).
- En la ecuación (2.20) se observa la restricción de secuencialidad asociada a las líneas. En ella se establece un orden para los circuitos candidatos.
- Las ecuaciones (2.21) y (2.22) establecen restricciones de temporalidad para líneas y circuitos respectivamente. Si la variable se activa en un bloque t, en los bloques consecutivos deberá mantenerse activa.
- Por último, la ecuación (2.24) fija el ángulo de la tensión en la barra de referencia.

3 | Análisis en el sistema de pruebas

3.1. Justificación

Al analizar el impacto de los sistemas de almacenamiento en el contexto de la reducción de congestiones y el desfase de inversiones en obras de transmisión, es conveniente que en una primera etapa se haga el análisis sobre un sistema de pruebas reducido, con tal de aislar las variables de interés. Por lo anterior, se definen escenarios, cada uno con un número de casos de a simular.

Además, en un sistema de pruebas reducido, es posible llevar a cabo una cantidad mayor de simulaciones a causa de una menor cantidad de variables y restricciones, resultando en menos densidad de cálculo en relación al análisis sobre un sistema más complejo.

3.2. Metodología

El análisis se realiza mediante la formulación presentada en la sección 2.2.2 e implementada en Pyomo en el anexo E. Las caracteristicas del equipo utilizado para las simulaciones del sistema de pruebas son presentadas en la tabla 3.1.

Tabla 3.1: Información del equipo utilizado para las simulaciones sobre el sistema de pruebas.

Procesador	Intel (R) Core (TM) i7-2640 CPU 2,80 GHz-2,80 GHz (2 núcleos físicos) (en total 4 nucleos ficticios)
Memoria RAM	8 GB

En la figura 3.1 se muestran esquemáticamente los escenarios para analizar. Todos los escenarios se evalúan con dos tipos de curvas de demanda, utilizando perfiles 1 y 2 mencionado en el anexo B, y a causa del alto nivel de incertidumbre en los costos de inversión de los sistemas de almacenamiento, se analizan dos costos de inversión para sistemas de baterías.

Para el análisis se utiliza un periodo de estudio de 20 años, donde se consideran cargas, tal que, para el año base la línea que abastece directamente a la carga sea utilizada hasta un 90 % de su cargabilidad. Luego, para cada año se escala la demanda según las proyecciones elaboradas por el Ministerio de Energía a través de PELP en [12]. Las consideraciones para tipo de generación y costos de generación dependerán de cada caso y son mostradas de forma general en el anexo B.

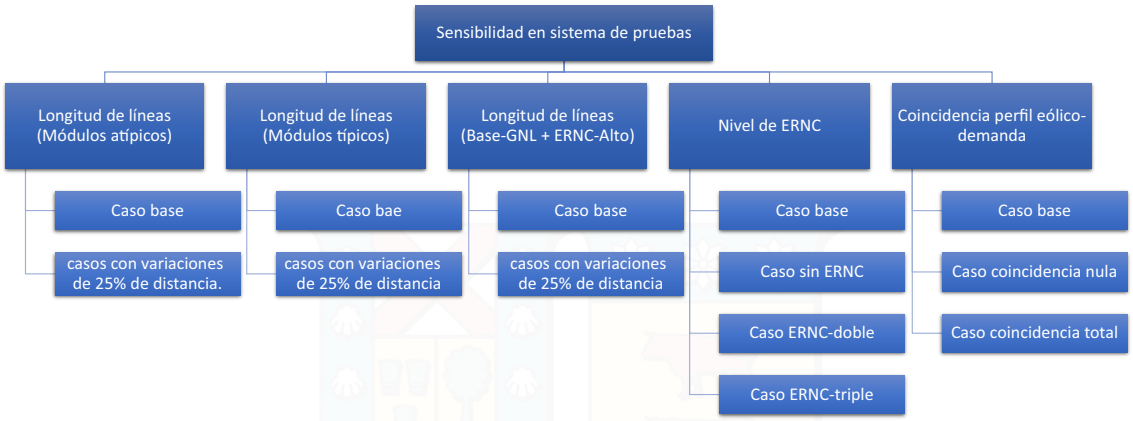


Figura 3.1: Esquema de escenarios utilizados para el análisis en sistema de pruebas.

Con tal de reducir el esfuerzo de cálculo y priorizar la variedad de tamaños candidatos, la variedad de tecnologías es reducida a dos tecnologías representativas. Estas tecnologías candidatas son representativas del resto, pues poseen leves variaciones respecto a las otras, ya sea en: eficiencia, costos de inversión, tamaños típicos, y densidad de potencia y de energía. Para las simulaciones se consideran tecnologías de PHS y BESS-Li ion, para considerar sistemas de gran escala y menor costo, y sistemas de menor escala pero modulares. Para todos los escenarios se consideran candidatos de 4, 8 y 14 horas para todos los sistemas de almacenamiento, mientras que en el caso de BESS también se consideran candidatos de 1, 2 y 3 horas. Los valores de inversión y parámetros técnicos utilizados son presentados en las tablas 3.2 y 3.3.

Tabla 3.2: Parámetros de entrada en el análisis de la incorporación de sistemas de almacenamiento en el problema de expansión de redes de transmisión. Rango 4-14 Horas.

Tecnología	4 Horas		8 Horas		14 Horas		General		
	CAPEX ($\frac{usd}{kW}$)	Anualidad ($\frac{usd}{kW}$)	CAPEX ($\frac{usd}{kW}$)	Anualidad ($\frac{usd}{kW}$)	CAPEX ($\frac{usd}{kW}$)	Anualidad ($\frac{usd}{kW}$)	OPEX ($\frac{usd}{MWh}$)	η (%)	VU (Años)
PHS	1080	115	1260	134	1300	138	0.3	78	40
CAES	847	106	1081	130	1431	167	3.0	65	35
BESS-Li ion	2513 (1730)	421 (240)	3825 (2790)	635 (379)	5794 (4380)	955 (588)	1.8	85	10
BESS-NaS	1926	320	3418	534	5656	855	0.6	78	12.5
FBESS-VRB	2441	354	3631	531	5415	796	1.1	68	20

Tabla 3.3: Parámetros de entrada en el análisis de la incorporación de sistemas de almacenamiento en el problema de expansión de redes de transmisión. Rango 1-3 horas.

Tecnología	1 Horas		2 Horas		3 Horas		General		
	CAPEX ($\frac{usd}{kW}$)	Anualidad ($\frac{usd}{kW}$)	CAPEX ($\frac{usd}{kW}$)	Anualidad ($\frac{usd}{kW}$)	CAPEX ($\frac{usd}{kW}$)	Anualidad ($\frac{usd}{kW}$)	OPEX ($\frac{usd}{MWh}$)	η (%)	VU (Años)
BESS-Li ion	1528 (935)	261 (135)	1856 (1200)	314 (170)	2118 (1465)	368 (205)	1.8	85	10
BESS-NaS	807	159	1180	212	1553	266	0.6	78	12.5
FBESS-VRB	1549	222	1847	266	2144	310	1.1	68	20

3.3. Modelamiento en sistema de pruebas de 5 barras

En la figura 3.2 se presenta el sistema de 5 barras a estudiar. Los datos del sistema se encuentran en el Anexo B. La simulación de la optimización del sistema de transmisión y sistemas de almacenamiento considera:

- Horizonte de estudio de 20 años, escogiendo un día típico por trimestre, con 24 bloques por día, donde todos los bloques son del mismo tamaño. En resumen, una representación por bloques horarios cronológicos.
- Las inversiones son realizadas por medio de anualidades estimadas según la tasa de retorno definida en la sección 2.1.1.5.
- Solo se considera generación: térmica, solar y eólica. Además se considera que la generación ya está instalada.

  Respecto a la generación, en el caso base las potencias de las centrales corresponden a 1200 MW para la central base con tecnología en base a carbón, 185 MW para la central de generación en base a energía eólica y 196 MW para la central de generación en base a tecnología solar fotovoltaica. Estas cambiaran en su proporción o tecnología dependiendo del escenario.
- Para cada caso, todas las cargas tienen la misma demanda, en magnitud y como el perfil horario.
- Todos los casos son simulados con y sin candidatos de almacenamiento de energía. Para las simulaciones se especifica una tolerancia de convergencia de 1 % en el solver al recurrir al método de Branch and Bound (mayor detalle en [24]).

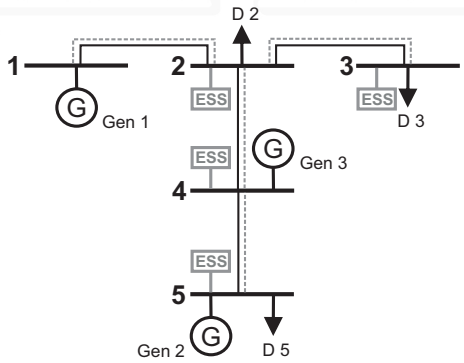


Figura 3.2: Esquema unilineal para el modelo de pruebas utilizado.

Los costos de inversión para las expansiones de las líneas del sistema son presentados en la tabla 3.4.

Tabla 3.4: Parámetros de inversión para líneas del sistema de pruebas.

CORREDOR	LONGITUD (Km)	VI ($Musd$)	AVI ($\frac{Musd}{\text{AÑO}}$)	COMA ($\frac{Musd}{\text{AÑO}}$)	VATT ($\frac{Musd}{\text{AÑO}}$)
1-2	40	16000	1614	565	2179
2-3	100	40000	4034	1412	5446
2-4	35	14000	1412	141	1553
4-5	80	32000	3227	323	3550

Por otra parte, los resultados serán presentados a través de calendarios de inversiones esquemáticos, por lo que, para todos los casos se utiliza la simbología de la figura 3.3.

Simbología
Expansión de líneas sin considerar almacenamiento.
Expansión de líneas considerando almacenamiento.
Desarrollo de ESS.

Figura 3.3: Simbología utilizada para los calendarios de inversiones de la sección de resultados.

3.4. Análisis de variables de interés

3.4.1. Longitud de líneas del sistema (módulos atípicos)

3.4.1.1. Justificación

La longitud de los corredores del sistema es fundamental dentro de la decisión de invertir en equipos de almacenamiento cuando se analiza su beneficio económico en comparación con los refuerzos en líneas de transmisión. Pues, el costo de inversión en incorporar nuevas líneas de transmisión es aproximadamente proporcional a la longitud de las líneas de transmisión. Si bien, existen costos que no dependen de la longitud de la línea, como los paños, representan una fracción menor de los costos de inversión totales.

Las longitudes del escenario base corresponden a longitudes típicas para líneas de transmisión de un sistema eléctrico en 220kV y los costos de inversión de dichas líneas de transmisión corresponden a valores referenciales. Teniendo en cuenta lo anterior, el factor de aumento en la longitud de las líneas de transmisión puede entenderse, también, como un trazado más costoso o una mezcla de ambos.

3.4.1.2. Procedimiento

Para evaluar la influencia de la longitud de las líneas de transmisión en la decisión de inversión en equipos de almacenamiento de energía se procede a través del caso base presentado en el anexo B. De la información del sistema es importante mencionar:

- Tres fuentes de generación, distribuidas en: 1200 MW de potencia instalada base con tecnología de carbón, 185 MW de potencia instalada en base a tecnología eólica y 196 MW de potencia instalada en base a tecnología solar.
- Tres demandas, de igual perfil y magnitud, cada una con un máximo de 180 MW sujetos al crecimiento mostrado en el anexo B, finalizando en 268,2 MW para el último año del período de estudio.

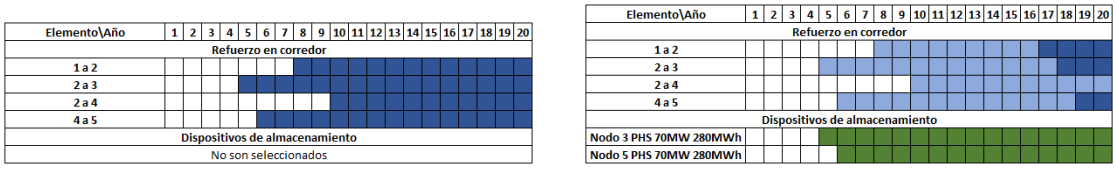
Luego, se evalúan 4 escenarios donde se varía la longitud o como se menciona anteriormente, también se puede interpretar como costos unitarios elevados.

3.4.1.3. Resultados

En primera instancia se considera el perfil 1, este posee valles y puntas pronunciados. Al simular casos en los que se aumenta la longitud de los corredores se observa que en el caso base los sistemas de almacenamiento no son económicamente óptimos, esto no cambia hasta un aumento de 50 % en la longitud de los corredores, donde la decisión se mantiene constante y solo aumenta el beneficio de la disminución de costos de inversión y operación.

Una vez que los sistemas de almacenamiento son económicamente óptimos, se incorporan PHS con el tamaño atípico establecido de 70MW con una autonomía de 4 horas. Los sistemas son instalados en los nodos 3 y 5 retrasando parcial o totalmente inversiones en líneas de transmisión. La inversión en el tramo 2-4 es retrasada totalmente a causa del funcionamiento en conjunto con la generación solar y eólica en los nodos 4 y 5, tecnologías con costo variable igual a cero.

Para los niveles de potencia y energía almacenada utilizados en el escenario los módulos de baterías no son económicamente óptimos, pues, la inversión en líneas de transmisión para un sistema en 220kV o la inversión en sistemas de bombeo hidráulico representan una opción más económica. Es más, para el escenario los sistemas de baterías no son económicamente óptimos incluso al utilizar los costos de inversión más bajos presentados anteriormente.



(a) Caso base y aumento de 25 % en las longitudes. **(b)** Aumento de un 50 %, 75 % y 100 % en las longitudes.

Figura 3.4: Calendario de inversiones para el escenario con variación de longitud de las líneas (sin tamaños modulares), utilizando perfil de demanda tipo 1.

Se comprueba que en los casos de almacenamiento por bombeo hidráulico, al ser de gran escala, logra postergar la inversión en líneas de transmisión, la cantidad de años límite dependerá del motivo por el cual el sistema de almacenamiento ya no es capaz de aliviar la congestión. Para este caso, en la figura 3.5 se puede observar que el sistema incorpora refuerzos de líneas una vez que el sistema de almacenamiento ya no es capaz de abastecer la punta de potencia. Luego de la expansión del tramo 2-3, el sistema de almacenamiento continúa operando debido a que su operación se mantiene aliviando las congestiones en el corredor 1-2 y postergando su expansión.

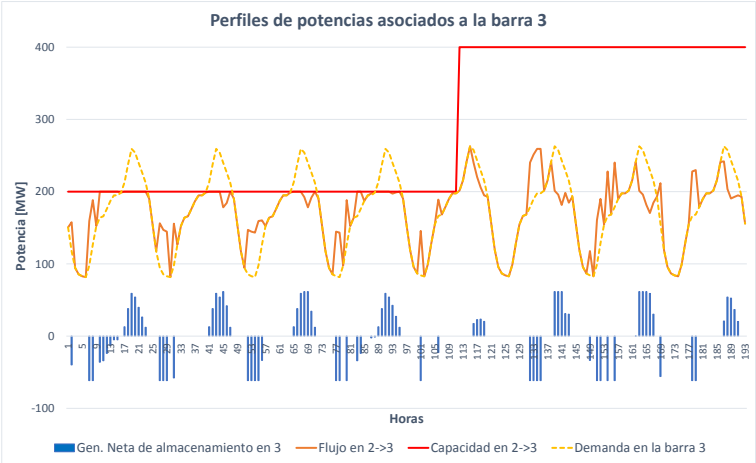
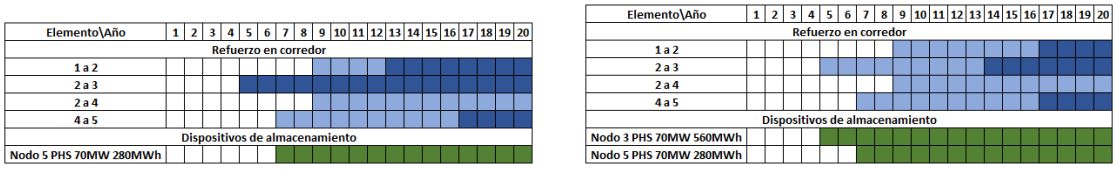


Figura 3.5: Perfiles de interés en la barra 3 para el año de la expansión de la línea y el año previo (año 17 y 18).

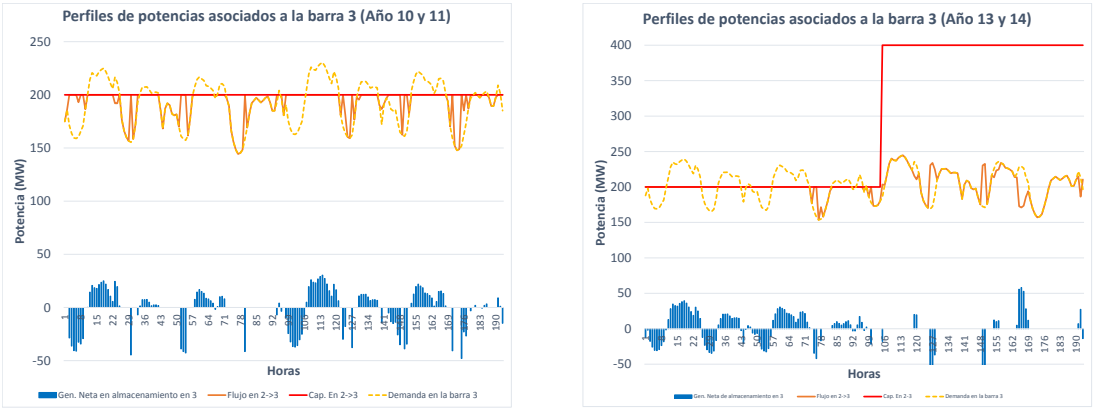
Con respecto a los casos con el perfil 2, esta vez, la relación entre los perfiles de generación solar, eólica y demanda en los nodos 4 y 5 permiten un flujo por las líneas 2-4 y 4-5, tal que, el sistema de bombeo hidráulico con una autonomía de 4 horas sea óptimo para todos los casos del escenario. La decisión se mantiene hasta aumentar un 100 % las longitudes de las líneas de transmisión, esta vez se ubica un sistema de almacenamiento en el nodo 3, optando por una autonomía de 8 horas, pues a diferencia del nodo 5, el nodo 3 no recibe otros aportes de energía que modifiquen el perfil de demanda neta. También, se puede acotar que a diferencia del caso con perfil tipo 1, esta vez se opta por el doble de autonomía, pues, la punta que debe cubrir tiene mayor duración.



(a) Caso base, 25 %, 50 % y 75 % de aumento en las longitudes. **(b)** Aumento de 100 % en las longitudes.

Figura 3.6: Calendario de inversiones para escenario de variación de longitud de líneas (Sin tamaños modulares), utilizando perfil de demanda tipo 2.

A diferencia de los casos asociados al perfil 1, respecto al sistema de almacenamiento en la barra 3, se puede observar que, a lo largo del periodo estudiado, el sistema de almacenamiento ya no es capaz de almacenar toda la energía necesaria para un solo día y se apoya almacenando en días con menor exigencia por parte de la demanda (ver la figura 3.7a). Sin embargo, eventualmente, el sistema de almacenamiento no es capaz de almacenar toda la energía necesaria para aliviar la congestión, por lo que es necesario evaluar nuevamente una expansión, esta vez optando por reforzar la línea de transmisión (ver la figura 3.7b). Por lo tanto, está vez el sistema no será capaz de abastecer toda la duración de la punta de potencia, pese a no alcanzar su potencia máxima durante la descarga.



(a) Primera saturación de la carga del ESS y su año previo (años 10 y 11). **(b)** Expansión del refuerzo en transmisión y su año previo (años 13 y 14).

Figura 3.7: Perfiles de interés en la barra 3.

3.4.2. Longitud de líneas del sistema (módulos típicos)

3.4.2.1. Justificación

Al igual que el escenario expuesto en la sección 3.4.1, se continua analizando la longitud de los corredores del sistema. La razón continúa siendo la misma, sin embargo, esta vez se analiza utilizando candidatos de sistemas de almacenamiento en tamaños modulares. Estos tamaños responde a valores típicos que se suele proyectar, ya sea a un tamaño pequeño para centrales de bombeo o tamaño grande para sistemas de baterías.

3.4.2.2. Procedimiento

Para evaluar la influencia de la longitud de las líneas en la decisión de inversión en equipos de almacenamiento de energía se procede a través de un caso base, cuyos datos son presentados en el anexo B.

De la información del sistema es importante mencionar:

- Tres fuentes de generación, distribuidas en: 1200 MW de potencia instalada base con tecnología de carbón, 185 MW de potencia instalada en base a tecnología eólica y 196 MW de potencia instalada en base a tecnología solar.
- Tres demandas, de igual perfil y magnitud, cada una con un máximo de 180 MW sujetos al crecimiento mostrado en el anexo B, finalizando en 268,2 MW para el último año del período de estudio.

Luego, se evalúan entre 4 y 6 casos donde se aumenta la distancia de las líneas.

Respecto a los tamaños de los sistemas de almacenamiento candidatos, se sigue considerando candidatos con autonomías de 4, 8 y 14 horas para los sistemas PHS y 1, 2, 3 y 4 horas para BESS. Sin embargo, esta vez no se ocupan tamaños pensados directamente en cubrir el tamaño y duración de la punta de potencia, sino que se utilizan tamaños típicos de proyectos. En particular, se utiliza tamaños pequeños de sistemas PHS, utilizando sistemas de 100 MW de potencia nominal; mientras que para BESS se utilizan tamaños grandes para dicha tecnología, considerando candidatos de 10 MW, 20 MW, 30 MW y 40 MW de potencia nominal.

3.4.2.3. Resultados

Al analizar los resultados del caso con el perfil 1, a diferencia del escenario mostrado en la sección 3.4.1, se incorpora en incorpora en menos casos los sistemas PHS, pues, el incremento en el costo producto de incorporar el tamaño típico los hace menos beneficiosos económicamente. En este caso, los sistemas PHS son beneficiosos económicamente solo a partir del escenario con 100 % de aumento en las longitudes de las líneas en relación al 50 % obtenido en el escenario de la sección 3.4.1.

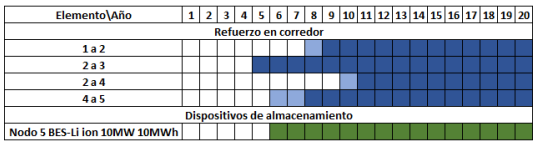
Esta vez, los sistemas de baterías se incorporan en el caso de un 75 % de aumento de las longitudes de líneas de transmisión, debido a que las anualidades de los sistemas con tamaños más pequeños resultan ser más económicos que las anualidades asociadas a incorporar sistemas de bombeo hidráulico o incorporar líneas de transmisión. El sistema incorporado corresponde a una unidad BESS de 10 MW - 10 MWh en el nodo 5, siendo el tamaño más pequeño considerado entre los candidatos.

Luego, al aumentar las distancias en un 100 % se hace viable el uso de sistemas de bombeo, esta vez con una potencia de 100 MW y una autonomía de 4 horas en el nodo 3. A diferencia de los resultados del escenario 3.4.1, el sistema PHS de 100 MW es capaz de retrasar la inversión totalmente para el corredor 2-3, debido a las dimensiones del sistema utilizado.

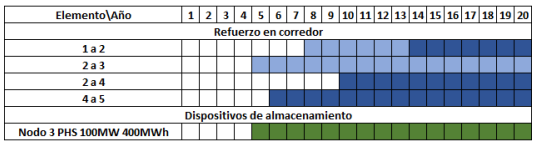
Por otro lado, el sistema de baterías es capaz de postergar inversiones en líneas de transmisión, pero entre 1 y 2 años en las líneas conectadas directamente y “aguas arriba”, resultando en una cantidad menor de años en relación a la cantidad de años postergados utilizando sistemas de gran escala.



(a) Caso base, 25 % y 50 % de aumento en las longitudes.



(b) Caso con aumento de 75 % en las longitudes.



(c) Caso con aumento de 100 % en las longitudes.

Figura 3.8: Calendario de inversiones para escenario de variación de longitud de líneas (con tamaños modulares), utilizando perfil de demanda tipo 1 y costos basados de inversión para ESS basados en PELP.

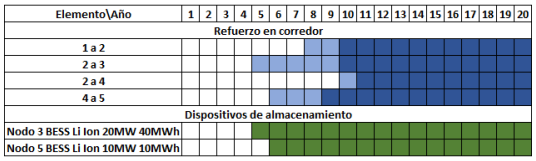
Al utilizar costos de inversión bajos para sistemas de almacenamiento, los sistemas son incorporados a partir de los casos con aumento de 25 % en las longitudes de las líneas de transmisión, materializándose a través de sistemas de baterías de 20 MW - 40 MWh para el nodo 3 y 10 MW - 10 MWh para el nodo 5.

Esta vez, utilizando menores costos de inversión para baterías, en el caso con aumento de un 100 % en las longitudes,en lugar de realizar la inversión el sistema de bombeo de 100 MW y con autonomía de 4 horas, se añaden sistemas de baterías a costa de una postergación menor en líneas de transmisión para los tramos 1-2 y 2-3.

Pese a que a tanto en la figura 3.8b, como en la figura 3.9b se opta por incorporar BESS de 10 MW - 10 MWh en el nodo 5, el año de entrada varía levemente. Esto implica que a causa de la holgura de la energía no suministrada y su costo elevado en pequeñas puntas, ambos casos son económicamente factibles.



(a) Caso base.



(b) Aumento de 25 %, 50 %, 75 % y 100 % en las longitudes.

Figura 3.9: Calendario de inversiones para escenario de variación de longitud de líneas (con tamaños modulares), utilizando perfil de demanda tipo 1 y costos de inversión bajos para BESS.

Con respecto al mismo escenario, utilizando el perfil de demanda tipo 2 y costos de inversión referenciales para sistemas de baterías, se incorporan los sistemas de almacenamiento de energía en los casos a partir del aumento de un 100 % en las longitudes de las líneas de transmisión a diferencia del 75 % de aumento en las longitudes obtenido con el perfil de demanda tipo 1.

En los casos asociados a las figuras 3.8b y 3.10b (con perfiles tipo 1 y 2 respectivamente), se instala el mismo candidato de almacenamiento en la barra 5[21], se puede observar que la cantidad de años que posterga las inversiones en obras de transmisión con el perfil de demanda tipo 2 disminuye respecto al perfil tipo 1 y también disminuye la cantidad de años que se posterga la inversión en líneas de transmisión “aguas arriba”. Es decir, si se considera la figura 3.10c, para lograr retrasar la inversión de la misma forma se necesitará

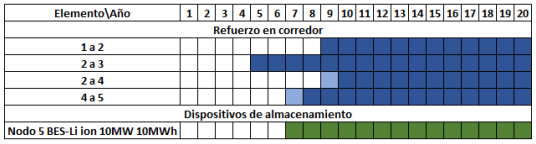
[21]Los escenarios no son totalmente comparables, pues la diferencia en las longitudes de las líneas de ambos casos modifica los costos de inversión de las líneas candidatas. Sin embargo la comparación apunta a la cantidad de años que es capaz de retrasar la inversión en transmisión el mismo dispositivo de almacenamiento al considerar distintas curvas de demanda.

un módulo de 10MW-20MWh, e igualmente no se logra retrasar la inversión en el corredor 1-2, pues, este corredor también debe responder a las demandas en los nodos 2 y 3.

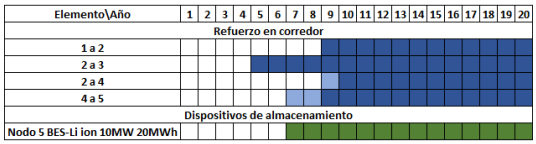
Por otra parte, solo se incorporan sistemas PHS a partir del caso con aumento de un 150 % de las longitudes de las líneas de transmisión, retrasando las inversiones en los corredores 1-2, 2-4 y 4-5.



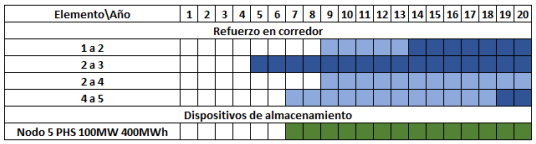
(a) Caso base, 25 %, 50 % y 75 % de aumento en las longitudes.



(b) Caso con aumento de 100 % en las longitudes.



(c) Caso con aumento de 125 % en las longitudes.



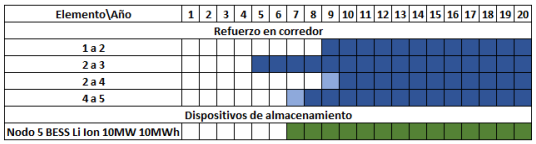
(d) Caso con aumento de 150 % en las longitudes.

Figura 3.10: Calendario de inversiones para escenario de variación de longitud de líneas (con tamaños modulares), utilizando perfil de demanda tipo 2 y costos basados de inversión para ESS basados en PELP.

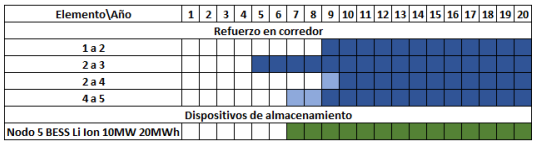
Para el mismo perfil de demanda, utilizando costos de inversión en baterías bajos, se puede acotar que:

- Se incorporan los sistemas de baterías a partir del caso con aumento de 50 % de las longitudes de las líneas de transmisión, en lugar del 100 % de aumento en las longitudes de las líneas obtenido al utilizar costos de baterías referenciales.
- Para el caso de aumento de longitudes de un 125 % la elección del módulo BESS es extremadamente distinta, mientras que en con los costos referenciales se añade un módulo de 10 MW - 20 MWh, con los costos bajos se añade un módulo de 20 MW - 60 MWh, impactando en la cantidad de años que se postergan la inversión en líneas de transmisión entre ambos casos.
- El caso con aumento de distancias de 150 % es similar en ambos casos, pues los costos de PHS son los mismos. Sin embargo, debido a la diferencia de costos de los sistemas de baterías, se instala una unidad BESS en el nodo 3 que posterga las inversiones solo un año en la línea directamente conectada.
- En las figuras 3.11a, 3.11b y 3.11c se puede observas las diferencias en el calendario de inversión al ingresar módulos distintos y crecientes en potencia nominal y autonomía para el nodo 5. De los casos asociados a las figuras antes mencionadas, solo en el caso con aumento de un 125 % en las longitudes de las líneas de transmisión e ingreso de un sistema de baterías de 20 MW y 60 MWh se posterga la inversión en líneas de transmisión una cantidad justificable de años.

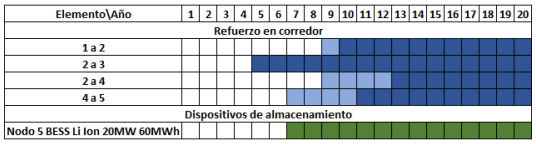
Por lo tanto, la evidencia muestra que respecto a ambos casos, parcialmente, se concluye que los sistemas de baterías son viables principalmente en escenarios con costos de inversión aún menores que los presentados por PELP para el presente. Además, estos sistemas sistemas modulares podrían ser beneficiosos en la medida que existan zonas con flujos máximos cercanos a la capacidad de las líneas y que las mismas zonas tengan lentos y bajos crecimientos de demanda en el largo plazo. Por otro lado, la decisión de inversión en sistemas de baterías es sensible al perfil de demanda horario, pues perfiles con puntas menos pronunciadas requieren sistemas de mayor tamaño, y por ende mayores mayores costos de inversión.



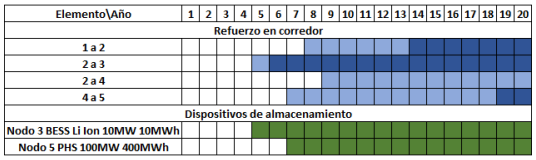
(a) Caso con aumento de 50 % en las longitudes.



(b) Caso con aumento de 75 % y 100 % en las longitudes.



(c) Caso con aumento de 125 % en las longitudes.



(d) Caso con aumento de 150 % en las longitudes.

Figura 3.11: Calendario de inversiones para el escenario de variación de longitud de las líneas (con tamaños modulares), utilizando perfil de demanda tipo 2 y costos de inversión bajos para BESS.

3.4.3. Longitud de líneas del sistema (Generación base GNL y ERNC Alto)

3.4.3.1. Justificación

Al igual que en los escenarios anteriores, se sensibiliza sobre la longitud de los corredores. Pese a que el motivo es el mismo, se busca dar mayor precisión sobre la influencia de los niveles altos de penetración de ERNC y generación base en torno a una tecnología más costosa, con enfoque a la independencia de la generación base en torno al carbón.[22].

3.4.3.2. Procedimiento

Además de las consideraciones expuestas en los escenarios anteriores, en el presente escenario se utilizará una potencia para las fuentes ERNC igual al doble de la potencia considerada en el anexo B. De la información del sistema es importante mencionar:

- Tres fuentes de generación, distribuidas en: 1200 MW de potencia instalada base con tecnología de carbón, 370 MW de potencia instalada en base a tecnología eólica y 392 MW de potencia instalada en base a tecnología solar.
- Tres demandas, de igual perfil y magnitud, cada una con un máximo de 180 MW sujetos al crecimiento mostrado en el anexo B, finalizando en 268,2 MW para el último año del período de estudio.

Además, se reemplaza la central base con tecnología en base a carbón por tecnología GNL con los costos de generación informados en el anexo B.

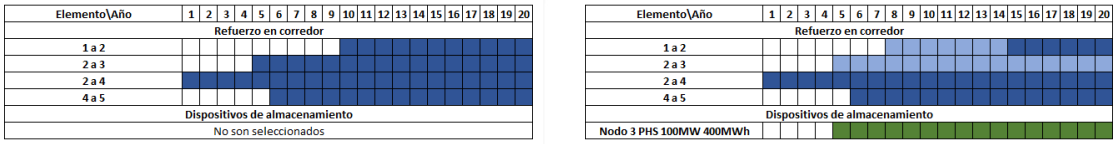
3.4.3.3. Resultados

En lo que respecta al perfil tipo 1 y en comparación con el escenario de la sección 3.4.2, en ambos escenarios se incorporan sistemas de almacenamiento a partir de un aumento de un 75 % en las longitudes de las líneas, por lo que, en este aspecto, los cambios en niveles de las ERNC y el aumento del costo operacionales de la generación base no son decisivos. Sin embargo, en este escenario, el sistema PHS de 4 horas en el nodo 3 es incorporado a partir del caso con aumento de un 75 % en las longitudes de líneas de

[22] Si bien, entre las tecnologías térmicas convencionales la más costosa es la tecnología Diésel, no se utiliza como base por el mismo motivo.

transmisión, en lugar del caso con aumento de un 100 % de las longitudes de líneas de transmisión obtenido la sección 3.4.2.

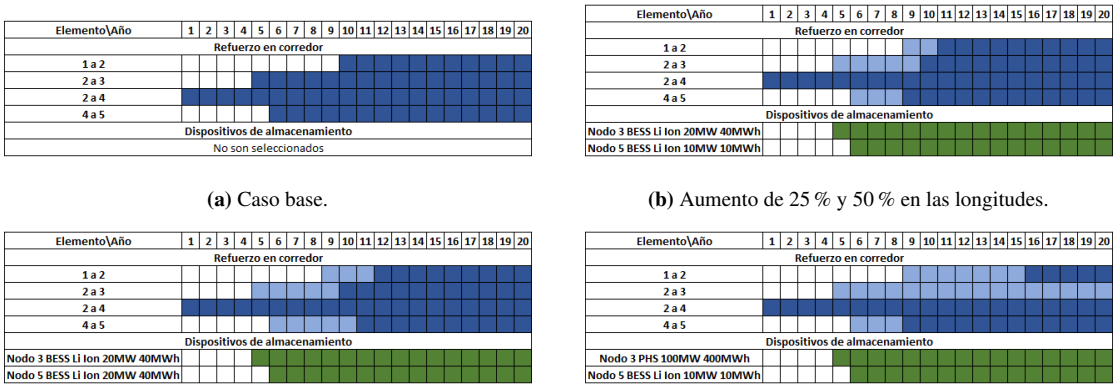
Por lo tanto, en este caso, un cambio de la tecnología de generación base a una mas costosa y el aumento de la potencia ERNC genera cambios leves en la decisión de invertir en sistemas de almacenamiento. Pese a que se ingresan grandes cantidades de energía renovable, en el caso de la energía eólica, con un perfil variable, no consigue exigir lo suficiente al sistema para que su decisión de inversión sea relevante [23].



(a) Caso base, 25 % y 50 % de aumento en las longitudes. **(b)** Aumento de 75 % y 100 % en las longitudes.

Figura 3.12: Calendario de inversiones para escenario de variación de longitud de las líneas (GNL-Base y ERNC-Alto), utilizando perfil de demanda tipo 1 y costos basados de inversión para ESS basados en PELP.

Al utilizar costos de sistemas de baterías bajos, se incorporan sistemas de baterías a partir del caso con aumento de un 25 % en las longitudes de las líneas de transmisión, instalando dispositivos de entre 1 y 2 horas de autonomía para todos los casos del escenario. En particular, en el nodo 3 siempre se opta por módulos grandes de baterías o un sistemas PHS. Sin embargo, esto solo se diferencia de los casos similares en la sección 3.4.2 a partir del caso con aumento de un 75 % en las longitudes de las líneas de transmisión.



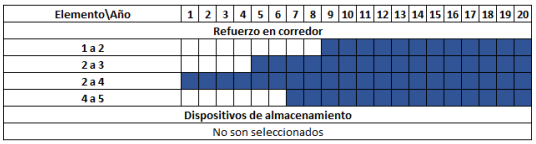
(a) Caso base. **(b)** Aumento de 25 % y 50 % en las longitudes.

(c) Aumento de 75 % en las longitudes. **(d)** Aumento de 100 % en las longitudes.

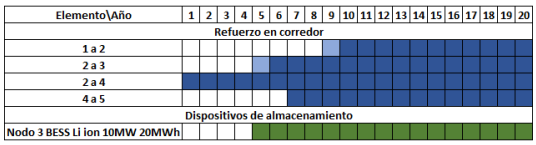
Figura 3.13: Calendario de inversiones para escenario de variación de longitud de líneas (GNL-Base y ERNC-Alto), utilizando perfil de demanda tipo 1 y costos de inversión bajos para BESS.

Para el caso con el perfil de demanda tipo 2, respecto a las figuras 3.14 y 3.15 se puede comentar que existe escasa relación en la elección de candidatos entre los casos de costos referenciales y bajos. Sin embargo, a excepción del caso de aumento de longitudes de 150 % con costos referenciales para baterías, se opta por postergar menos años las líneas de transmisión, siempre en base a sistemas de baterías.

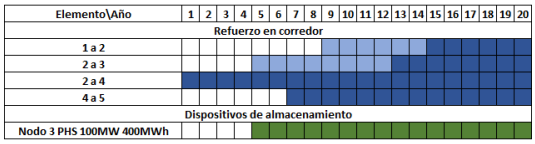
[23] En un caso donde se apliquen restricciones de corto plazo y con otro sistema de pruebas, es posible que la variabilidad de las ERV si sea incidente en la decisión de inversión en equipos de almacenamiento de energía.



(a) Caso base, 25 % y 50 % de aumento en las longitudes.

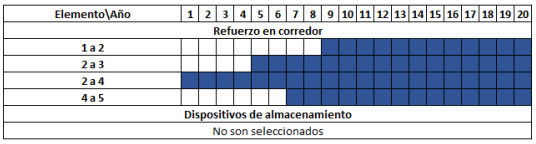


(b) Caso base, 75 %, 100 % y 125 % de aumento en las longitudes.

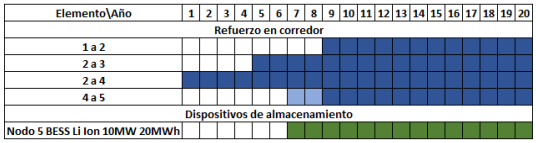


(c) Aumento de 150 % en las longitudes.

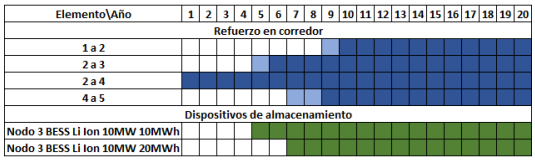
Figura 3.14: Calendario de inversiones para escenario de variación de longitud de líneas (GNL-Base y ERNC-Alto), utilizando perfil de demanda tipo 2 y costos basados de inversión para ESS basados en PELP.



(a) Caso base y 25 % de aumento en las longitudes.



(b) Aumento de 50 % y 75 % en las longitudes.



(c) Aumento de 100 %, 125 % y 150 % en las longitudes.

Figura 3.15: Calendario de inversiones para escenario de variación de longitud de líneas (GNL-Base y ERNC-Alto), utilizando perfil de demanda tipo 2 y costos de inversión bajos para BESS.

3.4.4. Niveles de energía renovable no convencional

3.4.4.1. Justificación

Debido a que las energías renovables no convencionales no hacen uso de combustibles fósiles, en los casos solar y eólico, sus costos operacionales no-combustibles son muy bajos en relación a los costos variables de otras tecnologías y tal como se comenta en la sección 2.1.1.2, para las simulaciones del modelo de pruebas es posible despreciarlo consiguiendo ventajas en la disminución de la densidad de cálculo. Sin embargo, su carácter variable provoca que, directamente, no se pueda optar por el instante en que se desea generar energía. A causa de lo anterior, pueden existir casos donde, debido a congestiones, estas fuentes de generación no se utilicen apropiadamente, vertiendo su energía y reemplazándola con la energía de una tecnología convencional con costos variables mayores.

Por lo tanto, se analiza si el nivel de energía renovable genera ahorros operacionales que incidan directamente sobre la decisión de incorporar sistemas de almacenamiento en el sistema.

3.4.4.2. Procedimiento

Para evaluar la influencia del nivel de ERNC en la incorporación de sistemas de almacenamiento en la expansión de la red de transmisión se considera:

- El caso base, cuyos parámetros corresponden a los del sistema del anexo B. Con tres fuentes de generación, distribuidas en: 1200 MW de potencia instalada base con tecnología de carbón, 185 MW de potencia instalada en base a tecnología eólica y 196 MW de potencia instalada en base a tecnología solar fotovoltaica.
- Un caso donde la generación ERNC del caso base es reemplazada por fuentes térmicas convencionales, en el caso de la generación solar en el nodo 4 se reemplaza por la tecnología GNL y la generación eólica en el nodo 5 es reemplazada por la tecnología diésel, manteniendo la potencia instalada considerada en el caso base.

  En el anexo B se muestran las plantas de referencias utilizadas por cada tecnología.
- Otro caso, donde la generación ERNC se aumenta al doble de la considerada originalmente.
- Por último, un caso donde la generación ERNC del caso base se aumenta al triple de la considerada originalmente.

Cabe destacar que el escenario contempla variaciones de la generación como potencia actualmente instalada. La optimización con el parque generador y el sistema de transmisión se considera en el Capitulo 4.

3.4.4.3. Resultados

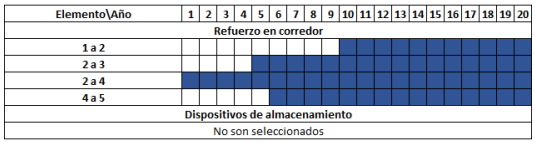
Los niveles de energías renovables no convencionales logran alterar drásticamente el calendario de inversiones de líneas de transmisión, pero en ninguno de los casos considerados los sistemas de almacenamiento presentan beneficios por sobre la inversión en refuerzos a líneas de transmisión. La conclusión es idéntica para todos los casos de costos de inversión de sistemas de almacenamiento y tipos de perfiles de demanda analizados en el escenario.



(a) Caso base.



(b) Caso sin ERNC.



(c) Caso con el doble y triple de ERNC.

Figura 3.16: Calendario de inversiones para escenario con variación generación ERNC, utilizando perfil de demanda tipo 1.

Con altos niveles de ERNC el uso de la red de transmisión provoca que el refuerzo en el corredor 2-4 se adelante incluso al inicio del período de estudio y la inversión en el corredor 4-5 se retrase entre 1 y 5 años para los casos considerados. No obstante, los sistemas de almacenamiento no son seleccionados a causa de que:

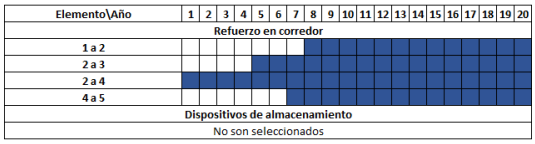
- La capacidad necesaria para almacenar toda la energía que se vertería en el caso de no existir el refuerzo de transmisión es muy grande, en especial si se considera el refuerzo en el corredor 2-4, pues mueve grandes cantidades de energía renovable a las cargas en los nodos 2 y 3. Entre los candidatos se presentan sistemas de gran capacidad. No obstante, sus costos son altos y no logran justificar la inversión en sistemas de almacenamiento.
- Ante la inminente expansión del corredor 2-4, el costo de oportunidad producto de verter la energía renovable no convencional no justifica económicamente el pago de un sistema de almacenamiento.



(a) Caso base.



(b) Caso sin ERNC.



(c) Caso con el doble y triple de ERNC.

Figura 3.17: Calendario de inversiones para escenario con variación generación ERNC, utilizando perfil de demanda tipo 2.

Al analizar la expansión de la red de transmisión, en comparación al caso base se tiene que:

- Sin energías renovables, es decir, al operar con tecnologías térmicas convencionales, existe la flexibilidad para postergar la inversión en líneas de transmisión despachando la generación en un punto menos óptimo respecto del despacho con la red expandida. No obstante, se ahorra la expansión temprana del sistema. Lo anterior se puede observar en las figuras 3.16b y 3.17b.
- De las figuras 3.16c y 3.17c se puede concluir que niveles altos de ERNC puede justificar la expansión temprana de líneas, como es el caso del corredor 2-4 que transporta energía solar y eólica a la demanda en los nodos 2 y 3. También, puede darse el caso de retrasar líneas de transmisión donde la generación renovable se encuentra en el mismo nodo, debido a que, dependiendo de la coincidencia de los perfiles de generación renovable y la demanda, se puede reducir el perfil de demanda neta, como es el caso del flujo corredor 4-5.

3.4.5. Coincidencia de perfil eólico con perfil de demanda

3.4.5.1. Justificación

Al igual que el análisis de la sección 3.4.4, este escenario se basa en que las energías renovables no convencionales poseen costos variables de generación bajos, y es energía de carácter variable. Debido a la variabilidad de la generación ERNC, en particular para energía eólica, es posible que el perfil de generación representativo no coincida con el perfil de demanda, en tal caso se puede analizar la factibilidad de incorporar sistemas de almacenamiento para provocar el desplazamiento temporal de la generación como medida para optimizar el uso de la red de transmisión e incluso provocar una reducción de costos de operación que apoyen la inversión en sistemas de transmisión para, además, postergar inversiones en líneas de transmisión.

3.4.5.2. Procedimiento

Para evaluar la coincidencia de los perfiles de ERNC, en particular eólico, dentro de la decisión de inversión en sistemas de almacenamiento por sobre las líneas de transmisión, se generan tres casos para cada perfil de demanda. La coincidencia de los perfiles se considera teniendo en cuenta el máximo potencial de generación mostrado por el perfil, con respecto a la demanda máxima del perfil utilizado.

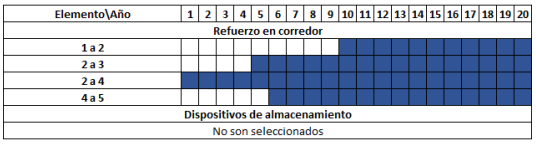
Dentro de los casos se considera el caso base, con el perfil tal cual se presenta en el anexo B. De la información del sistema es importante mencionar:

- Tres fuentes de generación, distribuidas en: 1200 MW de potencia instalada base con tecnología de carbón, 370 MW de potencia instalada en base a tecnología eólica y 392 MW de potencia instalada en base a tecnología solar.
- Tres demandas, de igual perfil y magnitud, cada una con un máximo de 180 MW sujetos al crecimiento mostrado en el bnexo B, finalizando en 268,2 MW para el último año del período de estudio.

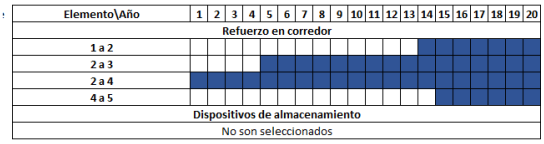
Luego, los casos posteriores corresponden a un 0 % de coincidencia entre la demanda y la generación eólica en adelante "caso no-coincidente" y un 100 % de coincidencia entre ambos perfiles, en adelante "caso coincidente". Además, con tal de hacer énfasis en el aporte de las ERNC, se opta por utilizar niveles altos de energías renovables no convencionales, utilizando el doble de potencia de lo definido en el anexo B.

3.4.5.3. Resultados

En general, salvo por el caso coincidente con el perfil tipo 1, los sistemas de almacenamiento no son seleccionados para los casos planteados en el escenario, puesto que, para todos los casos la energía renovable es despachada casi en su totalidad, definiendo la posibilidad de incorporación de sistemas de almacenamiento en base al uso de la red de transmisión, donde la anualidad de los costos de inversión en sistemas de almacenamiento es mayor a los costos de inversión asociados a las líneas de transmisión y el costo de oportunidad total producto de la energía vertida es bajo a causa de los excedentes de energía eólica son reducidos. Por lo que dicho costo de oportunidad no incide en en gran medida en la decisión de inversión en sistemas de almacenamiento.



(a) Caso base.



(b) Caso coincidente.



(c) Caso no-coincidente.

Figura 3.18: Calendario de inversiones para escenario con coincidencia del perfil de generación eólica respecto del perfil de demanda, utilizando perfil de demanda tipo 1 y costos de inversión referenciales para sistemas de almacenamiento.

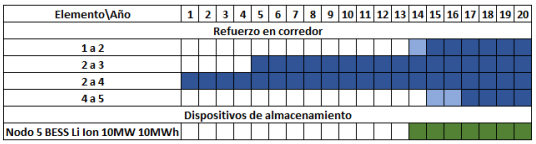
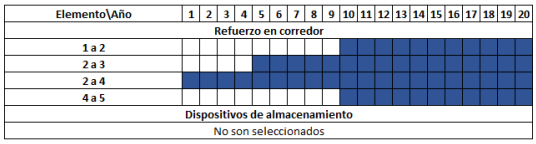


Figura 3.19: Calendario de inversiones para escenario con coincidencia del perfil de generación eólica respecto del perfil de demanda, utilizando perfil de demanda tipo 1 y costos de inversión bajos para sistemas de almacenamiento. Caso coincidente.

Al analizar el caso particular de ingreso de sistemas de almacenamiento, se concluye que las decisiones de inversión en líneas de transmisión sobre el tramo 2-4 están asociadas a los casos donde el perfil eólico es coincidente con la demanda. Pues, el punto de máxima generación eólica es cercano al punto de máxima generación solar, por lo que se hace necesaria la expansión de las líneas del tramo con tal de poder abastecer de energía sin costo variable de generación a la demanda en los nodos 2 y 3 sin congestionar el tramo 2-4. En el caso contrario, donde los perfiles de generación eólica y demanda no son coincidentes, los máximos de energía solar y energía eólica son opuestos, provocando que ambas fuentes de energía resulten ser complementarias, y así, el tramo 2-4 no se congestiona ni necesita una expansión temprana.



(a) Caso base.



(b) Caso caso coincidente.



(c) Caso no-coincidente.

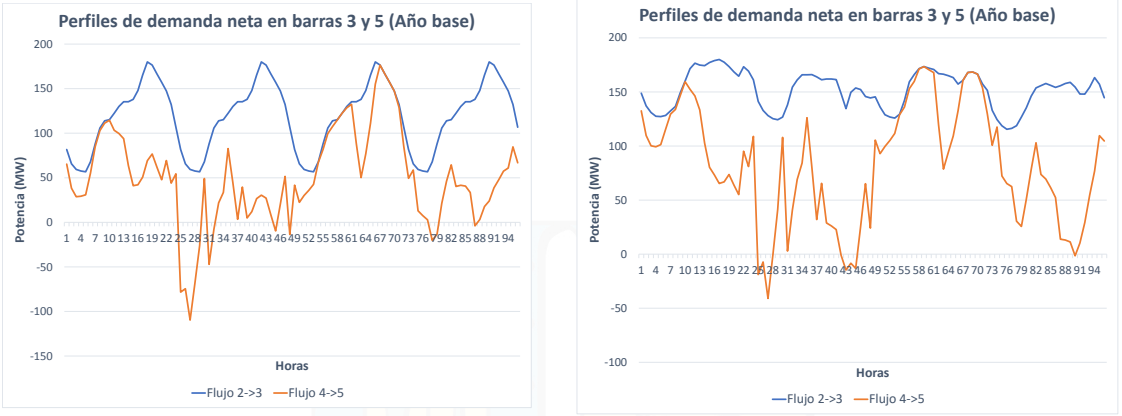
Figura 3.20: Calendario de inversiones para escenario con coincidencia del perfil de generación eólica respecto del perfil de demanda, utilizando perfil de demanda tipo 2 y tanto costos referenciales como bajos en sistemas de almacenamiento.

3.5. Conclusiones del análisis en el modelo de pruebas

Luego de analizar la factibilidad de la incorporación de los sistemas de almacenamiento en el sistema de pruebas en 220kV se concluye que:

- Para los escenarios y casos analizados, de todos los nodos candidatos, los sistemas de almacenamiento son instalados en los nodos 3 y 5, los que corresponden a un nodo de demanda aislado del resto del sistema y un nodo de demanda con fuente de ERNC, respectivamente.

  También, respecto al modelo analizado, la decisión de inversión en sistemas de almacenamiento es más efectiva en el nodo que comparte demanda con generación ERNC, esto se puede ver al comparar las decisión de inversión en almacenamiento en los nodos 3 y 5. Lo anterior se produce debido a la distorsión que puede llegar a provocar la generación ERNC sobre el perfil de demanda neta en la barra (ver la figura 3.21).



(a) Demanda con perfil 1. **(b)** Demanda con perfil 2.

Figura 3.21: Perfiles de demanda neta para el año base en las barras 3 y 5.

- En general, para los escenarios analizados al considerar costos de inversión referenciales de sistemas de baterías, estos sistemas no son incorporados en el caso base de longitudes de líneas de transmisión. Para el caso de sistemas PHS, solo son incorporados al caso base cuando se utilizan tamaños menores y atípicos tal como se obtuvo en la sección 3.4.1 para demandas con perfil tipo 2. Al utilizar costos de inversión bajos para los sistemas de baterías, estos sistemas son incorporados en el caso base cuando la generación eólica en el nodo 5 es coincidente con el perfil de la demanda en el mismo nodo a causa de un exceso de energía de bajo costo en la zona.

- Para los casos analizados en los escenarios con aumento del nivel de penetración de energías renovables y coincidencia del perfil eólico con el perfil de demanda, con excepción del caso de perfiles coincidentes y costos de inversión bajos en sistemas de baterías, los sistemas de almacenamiento no son incorporados pese a que el calendario de inversión en líneas de transmisión resulta modificado. Lo anterior ocurre debido a que para los casos y variaciones consideradas las anualidades de las líneas de transmisión son menos costosas que las anualidades de los sistemas de almacenamiento, además de no lograr realizar un ahorro operacional que ayude a subvencionar la incorporación de los sistemas de almacenamiento. Esto ocurre incluso para costos de inversión bajos en sistemas de almacenamiento.

- Al comparar los resultados de las secciones 3.4.1 y 3.4.2, se puede comentar que los sistemas PHS pueden ser económicamente beneficiosos en la medida que se logre establecer tamaños con potencias nominales menores a los 100MW del tamaño típico considerado, siempre y cuando se refleje la disminución real de los costos de inversión. Si bien, son tamaños inusuales, en la realidad existen proyectos de tamaños menores y atípicos.

  En estos casos, los sistemas PHS resultan ser efectivos para postergar inversiones en líneas de transmisión hasta 13 años para los tamaños candidatos considerados. Por otro lado, la decisión de inversión en nuevas líneas de transmisión es forzada una vez que el sistema no sea capaz de abastecer la potencia de punta o el ancho de la punta, dependiendo del perfil de la barra o el flujo por la línea en cuestión.

- Al utilizar sistemas de almacenamiento de gran escala, se incorporan los candidatos con autonomías de 4 horas, salvo en casos excepcionales donde a causa del perfil de demanda en la barra o perfil del flujo por la línea es conveniente incorporar sistemas de almacenamiento con autonomía de 8 horas. Además, en los escenarios y casos considerados, los sistemas de 14 horas de autonomía nunca son seleccionados a causa de sus altos costos de inversión.

- Al utilizar BESS, se añaden los tamaños más pequeños modelados, eligiendo, principalmente, sistemas de 10 MW - 10 MWh, 10 MW - 20 MWh, 20 MW - 40 MWh y 20 MW - 60 MWh. Debido a que la optimización considera la reducción de costos de inversión y operación, los tamaños elegidos son económicamente viables. Sin embargo, se observa que los tamaños de 10MW-10MWh y 10MW-20MWh no necesariamente son técnicamente viables, debido a que postergan la inversión en líneas de

transmisión una cantidad menor de años.

Para los casos con tamaños de 10 MW - 10 MWh y 10 MW - 20 MWh la inversión suele explicarse debido a que no solo se posterga la inversión en líneas conectadas directamente, sino que también en líneas "aguas arriba". Sin embargo, técnicamente, pierde sentido retrasar la inversión en transmisión entre 1 y 3 años, cuando el tiempo para implementar un sistema BESS es de entre 1 a 2 años. Pese a esto, esta inversión se puede justificar, siempre y cuando los sistemas de almacenamiento puedan prestar otros servicios, tales como, la prestación remunerada de SSCC.

Respecto a los módulos de tamaños de 20MW-40MWh y 20MW-60MWh, la inversión si se justifica técnicamente, pero son los tamaños menos escogidos en los escenarios considerados y solo en casos donde los costos de inversión en sistemas de baterías son bajos.

- Si bien, los casos de aumento de distancia de líneas de transmisión pueden llegar a ser extremos. En la realidad existen casos donde la mezcla entre mayores distancias y mayores costos unitarios de las líneas de transmisión (costos por kilómetro de línea) pueden desembocar en costos elevados para las líneas de transmisión.

4 | Análisis en el sistema reducido del Sistema Eléctrico Nacional

4.1. Justificación

En este capítulo se busca analizar el aporte de los sistemas de almacenamiento sobre el Sistema Eléctrico Nacional utilizando un sistema simplificado del mismo (ver el Anexo C). El sistema reducido se encuentra modelado en el software PLEXOS y fue elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional en el contexto de la planificación de la expansión de obras de transmisión del año 2018 (ver el documento [25]). La modelación del sistema y los recursos computacionales permiten, no solo analizar la incorporación de los sistemas de almacenamiento en la optimización de la expansión de la red de transmisión, sino que permiten analizar su incorporación dentro de la optimización conjunta de la expansión de redes de transmisión y la expansión del parque generador.

A diferencia del modelo analizado en el capítulo 3, el modelo simplificado del Sistema Eléctrico Nacional tarda entre 12 horas y 6 días con 20 horas en ser simulado para tolerancias de entre 5 % y 7 %, a diferencia del modelo del sistema de pruebas que tarda entre 1 y 5 horas en ser simulado con una tolerancia de un 1 %. Por lo tanto, teniendo en cuenta los tiempos de simulación mencionados, en este capítulo se analiza una cantidad reducida de escenarios considerando dos casos para cada uno.

4.2. Metodología

El sistema simulado se muestra en la figura 4.2. La base de datos es elaborada por el Coordinador Eléctrico Nacional en el software PLEXOS, donde se añaden los sistemas de almacenamiento candidatos y se añaden escenarios elaborados como variaciones de los escenarios utilizados en [25]. A su vez, PLEXOS se configuró con el software de optimización XPRESS para resolver el problema. Cabe destacar que para la elaboración del la simulaciones del presente capítulo el Coordinador Eléctrico Nacional facilitó un servidor y sus instalaciones, los datos del servidor utilizado para las simulaciones son presentados en la tabla 4.1.

Tabla 4.1: Información del servidor utilizado para las simulaciones sobre el sistema reducido del Sistema Eléctrico Nacional.

Procesador	Intel (R) Core (R) CPU E5-2630 2,30 GHz - 2,29 GHz (2 procesadores físicos) (en total 24 núcleos ficticios)
Memoria RAM	192 GB

En la tabla 4.2 se presentan los escenarios analizados. Todos los escenarios se evalúan con costos de inversión altos y bajos/referenciales para sistemas de almacenamiento. Luego, la comparación entre escenarios y casos se presenta en la figura 4.1.

Tabla 4.2: Escenarios y mezcla de supuestos utilizados para el análisis en el sistema reducido del Sistema Eléctrico Nacional.

(Fuente: Elaborado a partir de la tabla 4.3 de [25].)

Supuestos		Escenario A	Escenario B	Escenario C	Escenario D	Escenario E
Costos de inversión para tecnologías de generación renovable	Solar-CSP	Alto	Alto	Alto	Referencial	Alto
	Solar-FV	Bajo	Bajo	Bajo	Referencial	Bajo
	Eólica	Bajo	Bajo	Bajo	Referencial	Bajo
	Geotérmica	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial
	Hidráulica	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial
Sistemas de almacenamiento	PHS	Referencial/Alto	Bajo/Alto	Bajo/Alto	Referencial	Referencial
	BESS-Li ion	Referencial/Alto	Bajo/Alto	Bajo/Alto	Referencial	Referencial
Costos de inversión para otras tecnologías		Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial
Restricciones ambientales y oposición social a proyectos		Alta	Alta	Alta	Alta	Alta
Penalización de localización solar y eólico		Si	Si	Si	No	No
Impuesto a la emisión de CO_2		No	No	Si	No	No
Precio del diésel y carbón		Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial
Precio de Gas Natural Licuado		Referencial	Alto	Alto	Referencial	Referencial
Demanda energética		Base	Base	Base	Base	Base

La disposición social a proyectos está asociada a las dificultades de llevar a cabo proyectos de generación en ciertas zonas del país. En general, las tecnologías térmicas son restringidas, sobre todo la generación en base a carbón. Por otro lado, en la zona centro-sur del sistema se restringen tecnologías hidráulicas y eólicas por el espacio necesario para ser implementadas.

Para el análisis se utiliza un periodo de estudio de 21 años, entre los años 2018 y 2038. Los escenarios derivan del estudio de co-optimización de generación y transmisión en [25], del cual se utiliza como escenario base de supuestos con alta incertidumbre a aquel escenario que presentó mayor inserción ERNC.

Previo al análisis de los escenarios A, B y C mencionados en la tabla 4.2, se comparó la convergencia del modelo utilizando los escenarios D y E, utilizando supuestos de alta incertidumbre asociados a valores referenciales sobre el escenario de mayor inserción ERNC.

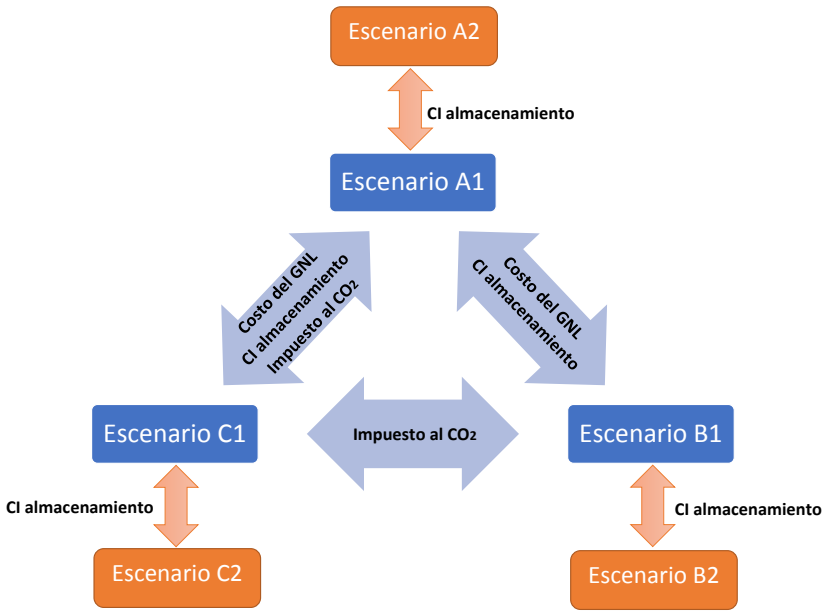


Figura 4.1: Esquema de diferencias entre escenarios utilizados para el análisis sobre el sistema reducido del Sistema Eléctrico Nacional.

En consideración del sobrecosto de los terrenos producto de la localización física de las centrales solar y eólicas[24], se penaliza los costos de inversión de los candidatos de dichas tecnologías ubicados en las zonas consideradas pertenecientes al sector "centro" del sistema. La penalización sobre los costos de inversión de tecnologías solar y eólica se aplica a proyectos candidatos en las zonas ubicadas entre las barras "Nueva Maitencillo 500" y "Ciruelos 500".

Tabla 4.3: Relación de los costos de inversión en sistemas de almacenamiento con los nombres de los escenarios.

Escenario	Costo de inversión de sistemas PHS	Costo de inversión de BESS
A1	Referencial	Referencial
A2	Alto	Alto
B1	Referencial	Bajo
B2	Alto	Alto
C1	Referencial	Bajo
C2	Alto	Alto

El modelo original utilizado en [25] se complementa al considerar un número distinto bloques mensuales para la simulación. Mientras que en dicho informe utilizaron 5 bloques mensuales, en el presente documento se utilizan 8 bloques mensuales. Además, debido al aumento del requerimiento computacional, la tolerancia es modificada desde el 7 % utilizado en [25] al 8 % utilizado en este documento[25] con la finalidad de reducir los tiempos de convergencia de las simulaciones.

Los costos de inversión utilizados en sistemas de almacenamiento utilizados en el capítulo son mostrados en la tabla XX. El rango superior de costos es utilizado como rango referencial y corresponde a estimaciones en base a la información de PELP en [12]. Mientras que el rango inferior (entre paréntesis) corresponde a estimaciones en base a [14] y [15].

Tabla 4.4: Costos de inversión utilizados para sistemas de almacenamiento en el análisis sobre el sistema reducido del SEN.

(Fuente: Tabla elaborada a partir de la información en [11], [12], [14] y [15].)

Tecnología	CAPEX (Potencia) ($\frac{usd}{kW}$)	CAPEX (Almacenamiento) ($\frac{usd}{kWh}$)
PHS	900	45
BESS Li-ion	1200 (614)	328 (265)

Luego, en la base de datos los costos de los sistemas se encuentran presentados por tamaño característico y proyectados hasta el año 2038 junto con la proyección de costos de tecnologías de generación elaboradas por el Coordinador Eléctrico Nacional.

El escenario A mantiene los costos de inversión de PELP, sin embargo, a través de [11] se descompone los costos de inversión de sistemas de baterías por potencia y energía para crear nuevos tamaños candidatos de almacenamiento. Por otro lado, para el bombeo hidráulico se separan los costos por energía y potencia a partir de la proporción promedio de proyectos existentes.

A diferencia del escenario A, los escenarios B y C utilizan costos bajos para las baterías provenientes de otras fuentes (en [14] y [15]) y mencionados en la sección 1.5, disminuyendo los costos de inversión por potencia y utilizando proyecciones de costos de inversión más favorables para la componente de precio por energía. En todos los casos los costos de inversión para bombeo hidráulico son similares a los utilizados en el escenario A.

[24] Se considera la restricción solo sobre centrales solares y eólicas debido a que requieren mayor espacio por unidad de potencia instalada.

[25] Los escenarios correspondientes a las pruebas iniciales del modelo son simulados con 5 % y 7 % de tolerancia para la convergencia.

4.3. Representación en el Sistema Reducido del Sistema Eléctrico Nacional

En la figura 4.2 se muestra el sistema de 21 barras, a que representa una versión simplificada del Sistema Eléctrico Nacional. Los datos del sistema se encuentran en el Anexo C.

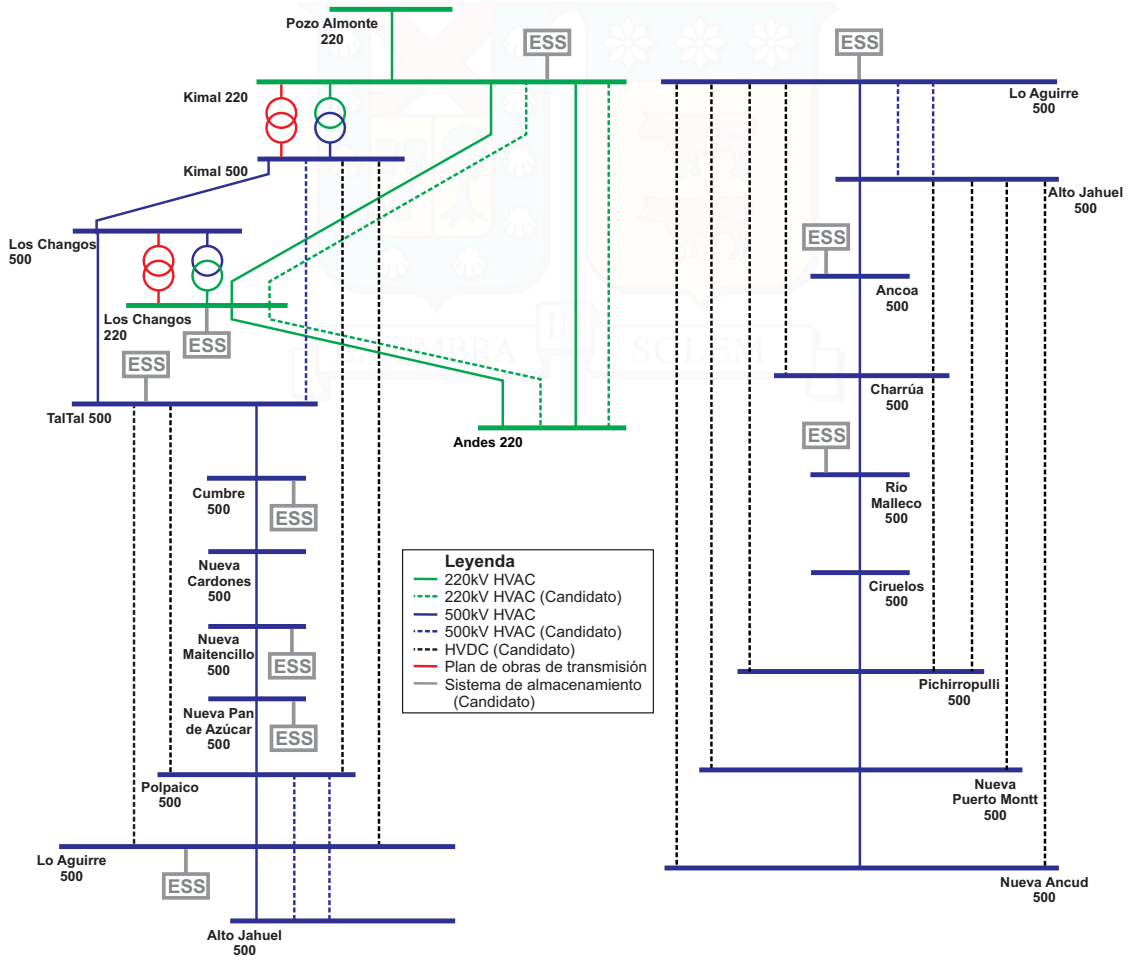


Figura 4.2: Esquema unilineal para el modelo reducido del Sistema Eléctrico Nacional.
(Fuente: Elaborado a partir de Figura 3.9 de [25].)

La simulación de la co-optimización del sistema de transmisión, parque generador y sistemas de almacenamiento considera:

- Un horizonte de estudio de 21 años, utilizando 8 bloques mensuales (ajustando dos bloques semanales). Esta representación puede interpretarse como considerar un día típico mensual de entre 28 y 30 horas en lugar de 24 horas[26].

  El tamaño de los bloques de demanda y de generación horaria se ajusta matemáticamente con tal de disminuir el error en la representación con especial cuidado en representar de mejor manera los máximos y mínimos[27].

[26] Esta representación y su interpretación permiten tener mayor dominio sobre la distribución de los bloques sobre las horas de un día típico.
[27] El ajuste es hecho por el Software PLEXOS a través del método "Peak/Off-peak Bias".

- Las inversiones son realizadas por medio de anualidades estimadas según la tasa de retorno definida en la sección 2.1.1.5 y la vida útil económica asignada al equipo. Además, los costos de inversión son proyectados al año en que se realiza la inversión.
- Se consideran variadas tecnologías de generación, con sus respectivas representaciones simplificadas para el modelo de planificación de largo plazo (ver el anexo C.4).
- Las demandas no son coincidentes, pues, la demanda considera la agrupación de la demanda real representada y proyectada modelada en los 21 nodos representativos del sistema (ver el anexo C.3).
- Tal como se menciona previamente en el capítulo, todos los escenarios son simulados con costos bajos/referenciales y altos de inversión en equipos de almacenamiento. Para las simulaciones se especifica un 8 % de tolerancia en la convergencia[28].

4.4. Pruebas iniciales sobre el modelo

Previo a la simulación y análisis de los escenarios planteados en la tabla 4.2, se realizan pruebas iniciales para tener conocimiento sobre la convergencia y el tiempo que tarda en converger la simulación. También, las pruebas iniciales permiten concluir sobre la sensibilidad del modelo a los supuestos iniciales y tolerancia utilizada.

Al considerar 8 bloques mensuales en lugar de 5, se modela de mejor forma el perfil de la energía solar y eólica, también mejora la representación de la energía asociada a los sistemas de almacenamiento con bajas autonomías. Sin embargo, con el aumento en la cantidad de bloques se prevé un aumento en los tiempos de simulación producto del aumento en la cantidad de cálculos.

El escenario D considera valores referenciales para los supuestos de alta incertidumbre asociados a: precio del gas natural, costos de inversión de tecnologías de generación y costos de inversión en sistemas de almacenamiento. Además, no se incorporan restricciones adicionales asociadas a la localización o emisión de dióxido de carbono por parte de la generación térmica convencional.

Por otro lado, el escenario E considera los mismos supuestos del escenario A con costos de inversión referenciales para los sistemas de almacenamiento (escenario A1). Además, los costos de inversión de las tecnologías solar y eólica en la zona central del sistema no se encuentran penalizados y se utiliza una tolerancia de convergencia de 7 %.

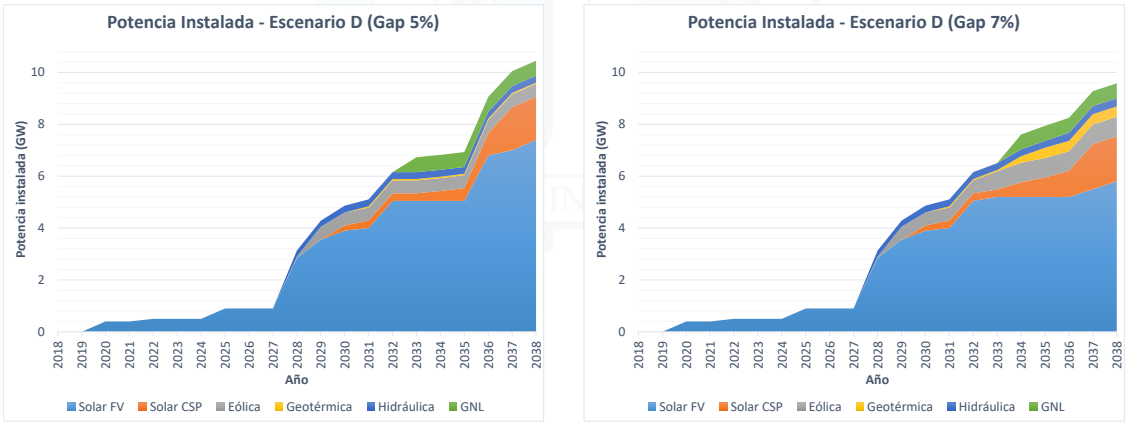
Con tal de analizar las diferencias en los tiempos de convergencia del modelo, se establecen dos casos para el escenario D. Los casos se diferencian en la tolerancia utilizada, se considera: un caso con una tolerancia de 5 % y otro con una tolerancia de 7 %. Como se observa en la tabla 4.5, los tiempos de convergencia de las simulación disminuyen más de 9 veces al aumentar la tolerancia de convergencia desde 5 % a 7 %, por lo que, en desmedro de una solución menos óptima económicamente, se modifica la tolerancia de convergencia a 7 % para la siguiente simulación. Luego, en la siguiente comparación, se mantiene la tolerancia de convergencia en 7 % y se utiliza los supuestos iniciales del escenario E en lugar de los supuestos iniciales del escenario D, para este caso los tiempos de convergencia de la simulación aumentan más de 13 veces respecto al escenario D solo por el cambio de supuestos iniciales. Por lo que, finalmente, se opta por utilizar una tolerancia de convergencia de 8 % para las principales simulaciones del capítulo.

Tabla 4.5: Tiempos de convergencia para los escenarios simulados durante las pruebas iniciales del modelo.

Escenario	D	D	A1
Tolerancia	5 %	7 %	7 %
Tiempo de convergencia	119h 54’ 58,8”	12h 14’ 31,7”	164h 13’ 46,3”

[28]Una tolerancia menor al 8 % tiene por consecuencia mayores tiempos de simulación al punto de ser poco factible de utilizar en múltiples simulaciones.

Con respecto a los resultados de las simulaciones del escenario D con distintas tolerancias de convergencia, en la figura 4.3 se puede observar que la elección de la tolerancia de convergencia puede afectar en gran medida las decisiones de inversión en el modelo. Como se puede ver, bajo una tolerancia de 5 % se está más cerca de la solución optima del modelo, y en este caso decidiendo por desarrollar líneas de transmisión en la zona norte y centro-norte del sistema eléctrico (ver la tabla 4.7), por lo que se puede aumentar más la potencia instalada con tecnología solar fotovoltaica en el norte del sistema y transportar su energía a los puntos de consumo en el centro del sistema. Mientras que al utilizar una tolerancia de 7 %, se incorpora solo una expansión de línea de transmisión en la zona norte del sistema e incorpora menos potencia instalada en energía solar fotovoltaica en la zona norte del sistema, operando con un parque generador menos óptimo del que se pueda tener con al expandir la red de transmisión en la zona centro-norte del sistema.



(a) Caso con un gap de convergencia de 5 %.

(b) Caso con un gap de convergencia de 7 %.

Figura 4.3: Potencia instalada añadida durante el periodo de estudio para el escenario D.

Tabla 4.6: Potencia instalada añadida por tecnología para los casos del escenario D en el horizonte de estudio.

Tecnología	Caso	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Solar FV	5 %	0	0	400	400	500	500	500	900	900	900	2850	3550	3900	4000	5050	5050	5050	5050	6800	7000	7400
	7 %	0	0	400	400	500	500	500	900	900	900	2850	3550	3900	4000	5050	5200	5200	5200	5200	5500	5800
Solar CSP	5 %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	290	290	290	380	490	870	1660	1660
	7 %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	290	290	290	570	750	1010	1740	1740
Eólica	5 %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
	7 %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	500	500	500	500	700	750	750	750	750	750
Geotérmica	5 %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50	50
	7 %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	250	400	400	400	400
Hidráulica	5 %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	234	234	265	265	265	265	265	265	265	265	265
	7 %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	234	234	265	265	265	265	265	265	315	315	315
GNL	5 %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	575	575	575	575	575	575
	7 %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	575	575	575	575	575

Tabla 4.7: Calendario de ingreso de líneas en el horizonte de estudio para casos con tolerancia de 5 % y 7 %, según capacidad en MW.

Línea entrante	Caso	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Kimal 500-Kimal 220 II	5 %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2500	2500	2500
	7 %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kimal 220-Los Changos 220 II	5 %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	700	700	700	700	700	700	700	700	700
	7 %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	700	700	700	700	700	700	700	700	700
Los Changos 500-Los Changos 220 II	5 %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2500	2500	2500
	7 %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kimal 500-Lo Aguirre 500 III	5 %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4000	4000	4000
	7 %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lo Aguirre 500-Alto Jahuel 500 II	5 %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2500	2500	2500
	7 %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alto Jahuel 500-Charrúa 500	5 %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2000
	7 %	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Por otro lado, al comparar los resultados de las simulaciones de los escenarios D y E, ambos con una tolerancia de convergencia de 7 %, se puede comentar que los cambios en los supuestos de entrada del

modelo pueden afectar las decisiones de inversión sobre el parque generador. Lo anterior se puede observar al comparar la potencia instalada en cada escenario (ver las figuras 4.3b y 4.4). En ambos casos la potencia instalada corresponde, principalmente, a la tecnología solar fotovoltaica; el resto de la potencia instalada puede hacer disminuir la potencia instalada en energía eólica y aumentar otras tecnologías tales como: Solar CSP, Geotérmia y GNL.

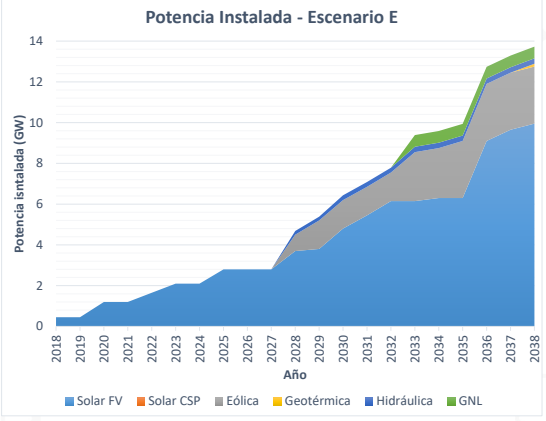


Figura 4.4: Potencia instalada añadida durante el periodo de estudio para el escenario E.

Tabla 4.8: Potencia instalada añadida por tecnología para los casos del escenario E en el horizonte de estudio.

Tecnología	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Solar FV	450	450	1200	1200	1650	2100	2100	2800	2800	2800	3700	3800	4800	5450	6150	6150	6300	6300	9100	9650	9950
Solar CSP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	800	1400	1400	1400	1400	2400	2450	2800	2800	2800	2800
Geotérmica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	139
Hidráulica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	184	184	234	234	234	265	265	265	265	265	265
GNL	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	575	575	575	575	575	575

Tabla 4.9: Calendario de ingreso de líneas en el horizonte de estudio para el escenario E, según capacidad en MW.

Línea entrante	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Kimal 220-Los Changos 220 II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	700	700	700
Kimal 500-TalTal 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4000	4000	4000
Los Changos 500-Los Changos 220 II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2500	2500	2500
TalTal 500-Lo Aguirre 500 IV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3000	3000	3000
Lo Aguirre 500-Alto Jahuel 500 II	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2500	2500	2500
Lo Aguirre 500-Nueva Puerto Montt 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2000

Los resultados del escenario E son mostrados en la figura 4.4 y las tablas 4.8 y 4.9, y pueden ser comparados con los resultados del escenario A1 en la sección 4.5.1, pues, sus consideraciones difieren solo en la tolerancia de convergencia utilizada y en la penalización de los costos de inversión en la zona central del sistema.

Sin embargo, pese a tener pocas variaciones en los supuestos de entrada, posee grandes diferencias en potencia instalada, principalmente, de la tecnología solar fotovoltaica. También, el plan de obras de transmisión cambia, desarrollando refuerzos en el sistema en la zona norte y centro, además de establecer líneas HVDC que conectan directamente el norte con el centro y el sur con el centro.

Las variaciones se deben a que todas las simulaciones mencionadas son similares desde el punto de vista de su factibilidad económica, tanto para diferencias en expansión de la red de transmisión o en los niveles de generación en base a ERNC.

4.5. Análisis de resultados

En la presente sección se muestran los resultados de los escenarios mencionados en la sección 4.2. Cabe destacar que en todos los escenarios el costo asociado a incorporar algunos candidatos de generación (principalmente solar y eólico[29]), transmisión e incluso sistemas de almacenamiento son similares, al punto de que pueden ser económicamente competitivos y en la práctica pueden ser similares desde el punto de vista económico. Por lo tanto, los escenarios son sensibles a la elección de la tolerancia para la convergencia de la simulación, existiendo casos en que bajo un mismo escenario con distintas tolerancias los resultados difieren bastante. Por lo que la elección de la tolerancia es importante y es ideal que sea fijada en el valor más bajo posible, sin embargo, a menores tolerancias los tiempos de simulación aumentan considerablemente y se debe buscar un equilibrio entre los tiempos de simulación y la presentación de los resultados de la simulación.

A causa de lo anterior, pese a que los resultados son analizados bajo las mismas condiciones, se debe acotar que los resultados en la presente sección no representan un análisis real del sistema eléctrico chileno y solo son para uso académicos.

Respecto a la presentación de resultados, para cada escenario mencionado se muestran y analizan los casos con costos bajos/referenciales y altos de inversión para sistemas de almacenamientos utilizando las variables que se consideran relevantes. La principal variable observada corresponde a las decisiones de inversión en líneas y equipos de almacenamiento, con atención en su año de ingreso comparando los escenarios de costos de inversión bajos/referenciales y costos de inversión altos[30]. Luego, se analiza el comportamiento de variables del sistema, como los flujos de potencia o los costos marginales; con tal de identificar el real aporte de los sistemas de almacenamiento seleccionados. Por otro lado, en el Anexo D.1 se presentan resultados adicionales asociados al detalle de potencia instalada agrupado por tecnología y por nodo para recoger mejor las señales de localización de la generación instalada.

4.5.1. Resultados del escenario A

El escenario A contempla un caso donde, a diferencia de los escenarios B y C, se utilizan costos para sistemas de baterías basados en los entregados por el Ministerio de Energía en [12], no se aplican restricciones sobre las emisiones de CO_2 y se utilizan valores referenciales de la Comisión Nacional de Energía para el precio del gas natural licuado.

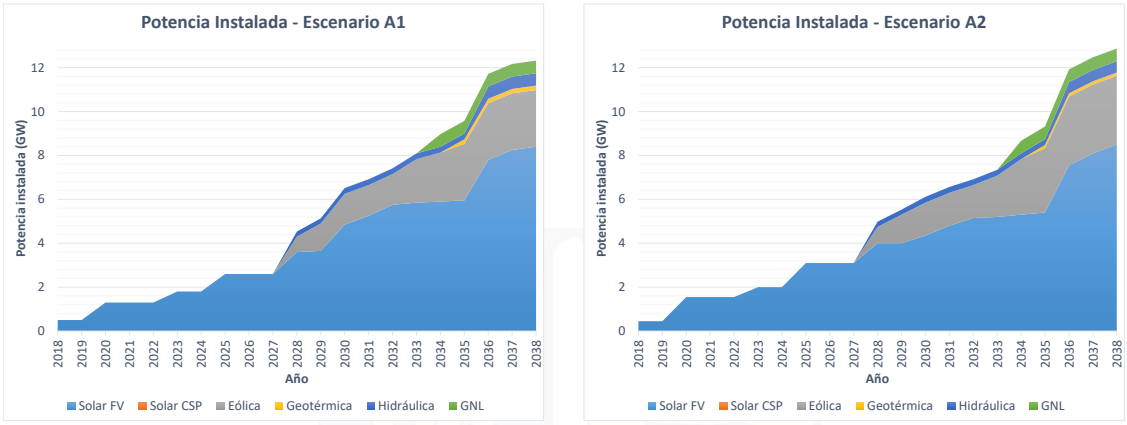
Los resultados se muestran en las tablas 4.10, 4.11, 4.12, D.1 y D.2, y en los gráficos 4.5, 4.6 y 4.7.

En las figuras 4.5 se puede ver que en ambos escenarios se proyecta un aumento de la potencia instalada, principalmente, enfocado a la expansión de la generación solar y eólica a causa de sus bajos costos de desarrollo. El aumento de potencia instalada se enfoca, mayormente, en el sector norte del sistema para la generación solar fotovoltaica, en las zonas asociadas a: Pozo Almonte 220, Kimal 220 y Los Changos 220; mientras que la generación eólica se distribuye principalmente hacia el sur de la zona asociada a Río Malleco 500. A diferencia de los escenarios B y C, se añade potencia en las tecnologías geotérmica y GNL, aportando flexibilidad en la zona central del sistema.

Desde el punto de vista de la generación, el sistema de almacenamiento no responde, al menos no directamente, a los cambios en la potencia instalada. Si bien, existe variación en la potencia instalada, esta variación es mayoritariamente en la potencia instalada eólica al sur del país, principalmente en pichirropuli 500, donde no se opta por ninguna opción de expansión y el sistema decide operar con mayores costos operativos producto de un despacho menos óptimo (Ver las tablas D.1 y D.2).

[29] En todo momento los costos de inversión de la tecnología eólica son superiores a los costos de inversión asociados a la tecnología solar. Sin embargo, el costo total de desarrollo considerando transportar su energía a los centros de consumo puede llegar a ser similar

[30] Debido a que en el escenario de costos de inversión altos habitualmente no se opta por la incorporación de sistemas de almacenamiento.



(a) Potencia instalada para el caso con costos referenciales de almacenamiento.

(b) Potencia instalada para el caso con costos altos de almacenamiento.

Figura 4.5: Potencia instalada añadida durante el periodo de estudio para el escenario A.

Tabla 4.10: Potencia instalada añadida por tecnología para los casos del escenario A en el horizonte de estudio.

Tecnología	Caso	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Solar FV	A1	500	500	1300	1300	1300	1800	1800	2600	2600	2600	3600	3650	4850	5250	5750	5850	5900	5950	7800	8250	8400
	A2	450	450	1550	1550	1550	2000	2000	3100	3100	3100	4000	4000	4350	4800	5150	5200	5300	5400	7550	8100	8500
Solar CSP	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	A2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eólica	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	700	1250	1400	1400	1400	1981	2231	2581	2581	2581	2581
	A2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	750	1300	1500	1500	1500	1881	2531	2931	3131	3131	3131
Geotérmica	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200
	A2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	150	150	150
Hidráulica	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	234	234	265	265	265	265	265	265	565	565	565
	A2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	234	234	265	265	265	265	265	265	515	515	515
GNL	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	575	575	575	575	575
	A2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	575	575	575	575	575

Respecto a la expansión del sistema de transmisión, se expande el sector norte del sistema, no así su conexión a los principales puntos de consumo en el sector centro del sistema. Por lo que se considera óptimo operar con mayores costos a causa de las congestiones en lugar de expandir el sistema en dichas zonas. Respecto a su decisión de expansión en el norte, el modelo se expande para evacuar energía renovable al resto del sistema a través de Los Changos, pues, es menos costoso de ese modo.

Desde el punto de vista de la transmisión, el sistema de almacenamiento no posterga las inversiones en líneas de transmisión. Lo anterior se concluye debido a que:

- El tramo Kimal 220-Los Changos 220 se encuentra directamente conectado a la barra donde se conecta el sistema de almacenamiento, sin embargo, este tramo se expande tres años antes de la incorporación del sistema de almacenamiento. Además, la expansión ocurre para el mismo año independiente del ingreso del sistema de almacenamiento.
- La expansión del tramo Los Changos 500-Los Changos 220 ocurre tres años después de la incorporación de los sistemas de almacenamiento y solo ocurre en el caso donde se incorporan los sistemas de almacenamiento, por lo que se concluye que los sistemas de almacenamiento tampoco postergan inversiones este tramo.

Tabla 4.11: Calendario de ingreso de líneas en el horizonte de estudio para casos con costo bajo (A1) y alto (A2) del escenario-A, según capacidad en MW.

Línea entrante	Caso	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Kimal 220-Los Changos 220 II	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	700	700	700	700	700	700	700
	A2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	700	700	700	700	700	700	700
Los Changos 500-Los Changos 220 II	A1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2500
	A2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 4.12: Calendario de ingreso de sistemas de almacenamiento en el horizonte de estudio para el caso con costo bajo (A1) del escenario-A, según capacidad en MW.

Nodo	Tipo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Kimal 220	PHS 4hr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100

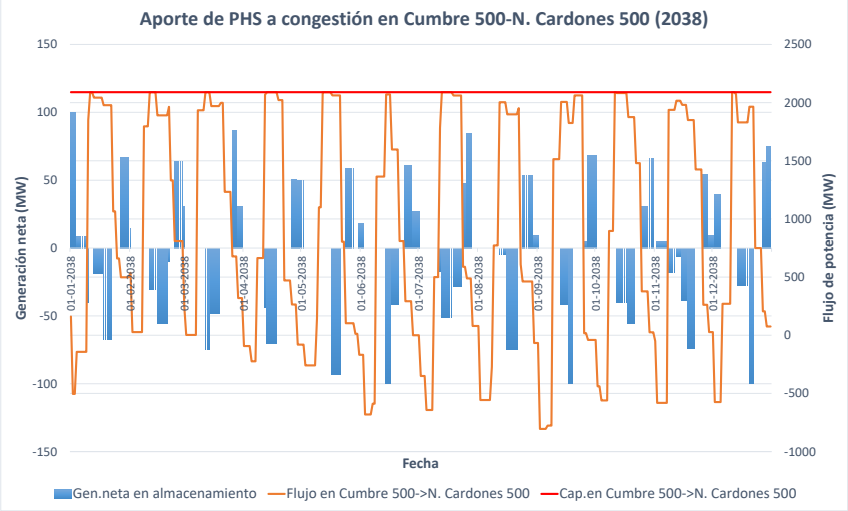
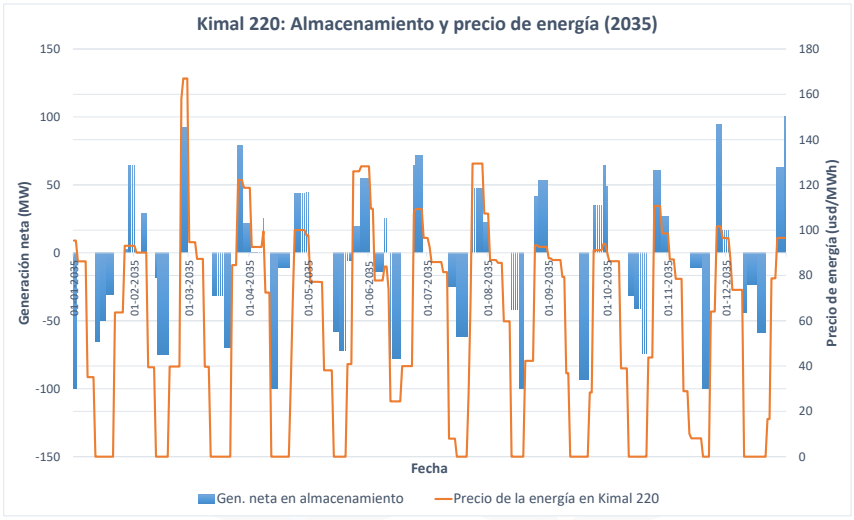


Figura 4.6: Situación de congestión la línea Cumbre 500-Nueva Cardones 500 y almacenamiento en Kimal 220.

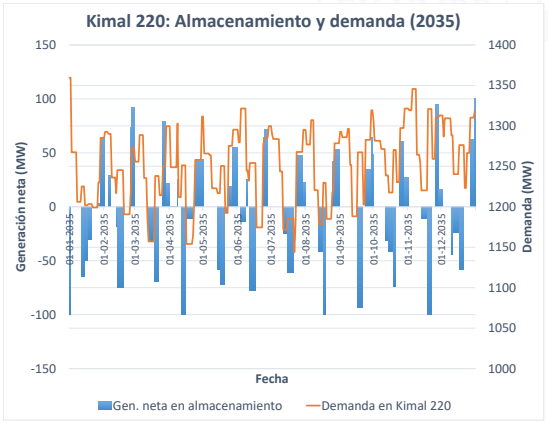
Al analizar la incorporación del sistema de almacenamiento de energía, se observa que se instala una sola unidad en todo el sistema, en la barra Kimal 220. El sistema incorporado corresponde a un sistema PHS con 100MW y 4 horas de autonomía, el candidato modelado con tamaño más pequeño y la menor autonomía. Tal como se menciona en el párrafo anterior, el sistema seleccionado no es decisivo en la expansión de la red de transmisión, pues no retrasa la inversión en transmisión. Tampoco alivia congestiones en líneas a las cuales el sistema de almacenamiento está directamente conectado (ver la figura 4.7c), sin embargo, a causa de que se minimizan costos de inversión y operación, el funcionamiento del sistema de almacenamiento responde a los precios de la energía, y tal como se muestra en la figura 4.7a los precios se desacoplan a lo largo del día. Por consiguiente y considerando la figura 4.6, se observa que el sistema de almacenamiento ubicado en Kimal 220 contribuye indirectamente a aliviar las congestiones en el tramo Cumbres 500-Nueva Cardones 500[31] causadas por los flujos producto de la energía renovable al norte del sistema.

También, se puede acotar que el acoplamiento de los precios de la energía con la decisión de almacenar/generar causa que la demanda en Kimal 220 no necesariamente este relacionada al estado de carga del sistema de almacenamiento. Lo anterior se hace notorio en la figura 4.7b.

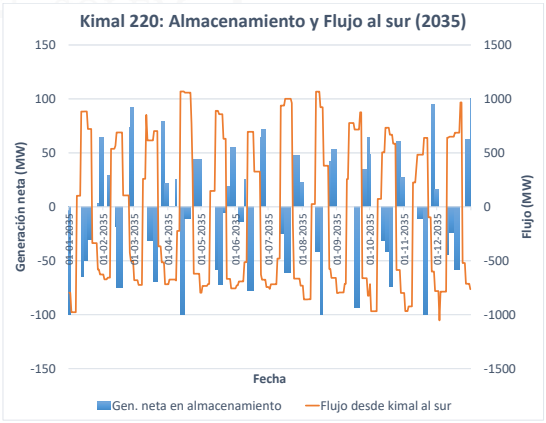
[31] Si bien, para la ventana de tiempo analizada (2035-2038) el colapso ocurre parcialmente para todo el tramo comprendido entre Los Changos 500 y Polpaico 500, el caso crítico se produce en el tramo Cumbres 500-Nueva Cardones 500.



(a) Potencia en almacenamiento y precio de la energía para la barra Kimal 220.



(b) Potencia en almacenamiento y demanda para la barra Kimal 220.



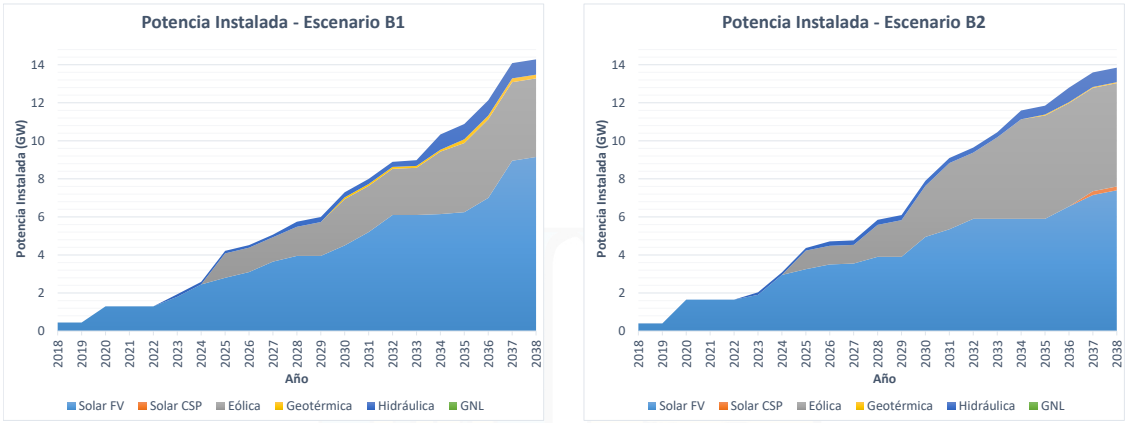
(c) Potencia en almacenamiento y flujo hacía el sur de la barra Kimal 220.

Figura 4.7: Variables de interés para el almacenamiento de energía ubicado Kimal 220 para el año 2035.

4.5.2. Resultados del escenario B

El escenario B contempla un caso donde, a diferencia del escenario A, se utilizan costos de inversión bajos para sistemas de baterías distintos de los presentados por el Ministerio de Energía, con valores y proyecciones más favorables presentes en otras proyecciones externas (Ver la sección 1.5). También, se consideran costos elevados para el precio del gas natural con tal de explorar casos en que a causa del aumento en el costo de operación de centrales térmicas convencionales exista una mayor posibilidad en el aumento de los sistemas de almacenamiento incorporados. Además, a diferencia del escenario C, no se aplica un impuesto a las emisiones de dióxido de carbono.

Los resultados se muestran en las tablas 4.13, 4.14, 4.15 D.1 y D.2, y en los gráficos 4.8, 4.9, 4.10 y 4.11.



(a) Potencia instalada para el caso con costos bajos de almacenamiento.

(b) Potencia instalada para el caso con costos altos de almacenamiento.

Figura 4.8: Potencia instalada añadida durante el periodo de estudio para el Escenario B.

Tabla 4.13: Potencia instalada añadida por tecnología para los casos del Escenario-B en el horizonte de estudio.

Tecnología	Caso	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Solar FV	B1	450	450	1300	1300	1300	1800	2450	2800	3100	3650	3950	3950	4500	5200	6100	6100	6150	6250	7000	8950	9150
	B2	400	400	1650	1650	1650	1900	2950	3250	3500	3550	3900	3900	4950	5350	5900	5900	5900	5900	6550	7150	7400
Solar CSP	B1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	B2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200
Eólica	B1	0	0	0	0	0	0	0	1281	1281	1281	1531	1781	2431	2431	2431	2481	3281	3631	4131	4131	4131
	B2	0	0	0	0	0	0	0	981	981	981	1681	1931	2681	3481	3481	4281	5231	5431	5431	5431	5431
Geotérmica	B1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	200	200	200	200
	B2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50
Hidráulica	B1	0	0	0	0	0	134	134	134	134	134	265	265	265	265	265	302	802	802	802	802	802
	B2	0	0	0	0	0	134	134	134	234	234	265	265	265	265	265	265	465	465	765	765	765
GNL	B1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	B2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

En las figuras 4.8, de igual forma que en el escenario A, la expansión de la generación añadida al sistema se hace principalmente con las tecnologías solar fotovoltaica y eólica; pero a diferencia del escenario A este escenario instala más potencia en tecnología eólica debido a que los costos elevados del gas natural evitan la inversión en los 575 MW en dicha tecnología, e ingresa una línea HVDC con capacidad de 2000 MW entre el centro y sur del sistema. La energía solar fotovoltaica es instalada de forma distribuida principalmente al norte de Cumbre 500, mientras que la energía eólica es instalada de forma distribuida y casi totalmente al sur de Río Malleco 500.

A diferencia del escenario A, donde debido a señales de mercado no ingreso ninguna línea HVDC; al finalizar el periodo de estudio del escenario B, se instala entre 1550 MW y 2300 MW más en energía eólica a causa del ingreso de la línea HVDC en el tramo Lo Aguirre 500-Pichirropulli 500 o el tramo Lo Aguirre 500-Nueva Puerto Montt 500 dependiendo del caso. Ambos casos solo difieren en la consideración de los sistemas de almacenamiento, por lo que el cambio de decisión entre ambas líneas HVDC solo apunta a que ambas decisiones de inversión son económicamente factibles para el escenario-B.

Con respecto a la relación entre la potencia instalada y la decisión de inversión en sistemas de almacenamiento en el escenario-B, en el norte del sistema ingresan 1750 MW más de potencia instalada en el caso con costos bajos de inversión en almacenamiento respecto al caso con costos altos. En el caso con costos bajos de inversión en almacenamiento ingresan 600 MW en sistemas PHS y 270 MW en BESS en la zona norte del sistema y 360 MW en BESS en la zona centro del país. Con lo anterior se indica que para el escenario B, y dependiendo del nivel de costos de los sistemas de almacenamiento, los sistemas de almacenamiento pueden formar un paquete económicamente conveniente con las plantas fotovoltaicas.

Desde el punto de vista de la generación, en la zona norte los sistemas de almacenamiento ingresan como un complemento a la generación solar, reduciendo costos de operación del sistema. Mientras que en la zona centro logran reducir costos de operación e indirectamente aportar en la reducción de congestiones.

Tabla 4.14: Calendario de ingreso de líneas en el horizonte de estudio para casos con costo bajo (B1) y alto (B2) del escenario-B, según capacidad en MW.

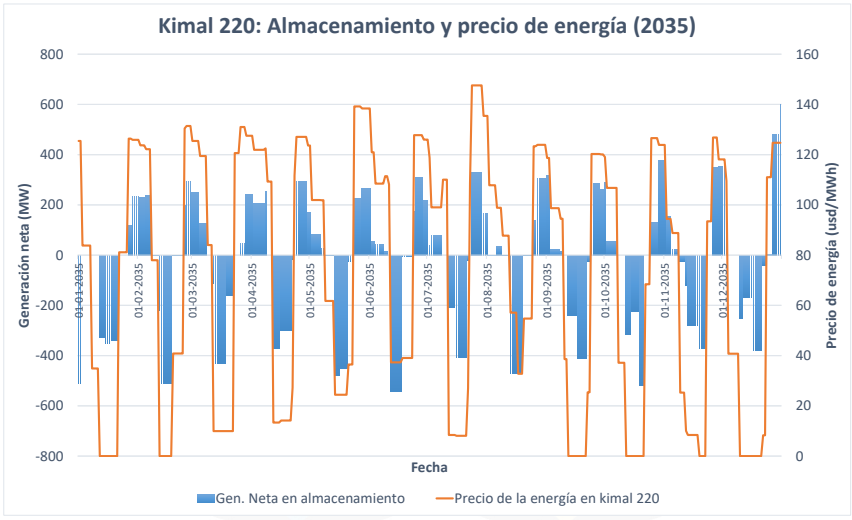
Línea entrante	Caso	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Kimal 220-Los Changos 220 II	B1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	700	700	700	700	700	700	700
	B2	0	0	0	0	0	0	0	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
Lo Aguirre 500-Pichirropulli 500	B1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2000	2000	2000
	B2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000

En relación a la expansión del sistema de transmisión, se expande el sector norte del sistema y la conexión directa en la zona centro-sur del sistema debido a que la combinación de dicha línea y la potencia instalada en energía eólica en el sur del sistema es económicamente beneficiosa. Si bien, los costos de inversión de la tecnología solar son menores en todo momento que los costos de la tecnología eólica, el costo adicional de transportar tal cantidad de energía a la zona central del país genera que la opción de expandir el sistema de transmisión de forma directa entre el norte y centro sea un 26,37 % más costosa que expandir de forma directa el sistema entre el sur y el centro del país para la misma capacidad de la línea HVDC (los costos asociados a los candidatos de expansión de transmisión se encuentran en la tabla C.2). Por otro lado, la expansión en la zona norte del país es motivada por los altos niveles de energía renovable en la zona, sin embargo, a falta de expansiones hasta la zona centro, las líneas entre las barras de Cumbre 500 y Polpaico 500 se mantienen parcialmente congestionadas, repitiéndose el caso crítico en el tramo Cumbre 500-Cardones 500 (similar al escenario A en el caso de la figura 4.6) para los últimos años del periodo de estudio.

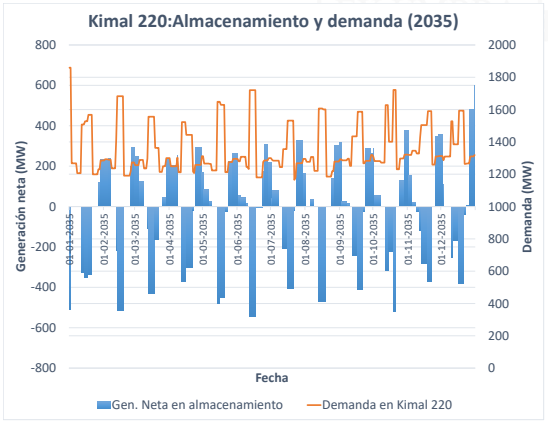
En relación al análisis de los sistemas de almacenamiento de energía asociados a la expansión del sistema de transmisión, considerando el escenario B1, durante los años 2025-2031 algunos sistemas de almacenamiento se adelantan a la expansión de la red de transmisión para el tramo Kimal 220-Los Changos 220, también para el tramo Lo Aguirre 500-Pichirropulli 500 durante los años 2031-2035. En ambos casos, los sistemas de almacenamiento que se adelantan a la incorporación de líneas de transmisión, constituyen una potencia instalada menor en relación a la capacidad de las líneas relacionadas y no es decisiva en la postergación de inversiones en líneas de transmisión. Sin embargo, pueden aportar a reducir costos operativos a causa de congestiones previas a la expansión de la red de transmisión. Luego, los sistemas de almacenamiento de gran escala en el norte del sistema son incorporados una vez que las líneas de transmisión se encuentran expandidas. Por lo tanto, para el escenario B1, los sistemas de almacenamiento no contribuyen, directamente, en postergar la inversión en líneas de transmisión.

Tabla 4.15: Calendario de ingreso de sistemas de almacenamiento en el horizonte de estudio para el caso con costo bajo (B1) del escenario-B, según capacidad en MW.

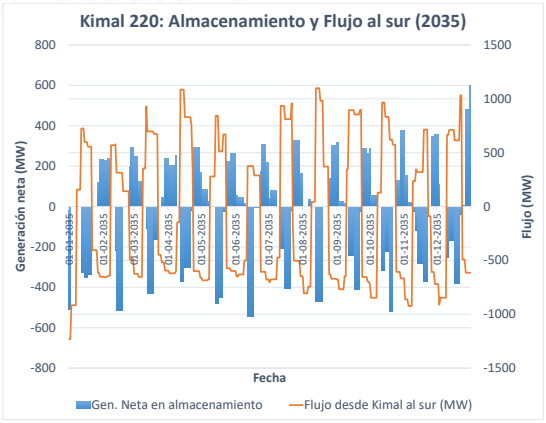
Nodo	Tipo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Kimal 220	PHS 4hr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600
	BESS 4hr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	30	30	30	90	90	90	90	90	90
Los Changos 220	BESS 4hr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	60	60	60	60	60
	BESS 6hr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	60	60	60	60	60	60	60
Cumbre 500	BESS 4hr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	30	30	30	30	30
N. Maitencillo 500	BESS 4hr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	30	30	30	30	30
Lo Aguirre 500	BESS 6hr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	60	60	90	90	90
	BESS 8hr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	90	90	90	90	90	90	90	90
Ancoa 500	BESS 6hr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	90	90
	BESS 8hr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	90	90	90	90



(a) Potencia en almacenamiento y precio de la energía para la barra Kimal 220.



(b) Potencia en almacenamiento y demanda para la barra Kimal 220.



(c) Potencia en almacenamiento y flujo hacía el sur de la barra Kimal 220.

Figura 4.9: Variables de interés para el almacenamiento de energía ubicado Kimal 220 para el año 2035.

Al analizar la situación de los sistemas de almacenamiento localizados en Kimal 220 no se observa aporte al retraso de inversión es obras de transmisión, si bien:

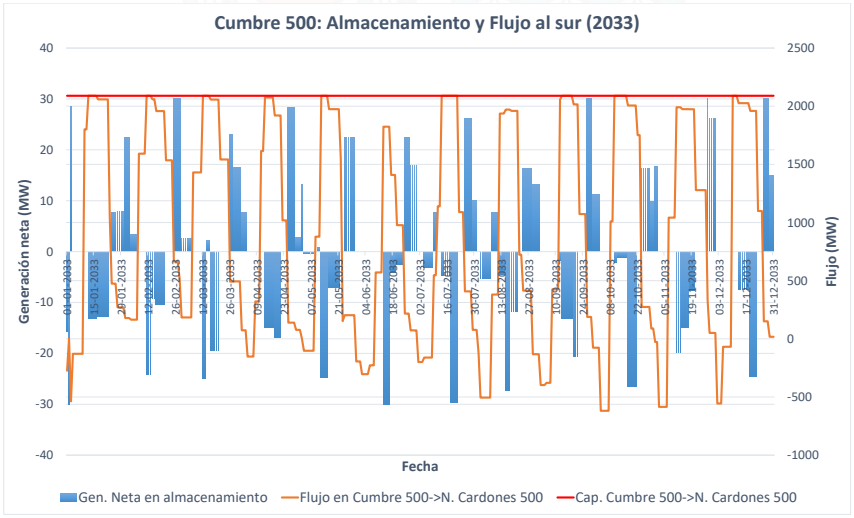
- En la tabla 4.15 se observa que existen dispositivos de almacenamiento instalados antes que ocurra la expansión de las líneas.
- En la tabla 4.14 se observa que existe diferencia en el tren de entrada de la línea de transmisión Kimal 220-Los Changos 220 II.
- En la figura 4.9c se observa la dirección y valor máxima de los flujos está asociada al estado de carga del sistema de almacenamiento.

En ningún momento se colapsan las líneas directamente conectas al nodo Kimal 220, además que tal como se mencionó en el párrafo anterior, el sistema de almacenamiento ubicado en Kimal 220 entre los años 2029-2031 no tiene una potencia relevante en relación a la capacidad de la línea incorporada. Por otro lado, los sistemas de almacenamiento de gran escala, solo presentan un beneficio económico al complementar la generación solar a partir del año 2035, pese a que los costos de inversión para la tecnología PHS se consideran constantes en el tiempo, esta tecnología no ingresa hasta el año 2035.

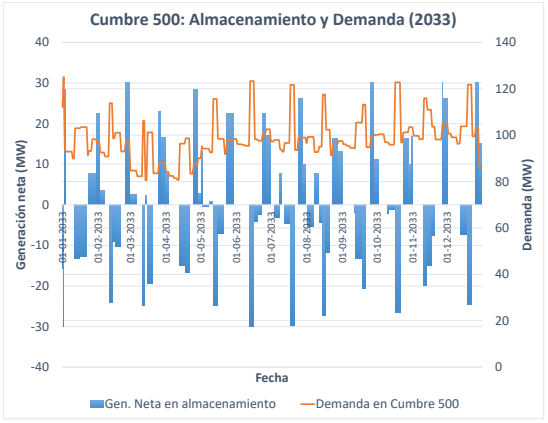
Los sistemas de almacenamiento ubicados en Kimal 220 almacenan energía en horarios de alta

generación solar fotovoltaica, funcionando en complemento con la generación para desplazarla en el tiempo a momentos donde sea más útil económicamente. Al igual que como se concluye en el escenario A, el estado de almacenamiento está acoplada a los precios de la energía y, a su vez, estos están acoplado a las congestiones en líneas más al sur, principalmente el tramo Cumbres 500-Nueva Cardones 500.

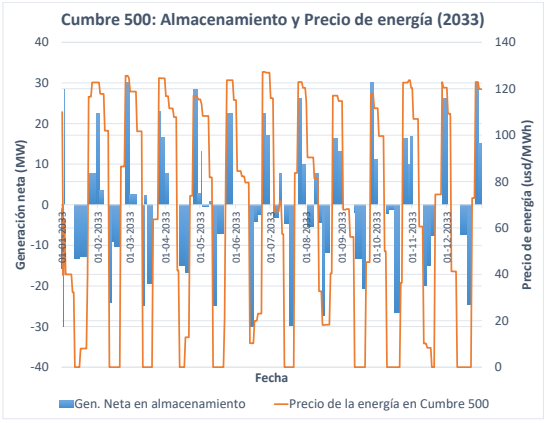
La situación en Los Changos 220 es similar a la situación identificada en Kimal 220, donde se concluye que los sistemas de almacenamiento funcionan principalmente como complemento a la generación, reduciendo costos de operación e indirectamente aliviando los flujos hacia el centro del sistema.



(a) Potencia en almacenamiento y flujo hacía el sur de la barra Cumbre 500.



(b) Potencia en almacenamiento y demanda para la barra Cumbre 500.

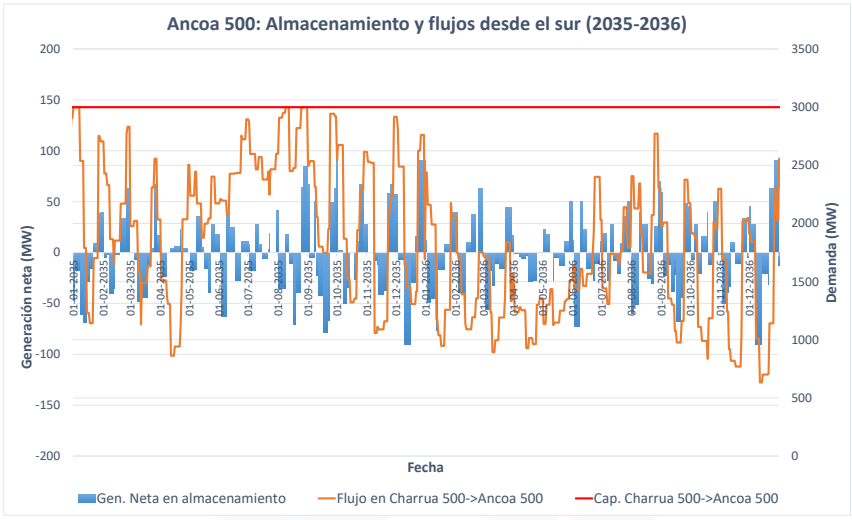


(c) Potencia en almacenamiento y precio de la energía para la barra Cumbre 500.

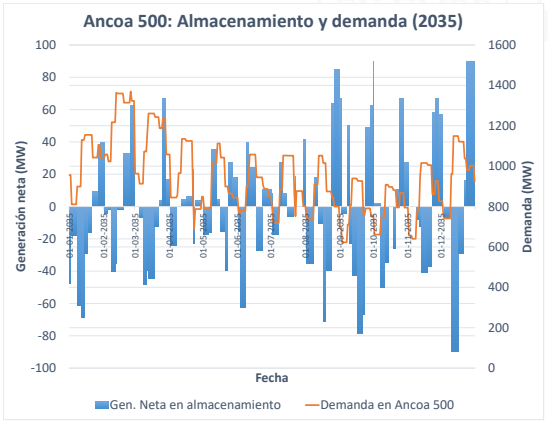
Figura 4.10: Variables de interés para el almacenamiento de energía ubicado Cumbre 500 para el año 2033.

En el caso de los sistemas de almacenamiento ubicados Cumbres 500 y Nueva Cardones 500 se observa que aportan directamente al alivio de congestiones en sus líneas vecinas, almacenado energía cuando las líneas se encuentran congestionadas y liberándola cuando no hay congestiones, beneficiandose de la diferencia en los costos marginales (ver la figura 4.10). De igual forma que en los otros escenarios, lo anterior ocurre bajo la señal de reducir los costos de operación, almacenando energía cuando el costo es bajo y liberándola cuando el costo es alto. Sin embargo, el nivel de energía almacenada no es comparable con el nivel de flujos de las líneas y no logra evitar las congestiones.

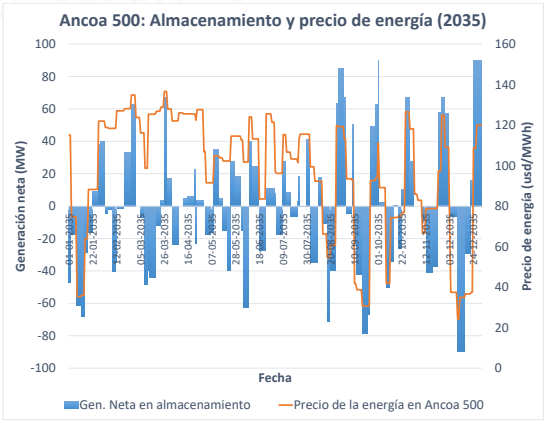
Debido al tamaño de la demanda en Cumbre 500, en la figura 4.10b se observa que la decisión de almacenar afecta considerablemente el perfil de demanda en la barra.



(a) Potencia en almacenamiento y precio de la energía para la barra Ancoa 500.



(b) Potencia en almacenamiento y demanda para la barra Ancoa 500.



(c) Potencia en almacenamiento y flujo hacía el sur de la barra Ancoa 500.

Figura 4.11: Variables de interés para el almacenamiento de energía ubicado Ancoa 500 para el año 2035 (años 2035-2036 al presentar la figura con flujos desde el sur).

En el caso de Ancoa 500 el sistema de almacenamiento contribuye a reducir congestiones en transmisión y reducir costos de operación, ayudando a aliviar las congestiones puntuales en el tramo Charrúa 500-Ancoa 500 (ver la figura 4.11a). Debido a su localización y a diferencia del caso analizado en Cumbre 500 almacena energía cuando la línea no se encuentra congestionada, luego es liberada cuando los precios de la energía son altos (ver la figura 4.11c). Respecto a la demanda, en la figura 4.11b se puede observar que no tiene ninguna relación con el estado de almacenamiento del sistema ubicado en la misma barra.

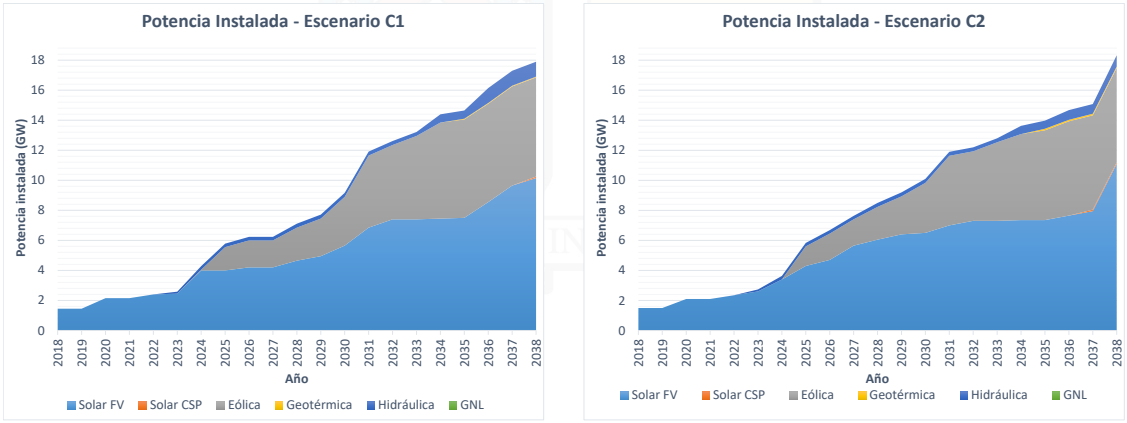
Respecto al retraso de obras de transmisión (ver la tabla 4.14), la única inversión en transmisión de la zona es la línea HVDC Lo Aguirre 500-Pichirropulli 500, sin embargo, está inversión está asociada a la instalación de mayor generación eólica en el sur del sistema, transmitiéndose directamente desde Pichirropulli 500 hacia el centro del sistema.

Por último, el sistema de almacenamiento en Lo Aguirre 500 solo responde a los precios de energía, disminuyendo los costos operaciones.

4.5.3. Resultados del escenario C

A diferencia de los otros escenarios, se contempla un caso donde se aplica un impuesto a las emisiones de CO_2 por parte de las centrales con tecnología de carbón, dicho impuesto varía linealmente desde 5 $\frac{usd}{MWh}$ el año 2018 hasta 50 $\frac{usd}{MWh}$ el año 2038. Además, se considera precios altos para el gas natural licuado y costos de inversión bajos para sistemas de baterías.

Los resultados se muestran en las tablas 4.16, 4.17, 4.18, D.5 y D.6, además, se muestran gráficamente en las figuras 4.12, 4.13 y 4.14.



(a) Potencia instalada para el caso con costos bajos de almacenamiento.

(b) Potencia instalada para el caso con costos altos de almacenamiento.

Figura 4.12: Potencia instalada añadida durante el periodo de estudio para el Escenario C.

Tabla 4.16: Potencia instalada añadida por tecnología para los casos del Escenario-C en el horizonte de estudio.

Tecnología	Caso	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Solar FV	C1	1450	1450	2150	2150	2400	2450	4000	4000	4200	4200	4650	4950	5650	6850	7400	7400	7450	7500	8550	9650	10150
	C2	1500	1500	2100	2100	2350	2600	3400	4300	4700	5650	6050	6400	6500	7000	7300	7300	7350	7350	7650	7950	11100
Solar CSP	C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
	C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100
Eólica	C1	0	0	0	0	0	0	50	1550	1800	1800	2200	2500	3250	4800	4950	5550	6400	6550	6550	6600	6600
	C2	0	0	0	0	0	0	0	1300	1750	1750	2181	2531	3331	4631	4631	5231	5731	5981	6281	6281	6281
Geotérmica	C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50
	C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100
Hidráulica	C1	0	0	0	0	0	134	234	234	234	234	265	265	265	265	265	265	546	546	996	996	996
	C2	0	0	0	0	0	134	234	234	234	234	265	265	265	265	265	265	546	546	646	646	746
Térmico	C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

En las figuras 4.12 se observa que al igual que en los casos anteriores, se aumenta la potencia instalada, principalmente, con tecnologías solar fotovoltaica y eólica. Sin embargo, a diferencia del escenario B, se instalan entre 1000MW y 3700MW más de energía solar fotovoltaica, entre 850MW y 2469MW más de energía eólica y, si los costos de inversión de los sistemas de almacenamiento son lo suficientemente bajos, se instala más energía hidráulica. El aumento de la potencia instalada en estas tecnologías tiene su motivo en reemplazar a la generación en base a carbón debido al aumento en los costos de generación de la tecnología de carbón que producto del impuesto al dióxido de carbono. Desde el punto de vista de la localización, la generación solar fotovoltaica y eólica se distribuyen en la zona norte y centro-norte para la generación solar fotovoltaica y centro y centro-sur para la generación eólica, los principales focos de localización son las barras Kimal 220, Los Changos 220 y Cumbres 500 para energía solar, mientras que los focos de energía eólica se encuentran distribuidos entre Río Malleco 500 y Nueva Ancud 500.

Desde el punto de vista de la generación, los sistemas de almacenamiento en el norte del sistema forman un paquete económicamente conveniente con la generación solar en el norte del sistema, en especial entre los años 2035 y 2037.

Tabla 4.17: Calendario de ingreso de líneas en el horizonte de estudio para casos con costo bajo (C1) y alto (C2) del escenario C, según capacidad en MW.

Línea entrante	Caso	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Kimal 220-Los Changos 220 II	C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	700	700	700	700	700	700	700
	C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	700	700	700	700	700	700	700
TalTal 500-Lo Aguirre 500 III	C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4000
Lo Aguirre 500-Pichirropulli 500	C1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
	C2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000

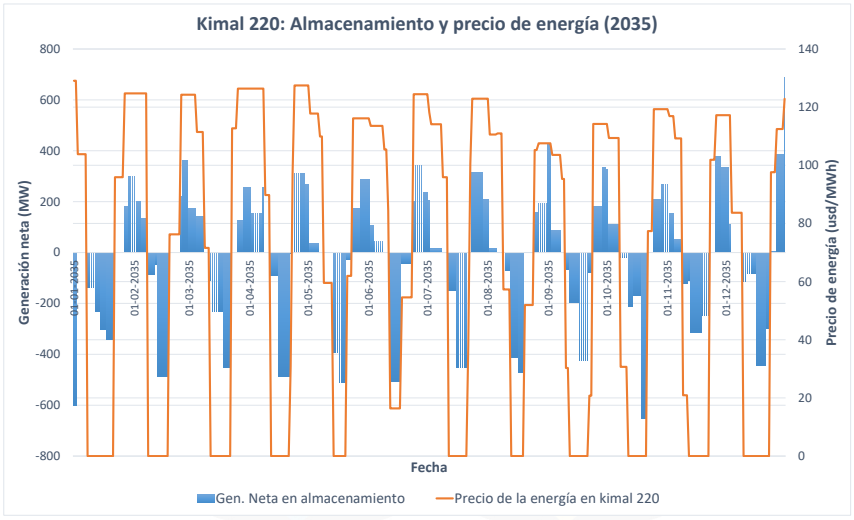
Tabla 4.18: Calendario de ingreso de sistemas de almacenamiento en el horizonte de estudio para el caso con costo bajo (C1) del escenario C, según capacidad en MW.

Nodo	Tipo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Kimal 220	PHS 4hr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	600	600	600
	BESS 4hr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	60	60	60	60	60
	BESS 6hr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Los Changos 220	PHS 4hr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300
	BESS 4hr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	60	60	60	60	60
	BESS 6hr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	60	60	60	60	60	60	60	60
Lo Aguirre 500	BESS 6hr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	30	90	90
	BESS 8hr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	90	90	90	90	90	90	90
Ancoa 500	BESS 6hr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	90	90
	BESS 8hr	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	90	90	90	90

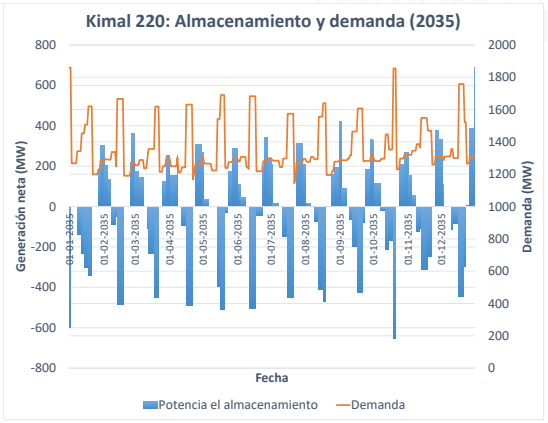
Con respecto a la expansión del sistema de transmisión, dependiendo del caso, se opta por:

- Expandir líneas de transmisión en la zona norte del sistema y en la conexión directa entre la zona norte con el centro del sistema al utilizar costos de inversión bajos en sistemas de almacenamiento. Con lo que se fomenta, principalmente, la potencia instalada por tecnología solar fotovoltaica en el norte del sistema.
- Expandir líneas de transmisión en las zonas mencionadas en el punto anterior y, además, expandir la conexión directa entre el centro y sur del sistema al final del periodo de estudio al utilizar costos altos de inversión en sistemas de almacenamiento. Con lo que se fomenta tanto la potencia instalada por tecnología solar fotovoltaica en el norte del sistema, como la potencia instalada por tecnología eólica en el sur del sistema.

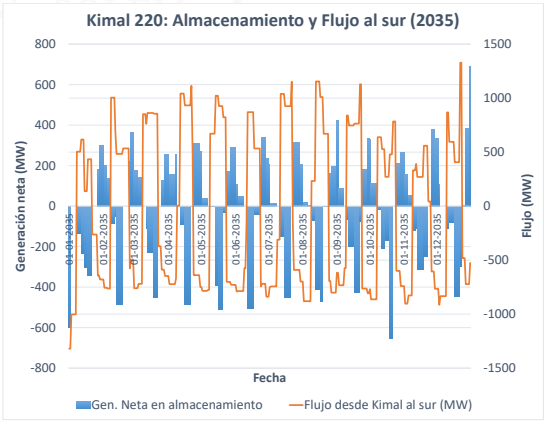
En lo que respecta a postergar la inversión en líneas de transmisión, se observa que solo se retrasa un año la incorporación de la línea HVDC en el tramo TalTal 500-Lo Aguirre 500. Mientras que para las otras líneas incorporadas su calendario de inversión no se ve afectado.



(a) Potencia en almacenamiento y precio de la energía para la barra Kimal 220.



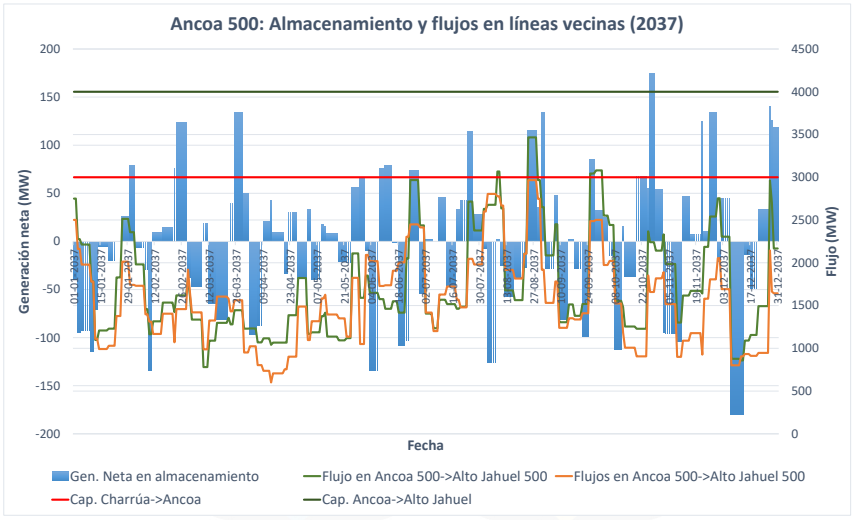
(b) Potencia en almacenamiento y demanda para la barra Kimal 220.



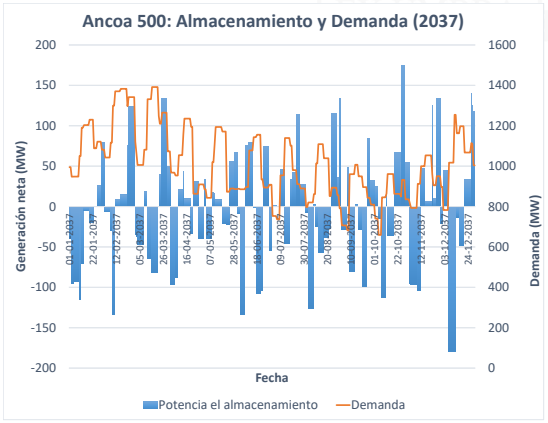
(c) Potencia en almacenamiento y flujo hacía el sur de la barra Kimal 220.

Figura 4.13: Variables de interés para el almacenamiento de energía ubicado Kimal 220 para el año 2035.

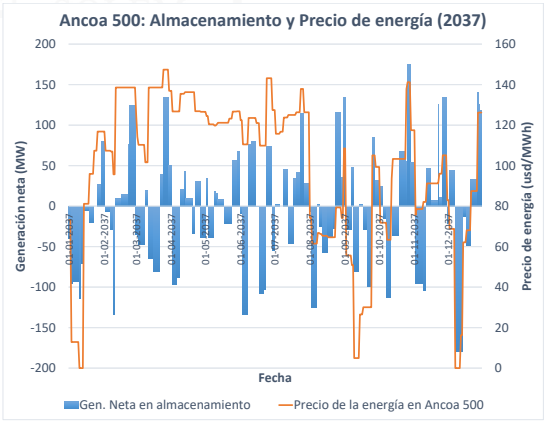
Al igual que en el escenario B, los sistemas de almacenamiento ubicados en Kimal 220 y Los Changos 220 tienen propósitos similares asociados al almacenar energía en momentos en que las congestiones entre TalTal 500 y Polpaico 500, debido a que esta congestión no permite evacuar toda la energía renovable de bajo costo (ver el comportamiento de los flujos y el sistema de almacenamiento en la figura 4.13c) hasta los puntos de consumo en el centro del país. Esta señal se observa claramente en la figura 4.13a, pues, se almacena energía cuando el desacople hace que el precio de la energía sea cero y la liberan cuando el precio es máximo. En la figura 4.13b se observa que no existe un acoplamiento con la demanda en la barra e incluso mientras almacena energía distorsiona el perfil de demanda en dicha barra.



(a) Potencia en almacenamiento y flujo hacía el sur de la barra Ancoa 500.



(b) Potencia en almacenamiento y demanda para la barra Ancoa 500.



(c) Potencia en almacenamiento y precio de la energía para la barra Ancoa 500.

Figura 4.14: Variables de interés para el almacenamiento de energía ubicado Ancoa 500 para el año 2037.

El comportamiento del estado de carga de los sistemas de almacenamiento ubicados en Ancoa 500 indica que la decisión de almacenar o liberar energía no está relacionada a los flujos por las líneas vecinas, debido a que no se colapsan (ver la figura 4.14a), tampoco esta asociado a la demanda en la barra, y entre febrero y julio el acoplamiento con el precio de la energía en la barra es leve. Sin embargo, la optimización se realiza sobre todo el sistema y si está acoplado con los precios de energía de las barras cercanas. Por lo tanto, de almacenamiento es incorporado y actúa reduciendo los costos operativos del sistema.

El caso de los sistemas de almacenamiento en Lo Aguirre 500 es similar y solo responde a minimizar costos de operación.

4.6. Conclusiones del análisis sobre el modelo simplificado del Sistema Eléctrico Nacional

Con respecto al análisis la factibilidad económica de incorporar los sistemas de almacenamiento en el sistema reducido del Sistema Eléctrico Nacional, se concluye que:

- En primera instancia, es necesario mencionar que, tal como se observa en la sección 4.4, tanto los supuestos iniciales del modelo, como la tolerancia utilizada para la convergencia de las simulaciones del mismo; tienen gran incidencia sobre los tiempos de simulación y sobre los resultados. Al punto en que los tiempos de convergencia del modelo pueden aumentar hasta 9 veces entre simulaciones con distinta tolerancia de convergencia, tardando casi una semana en ser resueltos y siendo poco práctico para análisis donde se requieren múltiples simulaciones. Además, las diferencias de 1 % en la tolerancia de convergencia cambia radicalmente la elección del sistema asociada a decisiones de inversión en equipos. De igual forma ocurre con la consideración de supuestos de entrada en el modelo, al realizar pocas variaciones en supuestos iniciales los tiempos de simulación pueden llegar a aumentar hasta 13 veces respecto a escenarios con otros supuestos iniciales con la misma tolerancia de convergencia.

  A causa de lo anterior, se utiliza una tolerancia de convergencia igual a 8 % y se realiza una cantidad reducida de simulaciones. Sin embargo, pese a las variaciones en las decisiones de inversión del modelo y tal como se comenta en la sección 4.5, los resultados del modelo del presente capítulo son de uso académico para el análisis realizado en el documento y no son lo suficientemente concluyentes para entregar señales reales de inversión en el Sistema Eléctrico Nacional.

- A diferencia del modelo analizado en el capítulo 3, los sistemas de almacenamiento de gran escala presentan beneficios económicos al ser incluidos en la optimización conjunta de las redes de transmisión y el parque generador en el sistema reducido del Sistema Eléctrico Nacional. En algunos casos se incorporan los sistemas de almacenamiento por bombeo hidráulico con costos de inversión basados en los costos estimados por PELP, y en otros casos incorpora los sistemas de baterías con los costos de inversión bajos mencionados en la sección 1.5.

  En general, al optar por incorporar sistemas de almacenamiento, se consigue aportar a: reducir costos operacionales del sistema, aliviar (sin resolver) congestiones en la red de transmisión, complementando a la generación de la tecnología solar fotovoltaica y aumentando su potencia instalada en el norte del sistema. No obstante, los sistemas de almacenamiento no ingresan durante los primeros años del escenario de estudio, solo lo hacen a partir del año 2029 para los sistemas de baterías y el año 2035 para los sistemas de bombeo hidráulico. Cabe destacar que, bajo los supuestos mencionados en la sección 4.2 para el escenario-B1, los sistemas de almacenamiento logran aportar a postergar un año las inversiones en la red de transmisión asociadas a la incorporación de la línea TalTal 500-Lo Aguirre 500.

  En relación al escenario-A, se puede concluir que los sistemas de baterías con costos de inversión basados en los costos de PELP no son incorporados al sistema, debido a que no representan un beneficio económico. Cabe mencionar, lo anterior solo es válido para los supuestos considerados en el escenario.

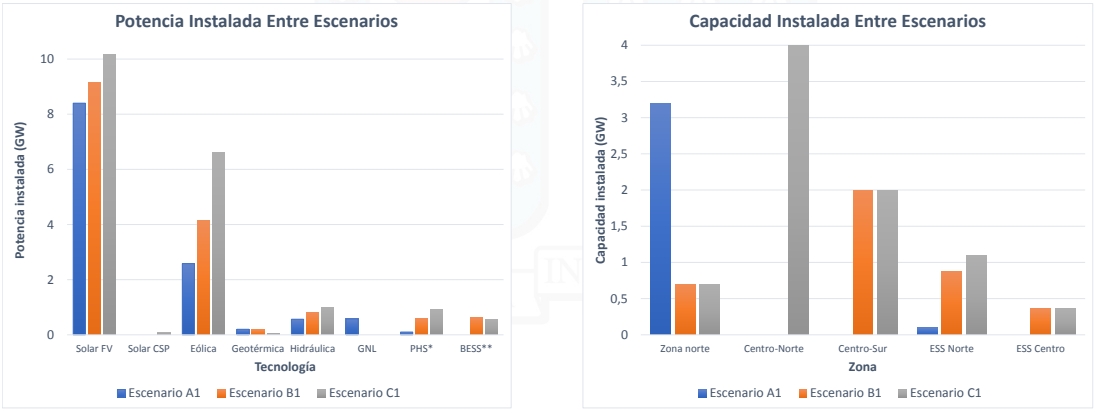
  Además, para ningún escenario planteado en el modelo los sistemas de almacenamiento con costos de inversión altos son óptimos, por lo que estos casos sirven para la comparación de la potencia instalada y calendario de inversión de líneas incorporadas respecto a los casos en que se utilizó costos referenciales o bajos.

- En lo que refiere a la incorporación de sistemas PHS como almacenamiento de gran escala, en los escenarios considerados el modelo siempre opta por incorporar la autonomía de 4 horas. Por otro lado, es necesario considerar el supuesto de costos de sistemas PHS sean constantes en el tiempo, indicando que el paquete de almacenamiento y energía solar solo es óptimo a contar del año 2035, debido a la disminución proyectada en los costos de desarrollo para sistemas de generación a partir de energía solar.

  Si bien, la autonomía antes mencionada corresponde a una inusual para esta tecnología, puede interpretarse como una autonomía óptima para sistemas de almacenamiento que puedan ser utilizados en

estas aplicaciones. Lo anterior concuerda con las autonomías de proyectos existentes que incorporan sistemas de baterías como complemento de la generación solar.

Por parte de la energía eólica, en el sur del sistema no se forman paquetes convenientes de energía eólica y almacenamiento de energía. Pues, los embalses existentes en el sur del sistema proporcionan un apoyo a la variabilidad de la generación renovable. En el caso de la generación eólica en el sur del sistema, se observa que al ser complementada con una línea HVDC, es capaz de transportar grandes cantidades de esa energía directamente desde la zona sur al centro del sistema.



(a) Potencia instalada por tecnología y en sistemas de almacenamiento.

(b) Capacidad instalada en líneas y potencia instalada en sistemas de almacenamiento.

Figura 4.15: Comparación de potencia instalada para los principales escenarios del análisis sobre el modelo del sistema reducido del SEN.

- Tal como se muestra en las figuras 4.15, a medida que aumentan las restricciones sobre el parque térmico, valiéndose de la flexibilidad del sistema, se instala una mayor cantidad de generación en base a tecnologías: solar, eólica y en menor grado hidráulica. Además, los sistemas PHS y BESS pueden presentar beneficios económicos dependiendo de la consideración sobre los costos de inversión en sistemas de almacenamiento[32].

  Por otro lado, la potencia instalada por la tecnología GNL deja de ser beneficiosa para mayores costos de su combustible, lo que abre la posibilidad a mayor inserción de potencia instalada proveniente de tecnologías solar fotovoltaica y eólica, y a la incorporación de sistemas de almacenamiento y de líneas de transmisión HVDC directas entre el norte-centro y centro-sur del sistema.

- Por último, en las figuras 4.15 se puede observar que, salvo por el caso particular de la capacidad instalada en líneas para el norte del sistema, las decisiones de inversión en transmisión están conectadas, directamente, con la potencia instalada añadida en energía solar y eólica. Lo anterior se explica a causa de que ser producen paquetes convenientes de energía en el norte y sur del sistema conectados, directamente, con el centro del sistema a través de líneas HVDC de gran capacidad.

[32]Los costos de inversión de los sistemas de almacenamiento de energía, en especial, los costos asociados a sistemas de baterías responden a incertidumbre de alto nivel.

5 | Conclusiones y comentarios

Además de las conclusiones parciales presentadas al final de los capítulos 3 y 4, en el presente capítulo se desarrollan conclusiones generales que recogen comentarios generales del documento.

- Es importante que, previo al análisis de factibilidad de los sistemas de almacenamiento, exista una representación confiable y actualizada de los mismos. Si bien, en la bibliografía existe gran variedad de costos de inversión asociados a estos sistemas, muchas veces son presentados en base a una sola componente: un costo equivalente por potencia o un costo equivalente por capacidad de energía almacenada. Sin embargo, el costo de inversión en sistemas de almacenamiento corresponde a una mezcla de los costos individuales por potencia y capacidad de energía almacenada. Cuando se desea analizar la factibilidad económica de la incorporación de los sistemas de almacenamientos de energía, es conveniente establecer un equivalente a través de costos de inversión por unidad de potencia y crear tamaños discretos para distintas autonomías.
- Desde el punto de vista de la representación de los sistemas de almacenamiento, es deseable una representación lo más detallada posible. No obstante, se debe tener un balance que mantenga los requerimientos computacionales en valores aceptables, sobre todo, respecto a los tiempos de simulación.

  El acoplamiento temporal presente en los sistemas de almacenamiento aumenta en gran medida los requerimientos computacionales. A modo de ejemplo, las simulaciones sobre el modelo de 5 barras y un escenario de 20 años (aproximadamente 1920 bloques) tardan entre 10 y 30 minutos sin considerar sistemas de almacenamiento, pero al considerar sistemas de almacenamiento tardan entre 1 y 4 horas[33]. En la misma línea, es importante establecer supuestos adecuados que no sacrifiquen la fidelidad de la representación y que mejoren la eficiencia del cálculo, por ejemplo, establecer una cantidad de bloques consensuada para la representación de los perfiles del sistema o una elección adecuada de días representativos para el escenario de estudio que permitan una buena representación del sistema con tiempos de simulación aceptables.
- Al analizar los resultados del modelo de optimización de la expansión de transmisión-almacenamiento del capítulo 3, se concluye que, para los escenarios y casos considerados, la decisión de inversión en sistemas de almacenamiento no está relacionada con los niveles de inserción de ERV o con el nivel de coincidencia de la demanda con los perfiles de generación mediante tecnologías solar y eólica[34]. Esto se debe principalmente a que:
  - Económicamente, para los escenarios considerados, suele ser conveniente realizar la expansión de la red de transmisión por sobre incorporar sistemas de almacenamiento de energía.
  - La energía vertida o que se vertería es una fracción menor de la energía total de la fuente de generación ERV y no justifica, económicamente, la inversión en sistemas de almacenamiento.

  En el caso de aumento de distancias (interpretable como un aumento de costos de inversión en líneas

[33] Los tiempos de convergencia dependerán de la metodología utilizada por el solver para abordar el problema y del equipo utilizado par resolver el mismo. El comentario hace énfasis en la comparación de los tiempos con y sin el acoplamiento temporal de los sistemas de almacenamiento.

[34] Los sistemas de almacenamiento son económicamente factibles en el escenario de coincidencia del perfil eólico con el perfil de demanda, curva tipo 2 y costo de inversión bajo para BESS. Sin embargo, representa un caso puntual entre los casos analizados.

de transmisión o una mezcla de ambos), los sistemas de almacenamiento si pueden llegar a justificarse económicamente, dependiendo de:

- La posibilidad de establecer sistemas de almacenamiento de energía de gran escala, por ejemplo, PHS, con tamaños más pequeños y que esto se vea reflejado sus costos de inversión. En general, la autonomía de 4 horas de descarga a potencia nominal resulta ser óptima por sobre el resto, sin embargo, corresponde a un tamaño atípico de sistemas de bombeo hidráulico.
- el uso de costos de inversión favorables para sistemas de baterías. En el caso de costos de inversión para BESS basados en la información de PELP, los casos donde son factibles son específicos e ingresan tamaños poco prácticos[35] (10 MW - 10 MWh y 10 MW - 20 MWh).

Desde el punto de vista de los candidatos de BESS, usualmente se incorporan los tamaños de 10 MW - 10 MWh y 10 MW - 20 MWh, pero estos son poco convenientes en la práctica debido a que retrasan inversiones entre 1 y 3 años, mientras que su tiempo de construcción es entre 1 y 2 años. Pese a lo anterior, estos sistemas pueden ser útiles en la medida que puedan prestar otros servicios y se remunere por ello (por ejemplo, SSCC). Por otro lado, al utilizar costos de inversión bajos en sistemas de almacenamiento y en menor cantidad de casos, se añaden candidatos de 20 MW - 40MWh y 20 MW - 60 MWh, estos tamaños logran retrasar una cantidad mayor de años la inversión en infraestructura de transmisión.

- Al analizar el modelo de cooptimización de generación-transmisión-almacenamiento del capítulo 4, los sistemas de almacenamiento si pueden ser económicamente factibles al aporta a: reducir costos operacionales a través de una operación más eficiente, aliviar (sin resolver) congestiones en líneas de transmisión y como complemento a la generación solar fotovoltaica. No obstante, con respecto a los sistemas de almacenamiento aplicados a postergar inversiones en transmisión, en los escenarios considerados, solo al utilizar los supuestos del escenario C1 la inversión es postergada, esto ocurre para un año en la incorporación de la línea TalTal 500-Lo Aguirre 500.

  En lo que refiere a los sistemas de almacenamiento de gran escala, en general la autonomía optima entre las consideradas corresponde a 4 horas por sobre las autonomías de 8 y 14 horas. Si bien, la autonomía de 4 horas en sistemas de gran escala es atípica, esta conclusión entrega información sobre el tamaño óptimo para las aplicaciones consideradas en los escenarios del capítulo. Es decir, cuando los sistemas de almacenamiento de gran escala se complementan con la potencia instalada en tecnología solar fotovoltaica.

  Por otra parte, en los escenarios considerados no se forman paquetes de energía eólica con sistemas de almacenamiento, pues, los costos de desarrollo para la energía eólica son relativamente mayores a los de la tecnología solar, además, las fuentes de generación eólica están emplazadas en la zona sur del sistema, dicha zona posee la mayor cantidad de los embalses hidroeléctricos existentes, actuando frente a la variabilidad eólica.

  También, se observa que a mayores restricciones sobre los sistemas térmicos, se instala una mayor cantidad de potencia en fuentes de generación ERNC, instalando más líneas para transportar la generación ERNC en los extremos del sistema a los centros de consumo en el centro del mismo. Además, se incorpora una mayor cantidad de sistemas de almacenamiento con tal de alcanzar una operación más eficiente del sistema.

- Desde el punto de vista del rendimiento de las simulaciones sobre el el sistema reducido del Sistema Eléctrico Nacional, es fundamental incorporar un mayor número de bloques para incorporar la variabilidad en la generación en base a tecnologías solar fotovoltaica y eólicas. Respecto a la tolerancia de convergencia, se puede comentar que, debido a la cantidad de bloques utilizados, la tolerancia de convergencia asume un rol fundamental, por lo que, es razonable hacer otro tipo de supuestos que permitan priorizar el uso de una tolerancia de convergencia que produzca que los resultados sean representativos.

[35] Se consideran poco prácticos desde el punto de vista de la postergación de inversiones en la red de transmisión.

- Finalmente, pese a que los sistemas de almacenamiento no resultan ser necesariamente factibles económicamente en la aplicación analizada, ya sea por el nivel de costos de inversión o falta de incentivos en su remuneración, poseen una aceptable factibilidad social y ambiental.

  Desde el punto de vista ambiental, entregan la flexibilidad necesaria al aumentar los niveles de ERV eliminando, parcialmente, la dependencia de las fuentes térmicas asociadas a trabajar en las consecuencias de variabilidad que las ERV producen. En particular, desde el punto de vista de los sistemas de baterías, pueden ser aplicados en módulos en espacios similares a los de las subestaciones, y su aplicación aportaría a utilizar menos espacio en líneas de transmisión.

  Desde el punto de vista social, sus beneficios son consecuencia de los beneficios del punto de vista ambiental, sobre todo al ser asociados a mayores niveles de generación ERV, por el grado de aceptación de este último. Sin embargo, sin considerar los beneficios del punto de vista ambiental, en relación a su incorporación como complemento a las redes de transmisión, el beneficio social de incorporar sistemas de almacenamiento solo se ve en ventaja respecto a las líneas de transmisión al considerar el grado de oposición social a proyectos asociados a líneas de transmisión.

Bibliografía

[1] "Reglamento de coordinación y operación del sistema eléctrico nacional (en trámite)." http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/ucom/reglamentos/Dec_125_2017_ingresado_a_CGR.pdf. Accedido el: 10-07-2018.

[2] "World energy resources e-storage," tech. rep., World Energy Council, 2016.

[3] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation," *Applied Energy*, vol. 137, no. Supplement C, pp. 511 – 536, 2015.

[4] "Doe global energy storage database." http://www.energystorageexchange.org/. Accedido el: 28-05-2018.

[5] "Reglamento de servicios complementarios (en trámite)." http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/ucom/reglamentos/Dec_113_2017_reingresado_a_CGR.pdf. Accedido el: 10-07-2018.

[6] "Lazards levelized cost of storage - version 2.0," tech. rep., Lazard, 2016.

[7] B. Zakeri and S. Syri, "Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 569–596, 2015.

[8] K. Popper and A. Hove, "Energy storage world markets report (2014-2020)," tech. rep., Energy Storage World Forum, 2014.

[9] D. Rastler, "Electricity energy storage technology options: A white paper primer on applications, costs, and benefits," tech. rep., Elecric Power Research Institute (EPRI), 2010.

[10] "Energy storage technology descriptions," tech. rep., European Association for Storage of Energy, 2017.

[11] "Lazards levelized cost of storage analysis - version 3.0," tech. rep., Lazard, 2017.

[12] "Proceso de planificacion energetica," tech. rep., Ministerio de Energia, 2017.

[13] "Commercialisation of energy storage in europe," tech. rep., Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU), 2015.

[14] "Doe/epri 2013 electricity storage handbook in collaboration with nreca," tech. rep., Sandia National Laboratories, 2013.

[15] C. Curry, "Lithium-ion battery costs and markets," tech. rep., Bloomberg New Energy Finance, 2017.

[16] Z. Hu, F. Zhang, and B. Li, "Transmission expansion planning considering the deployment of energy storage systems," in *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, pp. 1–6, IEEE, 2012.

[17] C. MacRae, M. Ozlen, and A. Ernst, "Transmission expansion planning considering energy storage," in *Power, Electronics and Computing (ROPEC), 2014 IEEE International Autumn Meeting on*, pp. 1–5, IEEE, 2014.

[18] R. A. Jabr, I. Džafić, and B. C. Pal, "Robust optimization of storage investment on transmission networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 1, pp. 531–539, 2015.

[19] C. MacRae, A. Ernst, and M. Ozlen, "A benders decomposition approach to transmission expansion planning considering energy storage," *Energy*, vol. 112, pp. 795–803, 2016.

[20] H. Mazaheri, A. Abbaspour, M. Fotuhi-Firuzabad, H. Farzin, and M. Moeini-Aghtaie, "Investigating the impacts of energy storage systems on transmission expansion planning," in *Electrical Engineering (ICEE), 2017 Iranian Conference on*, pp. 1199–1203, IEEE, 2017.

[21] J. Aguado, S. de la Torre, and A. Triviño, "Battery energy storage systems in transmission network expansion planning," *Electric Power Systems Research*, vol. 145, pp. 63–72, 2017.

[22] Y. Dvorkin, R. Fernandez-Blanco, D. S. Kirschen, H. Pandžić, J.-P. Watson, and C. A. Silva-Monroy, "Ensuring profitability of energy storage," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 1, pp. 611–623, 2017.

[23] Y. Dvorkin, R. Fernández-Blanco, Y. Wang, B. Xu, D. S. Kirschen, H. Pandžić, J.-P. Watson, and C. A. Silva-Monroy, "Co-planning of investments in transmission and merchant energy storage," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 1, pp. 245–256, 2018.

[24] "Mixed-integer programming (mip) - a primer on the basics." http://www.gurobi.com/resources/getting-started/mip-basics. Accedido el: 20-02-2018.

[25] "Propuesta de expansion de la transmision 2018," tech. rep., Coordinador Electrico Nacional, 2018.

A | Comparación de costos de sistemas de almacenamiento

A.1. Casos de comparación de costos capitales de almacenamiento de energía

Previo a la selección de los costos a utilizar, se realiza una comparación entre la información del documento base y otras fuentes relevantes, entre las que se encuentran: datos del Ministerio de Energía, datos del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), otras fuentes que recopilan información de la industria, y otros investigadores.

El documento base a utilizar es presentado en [13]. Los valores mostrados en el documento están indexados a la moneda de la Unión Europea. Por lo que, para su uso, los valores son indexados a la moneda de Estados Unidos para el año 2018[36].

A.1.1. Comparación con PELP

Al comparar, en primer lugar, se utiliza información puesta a disposición por el Ministerio de Energía a través de su Proceso de Planificación de Largo Plazo (PELP) en [12]. En el documento se señala que los costos de baterías de litio son presentados según valores históricos y proyecciones en [15]. Con respecto a PHS, el rango inferior de costos corresponde al único proyecto en trámite durante el año 2017, mientras que el rango superior es el máximo entre fuentes externas consultadas.

La comparación se realiza para sistemas de almacenamiento con autonomías de 14 horas y los costos del documento guía. Los costos en el documento guía son actualizados al año 2017.

Tabla A.1: Comparación de costos de inversión en sistemas de almacenamiento para el documento base y PELP. Valores en $\frac{usd}{kW}$.
(Fuente: Tabla elaborada a partir de la información en [13] y [12].)

Tecnología	Documento base		PELP		
	Bajo	Alto	Bajo	Referencial	Alto
PHS	700	1571	1300	1750	2200
BESS-Li ion	3318	10516	6515	7911	9307

La tabla A.1 muestra que los costos para PHS presentados por el documento base son demasiado optimistas y están fuera de rango respecto a lo presentado por [12]. En relación a los sistemas de baterías de litio, se observa que el rango del documento guía es demasiado amplio.

[36] Se utiliza la tasa de cambio correspondiente al 7 de febrero de 2018, donde 1 euro correspondía a 1.2277 dolares.

A.1.2. Comparación con LAZARD

En [6] se proponen costos en base a información de proveedores de equipos y se especifican valores para distintas aplicaciones, entre ellas aplicaciones a redes de transmisión. Para la comparación se establece como referencia dispositivos de 100 MW de potencia con 8 horas de almacenamiento de energía y se entregan costos capitales por unidad de energía. Los valores del documento guía son actualizados al año 2016 para ser comparados.

Tabla A.2: Comparación de costos de inversión en sistemas de almacenamiento para el documento base y Lazard V2 (2016). Valores en $\frac{usd}{kW}$.
(Fuente: Tabla elaborada a partir de la información en [13] y [6].)

Tecnología	Documento base		Lazard V2	
	Bajo	Alto	Bajo	Alto
PHS	663	1424	1624	2504
CAES	1572	1954	1040	1504
BESS-Li ion	1896	6009	3088	7336
BESS-NaS	3592	5020	3280	9600
FBESS-VRB	3579	5789	3408	8280

Al igual que en la sección A.1.1, se observa que los costos de inversión para PHS presentados por el documento base son demasiado optimistas y están fuera de rango.

En [11] se presentan costos actualizados para tecnologías aplicables a recorte de punta en sistemas de potencia. Esta vez, se establece como referencia un sistema de 100 MW con una autonomía de 4 horas. Los valores son considerados al año 2017 para ser analizados.

Tabla A.3: Comparación de costos de inversión en sistemas de almacenamiento para el documento base y Lazard V3 (2017). Valores en $\frac{usd}{kW}$.
(Fuente: Tabla elaborada a partir de la información en [13] y [11].)

Tecnología	Documento base		Lazard V3	
	Bajo	Alto	Bajo	Alto
BESS-Li ion	948	5348	2678	3400
FBESS-VRB	2200	3500	2504	5702

Nuevamente, se observa que el rango de costos del documento base es muy amplio para baterías de litio. Por su parte, Los rangos optimistas de baterías de flujo son similares, pero Lazard presenta valores más reciente sin ser corregidos.

A.1.3. Comparación con DOE/EPRI

En [9] se presentan los costos para sistemas de almacenamiento de la información de Electrical Power Research Institute (EPRI) y el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE). La información es muy extensa y se presenta en base a consultas a fabricantes y con información de proyectos existentes. Además, la información es presentada según el tipo de aplicación, en particular, se utilizará solo proyectos asociados a postergación de decisiones de inversión en el sistema de transmisión. Sin embargo, a causa de la antigüedad del documento, en lo que a valores de inversión refiere, solo son considerados como una guía para sistemas maduros o como tope para el rango superior de costos de otras tecnologías.

Para la comparación se utilizan proyectos con 8 horas de autonomía, salvo por PHS, donde se utilizan 6 horas.

Nuevamente, los costos de inversión de PHS para el documento base son demasiado optimistas, teniendo en cuenta que es una tecnología madura, es posible comparar directamente los costos. También, se observa que el rango de BESS-Li ion es muy amplio y su cota inferior es demasiado optimista.

Tabla A.4: Comparación de costos de inversión en sistemas de almacenamiento para el documento base y DOE/EPRI (2013). Valores en $\frac{usd}{kW}$.
(Fuente: Tabla elaborada a partir de la información en [13] y [14].)

Tecnología	Documento base		DOE/EPRI	
	Bajo	Alto	Bajo	Alto
PHS	651	1375	1314	3014
CAES	1621	2013	660	2108
BESS-Li ion	3680	9821	7260	9227
BESS-NaS	5092	7121	3450	3733
FBESS-VRB	4174	6752	5595	6016

A.1.4. Comparación con documento académico

Por último, se hace una comparación con el artículo académico mostrado en [7]. Esta referencia considera proyectos construidos a nivel internacional. No distingue entre años de los proyectos o uso de los sistemas de almacenamiento, por lo que puede ser utiliza solo para comparar a grandes rasgos.

La comparación se establece para sistemas de almacenamiento con duración de 8 horas. Los valores promedios corresponden a valores promedios de mercado para el año de elaboración del documento.

Tabla A.5: Comparación de costos de inversión en sistemas de almacenamiento para el documento base y documento académico. Valores en $\frac{usd}{kW}$.
(Fuente: Tabla elaborada a partir de la información en [13] y [7].)

Tecnología	Documento base		Documento académico [7]		
	Bajo	Alto	Bajo	Promedio	Alto
PHS	663	1424	434	1057	1940
CAES	1621	2013	1489	1718	1922
BESS-Li ion	3680	9821	3992	6823	10571
BESS-NaS	5092	7121	1688	2750	5367
FBESS-VRB	4174	6752	3774	4226	5637

A.2. Conclusiones de la comparación

Como se menciona en el punto anterior, se utiliza como base le documento en [13] para el análisis. Sin embargo, se alteran los costos capitales asociados a PHS, BESS-Li ion y FBESS-VRB.

- El rango inferior de costos de inversión para PHS es demasiado optimista. Por lo tanto, se utilizan el rango inferior de costos de costos capitales por potencia para PHS y se asigna un 5 % de este a sus costos por energía. Además, para la categoría de 14 horas de autonomía se ocupa la información aportada por [12].
- El rango de los costos de inversión para BESS-Li ion es demasiado amplio y su cota inferior es demasiado optimista. Por lo tanto, para costos de BESS-Li ion se utiliza la información de [12] en su rango bajo y [11] para presentar datos actualizados por potencia y energía, además de poder proyectarse en el largo plazo. La estimación de costos de este punto será considerada el valor referencial para sistemas de baterías de ion de litio.

  Además, se establece un rango mínimo de costos de inversión en sistemas de baterías utilizando la información presentada por [14] y [15].
- Pese a que los rangos para FBESS-VRB concuerdan relativamente, se utilizará la información de [11] debido a que es más actual.
- No se considerará modelos de 14 horas para BESS, pues son muy costos en relación a otras tecnologías.

Para complementar y corregir la información de costos variables se utiliza los costos variables de almacenamiento de [14].

B | Datos del sistema de prueba

B.1. Justificación

Para el análisis inicial de los sistemas de almacenamiento de energía como aporte frente al problema de expansión de redes de transmisión, se utiliza un sistema básico con tal poder identificar las variables que afectan a las decisión de inversión en los equipos considerados. El uso de un sistema reducido y radial permite que la comparación entre refuerzos de líneas y equipos de almacenamiento sea más directa y de menor densidad de computo.

B.2. Esquema unilineal

El sistema se muestra en la figura B.1 y está compuesto por 5 barras y 4 corredores. Además, se compone de 3 fuentes de generación y 3 cargas. Los dispositivos de almacenamiento son probados en todos los nodos, a excepción del nodo 1, debido a que posee la generación base para el sistema.

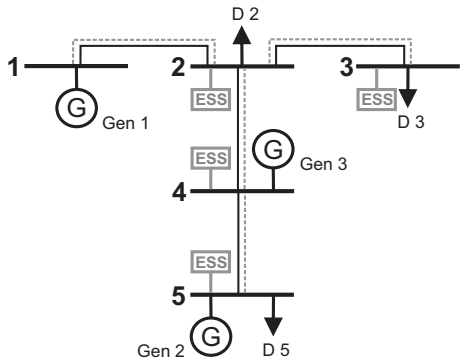


Figura B.1: Esquema unilineal para el modelo de pruebas utilizado.

Los datos asociados al esquema unilineal se presentan en las tablas B.1 y B.2. Con respecto a los refuerzos de líneas de transmisión se asume que para una línea en 220kV y con doble circuito el costo de inversión es de 400 $\frac{Musd}{Km}$[37]. Además, para la consideración de las anualidades se asume que las líneas de transmisión tienen una vida útil de 50 años.

[37] Costo referencial para líneas en 220kV, doble circuito y con capacidad entre 200 y 300 MW.

Tabla B.1: Parámetros técnicos para líneas del sistema de pruebas.

Corredor	Número de líneas	Tensión (kV)	Longitud (Km)	Reactancia (pu)	Flujo máximo (MW)
1-2	3	220	40	0.0154	200
2-3	1	220	100	0.1648	200
2-4	1	220	35	0.0143	200
4-5	1	220	80	0.0340	200

Tabla B.2: Parámetros de inversión para líneas del sistema de pruebas.

Corredor	VI ($Musd$)	AVI ($\frac{Musd}{\text{año}}$)	COMA ($\frac{Musd}{\text{año}}$)	VATT ($\frac{Musd}{\text{año}}$)
1-2	16000	1614	565	2179
2-3	40000	4034	1412	5446
2-4	14000	1412	141	1553
4-5	32000	3227	323	3550

Se consideran distintas tecnologías de generación: carbón, GNL-CC, petróleo diésel, eólica y solar fotovoltaica. En lo que refiere a los costos variables no combustibles, se utilizarán respecto a centrales existentes pertenecientes a dichas tecnologías.

Tabla B.3: Tecnología de generación por nodo de generación para los escenarios considerados.

Escenario		Generación en nodo 1	4	5
Longitud de líneas (Módulos atípicos)		Carbón	Solar	Eólico
Longitud de líneas (Módulos típicos)		Carbón	Solar	Eólico
Longitud de líneas (BASE-GNL + ERNC Alto)		GNL	Solar	Eólico
Nivel de ERNC	No-ERNC	Carbón	GNL	Diesel
	ERNC	Carbón	Solar	Eólico
Coincidencia de perfil eólico con demanda		Carbón	Solar	Eólico

Las tecnologías de generación por nodo son presentadas en la tabla B.3. Por su parte, las potencias instaladas en cada nodo son independientes de las tecnologías y corresponden a 1200 MW en el nodo 1, 196 MW en el nodo 4 y 185 MW en el nodo 5. El alto nivel de potencia instalada en el nodo 1 se forma a causa que se utiliza como central de base y se dimensionó para asistir al peor caso de demanda proyectado en el tiempo.

B.3. Modelos de demanda

Para las consideraciones de demanda se utilizan dos curvas con perfiles distintos y escalables a cierto porcentaje de la capacidad inicial del corredor. Se utilizan curvas con punta y valle pronunciados, y una curva que asemeja a la curva característica del SEN.

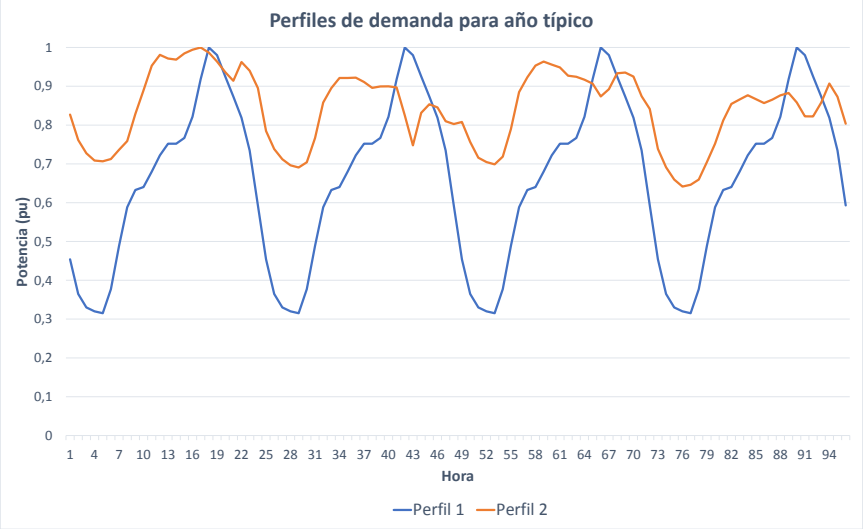


Figura B.2: Perfiles de demanda reducidos a año típico.

Perfil 1: El perfil proviene de [20], donde se utilizó para evaluar la incorporación de CAES como aporte a la expansión de transmisión. En B.2 se observa que posee puntas y valles pronunciados ideales para almacenar y . Se utilizará el mismo perfil para el día representativo de cada trimestre.

Perfil 2: El perfil corresponde a la demanda típica del SEN. Se utiliza una curva para cada día representativo del trimestre coincidiendo con los meses de elección del perfil representativo de generación ERNC. La curva es presentada en la figura B.2.

B.3.1. Proyección de demanda

El principal objetivo del problema de expansión de redes de transmisión es poder cubrir la demanda futura intentando minimizar los costos de inversión y operación que lo hacen posible. Por lo tanto, es fundamental que las curvas típicas de demanda sean actualizadas según proyecciones de crecimiento. Habitualmente, las proyecciones son elaboradas a partir de indicadores como el PIB del país, también a través de proyecciones de las actividades industriales más relevantes.

Para las proyecciones de demanda (ver tabla B.4) se utiliza la información aportada por el Ministerio de Energía a través de PELP en [12]. Las proyecciones elaboradas en el documento fueron obtenidas a partir de datos del Balance Nacional de Energía, informes de previsión de demanda, proyecciones de demanda hechas por el coordinador y la información proveniente de organismos nacionales e internacionales pertinentes, teniendo en cuenta: proyecciones de crecimiento económico, cambios en la producción minera, medidas de eficiencia energética, entre otros.

Tabla B.4: Proyección de demanda eléctrica total para años 2019-2038.
(Fuente: Tabla elaborada a partir de la información en [12].)

DEMANDA (%)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Promedio	1.7	2.7	2.3	3.3	2.3	2.6	1.7	1.0	1.8	3.2
Acumulativo	1.7	4.5	6.8	10.4	12.9	15.8	17.8	19.0	21.1	24.9

DEMANDA (%)	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Promedio	2.2	2.0	2.1	2.0	2.0	1.8	1.9	1.7	1.7	1.8
Acumulativo	27.7	30.3	33.1	35.8	38.5	41.1	43.8	46.3	48.9	51.6

B.4. Modelos de generación y proyecciones

Los costos variables generación utilizados para el modelo de expansión son un parámetro adicional de entrada. A modo de supuesto se considera que los costos variables no-combustibles son constantes en el tiempo y mucho más pequeños que los costos variables combustibles, por lo tanto se añaden a las proyecciones. Por otro lado, se considera que la generación renovable solar y eólica no tiene costos variables de operación asociados.

B.4.1. Proyecciones de costos de generación convencional

A través de proyecciones de combustibles elaboradas por [12] e información de centrales representativas del Sistema Eléctrico Nacional, se elaboran las proyecciones costos variables de generación mostradas en la tabla B.5. Para ellas se tiene en cuenta: Proyecciones de precios de combustibles (carbón, gas natural licuado y petróleo Diésel), consumo especifico de combustible y costos variables no-combustibles.

Tabla B.5: Proyección de costos variables para tecnologías de generación consideradas para los años entre 2019-2038.

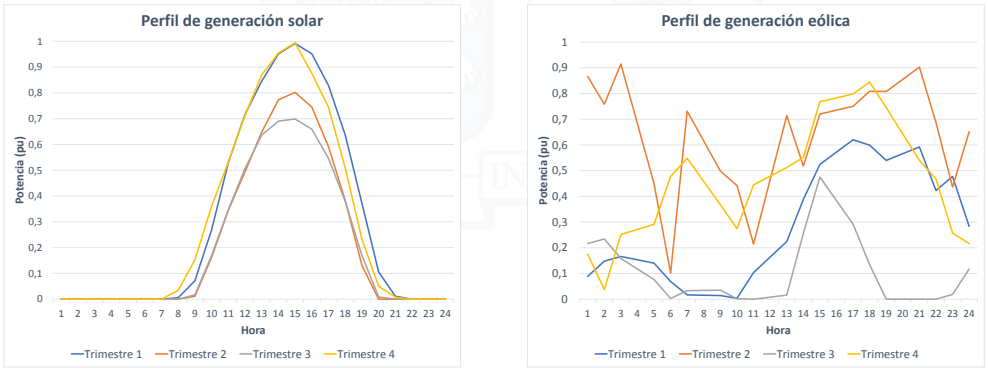
CV Tecnología ($\frac{usd}{MWh}$)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Carbón	32.9	33.3	33.4	33.6	33.6	33.6	33.6	33.6	33.5	33.4
Gas Natural Licuado	70.4	74.9	73.9	72.8	73.0	74.1	74.9	76.0	76.9	77.9
Petróleo Diésel	173.6	181.9	188.1	192.9	195.8	198.5	203.2	207.6	210.3	211.5

CV Tecnología ($\frac{usd}{MWh}$)	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Carbón	33.3	33.5	33.5	33.5	33.7	33.9	33.9	34.0	34.0	34.2
Gas Natural Licuado	78,7	79.1	79.9	79.9	79.3	79.1	79.6	79.6	79.6	79.5
Petróleo Diésel	214.1	218.7	223.0	228.1	228.3	231.7	233.0	238.3	239.3	241.4

B.4.2. Perfiles de generación ERNC

La consideración de la generación renovable no convencional dentro del problema se hace a través de su variabilidad. Para ello, se escogen perfiles típicos de generación cronológica, se crean bloques horarios cronológicos, luego, se acota la potencia máxima generada al generador correspondiente a dicha tecnología.

Los datos de entrada corresponden a información presentada por el Ministerio de Energía a través de PELP en [12]. Los perfiles varían bastante por zona, por lo que se escoge una zona típica para generación solar y uno para generación eólica, donde se escoge un perfil diario típico por trimestre (ver la figura B.3). El mes del cual se elige el día típico es coincidente con el mes elegido para la demanda típica.



(a) Perfiles de generación solar sin ejes de seguimiento. **(b)** Perfiles de generación eólica terrestre (zona costa).

Figura B.3: Perfiles típicos de generación ERNC solar y eólico por trimestre.
(Fuente: figuras elaboradas a partir de la información en [12].)

C | Datos del Sistema Eléctrico Nacional reducido

C.1. Justificación

Una vez hecho el análisis sobre el sistema de pruebas, es interesante analizar la aplicación y factibilidad de los sistemas de almacenamiento sobre una representación del Sistema Eléctrico Nacional. Sin embargo, a causa de la densidad del problema, es imposible analizar y optimizar inversiones sobre el sistema completo. Por lo tanto, se utiliza un representación simplificada del mismo.

Ya en el modelo simplificado es posible analizar otros casos, tales como: otros niveles de costos de inversión y capacidades de las líneas de transmisión, el beneficio de los sistemas de almacenamiento en la topología del modelo simplificado, la factibilidad económica de los sistemas de almacenamiento al ser asociados a un sistema eléctrico con otros costos de inversión y operación de la generación e incluso con otras fuentes de generación.

C.2. Esquema unilineal

Se utiliza el modelo elaborado por el Coordinador Eléctrico Nacional en el contexto de la planificación de expansión del sistema de transmisión para el año 2018 en el documento [25]. El modelo corresponde a un sistema simplificado del Sistema Eléctrico Nacional, representando las restricciones más importantes que puedan incorporarse por las limitación de los requerimientos computaciones, es por esto que no se consideran restricciones de corto plazo para los elementos. Por otro lado, el modelo fue elaborado para realizar la co-optimización de la generación y la transmisión.

El sistema se muestra en la figura C.1 y corresponde una mezcla entre 500kV y 220kV. Está compuesto por 21 barras, 20 líneas operativas, 20 líneas candidatas. Los transformadores que permite el paso entre sistemas de 500kV y 220kV son modelados como líneas con su respectiva capacidad y valor de inversión. La demanda se representa de forma equivalente por barra, mientras que la totalidad de la generación existente se distribuye de acuerdo a su localización en las barras del sistema.

El detalle de líneas existentes y candidatas se presenta en las tablas C.1 y C.2.

La generación del sistema corresponde a la existente, licitada, generación de anteriores planes de expansión y generación candidata. Por su extensión, los generadores existentes y candidatos no son mostrados esquemáticamente ni tabulados.

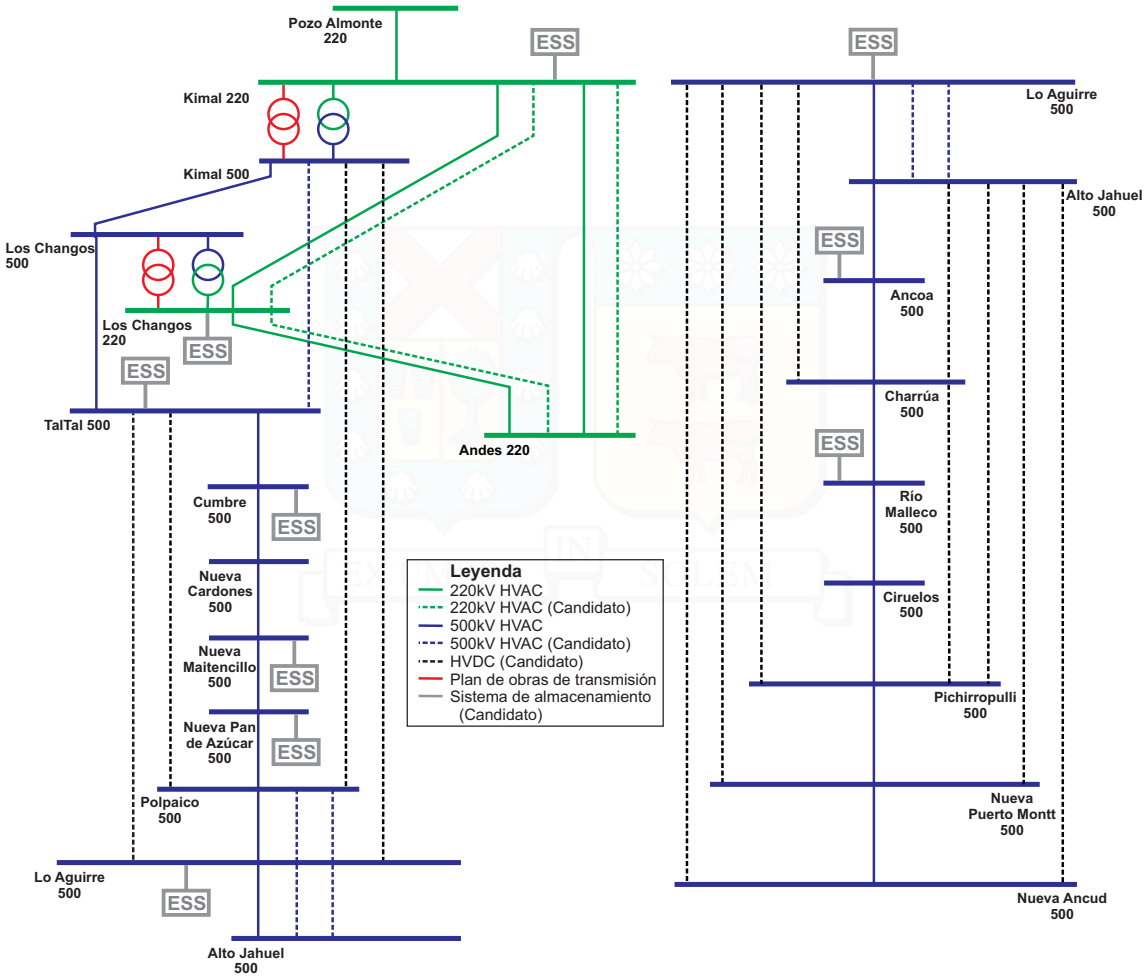


Figura C.1: Esquema unilineal para el modelo reducido del Sistema Eléctrico Nacional.

(Fuente: Elaborado a partir de Figura 3.9 de [25].)

Tabla C.1: Parámetros técnicos de líneas para el sistema reducido del Sistema Eléctrico Nacional.

(Fuente: Obtenido de [25].)

Línea entre nodos		Tensión	Capacidad Máxima N-1	Resistencia	Reactancia
A	B	(kV)	(MW)	(pu)	(pu)
Alto Jahuel 500	Ancoa 500	500	4000	0.000625	0.003325
Ancoa 500	Charrua 500	500	3000	0.001	0.0043
Charrua 500	Río Malleco 500	500	2250	0.00139	0.13735
Ciruelos 500	Pichirropulli 500	500	2000	0.0008	0.0079
Cumbre 500	N. Cardones 500	500	2090	0.00105	0.00482
Kimal 220	Andes 220	220	580	0.0917	0.0152
Kimal 220	Los Changos 220	220	900	0.06198	0.01033
Kimal 500	Kimal 220	500/220	750	0.00066	0.0066
Kimal 500	Los Changos 500	500	1590	0.00075	0.009
Lo Aguirre 500	Alto Jahuel 500	500	1880	0.000204	0.00236
Los Changos 220	Andes 220	220	500	0.055	0.009
Los Changos 500	Los Changos 220	500/220	1500	0.00044	0.00444
Los Changos 500	TalTal 500	500	1500	0.001359	0.004924
N. Cardones 500	N. Maitencillo 500	500	2368	0.00059	0.00717
N. Maitencillo 500	N. Pan de Azucar 500	500	2375	0.0009	0.00513
N. Pan de Azucar 500	Polpaico 500	500	2500	0.0017	0.0101
N. Puerto Montt 500	N. Ancud 500	500	1900	0.001	0.0126
Pichirropulli 500	N. Puerto Montt 500	500	2000	0.00129	0.016
Polpaico 500	Lo Aguirre 500	500	1880	0.00148	0.0172
Pozo Almonte 220	Kimal 220	220	650	0.0080075	0.0035445
Río Malleco 500	Ciruelos 500	500	2000	0.0025	0.0088
TalTal 500	Cumbre 500	500	1500	0.00086	0.00312

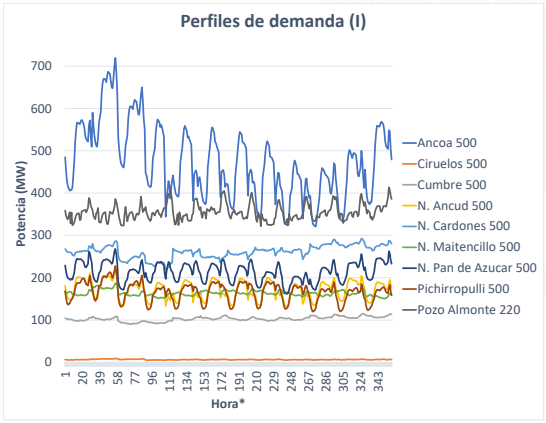
Tabla C.2: Parámetros de inversión en líneas para el sistema reducido del Sistema Eléctrico Nacional.

(Fuente: Obtenido de [25].)

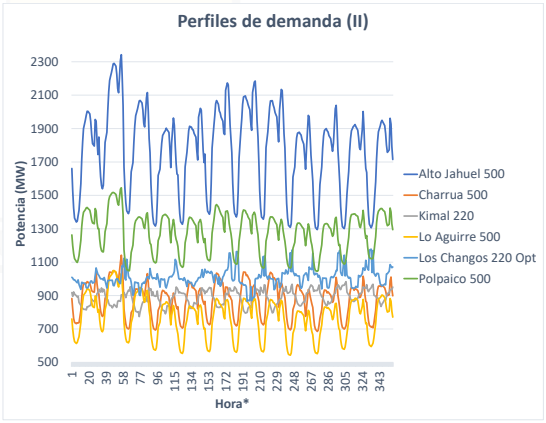
	Línea candidata	Línea entre nodos		Tensión	Costo de inversión	Flujo máximo
		A	B	(kV)	($MMusd$)	(MW)
HVAC	Kimal 220->Andes 220 II	Kimal 220	Andes 220	220	105000	700
	Kimal 220->Los Changos 220 II	Kimal 220	Los Changos 220	220	75000	700
	Los Changos 220->Andes 220 II	Los Changos 220	Andes 220	220	100000	700
	Kimal 500->Kimal 220 II	Kimal 500	Kimal 220	500/220	75000	2500
	Los Changos 500->Los Changos 220 II	Los Changos 500	Los Changos 220	500/220	75000	2500
	Kimal 500->TalTal 500	Kimal 500	TalTal 500	500	300000	4000
	Lo Aguirre 500->Alto Jahuel 500 II	Lo Aguirre 500	Alto Jahuel 500	500	50000	2500
	Lo Aguirre 500->Alto Jahuel 500 III	Lo Aguirre 500	Alto Jahuel 500	500	50000	2500
	Polpaico 500->Lo Aguirre 500 II	Polpaico 500	Lo Aguirre 500	500	50000	2500
	Polpaico 500->Lo Aguirre 500 III	Polpaico 500	Lo Aguirre 500	500	50000	2500
HVDC	Alto Jahuel 500->Charrua 500	Alto Jahuel 500	Charrua 500	500	760000	2000
	Alto Jahuel 500->N. Ancud 500	Alto Jahuel 500	N. Ancud 500	500	1050000	2000
	Alto Jahuel 500->N. Puerto Montt 500	Alto Jahuel 500	N. Puerto Montt 500	500	960000	2000
	Alto Jahuel 500->Pichirropulli 500	Alto Jahuel 500	Pichirropulli 500	500	910000	2000
	Charrua 500->Pichirropulli 500	Charrua 500	Pichirropulli 500	500	270000	2000
	Kimal 500->Lo Aguirre 500	Kimal 500	Lo Aguirre 500	500	1350000	2000
	Kimal 500->Lo Aguirre 500 II	Kimal 500	Lo Aguirre 500	500	1350000	2000
	Kimal 500->Lo Aguirre 500 III	Kimal 500	Lo Aguirre 500	500	2000000	4000
	Kimal 500->Lo Aguirre 500 IV	Kimal 500	Lo Aguirre 500	500	1650000	3000
	Kimal 500->Polpaico 500	Kimal 500	Polpaico 500	500	1350000	2000
	Kimal 500->Polpaico 500 II	Kimal 500	Polpaico 500	500	1350000	2000
	Kimal 500->Polpaico 500 III	Kimal 500	Polpaico 500	500	2000000	4000
	Kimal 500->Polpaico 500 IV	Kimal 500	Polpaico 500	500	2000000	4000
	Lo Aguirre 500->Charrua 500	Lo Aguirre 500	Charrua 500	500	760000	2000
	Lo Aguirre 500->N. Ancud 500	Lo Aguirre 500	N. Ancud 500	500	1050000	2000
	Lo Aguirre 500->N. Puerto Montt 500	Lo Aguirre 500	N. Puerto Montt 500	500	960000	2000
	Lo Aguirre 500->Pichirropulli 500	Lo Aguirre 500	Pichirropulli 500	500	910000	2000
	TalTal 500->Lo Aguirre 500	TalTal 500	Lo Aguirre 500	500	1150000	2000
	TalTal 500->Lo Aguirre 500 II	TalTal 500	Lo Aguirre 500	500	1150000	2000
	TalTal 500->Lo Aguirre 500 III	TalTal 500	Lo Aguirre 500	500	1730000	4000
	TalTal 500->Lo Aguirre 500 IV	TalTal 500	Lo Aguirre 500	500	1430000	3000
	TalTal 500->Polpaico 500	TalTal 500	Polpaico 500	500	1150000	2000
	TalTal 500->Polpaico 500 II	TalTal 500	Polpaico 500	500	1150000	2000
	TalTal 500->Polpaico 500 III	TalTal 500	Polpaico 500	500	1730000	4000
	TalTal 500->Polpaico 500 IV	TalTal 500	Polpaico 500	500	1430000	3000

C.3. Modelos de demanda

Las demandas están agrupadas en los nodos del sistema reducido según su ubicación y son representadas mensualmente para posteriormente elaborar una cantidad de bloques mensuales. La representación puede entenderse como utilizar un día típico mensual de entre 28 y 30 horas en lugar de 24 horas. Tal como se puede ver en la figura C.2, la demanda queda agrupada en algunas de las barras del sistema. Sin embargo, particularmente, no existe carga modelada en las barras: Andes 220, Kimal 500, Los Changos 500, TalTal 500, Río Malleco 500, Nueva Puerto Montt 500.



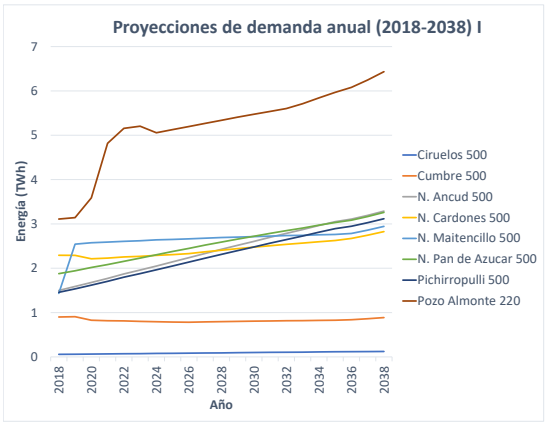
(a) Perfiles de demanda por barra (I).



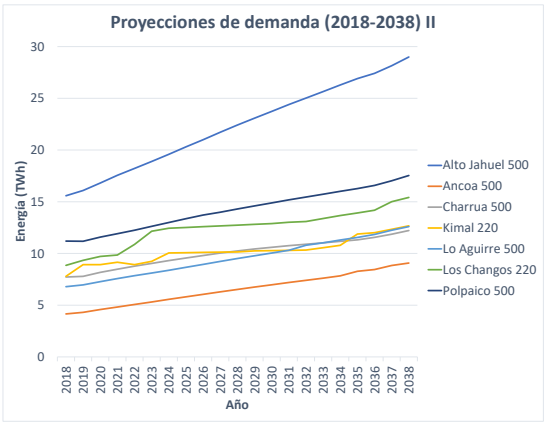
(b) Perfiles de demanda por barra (II).

Figura C.2: Perfiles de demanda horaria por barra para el sistema reducido por día típico mensual.
(Fuente: Figuras elaboradas a partir de la base de datos utilizada en [25].)

Al igual que en B.3, para poder evaluar los equipos de almacenamiento, es necesario que la demanda se considere a través de bloques cronológicos. Sin embargo, el sistema es de gran magnitud y el horizonte de análisis es extenso, por lo que se deben hacer consideraciones adicionales para disminuir los requerimientos computacionales. Por lo tanto, se establecen 8 bloques mensuales, asignando 2 bloques cada 6 horas (Se puede interpretar como un día típico mensual con 8 bloques diarios, en particular, dos bloques cada 6 horas). El tamaño y la duración de los bloques es ajustada en PLEXOS con tal de minimizar el error en la representación.



(a) Perfiles de demanda por barra (I).



(b) Perfiles de demanda por barra (II).

Figura C.3: Perfiles de demanda horaria por barra para el sistema reducido por día típico mensual.
(Fuente: Figuras elaboradas a partir de la base de datos utilizada en [25].)

Además, la demanda se encuentra proyectada según la metodología utilizada por el Coordinador Eléctrico Nacional para el informe "Propuesta de Expansión Del Sistema de Transmisión 2018", en [25].

C.4. Modelos de generación

La cantidad total de generadores del sistema, tanto generadores existentes, en construcción, licitación o candidatos, se encuentra modelada. Tal como se comenta en al inicio del Anexo, solo están modeladas las restricciones más relevantes y aquellas que no estén asociadas al corto plazo. Por lo tanto, solo se encuentran modelados aquellos parámetros relevantes para cada caso y tecnología (Ver la figura C.4).

En relación a los parámetros de entrada asociados a la planificación de largo plazo:

- Los costos de combustibles están proyectados en el largo plazo en base a las proyecciones presentes en el "Informe técnico preliminar de fijación de precios de nudo" de junio del año 2017.
- Las proyecciones de costos de inversión de tecnologías de generación corresponden a los entregados por el Ministerio de Energía a través de su "Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo".
- Las proyecciones de demanda y el resto de la información es elaborada o informada por el Coordinador Eléctrico Nacional.

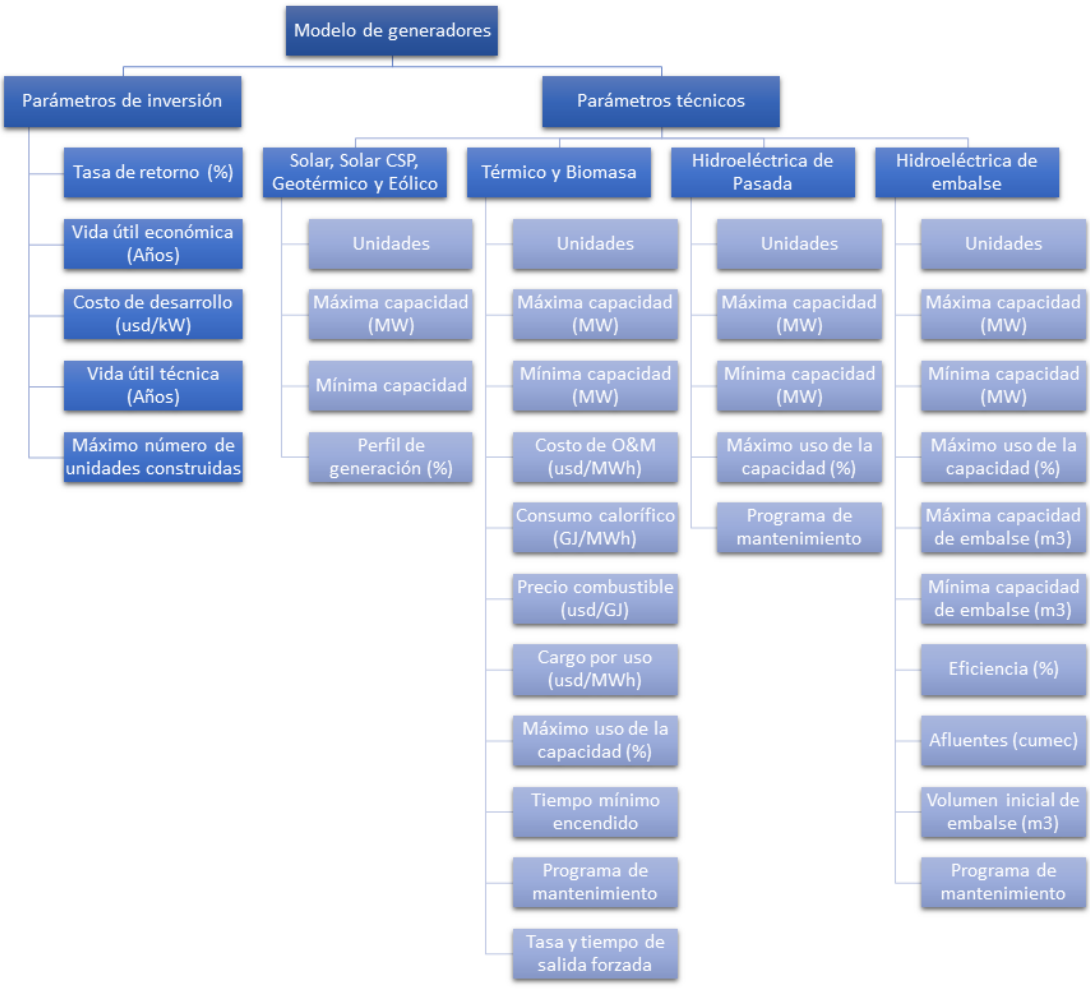


Figura C.4: Esquema de parámetros técnicos y de inversión existentes en la base de datos del sistema reducido en PLEXOS.

C.5. Elección de nodos candidatos

Con tal de disminuir la cantidad de candidatos de sistemas de almacenamiento se analizan los posibles nodos candidatos, enfocando en ellos las opciones. De esta forma se disminuye la cantidad de variables asociadas a almacenamiento en la optimización. Además, es posible hacer mayor hincapié en ciertos nodos de mayor interés.



Figura C.5: Factores influyentes en la elección de nodos candidatos para sistemas de almacenamiento de energía.

Al considerar sistemas de almacenamiento en baterías, la localización no es restrictiva. Sin embargo, es fundamental cuando se desea situar candidatos para bombeo hidráulico, pues requiere un gran nivel de obras y zonas geográficas adecuadas. Razón por la cual se restringe de bombeo hidráulico a las zonas de candidatos a las zonas asociadas a los nodos entre “Polpaico 500” y “Charrúa 500”.

Previo al análisis de los perfiles de demanda neta, es necesario suponer que toda la energía renovable conectada a los nodos característicos es abastecida, para que la diferencia entre la demanda y la generación renovable corresponda a la demanda neta vista en la barra.

Luego, se considera relevante que el perfil de demanda neta en las barras tenga puntas y valles pronunciados, para este análisis se formaliza a través de: “Menos del W % del tiempo la demanda neta estará sobre X % de la demanda neta máxima y para el Y % del tiempo la demanda puede ser a lo más el Z % de la demanda neta máxima”. Es más, luego de analizar los perfiles en el capítulo 3, se concluye que entre los dos perfiles analizados se opta por incorporar más candidatos en el perfil con, aproximadamente, solo el 15 % del tiempo la demanda neta esté por sobre el 90 % de la demanda neta máxima y el 100 % del tiempo la demanda neta sea a lo más el 70 % de la demanda máxima, sin embargo, los perfiles de demanda realistas tienden a ser más planos, sobre todo los perfiles de demanda de clientes libres, por ejemplo, clientes mineros.

También, se tiene en cuenta las ubicación de líneas candidatas, magnitud de la demanda proyectada en las barras y el potencial de generación renovable de las barras, para esto se observa el informe de la Propuesta de Expansión de la Transmisión 2018 en [25].

D | Resultados adicionales del análisis

D.1. Análisis en sistema reducido del SEN de 21 barras.

D.1.1. Potencia instalada

En la presente sección se presentan las tablas que muestran el detalle de potencia instalada clasificada por tecnología y por nodo para todos los casos del capítulo 4.

Tabla D.1: Potencia instalada por tecnología y por nodo para el Escenario-A1.

Tecnología	Nodo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Solar FV	Pozo Almonte 220	350	350	350	350	350	700	700	700	700	700	700	700	750	750	750	750	750	750	1000	1000	1000
	Kimal 220	150	150	300	300	300	450	450	600	600	600	600	600	1300	1300	1300	1300	1300	1300	2350	2350	2400
	Andes 220	0	0	100	100	100	100	100	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
	Los Changos 220	0	0	550	550	550	550	550	1100	1100	1100	1150	1200	1550	1750	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
	Cumbre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	450	800	800
	N. Cardones 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	100	100	100	150	150	200	250
	N. Pan de Azucar 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	300	300	300	350	350	450	500	550
	Polpaico 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	400	400	400	600	700	700	700	700	700	700
	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Eólica	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Río Malleco 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	350	350	350	350
	Ciruelos 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
	Pichirropulli 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300	300	300	300	450	700	750	750	750	750
	N.Puerto Montt 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	481	481	481	481	481	481
	N. Ancud 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	450	550	550	550	550	550	550	550	550	550
Geotérmica	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200
Hidráulica	Polpaico 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31	31	31	31	31	31	31	31	31
	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143
	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
	Ancoa 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	300	300
Térmica	Charrúa 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	575	575	575	575	575

Tabla D.2: Potencia instalada por tecnología y por nodo para el Escenario-A2.

Tecnología	Nodo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Solar FV	Pozo Almonte 220	300	300	450	450	450	750	750	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	1050	1050	1100
	Kimal 220	150	150	350	350	350	500	500	700	700	700	700	700	850	850	850	850	850	850	2200	2200	2200
	Andes 220	0	0	150	150	150	150	150	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
	Los Changos 220	0	0	600	600	600	600	600	1200	1200	1200	1200	1200	1350	1550	1550	1550	1550	1550	1550	1750	1900
	Cumbre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	650	750	900
	N. Cardones 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	100	150	150	150	200	200	350	350
	N. Pan de Azucar 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	200	250	350	400	400	500	550
	Polpaico 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	400	400	450	700	700	700	700	700	700	700
	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Eólica	N. Pan de Azucar 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50
	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Río Malleco 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	400	450	450	450
	Ciruelos 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	100	100	100	100
	Pichirropulli 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	700	700	700	700	700	1200	1200	1200	1200	1200
	N. Puerto Montt 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	200	200	200	381	481	481	581	581	581
	N. Ancud 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	450	500	500	500	550	600	600	650	650	650
Geotérmica	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	150	150	150
Hidráulica	Polpaico 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31	31	31	31	31	31	31	31	31
	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143
	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
	Ancoa 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	250	250
GNL	Charrúa 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	575	575	575	575	575

Tabla D.3: Potencia instalada por tecnología y por nodo para el Escenario-B1.

Tecnología	Nodo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Solar FV	Pozo Almonte 220	300	300	300	300	300	500	500	550	600	600	600	600	700	700	800	800	800	800	800	1050	1100
	Kimal 220	150	150	300	300	300	300	650	650	650	650	650	650	900	900	1300	1300	1300	1300	1300	2750	2750
	Andes 220	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Los Changos 220	0	0	600	600	600	900	900	1100	1150	1150	1150	1150	1200	1600	1700	1700	1700	1700	1700	1700	1800
	TalTal 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	300	300
	Cumbre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	550	550	550	550	550	550	550	550	550	1100	1100	1100
	N. Cardones 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	100	100	100	200	250	250	300
	N. Pan de Azucar 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	350	350	400	400	500	500	500
	Polpaico 500	0	0	0	0	0	0	0	50	200	200	f	400	450	700	700	700	700	700	700	700	700
	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	100	150	150	150	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	0	0	200	200	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Eólica	Kimal 220	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	N. Pan de Azucar 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Charrúa 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50
	Río Malleco 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	500	500	500	500	500	600	1050	1050	1050
	Ciruelos 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	350	350	350	350
	Pichirropulli 500	0	0	0	0	0	0	0	450	450	450	600	750	750	750	750	750	950	1200	1200	1200	1200
	N. Puerto Montt	0	0	0	0	0	0	0	181	181	181	181	181	331	331	331	331	381	381	431	431	431
	N. Ancud 500	0	0	0	0	0	0	0	450	450	450	500	550	600	600	600	600	800	800	800	800	800
Geotérmica	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	200	200	200	200
Hidráulica	Polpaico 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	43	43	43	43	43	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143
	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	0	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
	Ancoa 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	37	537	537	537	537	537

Tabla D.4: Potencia instalada por tecnología y por nodo para el Escenario-B2.

Tecnología	Nodo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Solar FV	Pozo Almonte 220	350	350	550	550	550	550	550	550	550	550	550	550	800	800	800	800	800	800	850	1100	1200
	Kimal 220	50	50	350	350	350	350	1150	1150	1150	1200	1200	1200	1450	1450	1500	1500	1500	1500	1500	1550	1550
	Andes 220	0	0	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
	Los Changos 220	0	0	600	600	600	850	850	1050	1100	1100	1100	1100	1400	1550	1550	1550	1550	1550	1550	1550	1700
	Cumbre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	250	300	300	300	300	750	750	750
	N. Cardones 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	100	100	100	100	100	350	350
	N. Pan de Azucar 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	150	300	300	300	300	450	500	500
	Polpaico 500	0	0	0	0	0	0	0	50	200	200	400	400	400	450	700	700	700	700	700	700	700
	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	50	100	100	100	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	0	0	200	200	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Solar CSP	Pozo Almonte 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200
Eólica	Kimal 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100
	N. Pan de Azucar 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Charrúa 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50
	Río Malleco	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	550	850	850	1050	1050	1050	1050	1050	1050
	Ciruelos 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	700	750	750	750	750
	Pichirropulli 500	0	0	0	0	0	0	0	350	350	350	650	800	950	950	950	1000	1200	1200	1200	1200	1200
	N. Puerto Montt 500	0	0	0	0	0	0	0	231	231	231	431	431	581	981	981	1381	1431	1431	1431	1431	1431
	N. Ancud 500	0	0	0	0	0	0	0	300	300	300	450	450	450	550	550	600	700	700	700	700	700
Geotérmica	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50
Hidráulica	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	0	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
	Ancoa 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	500	500	500
	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	43	43	43	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143
	Polpaico 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31

Tabla D.5: Potencia instalada por tecnología y por nodo para el Escenario-C1.

Tecnología	Nodo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Solar FV	Pozo Almonte 220	400	400	550	550	600	600	600	600	600	600	600	600	600	750	750	750	750	750	750	750	750
	Kimal 220	350	350	400	400	400	400	1500	1500	1550	1550	1550	1550	1550	2350	2450	2450	2450	2450	2450	2550	2800
	Los Changos 220	700	700	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1850	1900	2100	2100	2100	2100	2100	2550	2800
	Cumbre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	200	1200	1550	1550
	N. Cardones 500	0	0	0	0	0	50	50	50	100	100	250	250	250	250	300	300	350	350	400	500	500
	N. Pan de Azucar 500	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	150	150	200	200	400	400	400	450	450	550	550
	Polpaico 500	0	0	0	0	0	0	250	250	250	250	400	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	200	200	200	200	200	200	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Solar CSP	Pozo Almonte 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
Eólico	Kimal 220	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	N. Pan de Azucar 500	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	150	150	150	150
	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Charrúa 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	350	350	350	350	350	350
	Río Malleco	0	0	0	0	0	0	0	0	150	150	150	150	350	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050	1050
	Ciruelos 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	300	400	400	400	400	650	1450	1450	1450	1450	1450
	Pichirropulli 500	0	0	0	0	0	0	0	450	500	500	500	550	900	1100	1100	1200	1200	1200	1200	1200	1200
	N. Puerto Montt 500	0	0	0	0	0	0	0	450	450	450	550	550	550	950	1100	1100	1150	1200	1200	1250	1250
	N. Ancud 500	0	0	0	0	0	0	50	400	450	450	450	500	700	950	950	950	950	950	950	950	950
Geotérmico	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50
Hidráulico	Polpaico 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	43	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143
	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	0	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
	Ancoa 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	181	181	631	631	631
	Pichirropulli 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100

Tabla D.6: Potencia instalada por tecnología y por nodo para el Escenario-C2.

Tecnología	Nodo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Solar FV	Pozo Almonte 220	350	350	500	500	550	600	650	650	650	650	650	650	650	800	800	800	800	800	1100	1100	1100
	Kimal 220	400	400	400	400	400	400	650	1550	1550	1550	1550	1550	1550	1600	1650	1650	1650	1650	1650	1650	1650
	Los Changos 220	750	750	1200	1200	1200	1400	1400	1400	1750	1750	1750	1750	1750	2050	2150	2150	2150	2150	2150	2150	2300
	TalTal 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1300
	Cumbre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	950	950	950	950	950	950	950	950	950	950	1100	2800
	N. Cardones 500	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	100	150	200	200	200	200	250	250	250	400	400
	N. Pan de Azucar 500	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	150	150	200	200	350	350	350	350	350	350	350
	Polpaico 500	0	0	0	0	0	0	300	300	300	300	400	700	700	700	700	700	700	700	700	700	700
	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	150	150	150	150	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	200	200	200	200	200	200	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Solar CSP	Pozo Almonte 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100
Eólico	Kimal 220	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	N. Pan de Azucar 500	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Charrúa 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	350	350	350	350	350
	Río Malleco 500	0	0	0	0	0	0	0	250	300	300	300	300	800	1050	1050	1050	1050	1050	1200	1200	1200
	Ciruelos 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	350	350	450	450	700	1200	1350	1350	1350	1350
	Pichirropulli	0	0	0	0	0	0	0	200	500	500	500	500	700	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200	1200
	N. Puerto Montt 500	0	0	0	0	0	0	0	150	250	250	431	531	631	1031	1031	1031	1031	1081	1231	1231	1231
	N. Ancud 500	0	0	0	0	0	0	0	450	450	450	500	600	600	650	650	650	650	700	700	700	700
Geotérmico	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100
Hidráulico	Polpaico 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31	31
	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	43	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143
	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	0	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
	Ancoa 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	281	281	381	381	481

Tabla D.7: Potencia instalada por tecnología y por nodo para el Escenario-D1.

Tecnología	Nodo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Solar FV	Pozo Almonte 220	0	0	400	400	400	400	400	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
	Kimal 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	350	700	700	1600	1600	1600	1600	3350	3550	3550
	Los Changos 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1050	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1650
	N. Pan de Azucar 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	250	300	350	350	350	350	350	350	350
	Polpaico 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	400	400	450	550	550	550	550	550	550	550
	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Solar CSP	Pozo Almonte 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	200	200	400	700	700
	Kimal 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100
	TalTal 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100
	Cumbre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200
	N. Cardones 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	90	90	90	180	290	470	560	560
Eólica	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Pichirropulli 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
	N. Ancud 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Geotérmica	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50	50	50
Hidráulica	Polpaico 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31	31	31	31	31	31	31	31	31
	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143
	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
GNL	Charrúa 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	575	575	575	575	575	575

Tabla D.8: Potencia instalada por tecnología y por nodo para el Escenario-D2.

Tecnología	Nodo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Solar FV	Pozo Almonte 220	0	0	400	400	400	400	400	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
	Kimal 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	350	700	700	1600	1600	1600	1600	1600	1800	1800
	Los Changos 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1050	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1250	1500
	N. Pan de Azucar 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	250	300	350	350	350	350	350	450	500
	Polpaico 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	400	400	450	550	700	700	700	700	700	700
	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Solar CSP	Pozo Almonte 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	200	200	200	200	200	200	400	400
	TalTal 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	260	790	790
	N. Cardones 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	90	90	90	370	550	550	550	550
Eólica	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Pichirropulli 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	250	250	250	450	500	500	500	500	500
	N. Ancud 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Hidráulica	Polpaico 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31	31	31	31	31	31	31	31	31
	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143
	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
	Ancoa 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	50	50
GNL	Charrúa 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	575	575	575	575	575

Tabla D.9: Potencia instalada por tecnología y por nodo para el Escenario-E.

Tecnología	Nodo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Solar FV	Pozo Almonte 220	300	300	300	300	300	600	600	600	600	600	600	650	700	750	800	800	800	800	800	900	950
	Kimal 220	150	150	300	300	300	450	450	600	600	600	600	600	1400	1800	1800	1800	1800	1800	1850	1850	1850
	Los Changos 220	0	0	550	550	550	550	550	1100	1100	1100	1250	1250	1250	1450	1850	1850	1850	1850	1850	1850	2100
	TalTal 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	200	200
	Cumbre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2600	2800	2800
	N. Cardones 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	300	300
	N. Pan de Azucar 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250	300	300	300	400	400	550	550	550	550	550
	Polpaico 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	400	550	550	700	700	700	700	700	700	700
	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
	Alto Jahuel 500	0	0	50	50	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Eólica	Kimal 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Charrúa 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	200	200	200	200	350	350	350	350	350	350
	Río Malleco 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	350	350	350
	Ciruelos 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	Pichirropulli 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	200	450	450	450	450	600	650	650	650	650	650
	N. Puerto Montt 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	150	150	150	550	550	550	550	550	550
	N. Ancud 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	400	400	400	400	600	600	600	600	600	600
Geotérmica	Pozo Almonte 220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	139
Hidráulica	Polpaico 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31	31	31	31	31	31
	Lo Aguirre 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	93	93	143	143	143	143	143	143	143	143	143
	Alto Jahuel 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
GNL	Charrúa 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	575	575	575	575	575	575

E | Modelación en Pyomo

A continuación se presenta la implementación del modelo de optimización de expansión de transmisión utilizado para el sistema de pruebas. El modelo es presentado en lenguaje Python, formulado a través de Pyomo[38] y resuelto mediante el solver Gurobi [39].

El modelo es elaborado a partir de un modelo base de expansión de transmisión elaborado por el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Técnica Federico Santa María. Existen otros códigos utilizados, sin embargo, son parte de archivos auxiliares para la transcripción de datos y configuración de ajustes del solver.

```
from pyomo.environ import *
from pyomo.core import *
from math import pi
infty = float('inf')
m = AbstractModel()
#############################################################################
# ARREGLOS
#############################################################################
m.CENT = Set(ordered=True) #Centrales del sistema
m.ESS  = Set(ordered=True) #ESS candidatos
m.LINE = Set(ordered=True) #Lineas del sistema
m.BUS  = Set(ordered=True) #Barras del sistema
m.ETA  = Set(ordered=True) #Etapas de simulacion
#############################################################################
# PARAMETROS
#############################################################################
m.frombus      = Param(m.LINE)
m.tobus        = Param(m.LINE)
m.x            = Param(m.LINE)
m.fmax         = Param(m.LINE)
m.n            = Param(m.LINE)
m.nmax         = Param(m.LINE)
m.cost         = Param(m.LINE)

m.location     = Param(m.CENT)

m.esslocation = Param(m.ESS)
m.essemax      = Param(m.ESS)
m.esslmax      = Param(m.ESS)
m.essefic      = Param(m.ESS)
m.cfess     = Param(m.ESS)
m.cvess     = Param(m.ESS)

m.year         = Param(m.ETA)
m.dia          = Param(m.ETA)

m.demand       = Param(m.ETA,m.BUS)
m.generation   = Param(m.ETA,m.CENT)
m.cvg          = Param(m.ETA,m.CENT)

m.bslack       = Param()
m.Sbase        = Param()
#############################################################################
# SUBGRUPOS DE ARREGLOS
```

[38] Pyomo es una colección de paquetes del software Python para formular problemas de optimización. Por su parte, Python es también un lenguaje de programación interpretativo.

[39] Gurobi es un solver comercial de problemas de optimización lineales, cuadráticos y enteros-mixtos.

```
45 ##############################################################################
46 def busFrom_init(m,bus): #Lineas con barra de origen i
47     retval=[]
48     for line in m.LINE:
49         if m.frombus[line]==bus:
50             retval.append(line)
51     return retval
52 m.busFrom=Set(m.BUS, initialize=busFrom_init)
53
54 def busTo_init(m,bus): #Lineas con barra de destino i
55     retval=[]
56     for line in m.LINE:
57         if m.tobus[line]==bus:
58             retval.append(line)
59     return retval
60 m.busTo=Set(m.BUS, initialize=busTo_init)
61
62 def busGen_init(m,bus): #Centrales con ubicacion en i
63     retval=[]
64     for gen in m.CENT:
65         if m.location[gen]==bus:
66             retval.append(gen)
67     return retval
68 m.busGen=Set(m.BUS, initialize=busGen_init)
69
70 def busEss_init(m, bus): #ESS con ubicacion en i
71     retval=[]
72     for ess in m.ESS:
73         if m.esslocation[ess]==bus:
74             retval.append(ess)
75     return retval
76 m.busEss=Set(m.BUS, initialize=busEss_init)
77
78 #Circuitos por corredor
79 m.circY = RangeSet(1,3)
80 ##############################################################################
81 # VARIABLES
82 ##############################################################################
83 # Potencia generada por cada central
84 def Pgen_bound(m,gen,t):
85     return (0, m.generation[t,gen])
86 m.Pgen=Var(m.CENT,m.ETA, bounds=Pgen_bound, within=NonNegativeReals)
87
88 # Potencia por cada dispositivo de almacenamiento
89 def Pess_bound(m,ess,t):
90     return (-m.essemax[ess], m.essemax[ess])
91 m.Pess=Var(m.ESS,m.ETA, bounds=Pess_bound, within=Reals)
92
93 # Potencia por cada dispositivo de almacenamiento en descarga
94 def Pess_d_bound(m,ess,t):
95     return (0,m.essemax[ess])
96 m.Pess_d=Var(m.ESS,m.ETA, bounds=Pess_d_bound, within=NonNegativeReals)
97
98 # Potencia por cada dispositivo de almacenamiento en carga
99 def Pess_c_bound(m,ess,t):
100     return (0,m.essemax[ess])
101 m.Pess_c=Var(m.ESS,m.ETA, bounds=Pess_c_bound, within=NonNegativeReals)
102
103 # Capacidad por cada dispositivo de almacenamiento
104 def Less_bound(m,ess,t):
105     return (0,m.esslmax[ess])
106 m.Less=Var(m.ESS,m.ETA, bounds=Less_bound, within=NonNegativeReals)
107
108 # angulos de fase de cada barra
109 def Theta_bound(m,bus,t):
110     return (-2*pi,2*pi)
111 m.theta=Var(m.BUS,m.ETA, bounds=Theta_bound)
112
113 # Flujos por las lineas, caso base
114 def f0_bound(m,line,t):
115     return (-m.n[line]*m.fmax[line]/m.Sbase,m.n[line]*m.fmax[line]/m.Sbase)
116 m.f0=Var(m.LINE,m.ETA, bounds=f0_bound)
117
118 # Flujos por las lineas, etapas
119 m.f=Var(m.LINE,m.circY,m.ETA)
120
121 # Decisiones de inversion
122 m.x_inv=Var(m.LINE,m.circY,m.ETA, within=Binary)
123
124 # Decisiones de inversion almacenamiento
125 m.b_inv=Var(m.ESS,m.ETA, within=Binary)
```

```
126
127 # Decisiones de inversion almacenamiento en descarga
128 m.b_d_inv =Var(m.ESS,m.ETA, within=Binary)
129
130 # Decisiones de inversion almacenamiento en carga
131 m.b_c_inv=Var(m.ESS,m.ETA, within=Binary)
132
133 # Energia no servida
134 def USE_bound(m,bus,t):
135     return (0,infty)
136 m.USE=Var(m.BUS,m.ETA, bounds=USE_bound)
137 ##############################################################################
138 # RESTRICCIONES
139 ##############################################################################
140 # Balance nodal
141 def nodalBal_rule(m,bus,t):
142     return sum(m.Pgen[gen,t] for gen in m.busGen[bus])+m.Sbase*(\
143             sum(m.f0[i,t]+sum(m.f[i,y,t] for y in m.circY) for i in m.busTo[bus])-\
144             sum(m.f0[i,t]+sum(m.f[i,y,t] for y in m.circY) for i in m.busFrom[bus]))-\
145             m.demand[t,bus]+m.USE[bus,t]+sum(m.Pess[ess,t] for ess in m.busEss[bus])==0
146 m.nodalBal=Constraint(m.BUS,m.ETA, rule=nodalBal_rule)
147
148 # Flujos caso base
149 def flow0_rule(m,line,t):
150     return m.f0[line,t]*m.x[line]==-m.n[line]*(\
151         m.theta[m.frombus[line],t]-\
152         m.theta[m.tobus[line],t])
153 m.flow0=Constraint(m.LINE,m.ETA, rule=flow0_rule)
154
155 # Disyuntivo
156 def dis1_rule(m,line,y,t):
157     value=-2*1.57*(1-m.x_inv[line,y,t])
158     value2=m.f[line,y,t]*m.x[line]+(m.theta[m.frombus[line],t]-m.theta[m.tobus[line],t])
159     return value<=value2
160 m.dis1=Constraint(m.LINE,m.circY,m.ETA, rule=dis1_rule)
161
162 def dis2_rule(m,line,y,t):
163     value = 2*1.57*(1-m.x_inv[line,y,t])
164     value2 = m.f[line,y,t]*m.x[line]+(m.theta[m.frombus[line],t]-m.theta[m.tobus[line],t])
165     return value2<=value
166 m.dis2=Constraint(m.LINE,m.circY,m.ETA, rule=dis2_rule)
167
168 # Limite de flujos
169 def limFlow1_rule(m,line,y,t):
170     return -m.fmax[line]*m.x_inv[line,y,t]/m.Sbase<=m.f[line,y,t]
171 m.limFlow1=Constraint(m.LINE,m.circY,m.ETA, rule=limFlow1_rule)
172
173 def limFlow2_rule(m,line,y,t):
174     return m.fmax[line]*m.x_inv[line,y,t]/m.Sbase>=m.f[line,y,t]
175 m.limFlow2=Constraint(m.LINE,m.circY,m.ETA, rule=limFlow2_rule)
176
177 # Potencia del ESS
178 def essBal_rule(m,ess,t):
179     return m.Pess[ess,t]==m.essefic[ess]*(m.Pess_d[ess,t]-m.Pess_c[ess,t])
180 m.essBal=Constraint(m.ESS,m.ETA, rule=essBal_rule)
181
182 # Limite de potencia ESS potencia
183 def limESS1_rule(m,ess,t):
184     return -m.essemax[ess]*m.b_inv[ess,t]<=m.Pess[ess,t]
185 m.limESS1=Constraint(m.ESS,m.ETA, rule=limESS1_rule)
186
187 def limESS2_rule(m,ess,t):
188     return m.essemax[ess]*m.b_inv[ess,t]>=m.Pess[ess,t]
189 m.limESS2=Constraint(m.ESS,m.ETA, rule=limESS2_rule)
190
191 # Limite de potencia ESS potencia en descarga
192 def limESS_d_rule(m,ess,t):
193     if t>1:
194         return m.essemax[ess]*m.b_d_inv[ess,t]>=m.Pess_d[ess,t]
195     else:
196         return m.Pess_d[ess,t]==0
197 m.limESS_d=Constraint(m.ESS,m.ETA, rule=limESS_d_rule)
198
199 # Limite de potencia ESS potencia en carga
200 def limESS_c_rule(m,ess,t):
201     return m.essemax[ess]*m.b_c_inv[ess,t]>=m.Pess_c[ess,t]
202 m.limESS_c=Constraint(m.ESS,m.ETA, rule=limESS_c_rule)
203
204 # Energia almacenada (Asume bloques de una hora).
205 def EssCap_rule(m,ess,t):
206     if t>1:
```

```
207             return m.Less[ess,t]==m.Less[ess,t-1]-m.Pess[ess,t]
208         else:
209             return m.Less[ess,t]==0
210 m.EssCap=Constraint(m.ESS,m.ETA,rule=EssCap_rule)
211
212 # Limite de capacidad ESS
213 def limESSC_rule(m,ess,t):
214     return m.esslmax[ess]*m.b_inv[ess,t]>=m.Less[ess,t]
215 m.limESSC=Constraint(m.ESS,m.ETA,rule=limESSC_rule)
216
217 # Consecuencia inversiones (circuitos)
218 def consecInv_rule(m,line,y,t):
219     if y>1:
220         return m.x_inv[line,y,t]<=m.x_inv[line,y-1,t]
221     else:
222         return Constraint.Skip
223 m.consecInv=Constraint(m.LINE,m.circY,m.ETA,rule=consecInv_rule)
224
225 # Temporalidad inversiones
226 def tempInv_rule(m,line,y,t):
227     if t>1:
228         return m.x_inv[line,y,t-1]<=m.x_inv[line,y,t]
229     else:
230         return Constraint.Skip
231 m.tempInv=Constraint(m.LINE,m.circY,m.ETA,rule=tempInv_rule)
232
233 # Temporalidad inversiones (almacenamiento)
234 def tempInv_ruleESS(m,ess,t):
235     if t>1:
236         return m.b_inv[ess,t-1]<=m.b_inv[ess,t]
237     else:
238         return Constraint.Skip
239 m.tempInvESS=Constraint(m.ESS,m.ETA,rule=tempInv_ruleESS)
240
241 # Consecuencias del carga-descarga
242 def CD_Inv_rule(m,ess,t):
243     return m.b_c_inv[ess,t]+m.b_d_inv[ess,t]<=m.b_inv[ess,t]
244 m.CD_Inv=Constraint(m.ESS,m.ETA,rule=CD_Inv_rule)
245
246 # Maximo de inversiones
247 def maxInv_rule(m,line,t):
248     return sum(m.x_inv[line,y,t] for y in m.circY)<=m.nmax[line]
249 m.maxInv=Constraint(m.LINE,m.ETA,rule=maxInv_rule)
250
251 # Barra slack
252 def slackBus_rule(m,t):
253     return m.theta[m.bslack,t]==0
254 m.slackBus=Constraint(m.ETA,rule=slackBus_rule)
255 ##########################################################################
256 # FUNCION OBJETIVO
257 ##########################################################################
258 def objFunction_rule(m):
259     value = sum(m.USE[bus,t]*1000\
260                 for bus in m.BUS\
261                 for t in m.ETA)
262     for t in m.ETA:
263      a=1/(1.1**(m.year[t]-1))
264      if t>1:
265       value+=a*(sum(m.cost[line]*(m.year[t]-m.year[t-1])*sum((m.x_inv[line,y,t])\
266             for y in m.circY)for line in m.LINE)+sum(m.cfess[ess]*(m.year[t]-m.year[t-1])\
267             *(m.b_inv[ess,t]) for ess in m.ESS)+91*sum(m.cvg[t,gen]*m.Pgen[gen,t]\
268             for gen in m.CENT)+91*sum(m.cvess[ess]*(m.Pess_c[ess,t]+m.Pess_d[ess,t]) for ess in m.ESS))
269      else:
270       value+=a*(sum(m.cost[line]*sum(m.x_inv[line,y,t] for y in m.circY) for line in m.LINE)\
271             +sum(m.cfess[ess]*m.b_inv[ess,t] for ess in m.ESS)\
272             +91*sum(m.cvg[t,gen]*m.Pgen[gen,t] for gen in m.CENT)\
273             +91*sum(m.cvess[ess]*(m.Pess_c[ess,t]+m.Pess_d[ess,t]) for ess in m.ESS))
274     return value
275 m.objFunction=Objective(rule=objFunction_rule,sense=minimize)
```

EX UMBRA
IN
SOLEM