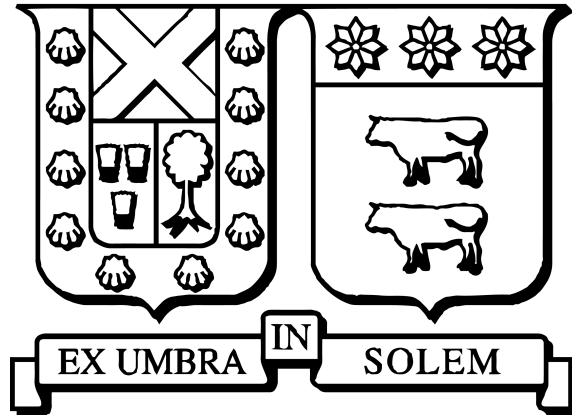




Determinación del impacto económico de restringir la capacidad de energía en sistemas de almacenamiento definidos como activos de transmisión

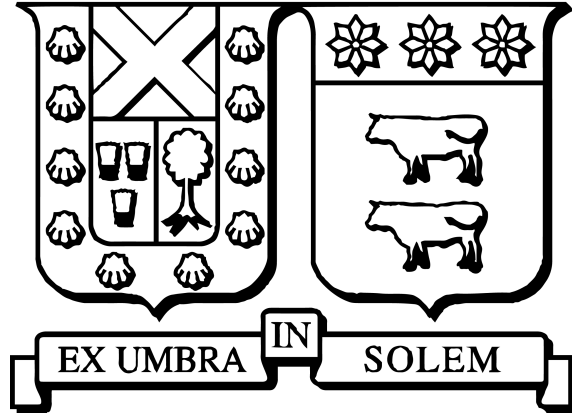
Daniel Eduardo Llorens Allendes

2023

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniero Civil Electricista

Profesores Guía:
Leonardo Gacitúa (UTFSM)
Rodrigo Rozas (UTFSM)

Santiago, 30 de septiembre de 2023.



Determinación del impacto económico de restringir la capacidad de energía en sistemas de almacenamiento definidos como activos de transmisión

Daniel Eduardo Llorens Allendes

2023

“[...] Le quiero transmitir a la gente que se puede caer y volverse a levantar, y siempre vale la pena volver a empezar una y mil veces, mientras uno esté vivo [...].”
— José Mujica

Agradecimientos

Quiero agradecer a todas las personas que me ayudaron y estuvieron conmigo durante mi transcurso por la universidad. A mis padres Claudio y Lucía, por su paciencia y apoyo incondicional, a mis amigos, por su compañía durante los distintos ramos por los que estudiamos, las juntas y anécdotas, a mis profesores guía Leonardo y Rodrigo por las enseñanzas impartidas, su tiempo y ayuda. Y a Valentina, mi pareja, por su infinita paciencia, apoyo y ánimo que me brindas cada día, muchísimas gracias por siempre estar presente.

A todos ustedes, ¡muchas gracias por su compañía, paciencia y enseñanzas!

Índice de contenidos

Índice de contenidos	II
Índice de figuras	V
Índice de tablas	VII
Resumen	1
1. Introducción	2
1.1. Motivación	3
1.2. Objetivos	5
2. Planificación energética en Chile	6
2.1. Regulación de la operación en Chile	6
2.2. Planificación energética	8
2.3. Regulación de las ESS en Chile y su operación en transmisión	17
3. Sistemas de almacenamiento de energía	20
3.1. Definición de ESS en Chile	20
3.2. Tipos de ESS	21
3.3. Aplicaciones de las ESS	26
4. Caso de estudio: expansión de la transmisión del SEN 2022-2042	37
4.1. Modelo del sistema	37
4.2. Modelo de optimización	38
4.3. Actualizaciones IAA PELP 2021	47
4.4. Proyección de la demanda	53
5. Parametrización de datos de entrada y herramienta computacional	56
5.1. Herramienta computacional: Flex-Tran	56
5.2. Casos de observación	66
6. Resultados	69
6.1. Caso base	69
6.2. Caso base 0.25	77
6.3. Caso base 1	85
6.4. Comparación de resultados	92

7. Conclusiones	95
7.1. Trabajos futuros	96
Anexos	100
A.1. Propuesta de expansión de la transmisión (CNE)	100
A.2. PELP 2023-2027	101
A.3. Pago de transmisión	102
A.4. Cambio en los costos de circuitos	103

Índice de figuras

2.1.	Hitos del desarrollo de la PELP con resolución anual, en donde se observa el inicio del segundo proceso en el año 2021 y en rojo el año en que se publica el IAA PELP 2021. Obtenido de [8].	9
2.2.	Escenarios energéticos propuestos en [8].	9
2.3.	Etapas que se consideran en la expansión de la transmisión [8]. En particular este estudio se centra en la PET llevada a cabo por el coordinador, dentro del proceso de planificación.	10
2.4.	Variables significativas para la modelación y previsión de la demanda, elaborada por el Coordinador [9].	13
2.5.	Diagrama de flujo para la proyección de la demanda “Top-Down” [12]. . .	14
2.6.	Diagrama de flujo para la proyección de la demanda “Bottom-Up” [12]. .	15
2.7.	Diagrama de flujo para la proyección de la demanda [12].	16
2.8.	Escenarios de generación propuestos en [9].	17
3.1.	Clasificación de las tecnologías de almacenamiento de energía por su forma de almacenamiento (“Classification of EES technologies by the form of stored energy”) [15].	21
3.2.	Capacidad de potencia, almacenamiento de energía y tiempo de descarga por tecnología [15].	25
3.3.	Valores de costo total instalado por ESS y por capacidad de energía [17], separados por capacidad de potencia y tiempo de descarga para el año 2021.	29
3.4.	Valores proyectados de costo total instalado por ESS y por capacidad de energía [17], separados por capacidad de potencia y tiempo de descarga para el año 2030.	30
3.5.	Valores de LCOS de ESS [17], separados por capacidad de potencia y tiempo de descarga para el año 2021.	31
3.6.	Situación de cuidado por extensión de área basado en normativa internacional “ <i>Wide-Area Situational Awareness (WASA) system based upon international standards</i> ”[18], adaptado por [19].	33
3.7.	Estructura general de un esquema de protección de sistemas, “ <i>General structure of a system protection scheme</i> ”[20].	33
4.1.	Subestaciones usadas en la PELP 2020 [25] y su ubicación en Chile, obtenido a partir de MATLAB, las coordenadas de las subestaciones fueron obtenidas de [26] y editado en Inkscape.	39
4.2.	Unilineal del sistema, obtenido de la base de datos de Flex-Tran. En verde se aprecian los sistemas de 220 kV y en azul los de 500 kV. La línea segmentada corresponde a la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre proyectada. .	39

4.3.	Capacidad instalada por año y por tecnología de la base de datos Flex-Tran.	40
4.4.	Perfil de carga para el día 162 del año 2022 según la base de datos de Flex-Tran.	43
4.5.	Perfil de carga para el día 162 del año 2022 según la base de datos de Flex-Tran.	43
4.6.	Perfil de carga para el día 162 del año 2022 según la base de datos de Flex-Tran.	43
4.7.	Perfil de carga para el día 162 del año 2022 según la base de datos de Flex-Tran.	43
4.8.	Perfil de demanda promedio para el año 2022 y las variaciones porcentuales de este en los años 2032 y 2042.	44
4.9.	Demanda de energía por año, obtenido de la base de datos de Flex-Tran.	45
4.10.	Costos de baterías Li-ion en la base de datos de Flex-Tran, proyectadas en el tiempo para el periodo 2019-2050.	47
4.11.	Cambios en la generación de centrales hidroeléctricas y termoeléctricas entre los IAA de los años 2021 y 2022 [8].	48
4.12.	Cambios aproximados de la generación de hidroeléctricas entre los IAA PELP de los años 2021 y 2022.	49
4.13.	Cambios en la capacidad instalada de centrales a carbón de acuerdo a su retiro, dependiendo del escenario e IAA [8].	50
4.14.	Precios de BESS proyectados según IAA PELP 2020 [25].	52
4.15.	Precios de BESS proyectados según IAA PELP 2021 [8].	52
4.16.	Proyección de demanda eléctrica para el IAA PELP 2020 [25].	54
4.17.	Proyección de demanda eléctrica para el IAA PELP 2021 [8].	54
4.18.	Valores proyectado de demanda para la base de datos de Flex-Tran y la PET 2023.	54
5.1.	Diagrama de cajas para valores de inversión por largo de línea, extraídas de base de datos de Flex-Tran, en él existe un escalamiento logarítmico para abarcar todas las muestras.	61
5.2.	Costos de parámetros en USD/kW, para diferentes potencias, diferenciadas según año proyectado, para un punto estimado [17].	63
5.3.	Costos de parámetros en USD/kWh, para diferentes capacidades de energía, diferenciadas según año proyectado, para un punto estimado [17].	63
5.4.	Costos de instalación para BESS utilizados separados por potencia y energía, con un ajuste lineal entre los años 2021 y 2030. Esta proyección considera el periodo 2021-2042.	64
6.1.	Costos de generación para todo el horizonte de estudio con Criterio N-1 en el caso base.	70
6.2.	Generación del sistema por tecnología para el caso base.	70
6.3.	Capacidad instalada de transmisión para el caso base en el horizonte 2026-2042.	71
6.4.	Expansión de líneas de transmisión para el caso base.	73
6.5.	Costos de operación y anualidades de inversión en líneas y BESS.	74
6.6.	Vertimiento de energía RES y costos marginales promedio anuales por barra y año.	75

6.7.	Costos de generación para todo el horizonte de estudio con Criterio N-1 en el caso base.	78
6.8.	Generación del sistema para “Caso base 0.25”.	78
6.9.	Variación porcentual entre la generación del “Caso base” respecto a “Caso base 0.25”.	79
6.10.	Capacidad instalada de transmisión en “Caso base 15”, en ella se consideran las baterías de proyectos de SIPS.	79
6.11.	Expansión de líneas de transmisión para el “Caso base 0.25”.	81
6.12.	Costos de operación y anualidades de inversión en líneas y BESS.	83
6.13.	Vertimiento de energía RES y costos marginales promedio anuales por barra y año para “Caso base 0.25”.	84
6.14.	Costos de generación para todo el horizonte de estudio con Criterio N-1 en el “Caso base 1”.	85
6.15.	Generación del sistema para el “Caso base 1”.	86
6.16.	Variación porcentual entre la generación del “Caso base” respecto a “Caso base 1”.	86
6.17.	Capacidad instalada de transmisión en “Caso base 1”.	87
6.18.	Expansión de líneas de transmisión para el “Caso base 1”.	88
6.19.	Costos de operación y anualidades de inversión en líneas y BESS.	90
6.20.	Vertimiento de energía RES y costos marginales promedio anuales por barra y año para “Caso base 1”.	91
6.21.	Nivel de carga promedio entre líneas expandidas en los tres casos en observación ordenadas por localización geográfica. El símbolo “*” se utiliza para identificar la línea con capacidad de 558 MW.	93
A.1.	Etapas que se consideran en la elaboración de la PELP [10].	101
A.2.	Etapas que se consideran en la expansión de la transmisión [10]. En particular este estudio se centra en la PET del proceso de planificación llevado a cabo por el Coordinador.	102
A.3.	Gráfica transpuesta sobre imagen de cambios en la generación hidráulica, en IAA PELP 2021.	106

Índice de tablas

3.1.	Características técnicas y económicas de diferentes tecnologías [15]. . . .	23
3.2.	Características técnicas y económicas de diferentes tecnologías [15]. . . .	24
3.3.	Resumen de aplicaciones de ESS en transmisión [2].	26
3.4.	Sistemas de almacenamiento y sus aplicaciones apropiadas “ES technologies and their suitable applications” [16]. “A” significa que su uso es adecuado para dicho objetivo y en caso contrario “N”, por si no es adecuado.	27
3.5.	Características y aplicaciones de instalaciones seleccionadas de sistemas de almacenamiento de baterías <i>Lead-Acid</i> [15].	34
3.6.	Características y aplicaciones de instalaciones seleccionadas de sistemas de almacenamiento de baterías NaS [15].	34
4.1.	Precio promedio de combustible por tipo y unidad de la base de datos Flex-Tran.	41
4.2.	Retiro de centrales a carbón en la base de datos de Flex-Tran.	42
4.3.	Sistema de transmisión de la base de datos de Flex-Tran.	46
4.4.	Ejemplo de tabla de expansión de BESS de la base de datos de Flex-Tran.	47
4.5.	Aproximación de valores promedio y diferencia porcentual de centrales de generación hidroeléctrica, entre los IAA PELP 2020 y 2021 [8].	49
4.6.	Desarrollo de proyectos RES en terrenos fiscales proyectados por el IAA PELP 2021.	51
4.7.	Costos en dólares por tipo de parámetro en función de la potencia y año proyectado, para proyectos de BESS “ <i>Lithium-ion LFP</i> ” de 2 horas. . . .	52
4.8.	Costos en dólares por tipo de parámetro en función de la potencia y año proyectado, para proyectos de BESS “ <i>Lithium-ion LFP</i> ” de 4 horas. . . .	53
4.9.	Costos en dólares por tipo de parámetro en función de la potencia y año proyectado, para proyectos de BESS “ <i>Lithium-ion LFP</i> ” de 6 horas. . . .	53
4.10.	Costos en dólares por tipo de parámetro en función de la potencia y año proyectado, para proyectos de BESS “ <i>Lithium-ion LFP</i> ” de 8 horas. . . .	53
5.1.	Valores referentes al cambio hidrológico.	59
5.2.	Valores de percentiles 25 y 75 para circuitos de 500 kV y 220 kV, según el cociente entre el valor de inversión (MMUSD) y distancia (km), de la base de datos de Flex-Tran, truncados al tercer dígito significativo. . . .	61
5.3.	Designación de circuitos en líneas identificables del SEN.	62
5.4.	Precios de energía y potencia promedio de BESS “ <i>Lithium ion LFP</i> ”, para el año 2021 y 2030 considerando el estudio [17].	64
5.5.	Designación de perfiles de generación para la expansión del parque generador, contemplados en la IAA PELP 2021.	65

5.6.	Valores de demanda anual en TWh para la base de datos Flex-Tran y la PET 2023 en el periodo 2022-2042.	66
5.7.	Capacidad de potencia y energía de candidatos BESS en transmisión. . .	67
6.1.	Expansión en líneas de transmisión para el “Caso base”.	72
6.2.	Nuevos activos de baterías en transmisión para “Caso base”.	74
6.3.	Costos de generación y anualidad de inversión a 20 años por categoría para el “Caso base”.	75
6.4.	Nivel de carga por línea y expansión para el “Caso base”, abarcando periodos por cantidad de circuitos. Además de potencia por circuito, longitud y nivel de tensión.	76
6.5.	Costos proyectados al 2030 para 2 BESS de 15 minutos con valores de potencia de 100 MW y capacidad 25 MWh.	77
6.6.	Nivel de carga de líneas mínimos y máximos para líneas expandidas en el SEN con Criterio N-1 para “Caso base”, utilizado para la configuración de SIPS en los casos “Caso base 1” y “Caso base 0.25”.	77
6.7.	Expansión en líneas de transmisión para el “Caso base 0.25”.	80
6.8.	Nuevos activos de baterías en transmisión para “Caso base 0.25”.	82
6.9.	Barras en las que se incorporan SIPS, con baterías de 15 minutos de almacenamiento, tramo en el que actúan y año de entrada en operación. .	82
6.10.	Costos de generación y anualidad de inversión a 20 años por categoría para el “Caso base 0.25” y su variación respecto al “Caso base”.	83
6.11.	Nivel de carga por línea y expansión para el “Caso base 0.25”, abarcando periodos por cantidad de circuitos. Además de potencia por circuito, longitud y nivel de tensión.	85
6.12.	Expansión en líneas de transmisión para el “Caso base 1”.	87
6.13.	Nuevos activos de baterías en transmisión para “Caso base 1”.	89
6.14.	Barras en las que se incorporan SIPS, que utilizan baterías de 1 hora de almacenamiento, tramo en el que actúan y año de entrada en operación. .	89
6.15.	Costos de generación y anualidad de inversión a 20 años por categoría para el “Caso base 1” y su variación respecto al “Caso base”.	90
6.16.	Nivel de carga por línea y expansión para el “Caso base 1”, abarcando periodos por cantidad de circuitos. Además de potencia por circuito, longitud y nivel de tensión.	91
6.17.	Variación de generación por tipo de tecnología y caso.	92
6.18.	Vertimiento por tipo de tecnología y caso.	92
6.19.	Costos de generación y anualidad de inversión por categoría y caso, además de su variación porcentual respecto al “Caso base”.	94
A.1.	Cambios en el costo por circuito.	104
A.2.	Valores promedio anuales de afluente por año hidrológico en la base de datos Flex-Tran.	105

Nomenclatura

Abreviaturas

A-CAES	:	Almacenamiento de energía de aire comprimido adiabático (<i>Adiabatic Compressed Air Energy Storage</i>).
AA-CAES	:	Almacenamiento de energía de aire comprimido adiabático avanzado (<i>Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage</i>).
AEMO	:	Operador del mercado de energía australiano (<i>Australian Energy Market Operator</i>).
BESS	:	Sistema de almacenamiento de energía de baterías (<i>Battery Energy Storage System</i>).
CAES	:	Almacenamiento de energía de aire comprimido (<i>Compressed Air Energy Storage</i>).
CAISO	:	Operador de sistema independiente de California (<i>California Independent System Operator</i>).
CAPEX	:	Costos de capital (<i>capital expenses</i>).
CNE	:	Comisión Nacional de Energía.
DC	:	Corriente continua (<i>Direct Current</i>).
ESS	:	Sistema de almacenamiento de energía (<i>Energy Storage System</i>).
FES	:	Volante de inercia (<i>Flywheel Energy Storage</i>).
HBS	:	Almacenamiento de energía de baterías híbrido (<i>Hybrid Battery Storage</i>).
IAA	:	Informe de Actualización de Antecedentes.
LAES	:	Almacenamiento de energía de aire líquido (<i>Liquid Air Energy Storage</i>).
LCOS	:	Costo nivelado de almacenamiento (<i>Levelized Cost Of Storage</i>).
Lead-Acid	:	Batería de plomo-ácido.
LGSE	:	Ley General de Servicios Eléctricos.
Li-ion	:	Batería de ion-litio.
Lithium-ion	:	Batería de litio-ferrofosfato (<i>Lithium Iron Phosphate battery</i>).
LFP	:	

Lithium-ion	:	Batería de óxido de litio níquel manganeso cobalto
NMC	:	(<i>Lithium Nickel Manganese Cobalt oxides battery</i>).
NaS	:	Batería de sodio-sulfuro.
NiCd	:	Batería de níquel-cadmio.
NTSyCS	:	Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.
OPEX	:	Costos de operación (<i>operational expenses</i>).
PELP	:	Planificación Energética de Largo Plazo.
PET	:	Propuesta de Expansión de la Transmisión.
PHS	:	Hidroeléctrica de bombeo (<i>Pumped Hydroelectric Storage</i>).
PMGD	:	Pequeños Medios de Generación Distribuida.
PSB	:	Batería de flujo polisulfuro-bromuro (<i>Polysulfide bromide battery</i>).
RES	:	Fuentes de energía renovable (<i>Renewable Energy Sources</i>).
SCES	:	Almacenamiento de energía por supercapacitores (<i>Super Capacitor Energy Storage</i>).
SEN	:	Sistema Eléctrico Nacional.
SMES	:	Almacenamiento de energía magnético por superconducción (<i>Superconducting Magnetic Energy Storage</i>).
TES	:	Almacenamiento de energía térmico (<i>Thermal Energy Storage</i>).
TNEP	:	Planificación de la expansión de la transmisión (<i>Transmission Network Expansion Planning</i>).
VRB	:	Batería de flujo redox de vanadio (<i>Vanadium Redox Battery</i>).
ZnBr	:	Batería de flujo zinc-bromuro.

Parámetros

Δ_{Hid}	:	Variación porcentual entre la generación hídrica del IAA PELP 2020 y 2021.
AH	:	Horas anuales de descarga (<i>Annual hours discharged</i>).
C_{cap}	:	Costos de capital.
C_{OM}	:	Costos de operación y mantenimiento.
ECC	:	Costo de electricidad para cargar el dispositivo (<i>Electricity Charging Cost</i>).
FCR	:	Tasa de carga fija (<i>Fixed Charge Rate</i>).
k_{Dem}	:	Vector con factores para el escalamiento de la demanda en la base de datos.
$\overline{Q}_{1960-2018}$	:	Valor promedio de afluentes entre los años hidrológicos 1960-2018.
$\overline{Q}_{2016}$	:	Valor promedio de afluente en el año hidrológico 2016.
$\overline{Q}_{objetivo}$	:	Valor promedio de afluente objetivo considerando cambios en el IAA PELP 2021.
RTE	:	Eficiencia de carga y descarga del activo (<i>Round-Trip Efficiency</i>).

Resumen

En el presente trabajo se estudió la implementación de sistemas de almacenamiento (ESS), en la planificación de la transmisión en Chile. Para ello se observaron los procesos involucrados en la regulación nacional, el estado de arte de las ESS de forma global, mecanismos de remuneración y aplicaciones de las ESS, con el fin de determinar la tecnología más eficiente para brindar soporte por Criterio N-1 y su estado en la regulación, siendo seleccionada para estos fines, las baterías (BESS) de ion-litio. Luego de terminado este proceso, se utilizó la herramienta Flex-Tran con el fin de determinar su utilización en un modelo reducido del sistema eléctrico nacional (SEN), determinando si la restricción al almacenamiento en la normativa vigente limita la expansión de estas como activo de transmisión. Esto a partir de escenarios proyectados y la utilización de BESS en esquemas de protección para el alivio de congestiones por Criterio N-1.

Finalmente, se obtuvo que en el pago de anualidades de inversión en BESS durante 20 años de operación, el caso que no incorpora la restricción de capacidad, posee una menor variación que el caso que sí la considera, dado que al compararlos con un caso base, ambos aumentan la inversión en un 15,6 % y 9,2 % siendo la menor de estas la que utilizaba BESS de 1 hora. Por otro lado, esta solución no es significativa en la variación de los costos totales siendo en el caso que respeta la restricción un 0,4 % más barato y en el caso que no la respeta un 0,5 %, no afectando en mayor medida la operación de 20 años.

Capítulo 1

Introducción

El desarrollo de los sistemas eléctricos es un elemento clave en el progreso de los países, dado que la producción de estos proviene en gran medida por la utilización del recurso eléctrico. Debido a lo anterior, es que es de suma importancia que los activos que permiten proveer de este insumo a los distintos actores de un país, posean una importancia acorde a los elementos que aportan a su crecimiento.

Por otro lado, estos activos presentan cambios en su tecnología o propiedades, las cuales los vuelven cada vez más eficientes y/o versátiles, pudiendo aportar en diferentes aplicaciones. En este sentido, hoy en día existen variadas tecnologías que pueden ser consideradas en la transmisión y que debido a las novedosas aplicaciones que pueden aportar, como por ejemplo: aportes en la potencia de suficiencia, reducción de la variabilidad de generación renovable variable (RES), alivio de congestiones, entre otros. Instan a que sean contemplados en el desarrollo del sector eléctrico, procurando que su uso sea remunerado en conformidad con el aporte que brindan.

En este estudio se propone analizar el desarrollo de la transmisión, considerando el uso de ESS como activos que pueden brindar apoyo ante contingencias por Criterio N-1 y las restricciones regulatorias que tiene consigo. Con el fin de comparar su desempeño económico respecto a un caso sin estas limitaciones, analizando el impacto que ocasiona la ley en su proyección como activo de expansión de la transmisión.

Para ello, en este trabajo se analizará el uso de ESS en transmisión y las restricciones que estas presentan en cuanto a la razón entre su capacidad de energía y potencia nominal. Esto con el fin de determinar si las limitaciones que se le imponen, impactan en los costos de operación e inversión del activo.

La estructura de este documento se puede dividir en dos grandes etapas, donde la primera consiste en elaborar un estado del arte de la tecnología, a partir de una revisión bibliográfica de la regulación de las ESS en Chile (Capítulo 2) y su estado del arte a nivel global (Capítulo 3), y una segunda etapa que consiste en el caso de estudio y resultados, los cuales abarcan el uso de la herramienta Flex-Tran y actualizaciones (Capítulo 4), implementación de actualizaciones y parametrización de la herramienta (Capítulo 5) y resultados (Capítulo 6).

Para la regulación de los ESS en Chile (Capítulo 2), se establecerá como se proyectan, a que sectores están destinados, mecanismos de remuneración y limitaciones en su implementación, como es el caso de ESS intensivos en potencia o energía, en donde en el primero de ellos se establece que el cociente entre la capacidad de almacenamiento de energía sobre la potencia nominal, debe ser menor o igual a 0,5, mientras que en el segundo caso se limita a un cociente menor o igual a cinco, pero restringidos a transmisión zonal.

Luego, en el Capítulo 3 se establecen tipos de ESS, aplicaciones y esquemas en los que se pueden integrar los ESS, con tal de brindar soporte a contingencias como es el caso de Criterio N-1, a través del alivio por límite térmico, también se analizaron mecanismos de remuneración a nivel global y ejemplos de ESS a nivel mundial.

En el Capítulo 4, se establece la base de datos a utilizar, considerando el modelo eléctrico y de optimización, las modificaciones que se le realizarán y con que estudios. Esto con el fin de actualizar el escenario a trabajar con estudios posteriores como es el caso de la IAA PELP 2021 y la PET 2023. Luego en el Capítulo 5, se observa la parametrización de la herramienta a partir de valores actualizados, mostrando las sensibilidades de la herramienta. Para finalmente, en el Capítulo 6, realizar simulaciones y analizar el uso de ESS, para el alivio de congestiones del sistema y con ello el Criterio N-1, mostrando el impacto que poseen las restricciones regulatorias en la proyección de ESS.

1.1. Motivación

Chile es un país especial en cuanto a su geografía debido a que posee una forma longitudinal, lo cual afecta directamente la estructura de su sistema eléctrico, dando las condiciones para que se prioricen los sistemas del tipo longitudinal por sobre los sistemas enmallados en alta tensión. Dado lo anterior, las líneas eléctricas del SEN, deben transportar energía por largos tramos con el fin de abastecer a las distintas zonas del territorio nacional.

Debido a la falta de una estructura más enmallada, es necesario contar con medidas de seguridad que permitan entregar el suministro de energía de forma oportuna y con la calidad necesaria, cuidando de no infringir los límites técnicos de los activos utilizados para que estos puedan entregar el servicio eléctrico a lo largo de toda su extensión y a través de los años.

Uno de los criterios que es utilizado para la seguridad del sistema es el Criterio N-1, el cual es un control preventivo que “evita la propagación en cascada de Contingencias Simples” [1]. Para esto, el criterio exige el aumento o sobredimensionamiento de los activos de transmisión, ya que, ante casos de fallas el sistema debe ser lo suficientemente robusto como para soportar y contener las contingencias, al tener un activo menos en su operación.

En este sentido, para transmisión el SEN debe funcionar a pesar de la salida intempestiva de cualquier circuito, manteniéndose la potencia transferida entre todos los circuitos que continúan en operación y dentro de sus límites térmicos. Como consecuencia, los activos de transmisión son sobredimensionados operando con holgura, siendo conveniente pensar en otras soluciones más eficientes económicamente y que mantengan la seguridad del sistema.

En el último tiempo, en Chile y el mundo, se ha dado gran atención a un nuevo activo del sistema eléctrico, siendo estos los ESS, los cuales traen consigo beneficios en cuanto a la optimización del uso de capacidad de transmisión, ya que estos pueden desplazar temporalmente el transporte de energía de acuerdo a su capacidad y potencia en la barra que se encuentran instalados, además de sus diversas aplicaciones dependiendo de su capacidad de almacenamiento y rapidez en la entrega de potencia activa.

En este sentido, se tiene que los ESS son capaces de brindar soporte por Criterio N-1 en transmisión y son lo suficientemente rápidos como para poder realizar control correctivo [2], generando una optimización en la gestión del despacho y su operación económica.

Actualmente en Chile, los ESS se encuentran en la normativa tanto como activo de generación [3] (Artículo 100), como de transmisión [3] (Artículo 109). Los ESS se encuentran en transmisión por su condición de almacenamiento de energía y capacidad de potencia, pudiendo variar los flujos en casos de congestión transportando energía temporalmente [4]. Dado lo anterior, estos sistemas según la regulación actual se encuentran obligados a pertenecer como activos en generación o bien en transmisión.

Ahora, dado que en el SEN se analizan distintas variables, es que para modificar o generar sus activos se realiza una TNEP, la cual se encarga de especificar la infraestructura necesaria para el futuro tanto en ubicación, capacidad y fecha de puesta en servicio [5] (Artículo 16).

Para llevar a cabo la TNEP, se necesita en primera instancia un estudio de la oferta y demanda energética de distintos escenarios, los cuales se encuentran contenidos en la PELP, en el caso de la oferta y para la demanda se realizan encuestas a grandes clientes libres y se utilizan herramientas estocásticas, para luego determinar la infraestructura necesaria a través de candidatos propuestos para satisfacer a la demanda de forma óptima.

Los resultados obtenidos de la TNEP se encuentran contenidos en la PET, siendo el reporte utilizado en este estudio el informe elaborado por el Coordinador en el año 2022 con los valores del proceso PELP 2023-2027.

Según la legislación, los ESS se encuentran prestando control correctivo, en donde se tiene una lista de acciones que se ejecutan luego de ocurrida una contingencia para que el sistema funcione de forma adecuada. En este sentido, para poder brindar soporte por Criterio N-1, se requiere de sistemas intensivos en potencia los cuales por normativa se les exige un cociente entre su capacidad de almacenamiento de energía y potencia nominal sea menor o igual a 0,5 [5] (Artículo 102), limitando así la prestación de otros servicios.

Dado lo anterior, en este trabajo se busca realizar una TNEP sosteniendo que los sistemas de almacenamiento pueden prestar sus servicios por un cociente mayor a lo permitido por la regulación y con esto maximizar el beneficio social de la inversión en ESS. Para esto se utilizará la herramienta Flex-Tran, la cual nos permite resolver la TNEP y cuantificar dichos beneficios.

El proyecto FONDEF IDeA Flex-Tran (código: ID20i10412), es un proyecto llevado a cabo por la Universidad Técnica Federico Santa María y la Universidad de Chile, el cual: *“Proporciona una herramienta computacional que apoya a la planificación de la transmisión considerando tecnologías flexibles”* [6]. Uno de los módulos de esta herramienta

es el módulo “*TNEP*”, y es el que se empleará para llevar a cabo el estudio.

En consecuencia, el objetivo del presente trabajo es analizar el impacto de no restringir la capacidad de los sistemas de almacenamiento dedicados a la transmisión, con el fin de evaluar sus beneficios en los costos de operación e inversión y determinando la conveniencia de su uso como activo de transmisión en periodos de congestión.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

- Determinar el impacto económico de restringir la capacidad de energía de los ESS en el SEN, dedicados al soporte de contingencias por Criterio N-1 en transmisión.

1.2.2. Objetivos específicos

- Realizar una revisión bibliográfica en relación con las funciones que desempeñan los sistemas de almacenamiento y su regulación.
- Adecuar la herramienta Flex-Tran y utilizarla para proyectar la expansión del SEN contemplando a lo menos un escenario propuesto en la PET 2022.
- Resolver el problema de la planificación de la transmisión del SEN del periodo 2022-2042, considerando a los ESS como candidatos de obras de transmisión.
- Comparar los resultados en los distintos casos de estudio definidos, para determinar el impacto económico de restringir la capacidad de energía de los ESS definidos como activos de transmisión.

Capítulo 2

Planificación energética en Chile

En este capítulo se realizará una descripción de la operación y planificación energética enfocada en la transmisión eléctrica y como los sistemas de almacenamiento se incorporan en ella a partir de su regulación. Para esto se abordará la regulación en Chile con la Ley 20.936 [7], la NTSyCS [1], el reglamento de transmisión [5], el IAA PELP 2021 [8] y la PET 2022 elaborada por el Coordinador [9], teniendo un enfoque en la integración de sistemas de almacenamiento. Para luego, describir la expansión de la transmisión detallando: su objetivo, quienes son los principales actores en este estudio, con que periodicidad se realiza y con que horizonte.

2.1. Regulación de la operación en Chile

Para empezar el estudio sobre la planificación de los activos de transmisión, se debe establecer en primer lugar quienes son los encargados, bajo que consigna y que elementos técnicos son importantes en su operación.

2.1.1. Operación, seguridad y calidad del servicio del sistema

En Chile la regulación de la operación se encuentra contenida en la Ley 20.936 [7], en ella se explicita que la operación de las instalaciones eléctricas que operen interconectadas entre sí, deberán coordinarse con el fin de:

1. Preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico;
2. Garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones del sistema eléctrico, y
3. Garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión.

Para esto se crea la figura del Coordinador, el cual es un operador independiente del sistema eléctrico cuyo rol es coordinar la operación, utilizando directamente las instalaciones sistémicas de control, comunicación y monitoreo necesarias para llevar a cabo la coordinación del sistema eléctrico.

Por lo que el encargado de coordinar la operación es el Coordinador y la operación de los sistemas interconectados debe realizarse con tal de seguir las consignas de seguridad, operación económica y el acceso abierto a los sistemas de transmisión, en donde el acceso abierto comprende el derecho de conectarse y a transportar energía eléctrica, a través de cualquier instalación de los sistemas de transmisión, siempre y cuando no se comprometa la seguridad y calidad del servicio.

Para asegurar la seguridad del sistema se crea la NTSyCS [1]. La cual es realizada por la CNE, con el fin de establecer las exigencias de seguridad y calidad de servicio que deben tener los activos de los sistemas interconectados.

En este sentido la NTSyCS, establece exigencias a los distintos agentes para que los sistemas operen de forma segura y con los estándares de calidad necesarios. Una de las exigencias que se destaca en la norma es sobre la capacidad de transmisión en régimen permanente, en donde el Coordinador determina los siguientes límites a cada elemento serie del sistema, con tal de que su operación sea llevada a cabo de forma segura:

- a) Límite Térmico (Artículo 5-27, Artículo 5-28);
- b) Límite por Sobrecargas de Corta Duración (Artículo 5-30);
- c) Límite por Estabilidad Transitoria (Artículo 5-43);
- d) Límite por Estabilidad Permanente (Artículo 5-44);
- e) Límite por Estabilidad de Tensión (Artículo 5-45); y
- f) Límite por Estabilidad de Frecuencia (Artículo 5-46).

En específico, algunos de estos límites son requeridos por el Criterio N-1, el cual debe ser aplicado para realizar la operación y planificación de los sistemas de transmisión [1].

2.1.1.a. Criterio N-1

El Criterio N-1 es un criterio de seguridad utilizado en la planificación y operación de los sistemas interconectados, el cual establece un control preventivo asegurando la operación pese a la desconexión intempestiva de uno de sus elementos. Su aplicación exige el aumento o sobredimensionamiento de los activos para garantizar la seguridad y calidad del servicio, pudiendo el sistema soportar la ocurrencia de una Contingencia Simple.

La Contingencia Simple se destaca por ser una contingencia manejable por recursos generales de control de contingencias y cuyos efectos no se propagan a otras instalaciones del sistema interconectado. Las Contingencias Simples que se observan en transmisión serán la desconexión intempestiva de un circuito de línea o de un equipo de compensación de potencia reactiva.

La importancia del Criterio N-1 radica en mejorar la robustez del sistema, ya que ante la ocurrencia de estas Contingencias Simples, el sistema puede responder para no llegar a un estado de alerta en donde exista energía no suministrada a los clientes y que, en casos extremos, pueda producirse una falla global del sistema, provocada por la salida en

cascada de otros componentes debido a condiciones no deseadas de sobrecargas o pérdidas de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.

En este trabajo, la consideración del Criterio N-1 se realizará ajustando la potencia límite de las líneas de transmisión en función de los límites térmicos de sus circuitos al tener un circuito menos en operación, para que en la operación se respete este estándar de seguridad del sistema. Por otro lado, la no utilización de otros límites planteados en la NTSyCS sobre la capacidad de transmisión en régimen permanente, es debido a la modelación del sistema, ya que esta se realiza mediante un modelo DC, y no contempla ensayos dinámicos ni potencia reactiva.

2.2. Planificación energética

Respecto a la planificación, el sector eléctrico se encuentra en constante cambio y crecimiento, generando que este sea constantemente revisado para que se ajuste a las metas que imponga el estado, el aumento de la demanda eléctrica en el tiempo, el cumplimiento de las consignas de operación y seguridad comentadas anteriormente y los tiempos de creación de proyectos eléctricos. Generando que se inste a su desarrollo planificado, con el fin de cumplir con las restricciones de estos elementos y los objetivos de la planificación de la transmisión.

La planificación de la transmisión se lleva a cabo a partir de un proceso que involucra distintos análisis y estudios realizados por el Coordinador, la CNE y el Ministerio de Energía, destacándose entre estos la PELP y las propuestas de expansión de la transmisión, entregadas por el Coordinador y la CNE, siendo el primero de estos estudios mencionados, el encargado de entregar escenarios que cumplen objetivos establecidos por el estado como por ejemplo la descarbonización de la matriz energética, una mayor inclusión de energías renovables, entre otros.

2.2.1. Planificación Energética de Largo Plazo

La PELP es llevada a cabo por el Ministerio de Energía y su objetivo es orientar la expansión de la transmisión a través de establecer el futuro de la generación, considerando para estos efectos, los distintos tipos de centrales y sistemas de almacenamiento existentes y propuestos, ubicados dentro del territorio nacional.

El resultado de este estudio, es generar una propuesta de expansión de la generación para finalmente evaluar la ampliación de los sistemas de transmisión, considerando los cambios en la oferta de energía dentro del marco de la transformación energética que experimenta Chile y el mundo, incorporando tecnología RES.

Para ello, la planificación es desarrollada conectando los escenarios energéticos, los requerimientos de energía, oferta energética, necesidades de infraestructura y modernización del sector.

La planificación energética cuenta hasta el día de hoy con dos procesos quinquenales, la PELP 2018-2022 y el proceso PELP 2023-2027 [10], en donde por regulación el proceso siguiente debe comenzar con 24 meses de anticipación antes del vencimiento del proceso

anterior.

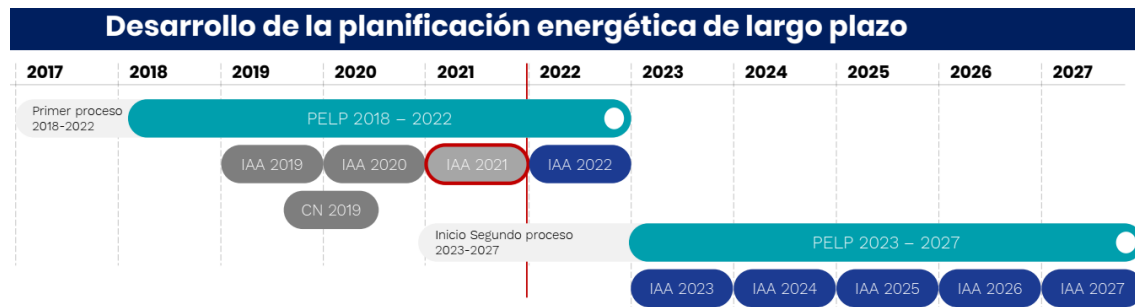


Figura 2.1. Hitos del desarrollo de la PELP con resolución anual, en donde se observa el inicio del segundo proceso en el año 2021 y en rojo el año en que se publica el IAA PELP 2021. Obtenido de [8].

Algunos de los resultados de este estudio son la proyección de la demanda y oferta energética para distintos escenarios futuros en un horizonte de 30 años, de forma que estos sean considerados en la planificación de los sistemas de transmisión.

Estos procesos, como se observa en la Figura 2.1, poseen actualizaciones anuales en donde se ajustan las proyecciones de demanda y oferta energética, considerando estudios de proyecciones de demanda y variables macroeconómicas, costos y desarrollo de nuevas tecnologías.

Los escenarios energéticos futuros que considera IAA PELP 2021, son los que se muestran en la Figura 2.2:

Factores	Escenario A	Escenario B	Escenario C	Escenario D	Escenario E
1. Disposición social para proyectos (*) (Intensidad de retiro de centrales a carbón)	+ Costo y con carbón CCS (Alta)	Libre (Baja)	+ Costo y con carbón CCS (Alta)	+ Costo (Media)	+ Costo (Media)
2. Demanda energética	Baja	Alta	Media	Baja	Alta
3. Cambio tecnológico en almacenamiento en baterías	Alto	Bajo	Medio	Medio	Alto
4. Costos de externalidades ambientales (**)	Actual	+Alto	Actual	Actual	+Alto
5. Costos de inversión de tecnologías renovables	Bajo	Bajo	Medio	Alto	Bajo
6. Precio de combustibles fósiles	Medio	Alto	Bajo	Bajo	Alto

Figura 2.2. Escenarios energéticos propuestos en [8].

En ellos se destacan variables tanto sociales, geográficas, eléctricas y de inversión, separadas en niveles por cada escenario energético.

Dado que este estudio se realiza para ser usado como el principal insumo para la expansión de la transmisión, este señala el proceso que se debe llevar a cabo a partir de diferentes etapas y estudios de diferentes agentes, el cual se encuentra descrito en la Figura 2.3.

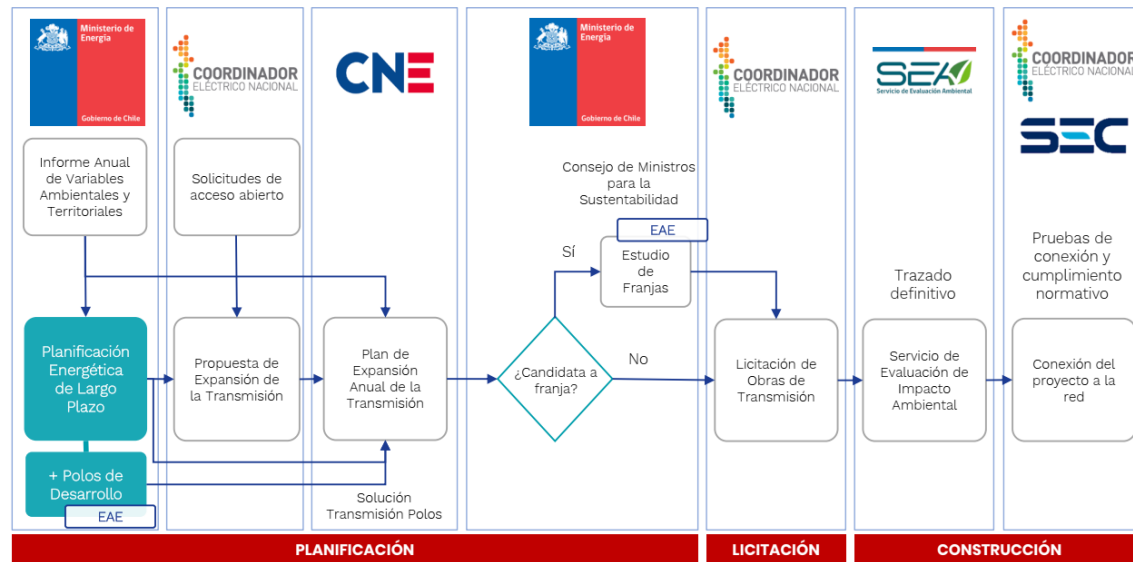


Figura 2.3. Etapas que se consideran en la expansión de la transmisión [8]. En particular este estudio se centra en la PET llevada a cabo por el coordinador, dentro del proceso de planificación.

La importancia de este estudio recae en que para realizar el estudio, se requiere de un sistema eléctrico contemplando generación, demanda y transmisión. En particular este estudio posee modelos eléctricos los cuales se encuentran en su *Repositorio* [11] que fueron adaptados en Flex-Tran, habilitando su uso para estudios de expansión del sistema eléctrico.

2.2.2. Planificación de la transmisión

El proceso de planificación de la transmisión, tiene como objetivo entregar candidatos de activos de transmisión que son necesarios para el desarrollo del sistema eléctrico. Estos candidatos tienen por finalidad que el sistema se alinee con los estándares de seguridad, generar una optimización del beneficio social y permitir un buen desarrollo del sistema eléctrico.

Este proceso es llevado a cabo anualmente por la CNE, en donde se considera un horizonte de 20 años e información sobre criterios y variables ambientales y territoriales, incluyendo los objetivos de: eficiencia energética que proporcione el Ministerio de Energía mediante un informe, los escenarios de generación propuestos en la PELP (los cuales tienen que ser ajustados en base a la proyección de demanda de energía eléctrica para todo el horizonte de análisis), y la PET elaborada por el Coordinador.

Algunos de los criterios y variables a considerar son: las proyecciones de precios de combustibles y demanda de clientes libres y regulados, los modelamientos de generación de fuentes renovables y demanda, los planes de obras de generación, almacenamiento y transmisión, los costos de falla de corta y larga duración, las tasas de falla de instalaciones de transmisión, la disponibilidad de combustibles de centrales térmicas y otros parámetros y variables del sistema eléctrico utilizados en el modelo de optimización.

La planificación de la transmisión debe considerar los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación, por lo que algunas de las consideraciones que se utilizan son [5] (Artículo 71):

- a) La minimización de los riesgos en el abastecimiento, considerando eventualidades tales como aumento de costos o indisponibilidad de combustibles, atraso o indisponibilidad de infraestructura energética, desastres naturales o condiciones hidrológicas extremas;
- b) La creación de condiciones que promuevan la oferta y faciliten la competencia, propendiendo al mercado eléctrico común para el abastecimiento de la demanda a mínimo costo con el fin último de abastecer los suministros a mínimo precio;
- c) Instalaciones que resulten económicamente eficientes y necesarias para el desarrollo del sistema eléctrico, en los distintos escenarios energéticos que defina el Ministerio en la planificación energética, en conformidad a lo señalado en el Artículo 86º de la LGSE; y
- d) La posible modificación de instalaciones de transmisión existentes que permitan realizar las expansiones necesarias del sistema de una manera eficiente.

Dado lo anterior, es necesario que en la planificación de la transmisión se consideren holguras y/o redundancias en las infraestructuras, las cuales son necesarias para lograr los objetivos planteados. En este sentido, se considera una planificación de holgura aquella que otorga un dimensionamiento superior al requerido, y redundancia la que permita enfrentar la pérdida o falla de un elemento de transmisión para cumplir con el abastecimiento de la demanda [5] (Artículo 72).

La aplicación de holguras y/o redundancias en las infraestructuras responden a la necesidad del sistema de garantizar la seguridad y calidad de servicio, utilizando para esto el Criterio N-1, dado a que por definición, este plantea que el funcionamiento del sistema debe realizarse considerando la posible salida intempestiva de un activo, por lo que el sistema requerirá de más recursos, instando a una planificación con activos sobredimensionados y/o redundantes.

El proceso de planificación de la transmisión posee varias etapas y en él se contemplan las obras de expansión necesarias para cada uno de los tipos de sistemas de transmisión (Nacional, Polos de Desarrollo, Zonal y Dedicadas).

Las etapas que se observan en el proceso de planificación de la transmisión son las siguientes según la Ley 20.936 [7] (Artículo 1):

- a) Propuesta de expansión de la transmisión llevada a cabo por el Coordinador.

- b) Propuesta de expansión preliminar llevada a cabo por la CNE.
- c) Informe definitivo llevado a cabo por la CNE y entregado al Ministerio de Energía, luego de resueltas las discrepancias por el Panel de Expertos.
- d) Decreto de expansión de la transmisión, decreto exento expedido por el Ministro de Energía.

En particular, en este trabajo se utilizará la PET elaborada por el Coordinador en el año 2022 [9] como referencia para los escenarios eléctricos, las proyecciones de demanda de la PET 2023 dado que establece una demanda para el horizonte 2022-2042 y el modelo eléctrico propuesto en la PELP 2020, dado que se posee su modelo eléctrico en las bases de datos y puede ser actualizada con el siguiente IAA PELP, permitiendo observar las variaciones en la oferta eléctrica. Si el lector se encuentra interesado en el proceso llevado a cabo por la CNE, puede encontrar más información en Anexo A.1, en donde se detallan los análisis requeridos por proyecto en el proceso llevado a cabo por la CNE.

2.2.2.a. Propuesta de Expansión de la Transmisión (Coordinador)

La propuesta llevada a cabo por el Coordinador, posee el objetivo de determinar las opciones óptimas de expansión de la transmisión en función de una minimización de los costos de operación y falla del sistema, a partir de su comportamiento en simulaciones de la operación del sistema con diversas condiciones hidrológicas y de variabilidad de energía renovable.

Para realizar esta propuesta se plantean diversos análisis para el horizonte de 20 años de planificación, dando énfasis en los primeros cinco años del período, en donde se identifican obras de expansión del sistema de transmisión que permiten garantizar el cumplimiento de los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la NTSyCS [1].

La PET elaborada por el Coordinador utiliza una serie de estudios base para proyectar la oferta y la demanda para todo el horizonte en observación.

Proyección de demanda PET

Para el caso de la demanda de energía y potencia se establece una metodología en base a: un modelo econométrico (*“Top-Down”*) y encuestas a clientes libres y regulados (*“Bottom-Up”*). Esto con el objetivo de reducir la incertidumbre al proyectar los escenarios y evaluar su impacto en la planificación de la transmisión.

Para esto se utiliza la relación entre un patrón histórico de la demanda eléctrica y la proyección de variables significativas por barra del sistema, con una resolución mensual para cada año del horizonte establecido en 20 años. Las variables más significativas por cada estudio para la modelación de la demanda, se observan en la Figura 2.4.

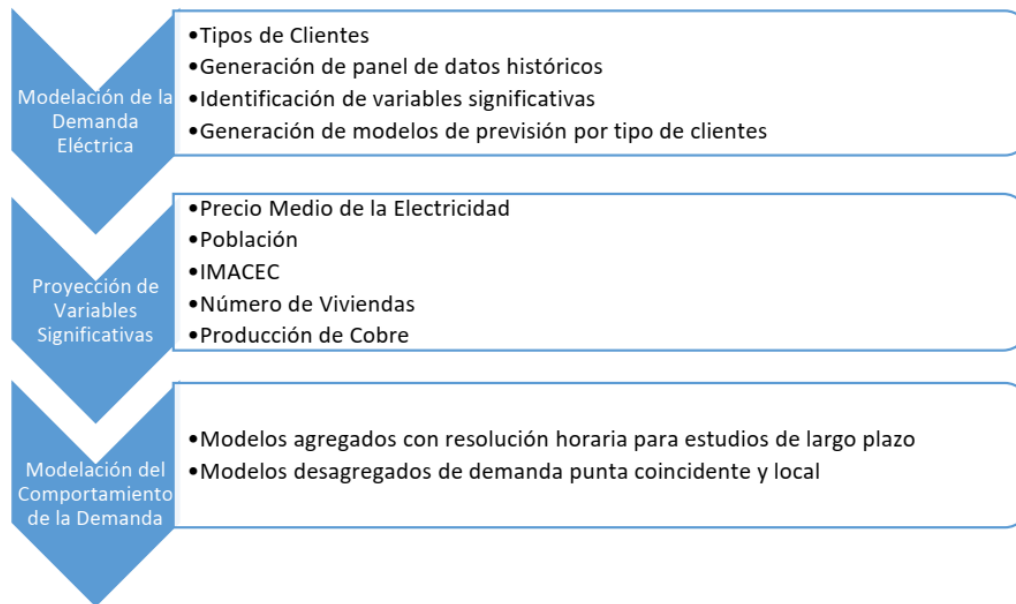


Figura 2.4. Variables significativas para la modelación y previsión de la demanda, elaborada por el Coordinador [9].

Para la proyección de la demanda con el modelo econométrico se realiza el diagrama de flujo contenido en la Figura 2.5, en donde se observa que las variables de entrada están enfocadas en variables macroeconómicas del país, como su producción y población, en conjunto con variables de la operación eléctrica que incluyen precios, consumos históricos y encuestas a los clientes libres, diferenciando estas encuestas respecto a las del modelo “Bottom-Up”, por tener la característica de que son históricas o de menor impacto, ya que estas corresponden a clientes de menor tamaño, desagregados en las distintas regiones y barras o porque no contestaron la encuesta aplicada anualmente por el Coordinador [12].

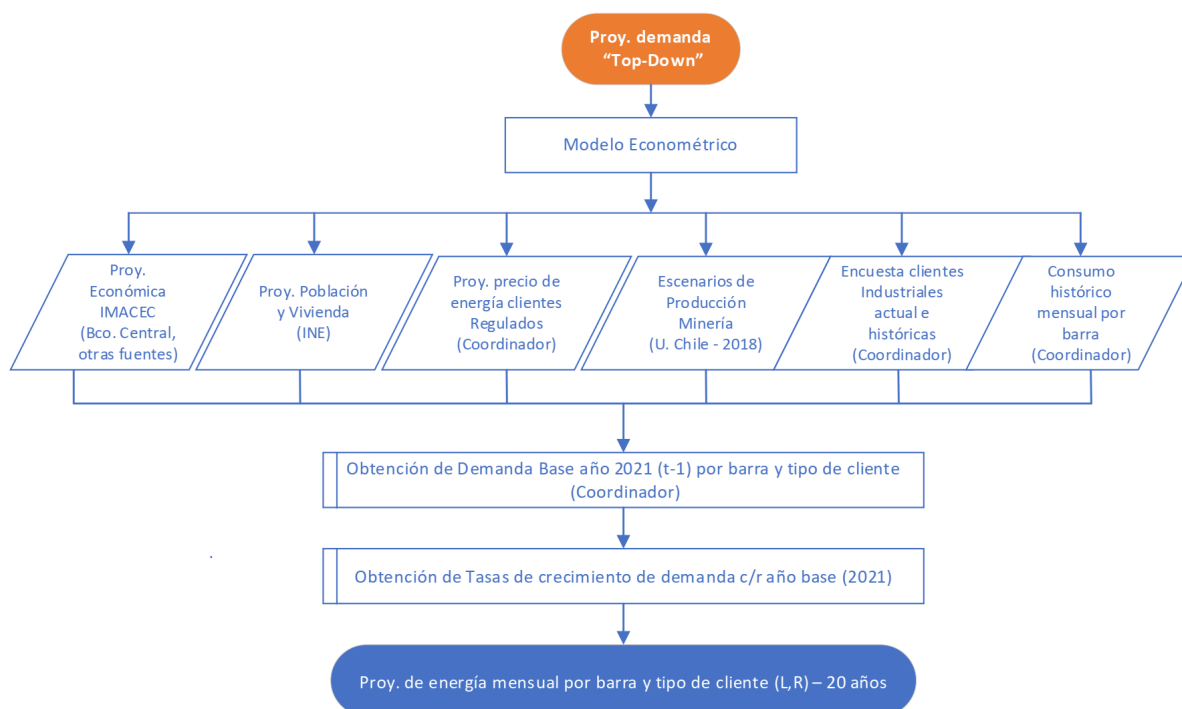


Figura 2.5. Diagrama de flujo para la proyección de la demanda "Top-Down" [12].

Las fuentes de donde el Coordinador obtuvo la información se encuentran entre paréntesis y el resultado de este modelo es la proyección de demanda mensual para cada una de las barras del SEN, diferenciando aquellas pertenecientes a clientes libres y regulados.

Para el modelo de encuestas se realiza el diagrama de flujo contenido en la Figura 2.6. En esta se separa por tipo de cliente, en donde a los clientes libres se les solicita que envíen las proyecciones de energía y potencia de su empresa, con resolución mensual para cada una de las barras en donde efectúan sus retiros, indicando si estas corresponden a instalaciones existentes y/o nuevos proyectos.

Por otro lado, para los clientes regulados, se les pide a las empresas de distribución o con activos en transmisión zonal, el envío de las proyecciones de energía y potencia máxima anual para cada uno de sus transformadores zonales existentes y proyectados (obras decretadas). Además de informar trasposos de carga entre transformadores, proyecciones de consumos de electromovilidad y proyectos de generación distribuida que se encuentran en tramitación [12].

Con los resultados de estos estudios y encuestas, se obtiene la proyección de demanda para el conjunto de clientes libres y regulados, por región, tipo de cliente y barra de consumo, en el horizonte de evaluación de 20 años.

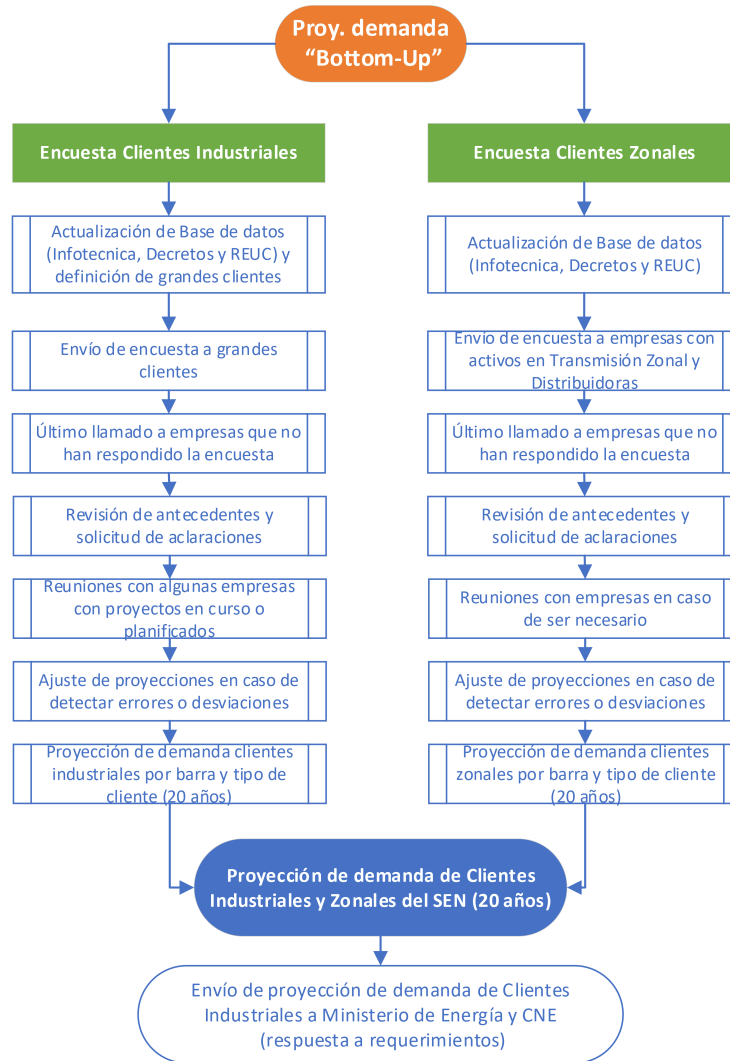


Figura 2.6. Diagrama de flujo para la proyección de la demanda "Bottom-Up" [12].

De esta metodología se obtiene la demanda energética para todo el horizonte de estudio, pudiendo resumir el proceso de la proyección de la demanda por medio de un diagrama de flujo, ilustrado en la Figura 2.7.

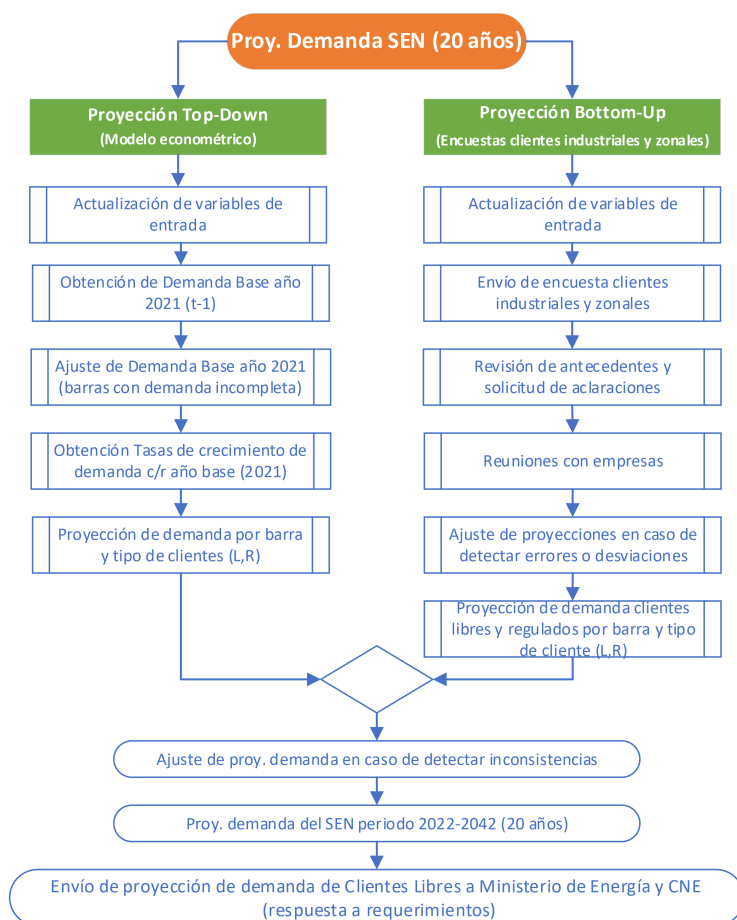


Figura 2.7. Diagrama de flujo para la proyección de la demanda [12].

Proyección de oferta energética PET 2022

Para la oferta se realizan escenarios a partir de los datos actualizados de la PELP y modelos de optimización de inversiones en generación y transmisión, en donde para la PET 2022 [9] se han elaborado cinco escenarios de expansión que usan como enfoque base el proceso de descarbonización de la matriz energética del SEN, pudiendo tomar los valores de 2030 o 2035. Adicionalmente cada escenario queda caracterizado por los costos promedio de inversión de las tecnologías de generación, los cuales son obtenidos a partir de la PELP, y son identificables según los variables vistas en la Figura 2.8.

Escenarios considerados para plan de obras de generación 2022						
Combinatoria de supuestos		ESC A	ESC B	ESC C	ESC D	ESC E
Cronograma comprometido primera etapa de cierre de operaciones de las centrales a carbón y reconversión unidades Engie 2019-2025		SI	SI	SI	SI	SI
Descarbonización		PELP2021	PELP2021	PELP2021	PELP2021	PELP2021
Año descarbonización total PELP 2021		2035	2030	2030	2035	2030
Costos de inversión tecnologías de generación renovables PELP 2021	CSP	Referencial	Referencial	Referencial	Bajo	Alto
	Solar	Referencial	Referencial	Bajo	Bajo	Referencial
	Eólico	Referencial	Referencial	Alto	Alto	Alto
	Geotérmica	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Alto
Costos de inversión sistemas de almacenamiento PELP 2021	Hidráulica	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Alto
	Baterías	Referencial	Referencial	Bajo	Bajo	Alto
Costos de inversión tecnologías convencionales	Batería de Carnot (GIZ)	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial	Referencial
	Bombeo hidráulico	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto
GNL		Referencial PELP	Referencial PELP	Referencial PELP	Referencial PELP	Referencial PELP
Reconversión Unidades a Carbón		Bat Carnot (x2) Reconversión GNL (x2)	Bat Carnot (x2) + Reconversión GNL (x2)	Bat Carnot (x2) + Reconversión GNL (x2)	Bat Carnot (x2)	Bat Carnot (x2)
Restricción inversiones por oposición social o limitaciones técnico-ambientales asociadas a proyectos hidroeléctricos, bombeo y geotermia		Bombeo desde 2028* + Limitación Geotermia, Hidro	Bombeo desde 2028* + Limitación Geotermia, Hidro	Bombeo desde 2028* + Limitación Geotermia, Hidro	Bombeo desde 2028* + Limitación Geotermia, Hidro + Limitación Inv. CC GNL	Bombeo desde 2028* + Limitación Geotermia, Hidro + Limitación Inv. CC GNL
Costo de combustible GNL		Referencial CEN	Referencial CEN	Alto CEN	Alto CEN	Alto CEN
Estadística hidrológica		Seca-10 años	Seca-10 años	Seca-10 años	Seca-10 años	Seca-10 años
Demanda Energética		Base CEN	Base CEN	Alta CEN	Alta CEN	Alta CEN

Figura 2.8. Escenarios de generación propuestos en [9].

Dado que los escenarios de proyección de obras de la PET se encuentran dados por la PELP 2021 y en este estudio se ocupará el modelo propuesto en la PELP, solo se utilizarán los escenarios de la Figura 2.8, como guía para la selección de variables significativas de la oferta y no se ahondará en mayor detalle sobre el modelo de generación PET.

2.3. Regulación de las ESS en Chile y su operación en transmisión

Al igual que muchas de las instalaciones que se encuentran en el sistema eléctrico, los ESS son coordinados por el Coordinador, esto se puede observar en [3] (Artículo 10).

Dado lo anterior, el Coordinador será el encargado de efectuar la programación de la operación, en donde se deberá garantizar la operación más económica minimizando el costo esperado de operación, reservas y falla para un determinado periodo de tiempo, preservando la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico [3] (Artículo 36). En específico para la operación de los ESS se deberá calcular y utilizar el costo de oportunidad de energía gestionable que minimice el costo presente y futuro de operación y falla del sistema [3] (Artículo 37).

Aunque el sistema se encuentre optimizado para minimizar los costos de operación y falla, los ESS poseen restricciones para su instalación y uso, que no les permiten disminuir sus costos ya que pese a su versatilidad, las funciones que pueden desempeñar están sujetas al segmento que pertenezcan siendo estos generación o transmisión, excluyendo su participación en el otro segmento afectando su utilización eficiente.

2.3.1. ESS en generación

Los ESS en generación se encuentran regulados en [3] (Artículo 100), en donde se estipula que su remuneración esta dada por el arbitraje de precios de energía, en donde el

Coordinador determinará los niveles de retiro para almacenamiento.

Las inyecciones de energía y retiros que se produzcan a raíz de la operación centralizada, serán de cargo del coordinado y deberán ser considerados en los balances de transferencias de energía correspondientes. En donde la valorización de sus transferencia de energía es realizada de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico en la barra en la que inyectan energía.

También la Ley 21.505 [13], incluye a los ESS para realizar inyecciones de energía al sistema, al modificar la LGSE [14] en el Artículo 149. En donde su remuneración puede ser a partir de un mecanismos de estabilización de precios, cuyos excedentes de potencia suministrables al sistema eléctrico, no superen los 9 MW.

En este sentido, si los ESS se encuentran en generación no pueden participar en transmisión y el pago que reciben esta dado por el costo de oportunidad de usar este activo o el costo marginal de la barra a la que se conectan, siendo este el mayor entre ambos valores, si el activo es despachado.

2.3.2. ESS en transmisión

Los ESS en transmisión se encuentran normados en [3] (Artículo 109), en donde se estipula que la determinación de la utilización de ESS estará en función del cumplimiento de la minimización del costo total de abastecimiento, y la preservación de la seguridad en el sistema eléctrico, considerando las exigencias y condiciones de operación establecidas para estas instalaciones en la normativa vigente.

Estos ESS formarán parte de la infraestructura de transmisión o como resultado de licitaciones de servicios complementarios o de una instrucción de prestación directa del Coordinador. No participando en los balances de transferencias por las inyecciones y retiros asociadas a la operación y donde los saldos que se produzcan a partir de dicha operación deberán ser asignados por las empresas generadoras que den suministro a clientes finales. En donde las empresas generadoras deberán traspasar los montos a los titulares de los ESS, y deberán ser considerados en la determinación del cálculo del siguiente cargo único.

Por lo que el pago de los ESS como activos de transmisión se dará por medio del cargo único, el cual se transfiere a los consumidores finales, y se regirá por las reglas establecidas en la LGSE [14] (Artículo 115), donde dependiendo del sistema al que se incorporen y el tramo en uso, este valor se determinará en base a la diferencia entre el 50 % del valor anual de los tramos de transmisión y los ingresos tarifarios reales disponibles del semestre anterior, de cada uno de dichos tramos, dividida por la suma de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales del sistema interconectado para el mismo semestre. En donde estos valores serán calculados semestralmente por la CNE en el informe técnico respectivo.

Por otro lado, es importante señalar que los ESS poseen restricciones respecto a sus características y propósitos, en donde se pueden observar sistemas de almacenamiento intensivos en potencia o en energía cuyas diferencias dependen de sus parámetros, los cuales se detallan a continuación según [5] (Artículo 102):

- a) ESS intensivos en potencia: aquellos cuyo propósito sea aumentar la capacidad segura de transmisión y cuyo cociente entre su capacidad de almacenamiento de energía y su potencia nominal sea menor o igual a 0,5.
- b) ESS intensivos en energía: aquellos cuyo propósito sea permitir el abastecimiento de la demanda de una zona específica, perteneciente a alguno de los sistemas de transmisión zonal, y cuyo cociente entre su capacidad de almacenamiento de energía y su potencia nominal sea menor o igual a 5.

En ambos casos se establece una restricción para los ESS, siendo para el caso de intensivos en potencia disminuir la capacidad de energía que pueden almacenar y, por otro lado, en los ESS intensivos en energía, se amplía la cantidad de energía que pueden almacenar, pero se reducen al abastecimiento de una zona específica perteneciente a un sistema zonal, restando la posibilidad de incorporar proyectos ESS de gran magnitud de capacidad en energía, y por ende, de gestión temporal y potencia nominal como obra de expansión de la transmisión del sistema nacional.

Dado lo anterior, el objetivo de este trabajo es no considerar estas restricciones de zona objetivo, potencia y almacenamiento, utilizando ESS de gran capacidad de almacenamiento de energía y potencia, pudiendo prestar distintos servicios como el soporte de contingencias por Criterio N-1, sin limitar su localización en el SEN, ni sus valores de capacidad de almacenamiento de energía y potencia.

Capítulo 3

Sistemas de almacenamiento de energía

En este capítulo se abordan: tipos de ESS, clasificaciones, funciones que desempeñan, y regulación asociada a los ESS en los sistemas eléctricos.

Para esto se realizará, en primera instancia, un estudio en la literatura sobre parámetros de interés por tecnología, tipos de aplicaciones y como los ESS pueden satisfacer las necesidades del sistema. Posteriormente, se analizará que tipo de ESS puede brindar soporte por Criterio N-1, focalizando el estudio. En base al ESS definido, se abordarán aspectos económicos y de utilización de este.

De los aspectos económicos se comentarán la métrica de costos de energía LCOS y el costo de instalación del activo, con el fin de representar, en el caso de la métrica, el valor por el que se debería vender su energía en arbitraje de precios, y por otro lado, si se considera que el activo es necesario para el sistema, el costo de su instalación, de forma que el pago de este se asimile al de un activo de transmisión o servicio complementario.

Respecto a la utilización del ESS seleccionado, se hablará de su participación en los esquemas de protección de la integridad del sistema (SIPS), con el fin de mostrar como este puede brindar soporte por Criterio N-1, el cual es uno de los objetivos del presente estudio.

Finalmente, se hablará del uso de ESS en los sistemas eléctricos, las aplicaciones a las que ha sido destinado y de su regulación a nivel mundial a partir de lo observado en los operadores del este y sudeste de Australia (AEMO), y California en Estados Unidos (CAISO).

3.1. Definición de ESS en Chile

Según la normativa de Chile, un sistema de almacenamiento de energía es: “[...] *equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde un sistema eléctrico y transformarlo en otro tipo de energía. Almacenando la anterior con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad,*

suficiencia o eficiencia económica del sistema.”[5] (Artículo 2).

En este sentido, para que un sistema de almacenamiento sea tomado como tal, requiere de tres procesos los cuales son: retirar energía de un sistema eléctrico, almacenarla como alguna energía y finalmente re-inyectar esta energía al sistema. Siendo la finalidad de los sistemas de almacenamiento asistir en seguridad, suficiencia o eficiencia económica.

La definición anterior permite que una gran cantidad de equipamientos tecnológicos entren en la categoría de ESS, siempre y cuando cumplan con los procesos mencionados y contribuyan a las distintas aplicaciones que menciona la normativa, siendo beneficioso para la elección de las mismas establecer una clasificación que muestre las bondades de los diferentes ESS.

3.2. Tipos de ESS

Los ESS son un conjunto de activos eléctricos con diferentes tecnologías los cuales poseen cualidades específicas y complejas que pueden ser usadas para diferentes aplicaciones dado su funcionamiento y características.

En la literatura uno de los métodos más usados para clasificarlos es según cómo realizan el proceso de almacenamiento, los cuales son principalmente: mecánico, electroquímico, eléctrico, termoquímicos y térmicos [15], como se puede observar en la Figura 3.1:

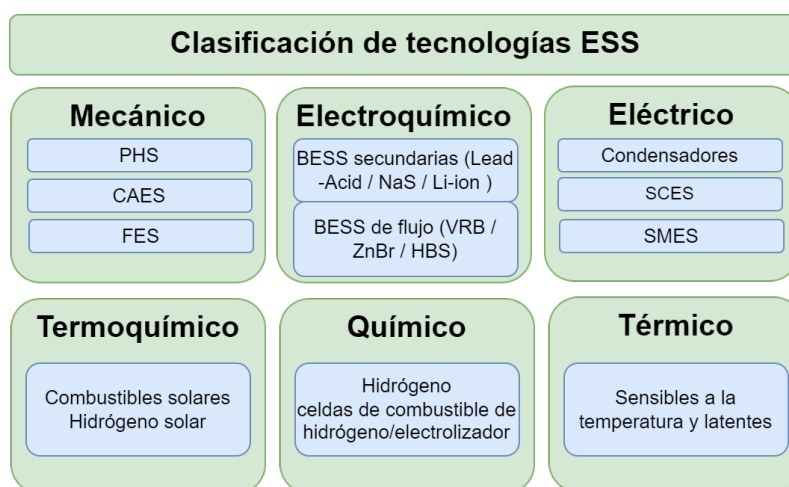


Figura 3.1. Clasificación de las tecnologías de almacenamiento de energía por su forma de almacenamiento (*“Classification of EES technologies by the form of stored energy”*) [15].

Algunas de las características técnicas que se utilizan para sus aplicaciones son la densidad de potencia y energía, valores de potencia y capacidad de energía nominales, el tiempo de respuesta, la vida útil, el tiempo idóneo de almacenamiento, los costos de capital (de energía y potencia) y los costos de operación (en conjunto con los costos de mantenimiento).

Los cuales se muestran a continuación en las Tablas 3.1 y 3.2. Para formar estas tablas

se utilizó la información de [15], generando rangos de valores y omitiendo valores muy extremos:

Tabla 3.1. *Características técnicas y económicas de diferentes tecnologías [15].*

Tipo de almacenamiento	Tecnología	Densidad de energía (MW/L)	Densidad de potencia (MWh/L)	Potencia nominal (MW)	Capacidad de energía nominal (MWh)	Vida útil (Años)	Tiempo de respuesta	Tiempo idóneo de almacenamiento	Costo de capital de potencia (\$/kW)	Costo de capital de energía (\$/kWh)	Costo de operación y mantenimiento
Mecánico	Hidroeléctrica de bombeo (PHS)	0,5 - 2	0,5 - 1,5	30 - 5000	180 - 8000	30 - 60	Minutos, descarga no rápida	Horas - meses, largo plazo	2000 - 4300	5 - 100	0,004 \$/kWh 3 \$/kW/año
	Aire comprimido (CAES) a gran escala	2 - 6	0,5 - 2	110 - 1000	580 - 2860	20 - 40	Minutos	Horas - meses, largo plazo	400 - 1000	2 - 120	0,003 \$/kWh 19 - 25 \$/kW/año
	Aire comprimido (CAES) pequeños de superficie	>a CAES a gran escala	>a CAES a gran escala	0,003 - 3	~0,002 - ~0,01	23+	Segundos, minutos	Horas - meses, largo plazo	517 - 1550	200 - 250	Muy bajo
	Volantes de inercia (FES)	20 - 80	1000 - ~5000	0,1-20	0,0052 - 5	15 - 20	<1 ciclo, segundos	Segundos - minutos, corto plazo (<1h)	250 - 350	1000 - 14000	~0,004 \$/kWh 20 \$/kW/año
Electroquímico	Batería plomo-ácido (Lead-Acid)	50 - 90	10 - 400	0 - 40	>0,0005 - 40	5 - 15	<1/4 de ciclo, milisegundos	Minutos - días, corto a medio plazo	200 - 600	50 - 400	~50 \$/kW/año
	Batería ión-litio (Li-ion)	150 - 500	1500 - 10000	0 - 100	~0,004 - 10	5 - 16	<1/4 de ciclo, milisegundos	Minutos - días, corto a medio plazo	900 - 4000	600-3800	-
	Batería sodio-azufre (NaS)	150 - 300	~140 - 180	<34	0,4 - 244.8	10 - 20	-	Largo plazo	350 - 3000	300 - 500	~80 \$/kW/año
	Batería níquel-cadmio (NiCd)	15 - 150	80 - 600	0 - 40	6,75	3 - 20	<1/4 de ciclo, milisegundos	Minutos - días, corto y largo plazo	500 - 1500	400 - 2400	~20 \$/kW/año
	Batería redox de vanadio (VRB)	16 - 35	~<2	~0,03 - 3	2 - <60	5 - 20	<1/4 de ciclo	Horas - meses, largo plazo	600 - 1500	150 - 1000	~70 \$/kW/año
	Batería de zinc-bromuro (ZnBr)	30 - 65	~<25	0,05 - 10	0,05 - 4	5 - 10	<1/4 de ciclo	Horas - meses, largo plazo	200 - 2500	150 - 1000	-
	Batería de polisulfuro-bromuro (PSB)	~20 - 30	~<2	0,004 - 15	0,06	10 - 15	20 ms	Horas - meses, largo plazo	700 - 2500	150 - 1000	-

Tabla 3.2. *Características técnicas y económicas de diferentes tecnologías [15].*

Tipo de almacenamiento	Tecnología	Densidad de energía (MW/L)	Densidad de potencia (MWh/L)	Potencia nominal (MW)	Capacidad de energía nominal (MWh)	Vida útil (Años)	Tiempo de respuesta	Tiempo idóneo de almacenamiento	Costo de capital de potencia (\$/kW)	Costo de capital de energía (\$/kWh)	Costo de operación y mantenimiento
Eléctrico	Condensadores	~0,05 - 10	100000 +	0 - 0,05	-	~1 - 10	Milisegundos, >1/4 de ciclo	Segundos - horas, ~5 h	200 - 400	500 - 1000	<0,05 \$/kWh 13 \$/kW/año
	Super-condensadores (SCES)	~10 - 30	100000 +	0 - ~0,3 +	0,0005	10 - 30	Milisegundos, >1/4 de ciclo	Segundos - horas, corto plazo (<1h)	100 - 450	300 - 2000	0,005 \$/kWh 6 \$/kW/año
	Almacenamiento magnético por superconducción (SMES)	0,2 - ~6	1000 - 4000	0,1 - 10	0,0008 - 0,015	20 +, 30	Milisegundos, >1/4 de ciclo	Minutos - horas, corto plazo (<1h)	200 - 489	500 - 72000	0,001 \$/kWh 18,5 \$/kW/año
Termoquímicos	Combustible solar	500 - 10000	-	0 - 10	-	-	-	Horas - meses	-	-	-
Químico	Celdas de hidrógeno	500 - 3000	500 +	<50	0,312	5 - 15, 20 +	Segundos, >1/4 de ciclo	Horas - meses	500 - 3000	15 2 - 15 €/kWh	0,0019 - 0,0153 \$/kW
Térmico	Almacenamiento térmico (TES)	80 - 500	-	0,1 - 300	-	10 - 30	No entrega respuesta rápida	Minutos - días	100 - 400	3 - 60	-
	Aire líquido (LAES ó TES liquid air)	4 - 6 veces CAES a 200 bar	-	0,3 - 200	2,5	25 +	Minutos	Minutos - meses Largo plazo	900 - 1900	260 - 530	-

Luego parte de la información anterior puede ser resumida en un diagrama, para analizar variables de interés por tecnología, como lo son la potencia nominal, la capacidad de almacenamiento de energía y el tiempo de descarga por tecnología, siendo observable en el diagrama de la Figura 3.2.

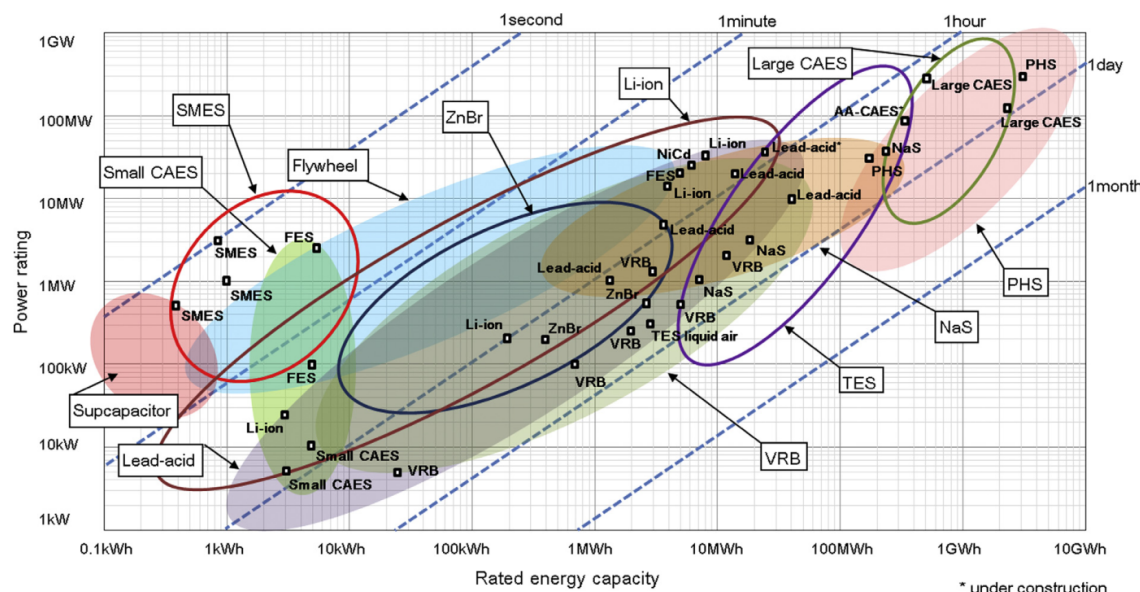


Figura 3.2. Capacidad de potencia, almacenamiento de energía y tiempo de descarga por tecnología [15].

En la Figura 3.2, se pueden observar diferentes tecnologías a partir de sus abreviaciones, las cuales se identifican por el lazo que las encierra. Por otro lado, en los ejes se encuentran tanto la potencia como la capacidad de almacenamiento de energía nominal en escala logarítmica y de forma diagonal a partir de una línea segmentada los tiempos de descarga de los ESS por tecnología a potencia nominal.

Con lo anterior, se puede observar que las tecnologías como las baterías, los CAES a gran escala, las hidroeléctricas de bombeo y el almacenamiento térmico, son los que presentan un mayor valor de capacidad de energía, potencia nominal y descarga a potencia nominal, para un periodo de tiempo entre una hora a un día, mostrando su alta capacidad para poder entregar potencia nominal por un periodo prolongado, dada también su alta capacidad de almacenamiento de energía.

Los ESS tales como: PHS, TES, CAES a gran escala y VRB, poseen un tiempo de descarga muy prolongado, llegando a periodos entre un día y menores a un mes, con altos valores de almacenamiento de energía y capacidad de potencia, por lo que, pueden ser usados en aplicaciones que requieran un tiempo prolongado de actividad.

Por otro lado, se puede observar que en el caso de los supercondensadores y SMES, existe una velocidad de descarga a potencia nominal alta, pudiendo llegar al orden de milisegundos, pero poseen una capacidad de almacenamiento de energía nominal menor, pudiendo llegar a los 0,5 y 15 kWh para los supercondensadores y las SMES respectivamente, según la Figura 3.2 y la Tabla 3.2, mostrando su baja capacidad de mantener su

operación por periodos prolongados.

3.3. Aplicaciones de las ESS

Dadas las características presentadas anteriormente, los ESS poseen diferentes funciones que dependen de su tecnología.

Por ende, estos pueden aportar en los sistemas eléctricos en diferentes aplicaciones, como en seguridad según el tiempo en el que actúan y que tan prolongado, en suficiencia por sus valores de potencia nominal y tiempo idóneo de almacenamiento y en eficiencia económica dado sus precios de CAPEX, OPEX, costos de mantenimiento y de oportunidad, en comparación a otros activos que entregan el mismo servicio o por la posibilidad de entregar distintos servicios dependiendo de las necesidades del sistema.

A nivel mundial se pueden encontrar diferentes aplicaciones de los ESS en transmisión. Algunas de estas se pueden observar en la Tabla 3.3:

Tabla 3.3. *Resumen de aplicaciones de ESS en transmisión [2].*

Aplicación	Descripción
Amortiguación de oscilaciones	Aumentar la capacidad de transporte de carga en transmisión, al mejorar el rendimiento de estabilidad dinámica en el largo plazo.
Mejora de caída de tensión transitoria	Aumentar la capacidad de transporte de carga en transmisión, al reducir la caída de tensión transitoria luego de una perturbación en el sistema.
Estabilidad de tensión dinámica	Mejorar la capacidad de transferencia en transmisión, al mejorar los márgenes de estabilidad de tensión.
Reconexión ante cortocircuitos	Permitir la reconexión ante cortocircuitos con un alto desplazamiento angular, luego de perturbaciones importantes.
Amortiguación de resonancia sub-sincrónica	Aumentar la capacidad de transmisión de la línea, al permitir mayores niveles de compensación en serie, al entregar activamente amortiguación sub-sincrónica.
Alivio de sobrecarga térmica	Manejo de congestión y contingencia por Criterio N-1, mediante alivio temporal de sobrecarga en línea.

Luego, para poder clasificar las diferentes tecnologías en las aplicaciones descritas, es necesario observar sus características técnicas y el requerimiento de cada aplicación.

Las aplicaciones descritas en la Tabla 3.3, requieren de establecer una acción posterior a alguna perturbación del sistema, requiriendo de un control más dinámico.

Este tipo de acción se denomina control correctivo, el cual se basa en ejecutar una serie acciones posteriores a una perturbación con el fin de volver a una operación normal. Una forma de categorizar ampliamente el control correctivo se basa en el periodo de tiempo en que debe realizar una acción de respuesta ante una perturbación.

El tiempo de respuesta se puede dividir en 3 categorías: respuesta de subciclo (milisegundos), sub-sincrónica (fracción de un segundo a unos pocos segundos), e inercial (la cual esta dada por constantes de tiempo con un periodo mayor a la de las variables eléctricas, en el orden de las decenas de segundo o minutos) [2].

El objetivo del control correctivo es la mitigación de los fenómenos que se observan en cada una de las categorías anteriores, realizando diversas acciones dependiendo del tiempo en el que deban ser realizadas. Dado lo anterior las acciones que se realizan se resumen en lo siguiente:

- Subciclo: Control de fenómenos transitorios de tensión y potencia, y estabilidad de tensión y frecuencia.
- Sub-sincrónica: Estabilizar el sistema pudiendo requerir de control de limitaciones térmicas, de tensión y frecuencia.
- Inercial: Recuperar la operación normal del sistema, control de limitaciones térmicas.

En general para fenómenos transitorios se utilizan tecnologías como los SMES y los condensadores, esto por su capacidad de control de potencia. Por otro lado, para los casos que se observarán en este estudio se requiere del uso de ESS que permitan un funcionamiento por un periodo largo o mediano como es el caso de las baterías. Esto debido a que poseen una capacidad de almacenamiento de energía necesario como para poder abastecer durante periodos de congestión (que suelen estar en el orden de los minutos a horas) y poseen un tiempo de respuesta en el orden de milisegundos o menores.

En la Tabla 3.4 se pueden observar las diferentes tecnologías clasificadas según las aplicaciones que les son apropiadas:

Tabla 3.4. *Sistemas de almacenamiento y sus aplicaciones apropiadas “ES technologies and their suitable applications” [16]. “A” significa que su uso es adecuado para dicho objetivo y en caso contrario “N”, por si no es adecuado.*

Aplicación Objetivo/Tipo	Largo plazo		Mediano plazo							Corto plazo		
	PHS	CAES	HBS	LA	NiCd	NaS	VRB	ZnBR	Li-ion	FES	SMES	SCES
Arbitraje de energía	A	A	A	N	N	N	A	A	N	N	N	N
Aplanar perfil de carga	A	A	N	N	N	A	A	A	N	N	N	N
Seguimiento de carga	N	A	N	A	A	A	A	A	A	A	N	N
Mejora de la confiabilidad	N	A	N	A	A	A	A	A	A	A	N	N
Reserva en giro	N	A	N	A	A	A	N	N	N	N	N	N
Fluctuaciones de frecuencia	A	A	N	A	A	A	A	A	A	A	A	A
Calidad de suministro de potencia	N	N	N	A	A	A	A	A	A	A	A	A
Arbitraje de energía de RES	A	A	N	A	A	A	A	A	A	N	N	N
Capacidad de potencia firme de renovable	A	A	N	A	A	A	A	A	A	N	N	N
Alivio de congestiones en transmisión	N	N	A	A	A	A	N	N	A	N	N	N
Potencia en subestaciones	A	A	A	A	A	A	A	A	A	N	N	N

En particular, si observamos la Figura 3.2, se puede concluir que las PHS y CAES de larga escala coinciden con las aplicaciones de periodos largos observados en la Tabla 3.4. En específico estas pueden participar en la generación dado su alta capacidad de potencia y almacenamiento de energía, inyectando energía en periodos de mayor demanda y retirando energía para almacenarla en otros momentos.

Además estas tecnologías pueden participar en otros servicios dados sus tiempos de respuesta del tipo inercial, para mejorar la calidad y confiabilidad de la entrega del servicio de generación RES, como es el caso de habilitar el arbitraje de energía y poder entregar potencia firme.

Respecto a las de corto plazo, se tiene que estas pueden mejorar la calidad del suministro, estabilizando las fluctuaciones de potencia. Lo cual concuerda con su tiempo de respuesta del tipo subciclo, ayudando en el control correctivo de fenómenos dinámicos.

Respecto a las de mediano plazo, se tiene una gran cantidad de objetivos y aplicaciones a las que estas pueden dar soporte y objetivos que pueden cumplir dada su gran flexibilidad en cuanto a capacidad de energía, potencia y tiempo de respuesta.

Pudiendo en conjunto satisfacer todos los objetivos planteados en la Tabla 3.4. En específico estas pueden dar alivio de congestiones en transmisión que es el objetivo de este estudio en conjunto con determinar el impacto económico de restringir la capacidad de energía según lo establecido en el reglamento de transmisión [5]. Por lo que esta tecnología es interesante para el control de limitaciones térmicas y con ello el Criterio N-1.

En la Tabla 3.4 se observa que para el alivio de congestiones en transmisión las BESS son las más adecuadas, siendo en específico las: HBS, plomo-ácido, níquel-cadmio, sodio-azufre e ion-litio, las más idóneas para prestar este servicio.

3.3.1. Variables económicas utilizadas y actualizadas de ESS

Respecto a la utilización de ESS en generación se utilizará el estudio [17], el cual entrega valores de costos nivelados de almacenamiento (LCOS).

Además de esta métrica existe el costo nivelado de energía, pero según los autores, esta terminología puede ser más adecuada, pese a que ambas métricas determinan el valor promedio al que debe venderse una unidad de energía para cubrir todos los costos del proyecto.

El valor LCOS puede ser interpretado como el valor de venta de energía promedio en \$/kWh al que debe ser vendida una unidad de energía durante toda la vida útil del activo, para generar ganancias por sobre su costo total considerando impuestos, costos de financiamiento, de operación y mantenimiento, entre otros.

Para esto se necesita, la tasa de carga fija (FCR), el costo de capital presente, los costos fijos de operación y mantenimiento anuales, la cantidad de horas de descarga (AH) y el costo de electricidad para cargar el dispositivo (ECC), obtenido del precio de la compra de energía dividido por la eficiencia de carga y descarga del activo (*RTE*). Lo cual se puede observar en la Ecuación (3.1)

$$LCOS = \frac{FCR \cdot C_{cap} + C_{OM}}{AH} + ECC \quad (3.1)$$

Del estudio realizado en [17] se obtienen costos de instalación totales por kWh, para diferentes tecnologías en el año 2021 los cuales se observan en la Figura 3.3, y que poseen una proyección de precios al año 2030, mostrado en la Figura 3.4:

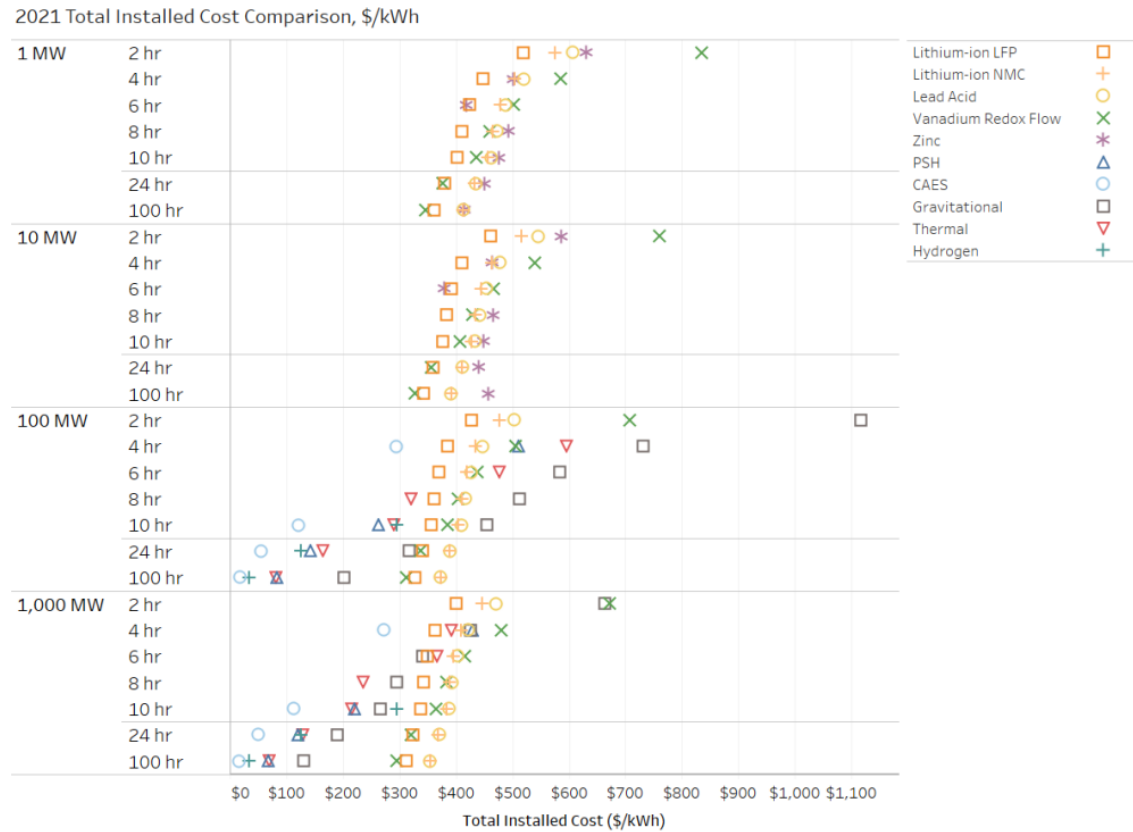


Figura 3.3. Valores de costo total instalado por ESS y por capacidad de energía [17], separados por capacidad de potencia y tiempo de descarga para el año 2021.

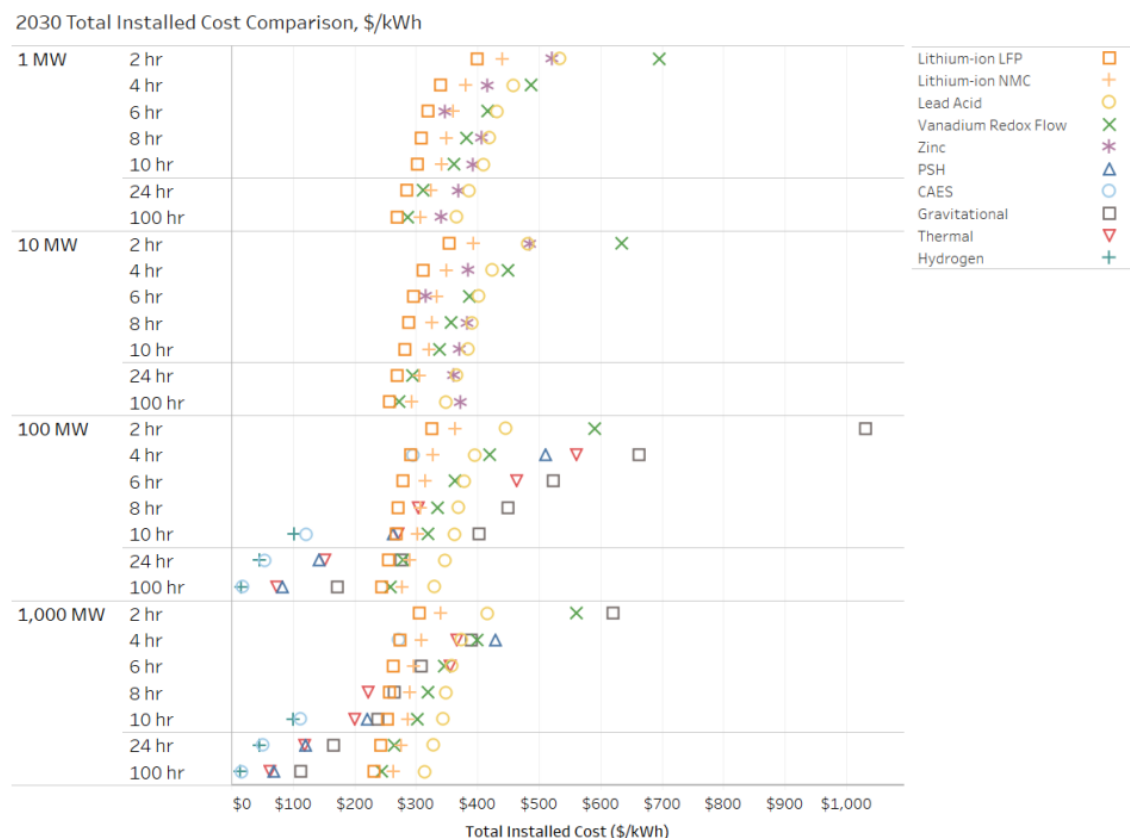


Figura 3.4. Valores proyectados de costo total instalado por ESS y por capacidad de energía [17], separados por capacidad de potencia y tiempo de descarga para el año 2030.

Estos gráficos muestran una disminución en los precios de las BESS y otras tecnologías en la medida en que aumenta el tiempo de descarga. Esto puede ser explicado porque el costo de los elementos para la energía disminuyen al tener una mayor capacidad instalada.

Los costos asociados a la instalación de BESS corresponden a los de los elementos que se requieren para llevar a cabo el proyecto, siendo estos los siguientes: bloques de almacenamiento DC, sistema de balance en DC, equipamiento de potencia, sistemas de control y comunicación, sistemas de integración de elementos en el BESS, ingeniería, adquisición y construcción, de desarrollo del proyecto y de la integración del activo a la red [17].

También, entre gráficos se muestra que en la medida que pasan los años, menor es el precio de los ESS. Esto es debido a que en el estudio se establece el supuesto de que en la medida que pasa el tiempo, mayor es el conocimiento de la tecnología, lo que impacta en la eficiencia de la creación de los mismos y de sus procesos. Esto vendría en conjunto con un aumento en la demanda, generando la aparición de empresas especializadas y la disminución del precio en elementos altamente cotizados.

Por otro lado, los costos totales de instalación de los proyectos tienen sentido en cuanto a sus especificaciones técnicas, pero no entrega información en relación a su uso óptimo y precio al que debe ser vendida su energía para generar beneficios sobre su costo, por lo que para estimar el precio al que las distintas BESS deben vender su energía para entregar

utilidades a su dueño es necesario usar otra métrica, la cuál muestre el precio de la energía como en el caso de LCOS y que permita financiar el proyecto por medio del arbitraje de precios.

Dado a que en el estudio utilizan la métrica LCOS para establecer el precio al que se debe vender la energía del activo, es posible observar el beneficio social por medio de esta métrica, ya que el ESS que posea un menor valor es el más eficiente en cuanto a la venta de su energía y el costo del proyecto, dada la definición propuesta. Además que para la planificación de la operación, el Coordinador prioriza sistemas costo eficientes.

Esta métrica permite evaluar entre los distintos conjuntos de potencia y energía para tecnologías propuestas en el estudio los cuales se encuentran representados en la Figura 3.5.

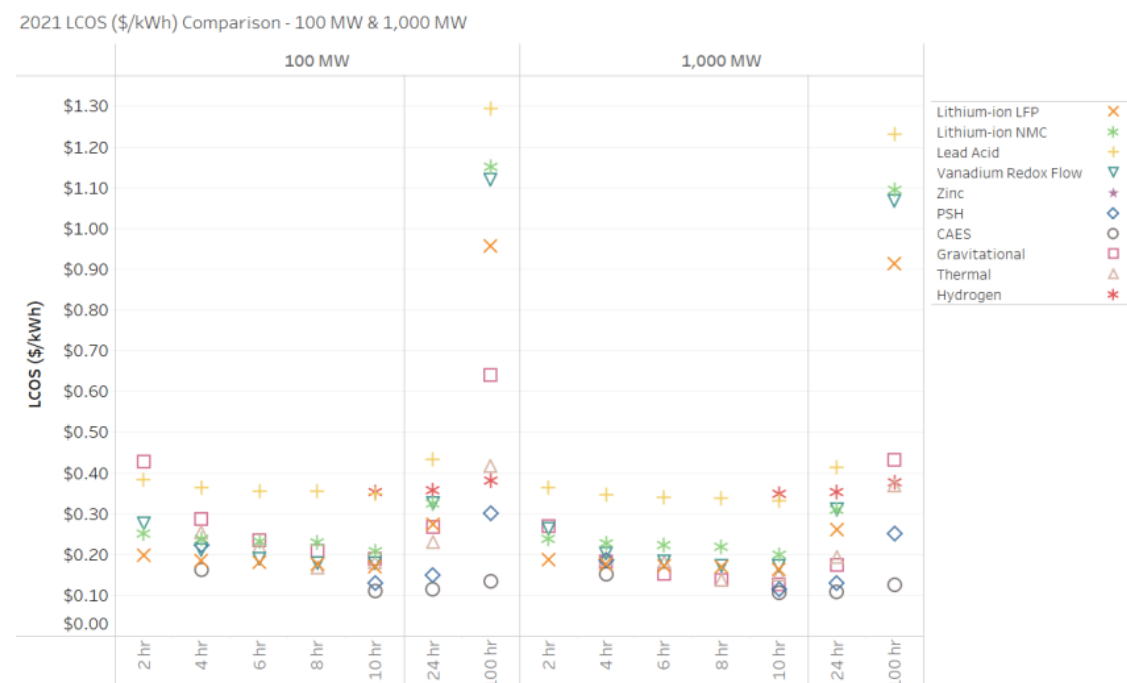


Figura 3.5. Valores de LCOS de ESS [17], separados por capacidad de potencia y tiempo de descarga para el año 2021.

De lo anterior se podría concluir que las baterías más eficientes se encuentran en el rango 4 a 10 horas dado el precio de LCOS, pero el análisis de estas se encuentra considerado la profundidad de descarga del ESS (el cual establece el número máximo de ciclos de descarga), en un valor de 80 % equivalente a 1,25 ciclos por día (para un ESS de 2 horas este se descargará por 2 horas según su operación, pero su carga será de 2,5 horas, requiriendo de 4,5 horas en un ciclo completo, lo que afecta a su cantidad de horas de descarga).

El problema de considerar la profundidad de descarga es que, para procesos muy extensos (sobre las 10 horas), se generan perturbaciones como las mostradas en la Figura 3.5, en donde para ESS de 24 a 100 horas se presenta menos de 1 ciclo por día, afectando esta métrica.

También, de los valores obtenidos en la Figura 3.5, no se contemplan las necesidades del sistema en transmisión y esta dirigido a la venta de energía del activo, con el fin de realizar un proyecto rentable, facilitando su uso en generación. Pero no respecto a los beneficios que tendría el sistema por su uso por sobre otras tecnologías, al dirigirlos a la seguridad del sistema, importando más en este último caso que se instale el activo y que se pague la totalidad del proyecto. Por lo que en esta memoria, no se utilizará esta métrica y fue dada a conocer por que es parte del estado del arte de BESS y en su lugar se utilizarán costo de instalación de BESS separados en potencia y energía.

Los valores esperados para las BESS son calculados en base a sus costos totales de instalación por energía y potencia en USD/kWh y USD/kW, respectivamente. Estos valores serán para BESS “*Lithium-ion LFP*”. Los tiempos de descarga considerados son de 2, 4 y 6 horas, con potencias de 1, 10, 100 y 1000 MW, los cuales se muestran en las Tablas 4.7 a 4.10

3.3.2. Esquemas de protección de la integridad del sistema

Una forma de utilizar las BESS para disminuir las congestiones o problemas del nivel de carga de los sistemas de transmisión y aumentar el límite operación por el Criterio N-1, es el uso de esquemas de protección de la integridad del sistema (SIPS), ya que estos esquemas permiten la coordinación entre distintos elementos con el fin de mejorar la seguridad del sistema, evitando la propagación de perturbaciones que generarían estados de operación inaceptables.

Su uso es para estabilizar los sistemas de potencia realizando acciones de control para mitigar esas condiciones indeseadas, manteniendo la confiabilidad de la operación para Contingencias Simples o mayores, en donde el operador no esperaría o no pudiera tomar las acciones apropiadas en el tiempo requerido por el tipo de contingencia.

Para ello, los SIPS requieren elementos de monitoreo y rendimiento de alto nivel, estableciendo puntos de detección de contingencias y de alarma para ser planeados durante el diseño del esquema, en conjunto con el área que afecta la perturbación y el tiempo de mitigación.

Las condiciones de operación inaceptables que pueden mitigar los SIPS, el área de estos efectos y el tiempo requerido para su mitigación son observados en la Figura 3.6.

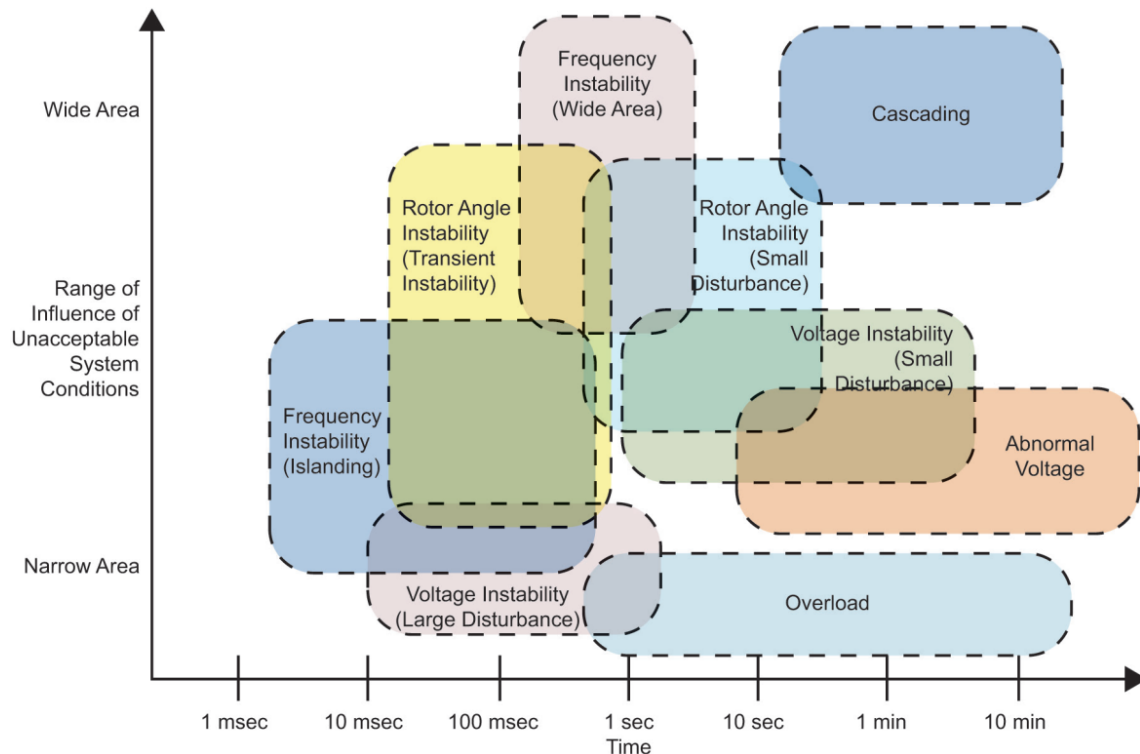


Figura 3.6. Situación de cuidado por extensión de área basado en normativa internacional “Wide-Area Situational Awareness (WASA) system based upon international standards”[18], adaptado por [19].

En específico, los SIPS proveen de acciones contra sobrecargas monitoreando flujos de potencia críticos y ejecutando medidas como desconexión de carga, desconexión de generación u otras configuraciones de sistema para prevenir que este estado resulte en daños en equipamiento o salidas en cascada [19].

En general, la estructura de actuación del SIPS se puede simplificar bajo el esquema representado en la Figura 3.7.

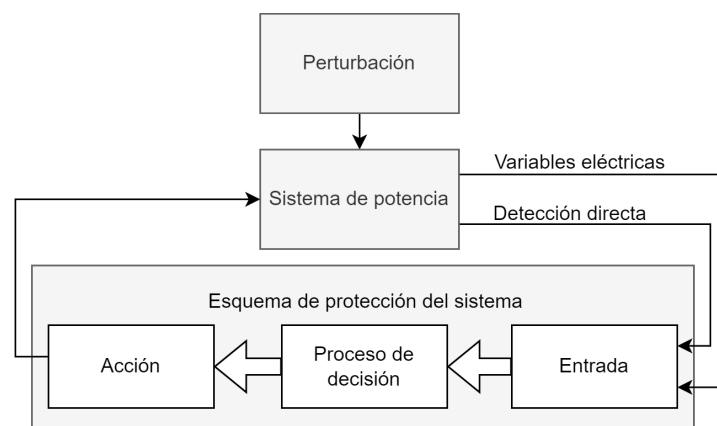


Figura 3.7. Estructura general de un esquema de protección de sistemas, “General structure of a system protection scheme”[20].

La composición de estos se basa en equipamientos de medición de variables eléctricas de entrada, sensores, desconectadores, equipamiento de comunicación, controlador lógico con su software, sistemas de monitoreo y fuentes de alimentación.

En [20], el costo de estos esquemas se asumen de 1 MMUSD, realizando su control sobre desprendimiento de generación en centrales eólicas y el manejo de congestiones de líneas de transmisión como otra opción por sobre la creación de líneas de transmisión. También, en ese estudio se menciona que la mala operación de estos sistemas puede traer serias consecuencias en un sistema eléctrico, por lo que deben ser constantemente controlados y monitoreados para que su funcionamiento sea adecuado.

Por otro lado, dado que el uso de los SIPS incluye el manejo de generación y cargas, el uso de estos esquemas con BESS puede asemejarse al de las líneas de transmisión al captar energía en una barra y descargando en la siguiente, realizando un manejo del flujo de potencia.

3.3.3. Ejemplos a nivel mundial

Los ESS pueden tener muchas aplicaciones en sistemas eléctricos, tal como se muestra en la Tabla 3.4, pero pese a ello, depende de los requerimientos del sistema que aplicación es más pertinente tratar, y con ello, la elección adecuada de la tecnología. En específico, algunas de las aplicaciones en las que las BESS se están utilizando en sistema reales se pueden ver en las Tablas 3.5 y 3.6:

Tabla 3.5. *Características y aplicaciones de instalaciones seleccionadas de sistemas de almacenamiento de baterías Lead-Acid [15].*

Nombre/ localización	Característica	Área de aplicación
BEWAG, Berlín	8,5 MW / 8,5 MWh	Reserva en giro, control de frecuencia.
Chino, California	10 MW / 40 MWh	Reserva en giro, nivel de carga.
PREPA, Puerto Rico	20 MW / 14 MWh	Reserva en giro, control de frecuencia.
Metlakatla, Alaska	1 MW / 1,4 MWh	Refuerzo en estabilización de red en isla.
Kahuku Wind Farm, Hawái	15 MW / 3,75 MWh	Control de potencia, potencia firme e integración a la red.
Notrees EES project, EEUU	36 MW / 24 MWh	Problemas de intermitencia en centrales eólicas.

Tabla 3.6. *Características y aplicaciones de instalaciones seleccionadas de sistemas de almacenamiento de baterías NaS [15].*

Nombre/ localización	Característica	Área de aplicación
Kawasaki ESS test facility, Japón	0,05 MW	1° ESS de gran escala para pruebas, operado en 1992.
Long Island Bus's BES System, Nueva York, EEUU	1 MW / 7 MWh	Recarga de combustible en vehículos.
Rokkasho Wind Farm ES project, Japón	34 MW / 244,8 MWh	Mitigación de fluctuaciones de potencia eólica.
Saint Andre, La reunion, Francia	1 MW	Potencia eólica en una isla.
Graciosa Island, Yonicos, Alemania	3 MW / 18 MWh	Potencia solar y eólica de ESS para islas.
Abu Dhabi Island, Emiratos Árabes	40 MW	Nivel de carga.

En donde se puede observar que en el mundo el uso de baterías se encuentran mejorando la intermitencia de generación de centrales RES, gestionando flujos de potencia, sirviendo de reserva en giro, mejorando la estabilidad y en control de frecuencia.

3.3.3.a. Grid booster (Alemania)

En conjunto con lo anterior, en Alemania se han confirmado 3 proyectos piloto de larga escala llamados *grid boosters* con capacidades de 100 MW y 100 MWh 2 proyectos y un proyecto de 250 MW y 250 MWh, los cuales tienen por objetivo mejorar el sistema, balanceando los flujos de potencia y los re-despachos [21].

El desarrollo de estos proyectos está pensado para ser realizado con baterías de Li-ion y a pesar de que poseen un costo no determinado, se estima por la comisión europea que abarquen un precio entre 200 €/kWh y 1000 €/kWh.

El concepto que utilizan los *grid boosters* es el de optimizar las líneas existentes al colocar BESS de larga escala en los nodos de la red, permitiendo que las redes sean más eficientes, aliviando las contingencias por sobrecarga y, con ello, el Criterio N-1, mostrando las cualidades de esta tecnología para poder aliviar las congestiones del sistema de transmisión, además de poder proveer otros servicios según las necesidades del sistema.

3.3.3.b. Nuevo sistema de control de flujo mediante almacenamiento Parinas - Seccionadora Lo Aguirre (Chile)

El proyecto consiste en la instalación de un sistema de control de flujo con BESS en las subestaciones Parinas y Seccionadora Lo Aguirre, el proyecto considera una capacidad, de al menos, 500 MVA y 125 MWh, que actúan de manera coordinada ante contingencias simples, además de la posibilidad de realizar control de tensión, mediante el control de potencia reactiva, inyectando o absorbiendo según sea necesario para realizar este control.

Su dimensionamiento deberá ser diseñado para una operación de al menos, 10 veces al año. El proyecto posee un valor de inversión referencial aproximado de 211 MMUSD y costos de operación, mantenimiento y administración de 3 MMUSD [22].

Por otro lado, el proyecto paso a fase de licitación en donde se establece un plazo de ejecución de 36 meses. Este proyecto sigue en procesos de ofertas, el cuál culminara el 22 de agosto del presente año y la adjudicación está programada para el 3 de noviembre de 2023 [23].

3.3.4. Regulación a nivel mundial

En esta sección se observará como los ESS son considerados como candidatos de inversión, a que sectores están dirigidos y quienes y de que manera se paga por el servicio que brindan, utilizando para esto, regulación de operador del este y sudeste de Australia (AEMO) y el operador de California en Estados Unidos (CAISO) contenida en el estudio [24].

3.3.4.a. AEMO

En Australia los servicios de almacenamiento son tanto consumidores, generadores u obras de transmisión. Como consumidores y generadores, su mercado funciona mediante un mercado no regulado y otro regulado.

El mercado no regulado es el mercado marginalista, que funciona mediante ofertas, en donde la remuneración de los agentes que prestan servicios auxiliares de frecuencia, corresponde al producto de la capacidad disponible ofertada y el precio de liquidación, dividido por 12, considerando intervalos intra-horarios de 5 minutos en los que se realiza el despacho.

Por otra parte su servicio regulado, se realiza a partir de los proveedores de servicios de conexión y su remuneración es mediante acuerdos de largo plazo o directamente con el operador. Estos servicios corresponden a la regulación de tensión ante contingencias y el arranque en negro.

Respecto a su funcionamiento como activos de transmisión, su remuneración está basada en la recuperación de costos regulada, en los planes de inversión con ciclos regulatorios trianuales.

3.3.4.b. CAISO

En California, los ESS pueden ser vistos como recursos de mercado o activos de transmisión. Como recursos de mercado, su remuneración es a partir de un pago fijo en base a las licitaciones de los proyectos y de dos posibles esquemas de propiedad del proyecto:

1. Empresa de servicios público: Corresponde a aquella donde el oferente construye el proyecto, pero es de propiedad y administrada por inversionistas.
2. Propiedad de terceros: El oferente construye, opera y mantiene el proyecto por un tiempo contractual definido, recibiendo pagos fijos por reservas locales de capacidad y posibles pagos por descarga en horas de demanda. Pudiendo también participar del arbitraje de energía.

Por otro lado en transmisión, su operación esta a cargo del operador y su remuneración es por ingreso regulado basado en recuperación de costos.

Capítulo 4

Caso de estudio: expansión de la transmisión del SEN 2022-2042

Habiendo realizado una revisión bibliográfica de como se lleva a cabo la planificación de la transmisión, como se adecuan los ESS en la regulación y de las funciones que desempeñan los ESS en conjunto con sus precios de mercado y otros valores de referencia encontrados en la literatura, se procederá a observar el caso de estudio con su base de datos, y determinar las principales variables a actualizar con el fin de tener un modelo representativo para la expansión de la transmisión en el periodo 2022-2042.

Para ello, en este capítulo se describirá el modelo eléctrico a partir de la base de datos de Flex-Tran, en donde se señalarán, las principales actualizaciones en la demanda y oferta eléctrica, especificando los estudios de los que se obtuvo la información para realizar el cambio.

A modo general, la base de datos del programa Flex-Tran proviene del modelo eléctrico de la IAA PELP 2020. Para la actualización de la oferta se utilizará el IAA PELP 2021, ya que este informe presenta las últimas actualización de este modelo. Y para la demanda se utilizará la PET 2023, dado que abarca el horizonte de planificación 2022-2042, el cual representa el periodo objetivo del presente estudio.

4.1. Modelo del sistema

El modelo para la planificación de la expansión de la transmisión, cuenta con un modelo económico y eléctrico, en donde el modelo económico, corresponde a los costos de generación, operación y mantenimiento de los activos de generación, y en el caso de transmisión, los costos de inversión en circuitos de líneas de transmisión, baterías o SIPS, considerando la tasa de interés y la tasa de descuento de dichos proyectos, contemplando los años que requieren para su instalación y la vida útil de los mismos proyectos.

Respecto al modelo eléctrico de la base de datos de Flex-Tran, este considera las variables contenidas en el IAA PELP 2020 por medio de su modelo eléctrico. En este se puede diferenciar entre elementos y variables eléctricas por sector, ya sea generación, transmisión o demanda eléctrica.

4.2. Modelo de optimización

El modelo de optimización del sistema comprende la función objetivo del problema de planificación, la cual se basa en minimizar los costos de inversión y operación del sistema, dividiéndolos por la tasa de descuento por activo durante el periodo de estudio y las restricciones propias del modelo eléctrico.

Dado que se trata de un problema de planificación de la transmisión, los costos de inversión están asociados a los activos que se incorporan a este sector, expandiéndolo como obras nuevas o ampliación de obras existentes. Los proyectos de transmisión consideran circuitos de línea, proyectos de BESS y SIPS, en donde los costos de inversión dependen del tipo de obra.

La expansión para obras de transmisión corresponde a la instalación de obras nuevas de líneas, activos BESS o SIPS. En donde las líneas y las BESS pueden tener una ampliación, aumentando los circuitos de la línea o instalando BESS. Cabe destacar que esta ampliación se realiza respetando los valores del activo del que proviene, es decir, en líneas la potencia operacional y en BESS, la capacidad de potencia y energía. Por otro lado, para el caso de SIPS, la instalación de estos esquemas utilizando BESS, se puede realizar de dos formas:

1. Reservas de subida y bajada, implementando SIPS a partir de candidatos de expansión de BESS, en cuyo caso el costo del SIPS solo considerará el esquema de seguridad.
2. No utilizar reservas, habilitando que el programa instale BESS de 15 minutos en ambos extremos del corredor, las cuales se deben valorizar en los costos de inversión del SIPS.

Los costos asociados a las BESS y ampliación de líneas, se encuentran en las Tablas 4.3 y 5.4 respectivamente, las cuales serán explicadas más adelante en conjunto con las descripciones de los activos eléctricos separados por sector.

Por otro lado, los costos de operación se realizan de forma anual y se refieren a la operación y mantenimiento de generadores; variables de operación; demanda no servida; recorte de renovables; y penalizaciones por exceso de generación, afluentes y vertimientos ficticios.

Los costos de operación y mantenimiento son fijos, son propios de cada generador en función de su potencia máxima. Por otro lado, los demás costos refieren a la operación, por lo que además del año se requieren los días representativos anuales con su resolución horaria y el respectivo peso anual de dicho día en la simulación.

Los costos variables refieren a la potencia de cada generador por cada hora. La demanda no abastecida corresponde a la energía requerida por la demanda y no suministrada por el sistema; los recortes renovables, al vertimiento de los recursos renovables como el solar y eólico; y las penalizaciones a los caudales vertidos, a la no entrada o construcción de una central hidráulica en cuyo caso el recurso hídrico es vertido o en el caso de recursos ficticios, el uso de recursos hídricos en periodos cuyo costo de oportunidad no es el más bajo, pero se requiere de su operación por motivos de seguridad del sistema.

4.2.1. Modelo eléctrico general

El modelo eléctrico del sistema a utilizar cuenta con una cantidad de 26 barras, que se encuentran a lo largo de todo Chile y se pueden observar en la Figura 4.1 en conjunto con el diagrama unilineal del sistema en la Figura 4.2.

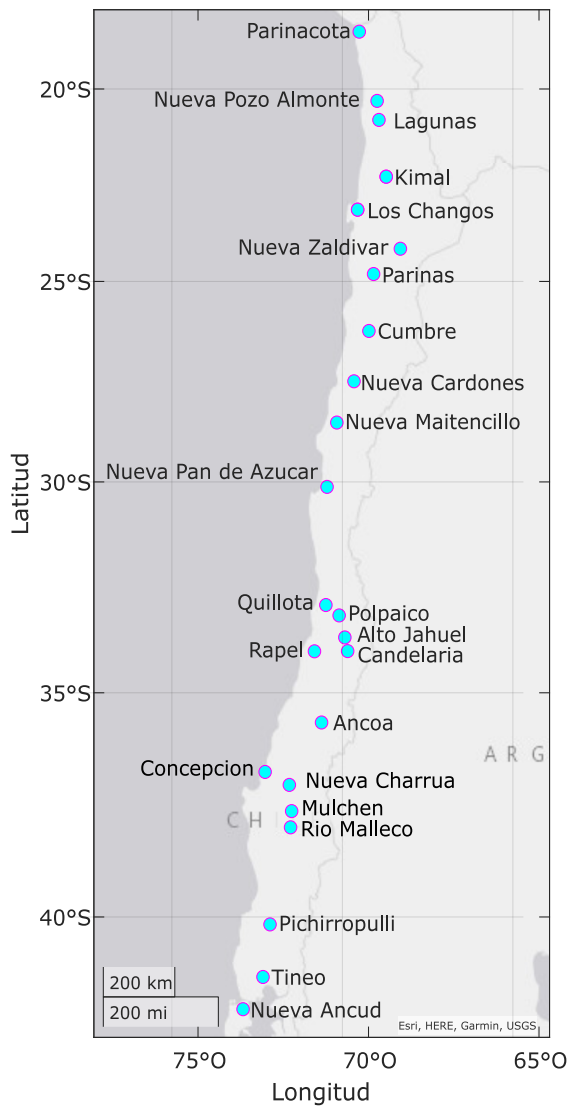


Figura 4.1. Subestaciones usadas en la PELP 2020 [25] y su ubicación en Chile, obtenido a partir de MATLAB, las coordenadas de las subestaciones fueron obtenidas de [26] y editado en Inkscape.

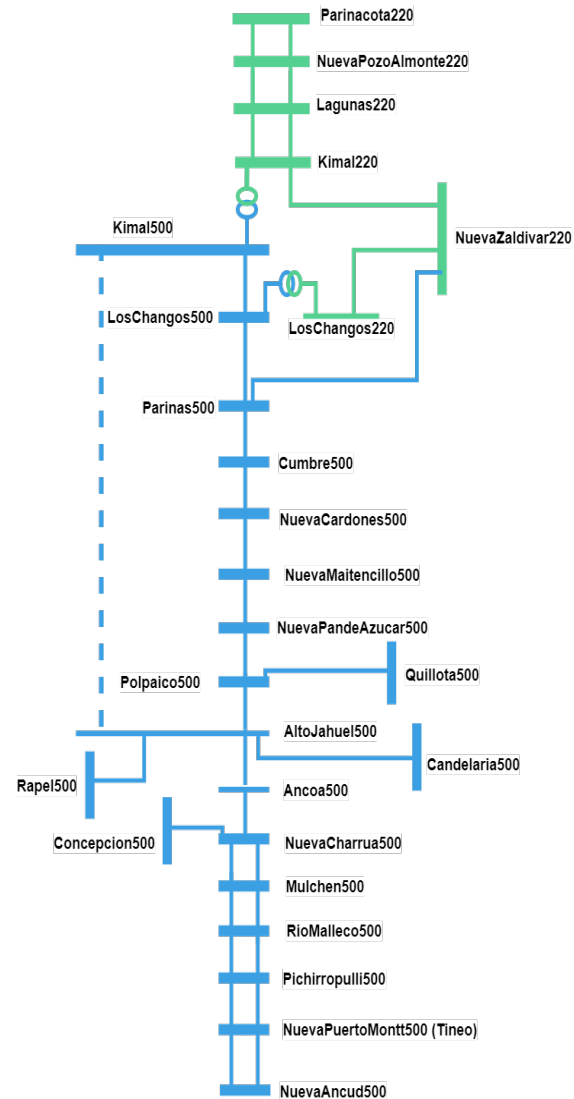


Figura 4.2. Unilineal del sistema, obtenido de la base de datos de Flex-Tran. En verde se aprecian los sistemas de 220 kV y en azul los de 500 kV. La línea segmentada corresponde a la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre proyectada.

En la Figura 4.1 se observan las ubicaciones de las subestaciones utilizadas, las cuales fueron obtenidas mediante la información que posee el Coordinador en sus planillas en línea, en el sitio *infotécnica* [26]. También se utilizó información respecto a la subestación Parinas, en [27] y para Tineo (Nueva Puerto Montt) en [28]. Para la subestación Tineo, se

especifica coordenadas referenciales, por lo que para conformar la Figura 4.1, se utilizaron estas coordenadas.

Estas subestaciones desarrolladas en el IAA PELP 2020, cuentan con: centrales de generación solar, térmica, hidráulica y eólica en donde cada una de estas posee diferentes elementos de acuerdo a su naturaleza. Cargas que poseen su respectivo perfil de carga, con una resolución horaria para un día representativo por año dentro del horizonte 2019-2052. Transmisión, que son líneas, transformadores y BESS, que se encuentran en sus respectivas barras, con sus costos de inversión y parámetros eléctricos.

4.2.2. Modelo eléctrico: generación

El estudio a utilizar contiene distintos escenarios, los cuales son caracterizados en la Figura 2.8. Para este caso se escoge el Escenario A contenido en la PET 2022 [9]. Lo anterior se debe a que los valores de este escenario son referenciales, por lo que es el caso más acorde a lo esperado del sistema, ya que no incurre en cambios de costos de inversión en tecnologías, posee valores referenciales en costos de inversión de almacenamiento, y plantea un proceso de descarbonización al año 2035, lo que permite una transición menos abrupta.

Para la generación se encuentran distintas tecnologías con diferentes valores de potencia y perfiles de generación. En específico, las energías renovables del tipo eólica, hidráulica de pasada, solar fotovoltaica y CSP son consideradas no despachables, dado que estas generan en cuanto se tiene el recurso. Por otro lado, en el caso de las centrales térmicas, la generación se basa en los costos de los combustibles utilizados, cuyo valor promedio se puede encontrar en la Tabla 4.1.

La potencia instalada por año para el horizonte 2021-2041 del sistema se puede observar en la Figura 4.3.

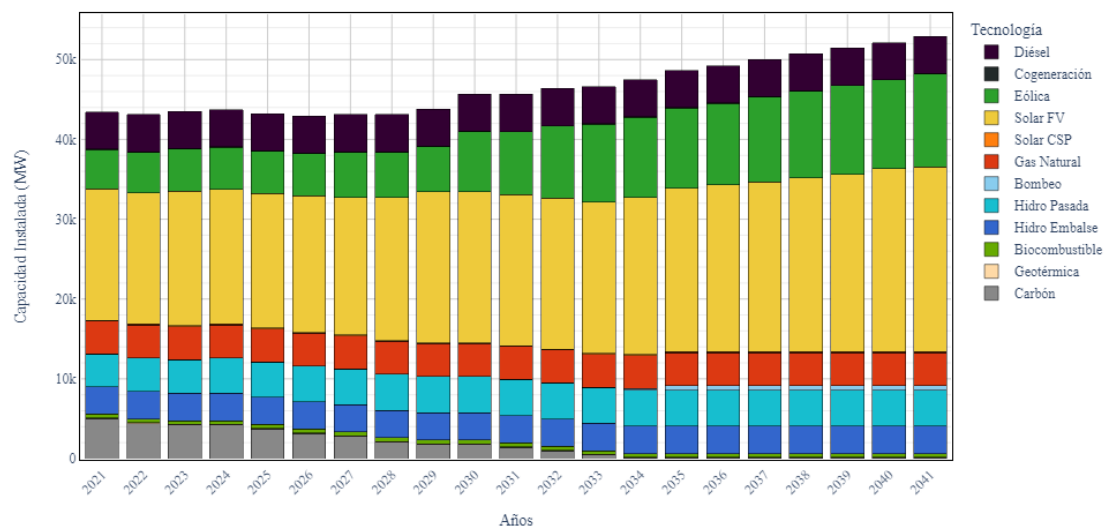


Figura 4.3. Capacidad instalada por año y por tecnología de la base de datos Flex-Tran.

En la Figura 4.3 se puede apreciar la disminución progresiva de la generación de energía por parte de las centrales a carbón a lo largo del tiempo, hasta su salida completa de operación en el año 2034. Por otro lado, se ve un aumento de la generación eólica y solar en la medida que pasa el tiempo, dando cuenta de la inserción de este tipo de energía a lo largo de los años.

El escenario renovable escogido pertenece al de una alta inserción, dado que según lo observado en la PELP, uno de los objetivos de esta es aumentar el uso de energías del tipo renovable, por lo que para la selección del día representativo se tendrá en consideración esta premisa.

Por otro lado, para las centrales renovables del tipo eólica y solar se poseen en conjunto 437 perfiles de generación, los cuales cuentan con resolución horaria para un año de operación, por lo que dependiendo del día seleccionado se originarán diferentes perfiles de generación a partir de fuentes RES.

Otras centrales que poseen perfiles de generación, son las que utilizan biomasa. Lo particular de estas centrales, es que su recurso es también un combustible y por ende también tiene un precio. Es interesante mencionar esto, dado que al poseer perfiles de generación su uso debería ser no despachable, pero dado que poseen un precio, esto afecta la lista de despacho y con ello los costos marginales del sistema.

Por lo que en este estudio, la generación de estos estará dada en función de los precios de combustible por sobre sus perfiles de generación, dado que obligar al sistema a realizar su funcionamiento genera perturbaciones en el precio de la energía.

Respecto a los precios de combustibles, en la Tabla 4.1, se observan los valores promedio por tipo de combustible, siendo estos extraídos de la base de datos Flex-Tran.

Tabla 4.1. *Precio promedio de combustible por tipo y unidad de la base de datos Flex-Tran.*

Tipo	Precio	Unidad
Biomasa	154,63	<i>USD/Ton</i>
Carbón	89,51	<i>USD/Ton</i>
Cogeneración	307,83	<i>USD/dam³</i>
Diesel	645,48	<i>USD/Ton</i>
Fuel Oil	564,23	<i>USD/Ton</i>
GNL	315,27	<i>USD/dam³</i>

Finalmente para el sector de generación, se posee el calendario de retiro de centrales a carbón de la base de datos de Flex-Tran, el cuál se observa en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2. *Retiro de centrales a carbón en la base de datos de Flex-Tran.*

Escenario	Generador	Año de retiro	Mes de retiro
1	CTANDINA_CTA	2028	1
1	CTHORNITOS_CTH	2027	1
1	CTTARAPACA_CTTAR	2020	1
1	CTMEJILLONES_CTM1	2025	1
1	CTMEJILLONES_CTM2	2025	1
1	IEM	2034	1
1	Ventanas2	2023	1
1	SantaMaria	2031	1
1	GuacoldaU1	2026	1
1	GuacoldaU5	2032	1
1	GuacoldaU4	2027	1
1	GuacoldaU3	2026	1
1	GuacoldaU2	2025	1
1	Campiche	2032	1
1	Ventanas1	2021	1
1	NuevaVentanas	2028	1
1	BocaminaII	2022	6
1	Bocamina	2021	1
1	CTANGAMOS2_ANG2	2029	1
1	CTANGAMOS1_ANG1	2028	1
1	COCHRANE_CCH1	2033	1
1	COCHRANE_CCH2	2033	1
1	CTTOCOPILLA_U15	2022	2
1	CTTOCOPILLA_U14	2022	2
1	CTNORGENER_NTO2	2026	1
1	CTNORGENER_NTO1	2026	1
1	CTTOCOPILLA_U12	2019	7
1	CTTOCOPILLA_U13	2019	7

4.2.3. Modelo eléctrico: demanda

Para la demanda existen 24 cargas alojadas en las barras del sistema, con perfiles de demanda de resolución horaria y consideran el horizonte 2019-2052. A modo de ejemplo, los perfiles de demanda por barra para el día 162 (que es el día representativo, que será utilizado posteriormente), se pueden observar en las Figuras 4.4 a 4.7.

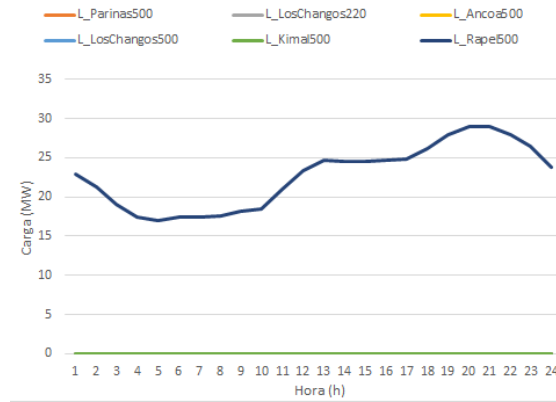


Figura 4.4. Perfil de carga para el día 162 del año 2022 según la base de datos de Flex-Tran.

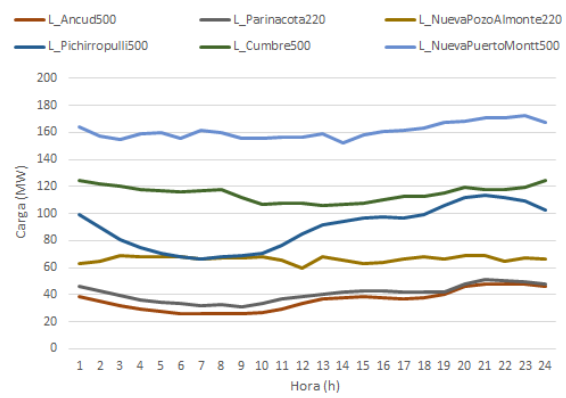


Figura 4.5. Perfil de carga para el día 162 del año 2022 según la base de datos de Flex-Tran.

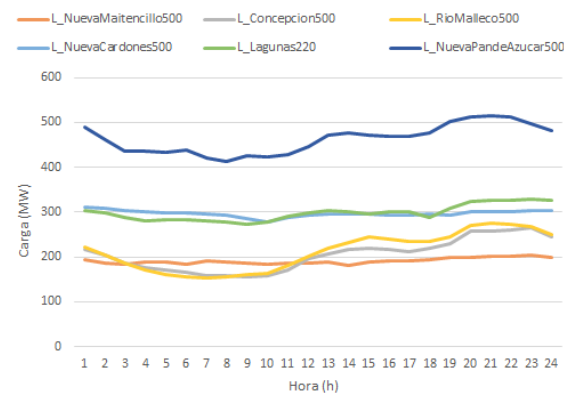


Figura 4.6. Perfil de carga para el día 162 del año 2022 según la base de datos de Flex-Tran.

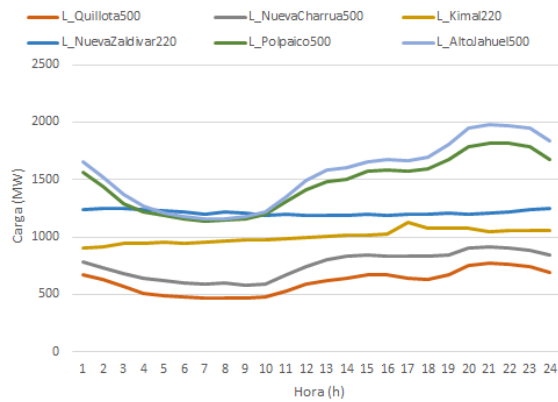


Figura 4.7. Perfil de carga para el día 162 del año 2022 según la base de datos de Flex-Tran.

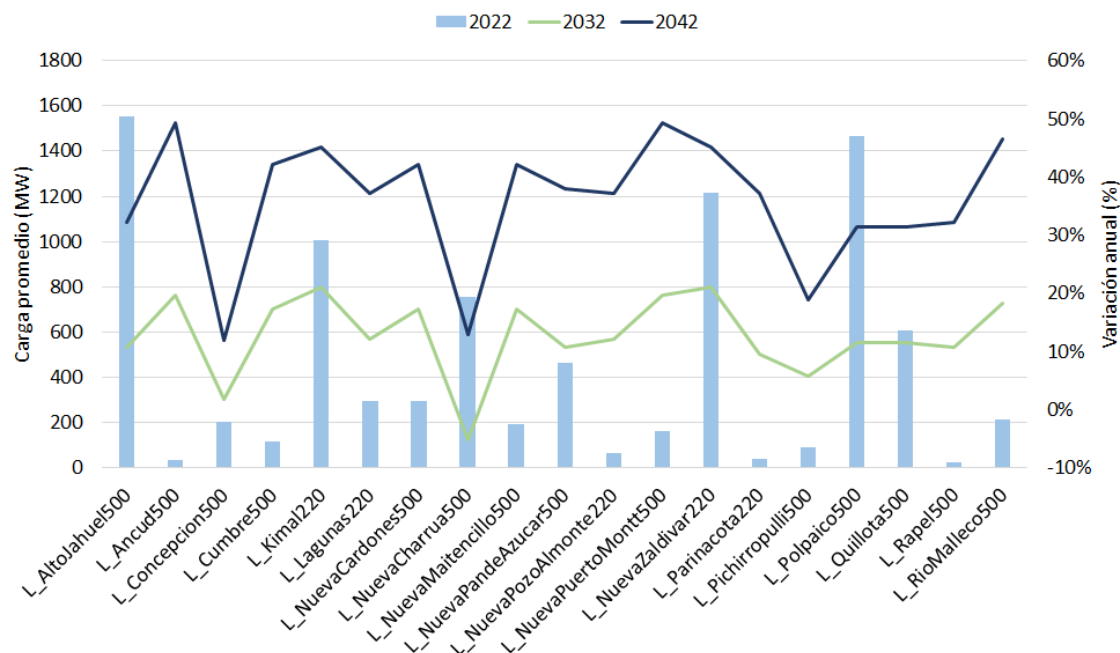


Figura 4.8. Perfil de demanda promedio para el año 2022 y las variaciones porcentuales de este en los años 2032 y 2042.

En la Figura 4.8, se puede observar como varía el perfil de carga según la barra que se esté observando. Por otro lado, los perfiles de carga que tienen diferencias más notorias al año 2042c son los pertenecientes a las barras “NuevaPuertoMontt500” y “Ancud500”, en donde estas poseen un aumento igual 49 %, el que se encuentra por sobre las demás. También, respecto al año 2032 se observa la disminución de un 5 % en el perfil de carga promedio de la barra “NuevaCharuua500”.

Por otro lado, la demanda anual de energía para todos los años contemplados por Flex-Tran en su base de datos, se puede observar en la Figura 4.9

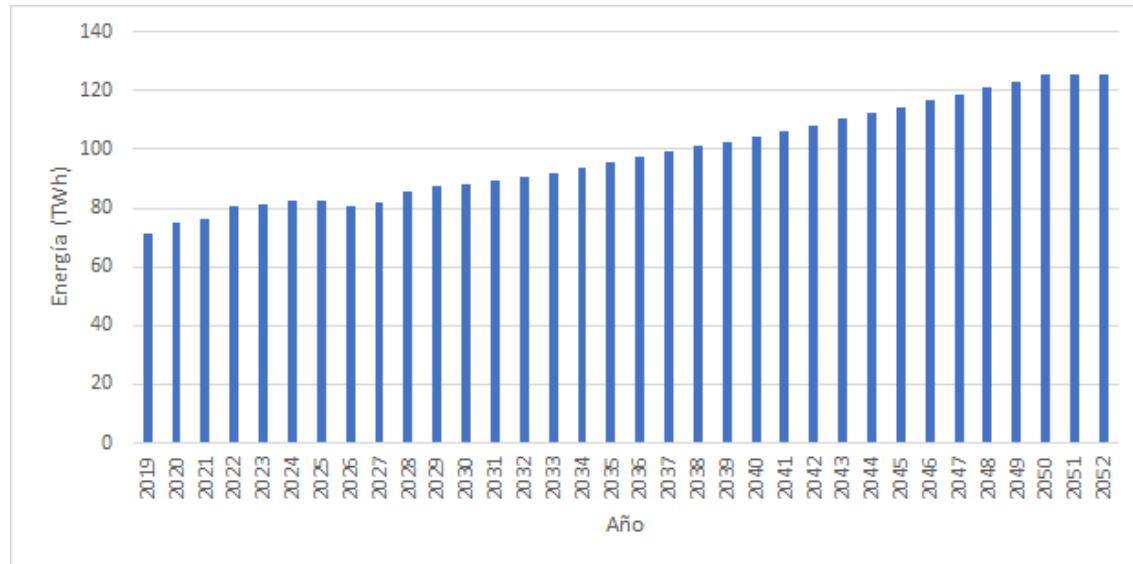


Figura 4.9. *Demanda de energía por año, obtenido de la base de datos de Flex-Tran.*

4.2.4. Modelo eléctrico: transmisión

El modelo de transmisión se compone de 34 líneas de transmisión y 8 transformadores, los cuales se pueden ver en la Tabla 4.3, en donde se muestran las variables más significativas de estos elementos.

Tabla 4.3. *Sistema de transmisión de la base de datos de Flex-Tran.*

Nombre de línea en Flex-Tran	Circuitos	Tipo	r (pu)	x (pu)	Límite operacional (MW)	Longitud (km)	Costo de inversión (MMUSD)	Tensión (kV)	Vida útil (años)	Tiempo de construcción (años)
L1_AltoJahuel500_Ancoa500	1	Line AC	0,0005	0,0032	2.765	252,5	160,84	500	40	4
L1_Ancoa500_NuevaCharrua500	1	Line AC	0,0006	0,0040	3.000	233,3	148,61	500	40	4
L1_Candelaria500_AltoJahuel500	1	Line AC	0	0,2	680	48,0	11,89	500	40	4
L1_Concepcion500_NuevaCharrua500	1	Line AC	0	0,2	260	75,1	48,95	500	40	4
L1_Cumbre500_NuevaCardones500	1	Line AC	0,0008	0,0044	1.500	174,0	68,38	500	40	4
L1_Kimal220_NuevaZaldivar220	1	Line AC	0,0174	0,0929	815	233,7	161,6	220	40	4
L1_Kimal500_LosChangos500	1	Line AC	0,0006	0,0072	1.590	154,9	46,66	500	40	4
L1_Lagunas220_Kimal220	1	Line AC	0,0053	0,0289	316	181,4	125,2	220	40	4
L1_LosChangos220_NuevaZaldivar220	1	Line AC	0,0099	0,0940	525	208,3	144	220	40	4
L1_LosChangos500_Parinas500	1	Line AC	0,0010	0,0062	1.500	246,0	74,06	500	40	4
L1_Mulchen500_RioMalleco500	1	Line AC	0	0,2	630	44,2	10,99	500	40	4
L1_NuevaCardones500_NuevaMaitencillo500	1	Line AC	0,0005	0,0072	2.360	136,0	53,43	500	40	4
L1_NuevaCharrua500_Mulchen500	1	Line AC	0	0,2	880	69,6	13,29	500	40	4
L1_NuevaMaitencillo500_NuevaPandeAzucar500	1	Line AC	0,0009	0,005	2.500	212,0	83,29	500	40	4
L1_NuevaPandeAzucar500_Polpaico500	1	Line AC	0,0018	0,01	2.280	408,0	160,33	500	40	4
L1_NuevaPozoAlmonte220_Lagunas220	1	Line AC	0	0,2	366	72,7	25,13	220	40	4
L1_NuevaPuertoMontt500_Ancud500	1	Line AC	0,0005	0,004	102	95,1	115,41	500	40	4
L1_Parinacota220_NuevaPozoAlmonte220	1	Line AC	0	0,2	91	215,9	7,76	220	40	4
L1_Parinas500_Cumbre500	1	Line AC	0,0006	0,0009	1.500	170,0	66,81	500	40	4
L1_Pichirropulli500_NuevaPuertoMontt500	1	Line AC	0,0007	0,004	145	175,0	1.055,42	500	40	4
L1_Polpaico500_AltoJahuel500	1	Line AC	0,0003	0,004	1.880	115,4	73,53	500	40	4
L1_Quillota500_Polpaico500	1	Line AC	0	0,2	1.803	50,4	11,58	500	40	4
L1_Rapel500_AltoJahuel500	1	Line AC	0	0,2	394	88,6	49,77	500	40	4
L1_RioMalleco500_Pichirropulli500	1	Line AC	0,0011	0,002	483	300,9	57,39	500	40	4
LC_Kimal500_AltoJahuel500	1	Line DC	0,0029	0,0555	2.000	1.500	607,6	500	40	4
LC_Lagunas220_Kimal220	1	Line AC	0	0,2	473	181,4	33,88	220	40	4
LC_Mulchen500_RioMalleco500	1	Line AC	0,0003	0,0034	660	44,2	11,52	500	40	4
LC_NuevaCharrua500_Mulchen500	1	Line AC	0	0,2	660	69,6	18,13	500	40	4
LC_NuevaPozoAlmonte220_Lagunas220	1	Line AC	0	0,2	296	50,4	5,89	220	40	4
LC_NuevaPozoAlmonte220_Parinacota220	1	Line AC	0	0,2	135	215,9	11,51	220	40	4
LC_NuevaPuertoMontt500_NuevaAncud500	1	Line AC	0	0,2	558	95,1	20,95	500	40	4
LC_Parinas500_NuevaZaldivar220	1	Line AC	0	0,2	660	133,4	34,77	500	40	4
LC_Pichirropulli500_NuevaPuertoMontt500	1	Line AC	0	0,2	660	175,0	45,61	500	40	4
LC_RioMalleco500_Pichirropulli500	1	Line AC	0	0,2	177	300,9	21,03	500	40	4
Tr1_Kimal500_Kimal220	1	Transformer	0,0002	0,0096	1.500	0	28,18	220	40	4
Tr1_LosChangos500_LosChangos220	1	Transformer	6,67E-05	0,0064	1.500	0	28,18	220	40	4
Tr2_Kimal500_Kimal220	1	Transformer	0,0002	0,0096	5.000	0	28,18	220	40	4
Tr2_LosChangos500_LosChangos220	1	Transformer	6,67E-05	0,0064	5.000	0	28,18	220	40	4
Tr3_Kimal500_Kimal220	1	Transformer	0	0,2	300	0	28,18	500	40	4
Tr3_LosChangos500_LosChangos220	1	Transformer	0	0,2	300	0	28,18	500	40	4
Tr4_Kimal500_Kimal220	1	Transformer	0	0,2	600	0	28,18	500	40	4
Tr4_LosChangos500_LosChangos220	1	Transformer	0	0,2	600	0	28,18	500	40	4

Es importante destacar que esta base de datos considera el Criterio N-1 del tipo térmico, lo cual disminuye la potencia operacional de las líneas de transmisión. El valor presentado, es equivalente al de la línea con un circuito menos en su operación.

Por otro lado, respecto a las baterías, estas se encuentran en otro apartado y su construcción se realizará por medio de una expansión de la transmisión, ya que, en la base de datos no se aprecian BESS instaladas en el sistema. En este sentido la expansión de las BESS dependerá de la configuración del sistema y que su implementación sea factible y económica, importando para estos efectos, los precios de capacidad de energía y potencia nominal.

Un ejemplo de sus valores se encuentra en la Tabla 4.4, donde el tiempo de descarga de la BESS, viene dado por el cociente entre energía y potencia.

Tabla 4.4. *Ejemplo de tabla de expansión de BESS de la base de datos de Flex-Tran.*

Nombre de ESS	Tecnología	Unidades existentes	Potencia	Energía	Estado de carga mínimo	Eficiencia de carga	Eficiencia de descarga	Vida útil (años)	Tiempo de construcción (años)
BatG_AltoJahuel500_100	li-ion_battery	0	100	100	0	1	1	25	1
BatG_AltoJahuel500_200	li-ion_battery	0	100	200	0	1	1	25	1

Por otro lado, la base de datos posee precios referentes a las BESS para el horizonte 2019-2050, siendo separados por los costos de sus componentes en energía y potencia, los cuales se pueden observar en la Figura 4.10.

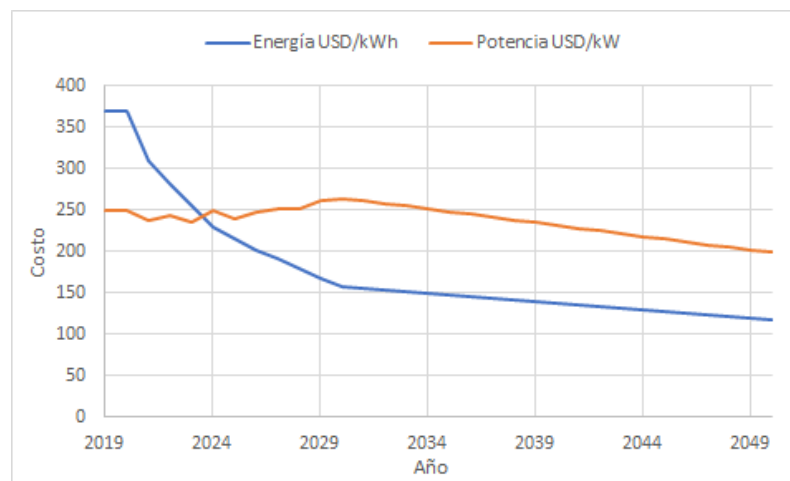


Figura 4.10. *Costos de baterías Li-ion en la base de datos de Flex-Tran, proyectadas en el tiempo para el periodo 2019-2050.*

4.3. Actualizaciones IAA PELP 2021

Luego, para actualizar el modelo se utilizará la IAA PELP 2021 [8], debido a que es la última actualización del modelo propuesto en la IAA PELP 2020.

De el se observan las siguientes modificaciones:

1. Escasez hídrica y condición hidrológica seca.

2. Trayectorias de retiro de centrales a carbón.
3. Postergación de puesta en servicio de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre.
4. Consideración de proyectos renovables en terrenos fiscales.
5. Actualización de costos de inversión de baterías para soluciones de 1, 2, y 4 horas.
6. Cambios en la proyección de demanda eléctrica.

De estas modificaciones solo se aplicarán las primeras cuatro, mientras que para el precio de las baterías y las variaciones en la proyección de la demanda eléctrica, no se observa un cambio significativo, por lo que se utilizarán otros estudios para la actualización de los activos BESS y de la proyección de la demanda.

4.3.1. Escasez hídrica

Para el primer caso de escasez hídrica se tiene la comparación entre los valores de generación hidráulica entre los IAA 2020 y 2021 a partir de la Figura 4.11.

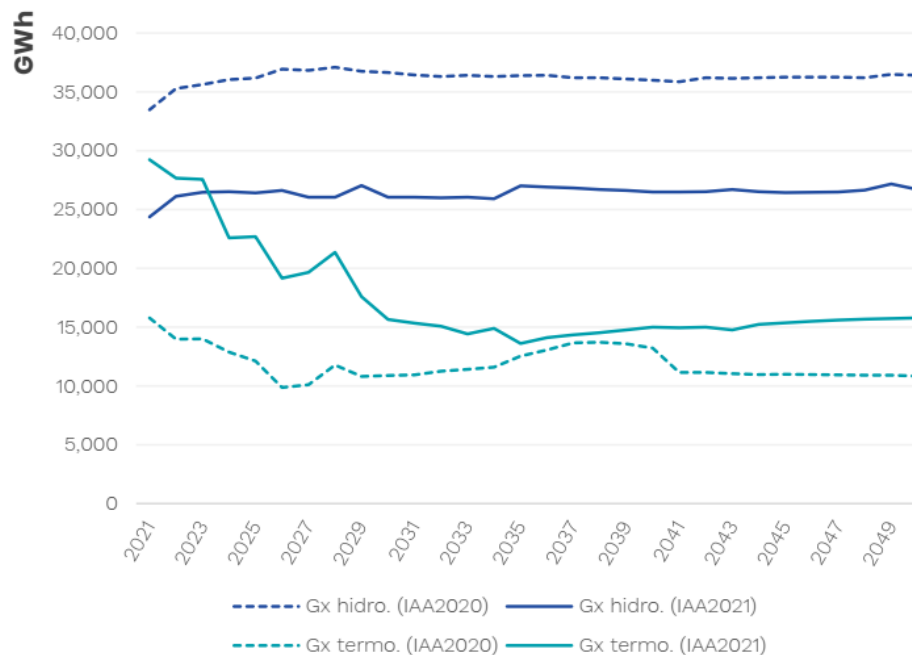


Figura 4.11. Cambios en la generación de centrales hidroeléctricas y termoeléctricas entre los IAA de los años 2021 y 2022 [8].

De lo anterior no se poseen los valores exactos de cambios en la condición hídrica, ya que no se encuentran disponibles las bases de datos asociadas a la IAA PELP 2021, por lo que para realizar la adaptación se utilizará una herramienta que permita obtener valores aproximados (para más información de como se llevo a cabo este proceso consultar Anexo A.4.2).

De lo anterior se obtienen las curvas de la Figura 4.12.

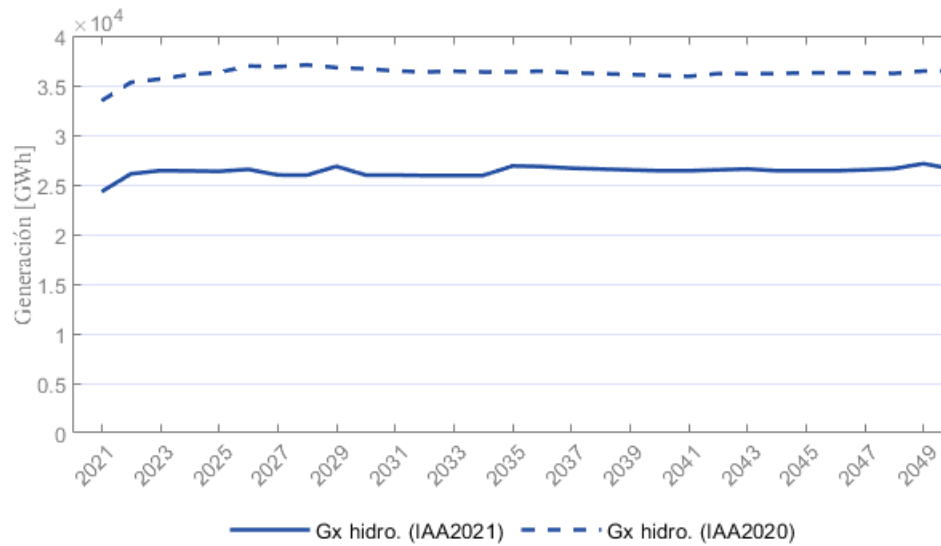


Figura 4.12. Cambios aproximados de la generación de hidroeléctricas entre los IAA PELP de los años 2021 y 2022.

De la Figura 4.12, se obtiene el valor promedio de generación hídrica para el IAA PELP 2021. Dado que no se posee una resolución exacta de como se llevará a cabo este cambio en la generación con una resolución anual, solo se realizará un escalamiento del valor medio.

Luego, en la Tabla 4.5 se pueden observar los valores de generación hídrica promedio para los IAA PELP 2020 y 2021, en conjunto con la diferencia porcentual entre ellas, la cuál será utilizada en un proceso posterior para disminuir la generación de las centrales que usan este recurso.

Tabla 4.5. Aproximación de valores promedio y diferencia porcentual de centrales de generación hidroeléctrica, entre los IAA PELP 2020 y 2021 [8].

PELP 2020	PELP 2021	Δ_{Hid}
36.222 GWh	26.334 GWh	-27,3 %

Lo cual muestra un cambio significativo en la generación de centrales hidroeléctricas, disminuyendo aproximadamente en 27,3 % entre los promedios de los informes observados.

4.3.2. Retiro de centrales a carbón

Las centrales a carbón, dados los acuerdos establecidos por el estado, deben disminuir su capacidad instalada de forma progresiva, en este sentido en la IAA PELP 2020 se establecen retiros de centrales a carbón para diferentes escenarios, los cuales son propios de este estudio. Por otro lado, debido a la capacidad instalada de este tipo de generación y las necesidades del sistema, este proceso puede ser realizado con una mayor o menor intensidad, para lo cuál se definen escenarios.

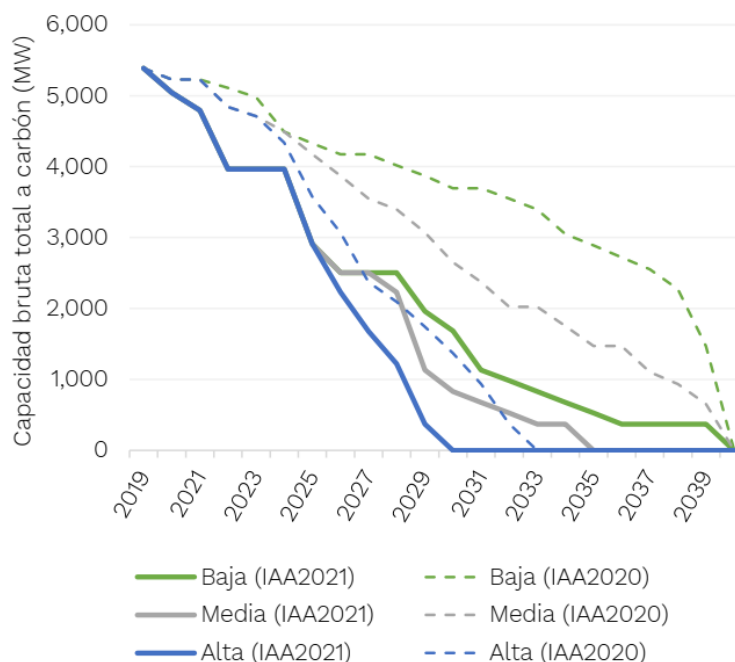


Figura 4.13. Cambios en la capacidad instalada de centrales a carbón de acuerdo a su retiro, dependiendo del escenario e IAA [8].

En este sentido en la IAA PELP 2021 se establece un retiro más rápido de estas centrales que en lo observado en el informe anterior, lo cual se puede apreciar en los escenarios de la Figura 4.13.

4.3.3. Postergación de puesta en operación de la línea HVDC Kimal-Lo Aguirre

Respecto a los proyectos de transmisión, en el año 2018 el plan de expansión contempló la obra "Nueva Línea HVDC Kimal - Lo Aguirre", la cual conectará a la Región de Antofagasta con la Metropolitana, abarcando una longitud de 1.500 kilómetros, esto permite conectar generación de centrales renovables, provenientes de la zona norte del país, con el centro y sur.

Esta línea, al ser parte del decreto de expansión, posee plazos de iniciación de licitaciones, siendo estos los 12 meses posteriores al plan de expansión [29]. Requiriendo que la empresa entregue diferentes informes, especificados en Anexo A.1.

Por otro lado, el plazo constructivo de esta línea, considera 84 meses de construcción, pero su puesta en servicio se pospondrá hasta el año 2029, según lo visto en el IAA PELP 2021 [8], dado que existió un aumento en el el plazo máximo para la licitación y adjudicación del proyecto y se estima un inicio de su operación para el año 2029, cercano al mes de octubre.

4.3.4. Incorporación de proyectos renovables en terrenos fiscales

Por otro lado, en el caso de los proyectos renovables, la IAA PELP 2021 considera aumentar la generación a partir de licitaciones de generación eólica y solar en terrenos fiscales, encontrados principalmente en la zona norte del país.

Para ello se plantea la incorporación de tecnologías renovables del tipo eólica y solar, en donde para llevar a cabo lo anterior, se especifican las variables de: puesta en servicio, capacidad instalada y comuna, como referencia geográfica para su ingreso al parque generador. La incorporación de estos proyectos aumenta la capacidad instalada en 4.735 MW y el detalle de las variables mencionadas, se observa en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6. *Desarrollo de proyectos RES en terrenos fiscales proyectados por el IAA PELP 2021.*

Comuna	Año de entrada	Tipo	Capacidad instalada (MW)
Antofagasta	2021	Solar fotovoltaico	72
Arica	2021	Solar fotovoltaico	98
Arica	2023	Solar fotovoltaico	26
Calama	2022	Solar fotovoltaico	65
Calama	2027	Eólico	120
Copiapó	2022	Solar fotovoltaico	101
Copiapó	2023	Solar fotovoltaico	50
Diego de Almagro	2024	Solar fotovoltaico	77
Huara	2023	Solar fotovoltaico	45
María Elena	2022	Solar fotovoltaico	518
María Elena	2024	Solar fotovoltaico	854
Pica	2023	Solar fotovoltaico	120
Pozo Almonte	2022	Solar fotovoltaico	152
Pozo Almonte	2023	Solar fotovoltaico	93
Taltal	2024	Eólico	980
Taltal	2024	Solar fotovoltaico	56
Taltal	2026	Eólico	633
Taltal	2027	Eólico	561
Tocopilla	2021	Solar fotovoltaico	114

4.3.5. Actualización precios BESS

Los precios de las BESS no presentan actualizaciones significativas, lo cual se puede notar en las BESS con capacidad de almacenamiento de 10 horas, mostrados en Figuras 4.14 y 4.15.

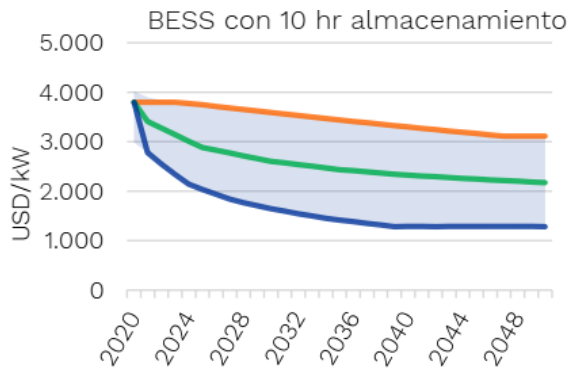


Figura 4.14. Precios de BESS proyectados según IAA PELP 2020 [25].

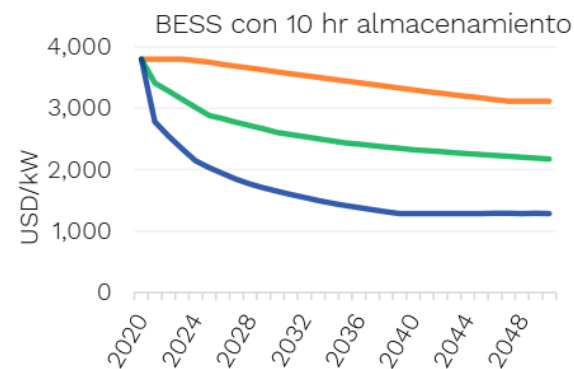


Figura 4.15. Precios de BESS proyectados según IAA PELP 2021 [8].

Para caracterizar de mejor forma los precios de las BESS y considerando que Flex-Tran trabaja con los precios de instalación separados por capacidad de almacenamiento de energía y potencia, estos serán actualizados en base al estudio [17]. Este estudio posee proyecciones de precios de instalación de BESS para los años 2021 y 2030, separados por tiempos de descarga y potencia nominal, los cuales pueden ser extrapolados para parametrizar la herramienta Flex-Tran.

En [17], se trabajan con variados valores de potencia y tiempo de descarga, además de diversas tecnologías. En particular para BESS se habla de dos tecnologías, las cuales son: “*Lithium-ion NMC*” y “*Lithium-ion LFP*”. De ellas, las baterías “*Lithium-ion LFP*” se destacan por tener un menor valor, y debido a ello, serán estas las que se utilizarán para realizar actualizaciones del precio de instalación de las BESS.

Para la posterior actualización de los costos de instalación de BESS, se utilizarán tiempos de descarga de 2 a 8 horas y potencias de 1 a 1000 MW, las cuales son proporcionadas por el estudio mencionado anteriormente y son observables en las Tablas 4.7 a 4.10, por componente y precio.

Tabla 4.7. Costos en dólares por tipo de parámetro en función de la potencia y año proyectado, para proyectos de BESS “*Lithium-ion LFP*” de 2 horas.

Potencia	1 MW		10 MW		100 MW		1.000 MW	
Parámetros \ Año proyectado	2021	2030	2021	2030	2021	2030	2021	2030
Bloques de almacenamiento DC (USD/kWh)	218,71	143,12	208,29	136,3	197,88	129,49	187,98	123,01
Sistema de balance DC (USD/kWh)	44,76	33,42	42,65	31,85	40,64	30,34	38,72	28,91
Equipamiento de potencia (USD/kW)	84,65	74,88	73,05	64,62	63,04	55,77	54,40	48,13
Control y comunicación (USD/kW)	40,01	29,87	7,75	5,78	1,50	1,12	0,29	0,22
Integración de sistemas (USD/kWh)	63,16	53,59	57,88	49,11	54,08	45,89	50,80	43,10
Ingeniería, adquisición y construcción (USD/kWh)	77,79	66,00	69,84	59,26	64,97	55,13	60,97	51,73
Desarrollo del proyecto (USD/kWh)	93,35	79,21	83,81	71,11	77,97	66,15	73,16	62,08
Integración a la red (USD/kW)	30,94	26,25	24,81	21,05	19,98	16,87	15,94	13,53

Tabla 4.8. Costos en dólares por tipo de parámetro en función de la potencia y año proyectado, para proyectos de BESS “Lithium-ion LFP” de 4 horas.

Potencia	1 MW		10 MW		100 MW		1.000 MW	
Parámetros \ Año proyectado	2021	2030	2021	2030	2021	2030	2021	2030
Bloques de almacenamiento DC (USD/kWh)	215,55	141,05	205,28	134,33	195,02	127,62	185,27	121,23
Sistema de balance DC (USD/kWh)	41,32	30,85	39,37	29,40	37,51	28,01	35,74	26,69
Equipamiento de potencia (USD/kW)	84,65	74,88	73,05	64,62	63,04	55,77	54,40	48,13
Control y comunicación (USD/kW)	40,01	29,87	7,75	5,78	1,50	1,12	0,29	0,22
Integración de sistemas (USD/kWh)	56,61	48,03	52,78	44,78	49,70	42,17	46,93	39,82
Ingeniería, adquisición y construcción (USD/kWh)	68,93	58,48	63,53	53,90	59,67	50,63	56,32	47,79
Desarrollo del proyecto (USD/kWh)	82,71	70,18	76,23	64,68	71,61	60,76	67,59	57,35
Integración a la red (USD/kW)	30,94	26,25	24,81	21,05	19,89	16,87	15,94	13,53

Tabla 4.9. Costos en dólares por tipo de parámetro en función de la potencia y año proyectado, para proyectos de BESS “Lithium-ion LFP” de 6 horas.

Potencia	1 MW		10 MW		100 MW		1.000 MW	
Parámetros \ Año proyectado	2021	2030	2021	2030	2021	2030	2021	2030
Bloques de almacenamiento DC (USD/kWh)	213,72	139,85	203,54	133,19	193,36	126,53	183,7	120,21
Sistema de balance DC (USD/kWh)	40,03	29,89	38,14	28,48	36,34	27,14	34,63	25,86
Equipamiento de potencia (USD/kW)	84,65	74,88	73,05	64,62	63,04	55,77	54,4	48,13
Control y comunicación (USD/kW)	40,01	29,87	7,75	5,78	1,5	1,12	0,29	0,22
Integración de sistemas (USD/kWh)	54,24	46,02	50,9	43,19	48,07	40,78	45,48	38,59
Ingeniería, adquisición y construcción (USD/kWh)	65,75	55,79	61,21	51,94	57,71	48,96	54,58	46,31
Desarrollo del proyecto (USD/kWh)	78,9	66,95	73,45	62,32	69,25	58,76	65,5	55,58
Integración a la red (USD/kW)	30,94	26,25	24,81	21,05	19,89	16,87	15,94	13,53

Tabla 4.10. Costos en dólares por tipo de parámetro en función de la potencia y año proyectado, para proyectos de BESS “Lithium-ion LFP” de 8 horas.

Potencia	1 MW		10 MW		100 MW		1.000 MW	
Parámetros \ Año proyectado	2021	2030	2021	2030	2021	2030	2021	2030
Bloques de almacenamiento DC (USD/kWh)	212,43	139,01	202,31	132,39	192,2	125,77	182,59	119,48
Sistema de balance DC (USD/kWh)	39,32	29,36	37,47	27,98	35,7	26,66	34,01	25,4
Equipamiento de potencia (USD/kW)	84,65	74,88	73,05	64,62	63,04	55,77	54,4	48,13
Control y comunicación (USD/kW)	40,01	29,87	7,75	5,78	1,5	1,12	0,29	0,22
Integración de sistemas (USD/kWh)	52,97	44,94	49,88	42,32	47,17	40,03	44,68	37,91
Ingeniería, adquisición y construcción (USD/kWh)	64,06	54,35	59,95	50,87	56,63	48,05	53,62	45,5
Desarrollo del proyecto (USD/kWh)	76,87	65,23	71,94	61,04	67,95	57,66	64,35	54,6
Integración a la red (USD/kW)	30,94	26,25	24,81	21,05	19,89	16,87	15,94	13,53

4.4. Proyección de la demanda

Con el fin de modelar la demanda, en este estudio se utilizará una actualización en función de los valores encontrados en la PET 2023 elaborada por el Coordinador. Esto debido principalmente a que entre los IAA de la PELP no existe un cambio significativo y no se poseen las bases de datos para el IAA PELP 2021, como para establecer alguna variación. En este sentido las proyecciones de demanda por IAA se pueden observar en las Figuras 4.16 y 4.17, en donde se presenta un cambio de color entre la secuencialidad de curvas de demanda por tipo de escenario e informe.

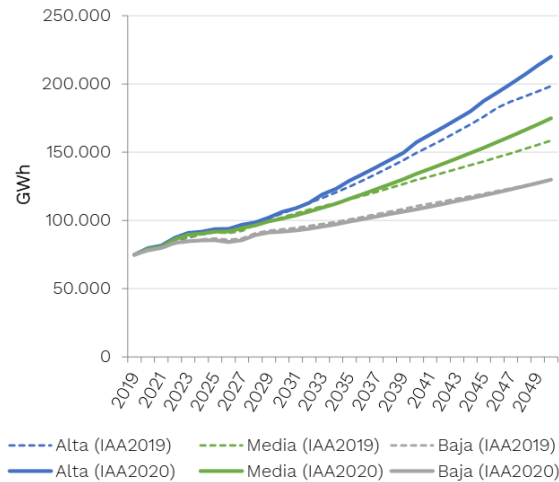


Figura 4.16. Proyección de demanda eléctrica para el IAA PELP 2020 [25].

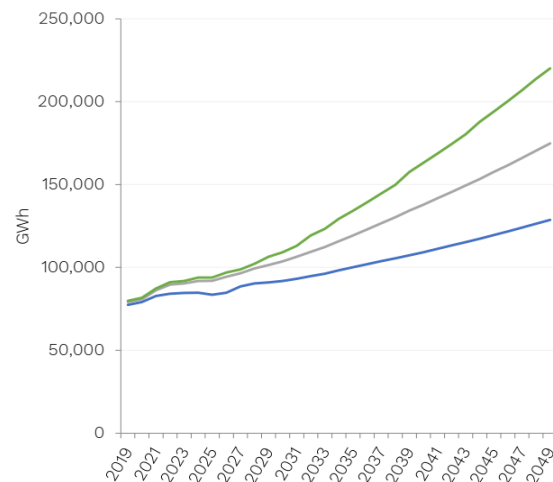


Figura 4.17. Proyección de demanda eléctrica para el IAA PELP 2021 [8].

En el caso de la PET 2023 se observa en Figura 4.18 los valores de demanda proyectada en el periodo 2022-2042, respecto a la base de datos de Flex-Tran.



Figura 4.18. Valores proyectado de demanda para la base de datos de Flex-Tran y la PET 2023.

De la Figura 4.18, se observa como para los primeros años la base de datos posee una sobreestimación de la demanda, mientras que para el final del horizonte, el estudio realizado por el Coordinador, presenta una mayor demanda que lo proyectado por la base de datos.

Por otro lado, en el caso de la demanda proyectada por la PET se presenta un aumento

constante en la demanda, mientras que en la base de datos, para el periodo 2025-2027 se observa una disminución en la demanda.

Capítulo 5

Parametrización de datos de entrada y herramienta computacional

Luego de haber especificado los cambios que se realizarán al modelo, en este capítulo se hablará de la adecuación de los datos de entrada en Flex-Tran, para esto se actualizarán los parámetros de la base de datos de Flex-Tran en su modulo TNEP y se comentarán las variables con las que se realizará la expansión de la transmisión.

En resumen, en este capítulo se abordarán los valores con los que se parametriza la herramienta, como lo son la tasa de descuento e interés de un 10 %, el tipo de expansión, el programa que se utiliza para el problema de optimización, las iteraciones y costos de penalizaciones con los que trabaja el programa.

También, se realiza la adecuación de cambios en la generación a partir de las actualizaciones del IAA PELP 2021. En la demanda, con lo observado en la PET 2023 y de la transmisión, homogeneizando precios de líneas a partir de precios por kilometro.

Al final del capítulo se especificarán, aspectos de la expansión, como la cantidad de expansiones de circuitos de línea y las principales acciones que realiza el programa, con el fin de adecuar la base de datos para que su uso entregue solución a los casos definidos.

5.1. Herramienta computacional: Flex-Tran

El programa Flex-Tran es desarrollado por la Universidad de Chile y la Universidad Técnica Federico Santa María, el cual posee diferentes módulos dependiendo de la planificación que se desee hacer. En esta memoria se utilizará el módulo TNEP, el cual tiene por objetivo contribuir en la toma de decisiones del proceso de la planificación de la transmisión, utilizando modelos del sistema chileno.

5.1.1. Problema de optimización

Este programa realiza optimizaciones matemáticas para encontrar rutas de expansión óptimas en el problema de la expansión de la transmisión multi-anual o multi-etapas, cuyo objetivo es minimizar los costos de inversión y operación para un horizonte de opera-

ción con resolución horaria, que permita capturar la variabilidad de la demanda y de la generación RES.

Este modelo, permite realizar la expansión la transmisión incorporando diversas tecnologías de generación y ESS para responder a la variabilidad de la demanda y generación RES, en el periodo de estudio mostrando la flexibilidad de nuevas tecnologías.

En general, la función objetivo del problema, al estar relacionada con proyectos de inversión, es minimizar los costos de inversión y operación de cada año del horizonte de planificación, ponderándolos por la tasa de descuento asociada a cada año del proyecto.

Por otro lado, el programa incluye restricciones del sistema y de los activos que lo constituyen. En el sistema se encuentran las restricciones de: equilibrio de potencia, reserva primaria y secundaria. Para el caso de los activos, se encuentran las restricciones de: capacidad de transmisión, generación térmica, hidráulica, RES, ESS y de embalses.

Estas restricciones son aplicadas a los modelos eléctricos, los cuales deben estar previamente construidos, ya que es un programa determinístico, y con ello, requiere de que el programa sea parametrizado previamente con todas las posibles soluciones a analizar y escenarios de entrada. Puesto que el programa no realiza optimizaciones en los parámetros de los activos y solo se encarga de minimizar los costos de operación e inversión del sistema.

5.1.2. Parámetros

Dentro de los parámetros más importantes del programa para la construcción del modelo eléctrico se encuentran los siguientes:

- Definición de horizonte de estudio por años de inicio y término.
- Definición de periodos para el estudio tipo anuales, estacionales o mensuales.
- Cantidad de días representativos por periodo seleccionado.
- Definición de candidatos de expansión en transmisión (líneas, transformadores, BESS y SIPS).
- Definición de escenarios de penetración RES.
- Hidrologías con una base de datos del año 1996 hasta el 2018, pudiendo establecer una condición fija o cronológica.
- Definición de barras, cargas, generación, embalses, matriz hídrica, costos de combustibles, generadores y almacenamiento.
- Restricciones operacionales como, reservas en giro, inercia, reservas primarias y secundarias para centrales RES.
- Costos de batería por energía y potencia.
- Retiros de generadores según planificación y cambios en la capacidad de generadores por año.

- Variaciones en los precios de combustibles.
- Costos de emisión de combustibles y sus límites.
- Perfiles de generación RES, de carga y volúmenes de embalses con resolución semanal para todos los años hídricos, y con representación en los años del horizonte en observación.

5.1.3. Archivos de salida

Los archivos de salida del programa son 49 reportes separados por categoría, las cuales hacen referencia a: barras, SIPS, ESS, generadores, líneas, reservas hídricas y variables generales del sistema, con resolución horaria o anual y que permiten hacer diferentes análisis dependiendo del estudio.

En este estudio se utilizarán los reportes de costos operacionales anuales, el nivel de carga horaria de las líneas de transmisión, la capacidad instalada anual de ESS, la capacidad instalada anual de líneas de transmisión y la generación por tecnología anual.

5.1.4. Flex-Tran y caso de estudio

El caso de estudio a analizar es de un día representativo de operación anual para el horizonte 2022-2042, este será seleccionado a partir de la herramienta computacional, al configurar la base de datos.

Para ello, se fijan los valores del caso de estudio, los cuales contemplan: el programa encargado de obtener la solución de optimización; la tolerancia; la cantidad máxima de iteraciones para encontrar una solución al problema; el tipo de expansión a analizar; el modelo de operación; y los costos asociados a penalizaciones de desprendimiento de carga, no uso de generación renovable y de vertimiento del recurso hídrico.

Para lo anterior, se considera el programa “Gurobi” como recomendación por parte de los creadores de la herramienta, un valor de 1 % de tolerancia en la solución encontrada, una cantidad de 500 iteraciones como máximo, una expansión de la transmisión con la variable “tnep”, un modelo de operación del tipo flujo DC y valores altos de vertimiento de recurso hídrico y desprendimiento de carga. Esto último con el fin de realizar una planificación que asegure el cumplimiento de la demanda en condiciones normales de generación.

Por otro lado, para la selección del día representativo se utilizará la herramienta propia del programa, la cual permite seleccionar parámetros para escoger un escenario representativo. Para esto se buscará un día que posea influencia de generación solar, eólica y de demanda en proporciones iguales. También, se escogen las opciones de que en el día seleccionado se fuerce a que posea una demanda peak y que sus valores se ajusten a la demanda anual, permitiendo que esta posea una desviación máxima de un 0,5 % de este valor. Esto último es debido a que la selección de los días puede no corresponder a los valores anuales, generando un problema sin solución. Dar la opción de que posea una desviación, permite al programa escoger un día representativo que se ajuste mayormente a lo requerido.

De lo anterior, se obtuvo que el día 162 es el que presenta las características más

cercanas a lo solicitado, por lo que este será el día en uso para las posteriores simulaciones.

5.1.5. Variación en la base de datos de Flex-Tran en su modulo TNEP

Dado que se realizará un estudio para los años 2022-2042 y la base de datos encontrada es la correspondiente a la PELP 2020, es necesario aplicar actualizaciones, con el fin de poder representar de mejor manera una planificación de la transmisión. Para ello se realizará una adaptación del modelo de generación con lo observado anteriormente en la IAA PELP 2021 y los estudios de precios de BESS, además de cambios en la demanda con lo observado en la PET 2023.

5.1.6. Hidrología

Respecto a la generación hídrica, dentro de la base de datos de Flex-Tran se encuentran los afluentes por año hidrológico para los años comprendidos entre 1960 y 2018, ambos incluidos y con resolución semanal. Dado que en el programa posee diferentes años, se seleccionará el año hidrológico que posea el valor promedio más cercano a lo hablado previamente, respecto a la disminución de generación hídrica por parte de la IAA PELP 2021.

Para realizar el ajuste se obtendrá el valor promedio de afluentes para todos los años hidrológicos (para mas información respecto a los valores promedio anuales ver Tabla A.2), con tal de mantener un perfil medio teniendo en consideración la cantidad de años hidrológicos presentes. Este valor se disminuirá en un 27,3 % según lo observado en la Tabla 4.5, para llegar a un valor promedio objetivo considerando las bases de datos y lo planteado en la IAA PELP 2021.

Tabla 5.1. Valores referentes al cambio hidrológico.

$\overline{Q}_{1960-2018} \left[\frac{m^3}{s} \right]$	$\Delta_{Hid} \%$	$\overline{Q}_{objetivo} \left[\frac{m^3}{s} \right]$	$\overline{Q}_{2016} \left[\frac{m^3}{s} \right]$
3.048,6	-27,3	2.216,3	2.215,58

Dado lo anterior, se utilizará el año hidrológico del 2016, con el fin de que en el modelo se posean valores referenciales según la IAA PELP 2021, considerando la base de datos disponible y que la generación hídrica posee esta disminución.

5.1.7. Retiro de centrales a carbón

Para el caso del retiro de las centrales a carbón se realizará un cambio en el escenario a considerar, en donde se adopta un escenario de alto retiro de centrales a carbón según la PELP 2020. Esto dado a que el retiro de las centrales en este escenario es similar al retiro medio de el IAA PELP 2021. Dado lo anterior se escoge el escenario “1”, cuyas proyecciones de retiro se observan en la Tabla 4.2, separadas por año y mes de retiro. En ella también se aprecia que el último retiro ocurre en el año 2034, anterior al año 2035 señalado por el Escenario A de la PET 2022.

La razón de considerar este retiro de centrales a carbón, es dado a que la disminución de

la capacidad instalada no es lineal, ya que al tener diferentes valores de potencia nominal y ubicación, se pueden generar cambios en la generación y en el sistema eléctrico no deseados. Dado lo anterior, es preferible utilizar estudios previos que ya hayan establecido el impacto de retirar dichas centrales y que cumplan el supuesto del Escenario A de la PET 2022.

5.1.8. Proyectos de transmisión

En esta sección se realizarán cuatro cambios en la base de datos, los cuales son: limitaciones en la expansión de líneas, homogeneización en los costos de inversión de líneas, cambios en cantidad de circuitos de líneas identificables del SEN y postergación de la puesta en servicio de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre.

5.1.8.a. Limitación de expansión de líneas

El modelo Flex-Tran considera líneas existentes y la posibilidad de construcción de nuevos circuitos idénticos a los anteriores. En este sentido, si existe un tramo al que se le quiere aumentar la capacidad, el programa generará un circuito idéntico al anterior, el que se conectará en paralelo y que, por tanto, posee las mismas características de la línea de la cual proviene con su respectivo costo de inversión. La única diferencia para este nuevo circuito radica en el año en que entra en operación, el cual posee una restricción en la cantidad de años que requiere para su construcción.

El aumento de líneas en este estudio se limitará a dos circuitos máximo, equivalentes a una línea de doble circuito. Esto debido a que la construcción de líneas de transmisión es un proceso que requiere de muchos estudios, y su trazado, puesto que es una construcción física de muchos kilómetros, puede generar diferentes complicaciones durante su construcción ocasionando que en ciertas situaciones el proyecto no sea factible.

5.1.8.b. Homogeneización en costos de inversión en líneas

En la base de datos de la PELP existe una valorización de las líneas de transmisión, las cuales están en función de los proyectos existentes y futuros. Los proyectos existentes poseen un valor cero, dado que no son proyectos de inversión; mientras que el aumento de la potencia de los tramos posee un costo asociado, el cual se refleja en el valor de inversión de la línea. En este sentido el modelo PELP incorpora variados costos de inversión para diferentes ampliaciones en la operación de las líneas, los cuales son específicos de cada una de estas.

Dado lo anterior, es necesario hacer ajustes a los valores de inversión de las líneas de transmisión entregadas por el modelo PELP, ya que este considera diferentes costos de inversión que en ocasiones no son concordantes con el costo de inversión de un circuito. Esto con el fin de que el programa encuentre soluciones óptimas para la expansión de la transmisión.

Para lo anterior se ajustarán los costos de inversión de los circuitos en la base de datos de Flex-Tran, considerando el cociente entre los costos de inversión por largo de línea en km y su límite operacional en MW, modificando aquellos valores que sean extremos.

El criterio para modificar estos valores es no estar entre los percentiles 25 y 75, los cuales pueden ser resumidos en un diagrama de cajas mostrado en la Figura 5.1, y los límites de los percentiles se encuentran en la Tabla 5.2, diferenciadas por el nivel de tensión de las líneas.

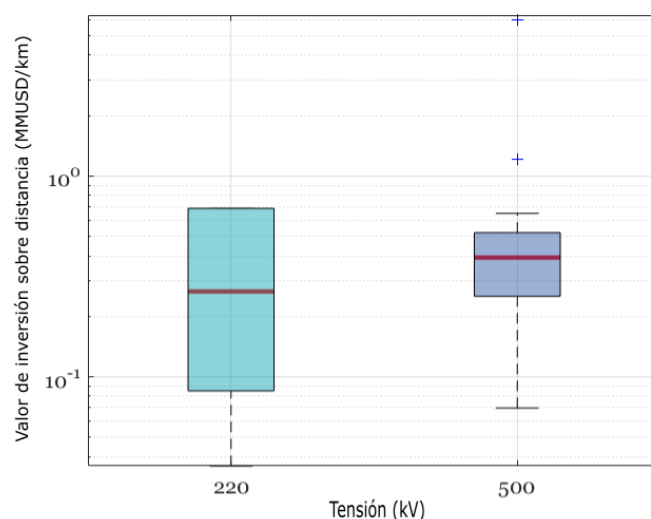


Figura 5.1. Diagrama de cajas para valores de inversión por largo de línea, extraídas de base de datos de Flex-Tran, en él existe un escalamiento logarítmico para abarcar todas las muestras.

Tabla 5.2. Valores de percentiles 25 y 75 para circuitos de 500 kV y 220 kV, según el cociente entre el valor de inversión (MMUSD) y distancia (km), de la base de datos de Flex-Tran, truncados al tercer dígito significativo.

500 kV		220 kV	
Percentil 25	Percentil 75	Percentil 25	Percentil 75
0,251	0,522	0,085	0,690

La modificación de las líneas encontradas bajo el criterio anterior se hará utilizando valores de la misma base de datos, en la cual se considerará el precio de circuito para un mismo valor de tensión y con distancias similares.

El criterio para cambiar el precio de un circuito esta basado en los rangos de la Tabla 5.2, en donde si la división del valor de inversión del circuito por la distancia, se encuentra fuera de este rango, se cambiará por el precio del siguiente circuito con distancias semejantes lo cual se puede observar en Anexo A.4. Esto con el fin de homogeneizar los costos de circuitos, para el posterior análisis de los resultados.

5.1.8.c. Cantidad de circuitos en líneas identificables del SEN

Además, en este estudio se considerarán las líneas de la base de datos de Flex-Tran con una potencia instalada mayor a 1.000 MW, y que se encuentren en las bases de datos

del Coordinador, para realizar cambios respecto a la cantidad de circuitos, dado que son identificables dentro del SEN y esto permite obtener su capacidad sin Criterio N-1. Lo cuál será utilizado para observar uno de los objetivos de este estudio.

Por otro lado, se asumirá que la potencia de estas líneas es la correcta, dado que se desconocen los motivos por los cuales este valor se les ha sido asignado en el modelo reducido del SEN.

Para llevar a acabo lo anterior se realizará una búsqueda de la cantidad de circuitos por tramos en la base de datos del coordinador en [26] para, posteriormente, utilizar esta cantidad de circuitos en las expansiones de las líneas.

A continuación, en la Tabla 5.3, se puede observar la cantidad de circuitos presentes en las líneas a las que se les aplicó este cambio.

Tabla 5.3. *Designación de circuitos en líneas identificables del SEN.*

Nombre de línea en Flex-Tran	Potencia con Criterio N-1	Circuitos	Potencia sin Criterio N-1
L1_AltoJahuel500_Ancoa500	2.765	4	3.686,7
L1_Ancoa500_NuevaCharrua500	3.000	3	4.500
L1_Cumbre500_NuevaCardones500	1.500	2	3.000
L1_Kimal500_LosChangos500	1.590	2	3.180
L1_NuevaCardones500_NuevaMaitencillo500	2.360	2	4.720
L1_NuevaMaitencillo500_NuevaPandeAzucar500	2.500	2	5.000
L1_NuevaPandeAzucar500_Polpaico500	2.280	2	4.560
L1_Quillota500_Polpaico500	1.803	2	3.606
L1_Polpaico500_AltoJahuel500	1.880	3	2.820
LC_Kimal500_AltoJahuel500	2.000	2	4.000

5.1.8.d. Postergación de la puesta en servicio de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre

Para la postergación de la puesta en servicio de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre, se realizará un cambio en su operación, al dejar esta línea fuera de servicio durante el periodo en el que se encuentra en construcción, es decir, hasta agosto de 2029.

Para ello, se ajustará la línea en el programa como obra en mantenimiento y con límite operacional cero. Para que luego de transcurrido el tiempo de su construcción, esta posea los parámetros de la línea entregados previamente en la base de datos de Flex-Tran.

5.1.9. Precios de BESS

Para los precios de las BESS se estimará una disminución en los valores de instalación total de los activos en el tiempo, haciendo una distinción entre la energía y potencia del mismo, asumiendo que las BESS a utilizar estarán en el orden de los 100 y 1.000 MW de potencia instalada, con el fin de que estas puedan aportar en la transmisión en niveles cercanos a los de las líneas de transmisión.

En las Figuras 5.2 y 5.3, se observan los precios de los parámetros de las BESS “*Lithium*

Ion LFP”, separados por costos de energía y potencia, a partir de los datos de las Tablas 4.7 a 4.10. En ellos los parámetros de costos poseen una escala lineal, mientras que su potencia nominal y capacidad de energía se encuentran en escala logarítmica.

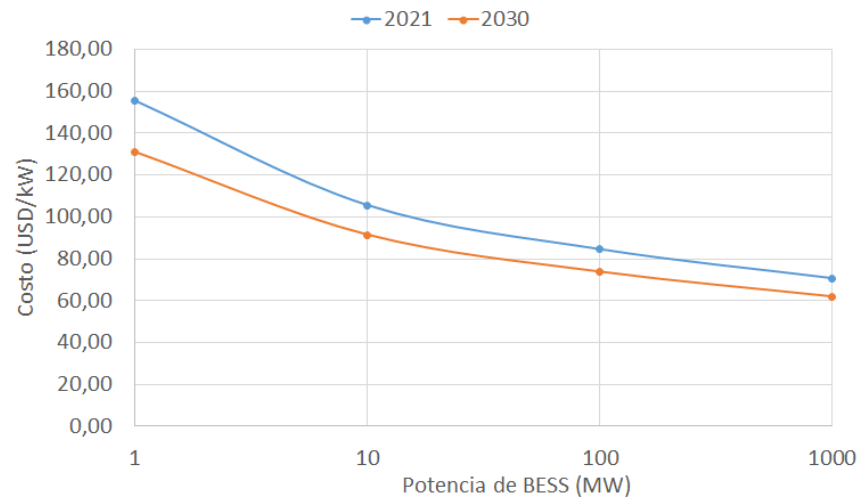


Figura 5.2. Costos de parámetros en USD/kW, para diferentes potencias, diferenciadas según año proyectado, para un punto estimado [17].

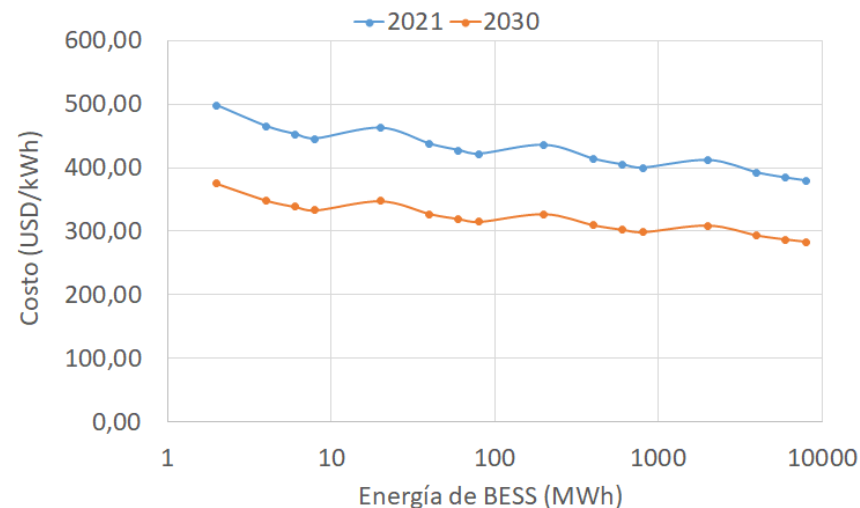


Figura 5.3. Costos de parámetros en USD/kWh, para diferentes capacidades de energía, diferenciadas según año proyectado, para un punto estimado [17].

Es importante mostrar que, según los datos obtenidos, en la medida que existe un aumento en la potencia existe un aumento de los costos de los parámetros de energía, el cual no es observable en los parámetros de potencia (ver Figuras 5.2 y 5.3). Esto genera que sea importante dimensionar en primera instancia la potencia del BESS y luego la energía, según lo observado en las Tablas 4.7 a 4.10, para tener un valor aproximado a la hora de elegir candidatos de distintos valores de capacidad de energía.

Dado lo anterior, es que para obtener un valor promedio de precio de BESS en base a

los costos de sus componentes, se decide usar el orden de 100 a 1.000 MW, con tiempos de descarga de 2 a 6 horas, resumidos en la Tabla 5.4

Tabla 5.4. Precios de energía y potencia promedio de BESS “Lithium ion LFP”, para el año 2021 y 2030 considerando el estudio [17].

Categoría	2021	2030
Potencia (USD/kW)	77,58	67,82
Energía (USD/kWh)	406,86	304,44

Estos valores se usarán en el modelo propuesto, variando anualmente y de forma lineal durante los periodos 2021-2030, para posteriormente mantener el costo estimado al año 2030, como se puede ver en la Figura 5.4, esto dado que no se posee mayor información de la referencia [17] y sus costos proyectados con resolución anual.

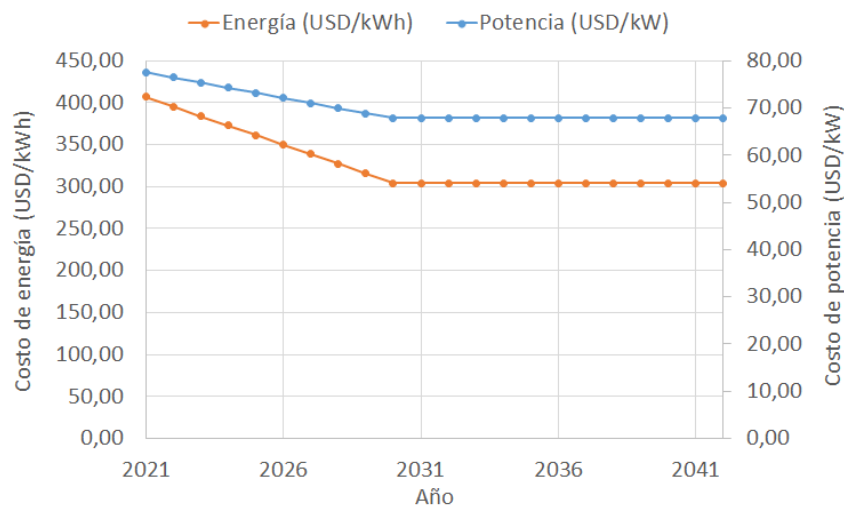


Figura 5.4. Costos de instalación para BESS utilizados separados por potencia y energía, con un ajuste lineal entre los años 2021 y 2030. Esta proyección considera el periodo 2021-2042.

5.1.10. Cambios en generación

Para el ajuste de la generación y el aumento de potencia instalada en 4.735 MW, se añadirán los generadores con nombres similares a la comuna donde se ubican, teniendo cuidado de que estos nombres no se encuentren previamente en la base de datos.

Luego, estos se localizarán en barras cercanas a las comunas observadas en la Tabla 4.6 y se seleccionarán generadores con valores cercanos de potencia instalada, esto con el fin de utilizar sus perfiles de generación.

Dado que estos perfiles se encuentran con resolución horaria y con valores porcentuales de generación, solo será necesario especificar la potencia máxima de estos generadores y asignarles el perfil seleccionado. Cabe recalcar que dentro de la base de datos, ciertos perfiles se repiten entre generadores, por lo que estos pueden estar asociados a distintos

valores de potencia y su generación está condicionada con el lugar geográfico en el que se sitúan.

Posteriormente, se ajustarán los valores de su evolución de capacidad instalada con el fin de designar su año de entrada y que este coincida con el año presentado en la IAA PELP 2021. Dado que no se posee información sobre futuros cambios en la capacidad de estos generadores, esta se mantendrá constante desde su puesta en servicio hasta el final del estudio.

El nombre de los generadores dada la comuna de procedencia, las barras en las que se instalan, la potencia con la que se instalan, la tecnología, el perfil de generación y la potencia de los generadores de las que proceden se pueden observar en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5. *Designación de perfiles de generación para la expansión del parque generador, contemplados en la IAA PELP 2021.*

Nombre de generador en Flex-Tran	Barra	Potencia	Tecnología	Nombre de perfil de generación en Flex-Tran	Potencia del generador del perfil seleccionado
Antofagasta1	LosChangos220	72	Solar_FV	Profile_FV_Kimal03	84,67
Arica	Parinacota220	98	Solar_FV	Profile_FV_Parinacota02	83,17
Arica2	Parinacota220	26	Solar_FV	Profile_FV_Parinacota02	83,17
Calama	Kimal500	65	Solar_FV	Profile_FV_Encuentro02	57,94
Copiapó	NuevaCardones500	101	Solar_FV	Profile_SolarLlanodeLlamos	101,02
Copiapó2	NuevaCardones500	50	Solar_FV	Profile_SolarSanAndres	50,06
DAlmagro	Cumbre500	77	Solar_FV	Profile_FV_DAlmagro02	75,16
Huara	Lagunas220	45	Solar_FV	Profile_FV_PozoAlmonte01	54,14
MElena	Kimal500	518	Solar_FV	Profile_FV_Laberinto03	310,46
MElena2	Kimal500	854	Solar_FV	Profile_FV_Chquicamata02	913,32
Pica	Lagunas220	120	Solar_FV	Profile_FV_Kimal03	112,18
PAlmonte	NuevaPozoAlmonte220	152	Solar_FV	Profile_POZOALMONTESOLAR	32,55
PAlmonte2	NuevaPozoAlmonte220	93	Solar_FV	Profile_POZOALMONTESOLAR	32,55
TalTal	Parinas500	56	Solar_FV	Profile_FV_Paposo01	54,03
Tocopilla	Kimal500	114	Solar_FV	Profile_FV_Collahuasi03	117,50
Calama2	Kimal500	120	Eolica	Profile_SIERRAGORDAESTE	120
TalTal2	Parinas500	980	Eolica	Profile_Eolica_TalTalEol14	1.077,38
TalTal3	Parinas500	633	Eolica	Profile_Eolica_TalTalEol16	682,65
TalTal4	Parinas500	561	Eolica	Profile_Eolica_TalTalEol04	545,80

5.1.11. Proyección de demanda

Para modelar la demanda se utilizará la PET 2023. Para esto se ajustarán los valores de la base de datos de Flex-Tran, por el cociente entre la demanda de la PET 2023 con el de la base de datos de Flex-Tran, procurando que la demanda pueda ser abastecida por la generación.

El cambio se realizará con resolución anual y abarcará todos los días que contempla la base de datos. En la Tabla 5.6, se puede apreciar el valor promedio de la base de datos de Flex-Tran con resolución anual para el periodo 2022-2042 y las proyecciones de la PET 2023 para un escenario medio. El factor por el que se multiplicará de forma anual cada uno de los años de la base de datos de Flex-Tran corresponde al cociente entre ambos valores y se observa a continuación.

Tabla 5.6. *Valores de demanda anual en TWh para la base de datos Flex-Tran y la PET 2023 en el periodo 2022-2042.*

Año	Flex-Tran (GWh)	PET 2023 (GWh)	k_{Dem}
2022	80.428,830	75.400,000	0,937
2023	81.606,860	76.800,000	0,941
2024	82.615,892	79.200,000	0,958
2025	82.731,763	81.100,000	0,980
2026	80.980,464	83.200,000	1,027
2027	81.898,827	84.800,000	1,035
2028	85.868,165	86.600,000	1,008
2029	87.554,031	88.000,000	1,005
2030	88.174,381	89.500,000	1,015
2031	89.281,409	91.100,000	1,020
2032	90.608,731	93.100,000	1,027
2033	92.131,612	94.800,000	1,028
2034	93.658,328	96.600,000	1,031
2035	95.510,852	97.600,000	1,021
2036	97.331,058	98.700,000	1,014
2037	99.191,341	100.400,000	1,012
2038	100.943,625	102.400,000	1,014
2039	102.676,334	104.700,000	1,019
2040	104.461,115	106.900,000	1,023
2041	106.328,794	108.700,000	1,022
2042	108.338,273	110.800,000	1,022

Para ello se ajustará año a año los perfiles de demanda de cada una de las cargas alojadas en las subestaciones mencionadas anteriormente.

5.2. Casos de observación

Para definir los casos en observación se utilizarán las actualizaciones presentadas anteriormente, considerando la capacidad de las líneas con el Criterio N-1 en todas ellas. Esto con el fin de definir un caso base y observar el nivel de carga de las líneas, la creación de nuevos circuitos y el uso de BESS en el problema como solución a la planificación de la transmisión.

El primer caso a analizar se denomina “Caso base” y este considera una expansión de máximo dos circuitos de línea, para todas las líneas del sistema y el uso de baterías de capacidad de potencia y energía, en todas las barras del sistema y con las proporciones de potencia y energía presentadas en la Tabla 5.7.

Tabla 5.7. *Capacidad de potencia y energía de candidatos BESS en transmisión.*

Potencia (MW)	Almacenamiento de energía (MWh)	Tiempo de descarga
100	100	60 minutos
200	100	30 minutos

Luego, se utilizarán las líneas expandidas en el caso base como criterio para definir candidatos de expansión de SIPS, los cuales serán utilizados en dos casos posteriores. La propuesta de candidatos de SIPS se realizará a partir de los niveles de carga y la dirección de los flujos de potencia de las líneas expandidas.

Para ello se utilizarán los niveles de carga máximos y mínimos de las líneas, dado que estas se configuran con barras de entrada y de salida. En los valores mínimos se pueden observar flujos con sentidos contrarios a la configuración de la línea, y con valores máximos, valores de flujo de potencia en el sentido de las líneas.

Los casos a trabajar serán denominados “Caso base” para el caso sin SIPS: “Caso base 0.25” para el caso de SIPS con baterías de 15 minutos y “Caso base 1” para el caso de SIPS con baterías de una hora de descarga.

Luego, para “Caso base 0.25” y Caso base 1”, se establecerán esquemas de protección que aumenten la capacidad de las líneas expandidas en 100 MW, siendo importante para esto definir las reservas de subida y bajada que utilizarán, y la dirección del flujo en las que estas darán contención por Criterio N-1.

En este sentido, para el “Caso base 0.25”, se utilizará una funcionalidad del programa que permite la instalación de SIPS a partir de ESS que este mismo crea, siendo importante para ello, la adición de dos ESS en los costos de inversión del SIPS los cuales serán detallados en el caso correspondiente. Para el “Caso base 1”, se utilizarán BESS que resulten de la expansión de la transmisión, siendo importante para esto, la utilización de candidatos que respeten el flujo de potencia del SIPS utilizándolos como reservas de subida o bajada según corresponda.

Por otro lado, la expansión de las líneas de transmisión considerarán solo las líneas expandidas del caso base como candidatos de expansión.

Las principales variables a estudiar en los casos vistos serán los costos de generación y tipo de tecnología de generación; la capacidad instalada de transmisión tanto de BESS como de circuitos de línea mostrando su año de entrada, nivel de tensión y longitud del tramo; los costos de inversión y otras variables de interés como lo son los costos marginales, niveles de vertimiento y niveles de carga de las líneas expandidas.

Lo anterior tiene como fin comparar los costos de operación e inversión al considerar cada uno de estos casos de estudio, observando su operación al aplicar Criterio N-1 en los circuitos del sistema, planteando las ventajas y desventajas económicas de utilizar BESS y, por otro lado, la aplicación de SIPS que permiten la operación de BESS para el alivio de congestiones.

Con el uso de SIPS se observará el impacto económico de restringir la capacidad de almacenamiento, analizando los costos de operación e inversión en todo el horizonte de estudio.

Capítulo 6

Resultados

Los resultados de la siguiente sección son considerando lo hablado en Sección 5.2. Para ello, en una primera instancia se presentarán los resultados de costos de generación, generación por tipo de tecnología, expansión de la transmisión, vertimiento, diferencia entre costos marginales por barra y costos de generación e inversión para un “Caso base”.

Luego, se generarán dos variantes del “Caso base”, en las cuales las líneas expandidas de este caso serán las utilizadas para la configuración de dos escenarios en los que incorporarán SIPS. Estos casos se diferenciarán en los candidatos propuestos de SIPS, en donde para el “Caso base 0.25” se utilizarán SIPS con tiempos de reserva de 15 minutos, mientras que para el “Caso base 1” se usarán esquemas con tiempos de reserva de 1 hora.

Luego, a estos dos casos variantes del “Caso base” se analizarán considerando los mismos resultados presentadas en el “Caso base”, mostrando sus diferencias respecto al primer caso. Finalmente, se realiza una comparación entre los distintos casos con el fin de mostrar cuál es el más beneficioso, para el sistema. De lo que se obtuvo que no hubo diferencias significativas entre casos.

6.1. Caso base

Los costos para la generación con Criterio N-1 en todo el sistema se pueden observar en la Figura 6.1.

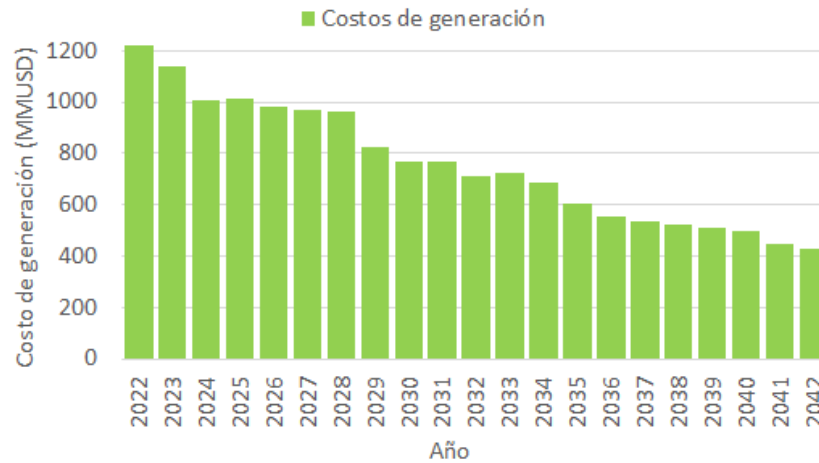


Figura 6.1. Costos de generación para todo el horizonte de estudio con Criterio N-1 en el caso base.

De lo anterior se observa que, en la medida que pasa el tiempo, menores son los costos de generación, disminuyendo en un 39,03 % entre los años 2022 y 2042. Una forma de explicar este fenómeno es a partir del tipo de generación, dado que los costos de cada tecnología están intrínsecamente ligados al costo de combustible, fuente renovable o costo de oportunidad, según sea el caso. En la Figura 6.2, se observa la generación por tipo de tecnología.

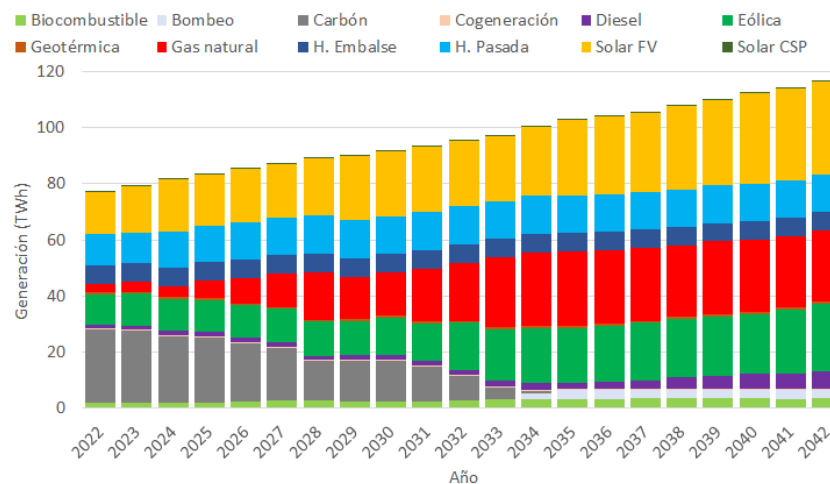


Figura 6.2. Generación del sistema por tecnología para el caso base.

De Figura 6.2 se observa como aumenta la generación RES del tipo eólica y solar fotovoltaica, a la par de un aumento de la generación a base de gas natural. Esto en mayor parte por el proceso de descarbonización al año 2034.

Por otro lado, anualmente se observa que la generación RES del tipo solar fotovoltaica y eólica son las que más aumentan su participación en la generación del sistema luego de terminado el proceso de descarbonización en el año 2034. En donde se observa igualmente un aumento de la generación *diesel*.

Lo anterior muestra que la nueva demanda debe ser suministrada por otro tipo de tecnología como, por ejemplo, la generación a partir de centrales RES, las cuales poseen un costo de generación de 0 USD/MWh dado el recurso que utilizan, lo cual explicaría en mayor medida la disminución de los costos de generación.

Para la expansión de la transmisión se puede observar la nueva potencia instalada en la Figura 6.3.

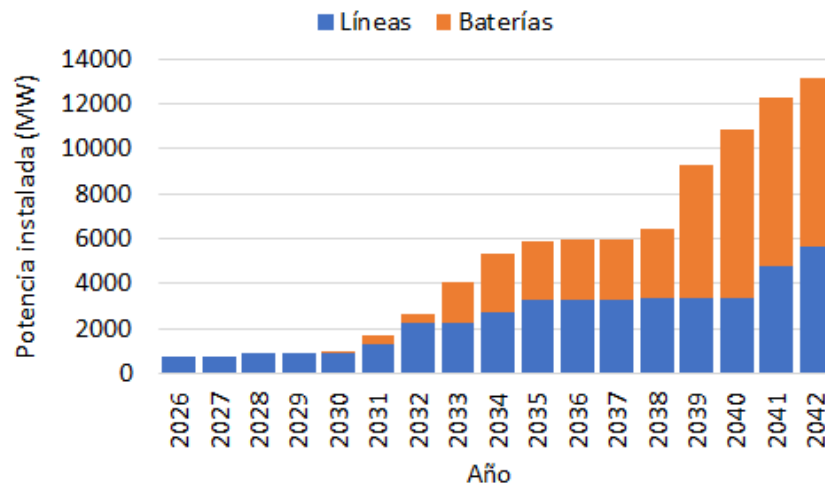


Figura 6.3. Capacidad instalada de transmisión para el caso base en el horizonte 2026-2042.

La cual muestra un gran aumento en la potencia instalada de transmisión del tipo BESS. Esto puede contribuir con la captura de generación RES para la disminución de los costos de generación, reduciendo la variabilidad de la generación eólica y solar, almacenando dicha generación de costo 0 para su posterior uso en otros periodos.

Los proyectos de expansión de líneas se pueden observar en la Tabla 6.1

Tabla 6.1. *Expansión en líneas de transmisión para el “Caso base”.*

Línea	Expansión	Año de expansión	Potencia (MW)	Tensión (kV)	Longitud de tramo (km)
AltoJahuel500 - Ancoa500	1	2032	921,7	500	252,5
Concepcion500 - NuevaCharrua500	2	2026, 2041	260	500	75,1
Lagunas220 - Kimal220	1	2026	316	220	181,4
NuevaCharrua500 - Mulchen500	1	2042	880	500	69,6
NuevaPuertoMontt500 - NuevaAncud500	2	2026, 2026	102	500	95,1
Parinacota220 - NuevaPozoAlmonte220	1	2038	91	220	215,9
Pichirropulli500 - NuevaPuertoMontt500	1	2028	145	500	175,0
Rapel500 - AltoJahuel500	2	2031, 2041	394	500	88,6
RioMalleco500 - Pichirropulli500	1	2034	483	500	300,9
Lagunas220 - Kimal220	1	2041	473	220	181,4
NuevaPozoAlmonte220 - Parinacota220	2	2041-2041	135	220	215,9
NuevaPuertoMontt500 - NuevaAncud500	1	2035	558	500	95,1
Kimal500 - AltoJahuel500	Inicio de operación	2029	2.000	500	1.500,0

La expansión de estas líneas se observa en el diagrama unilineal de la Figura 6.4, en donde el color rojo denota las líneas expandidas y, entre paréntesis, el o los años de entrada en conjunto con su potencia.

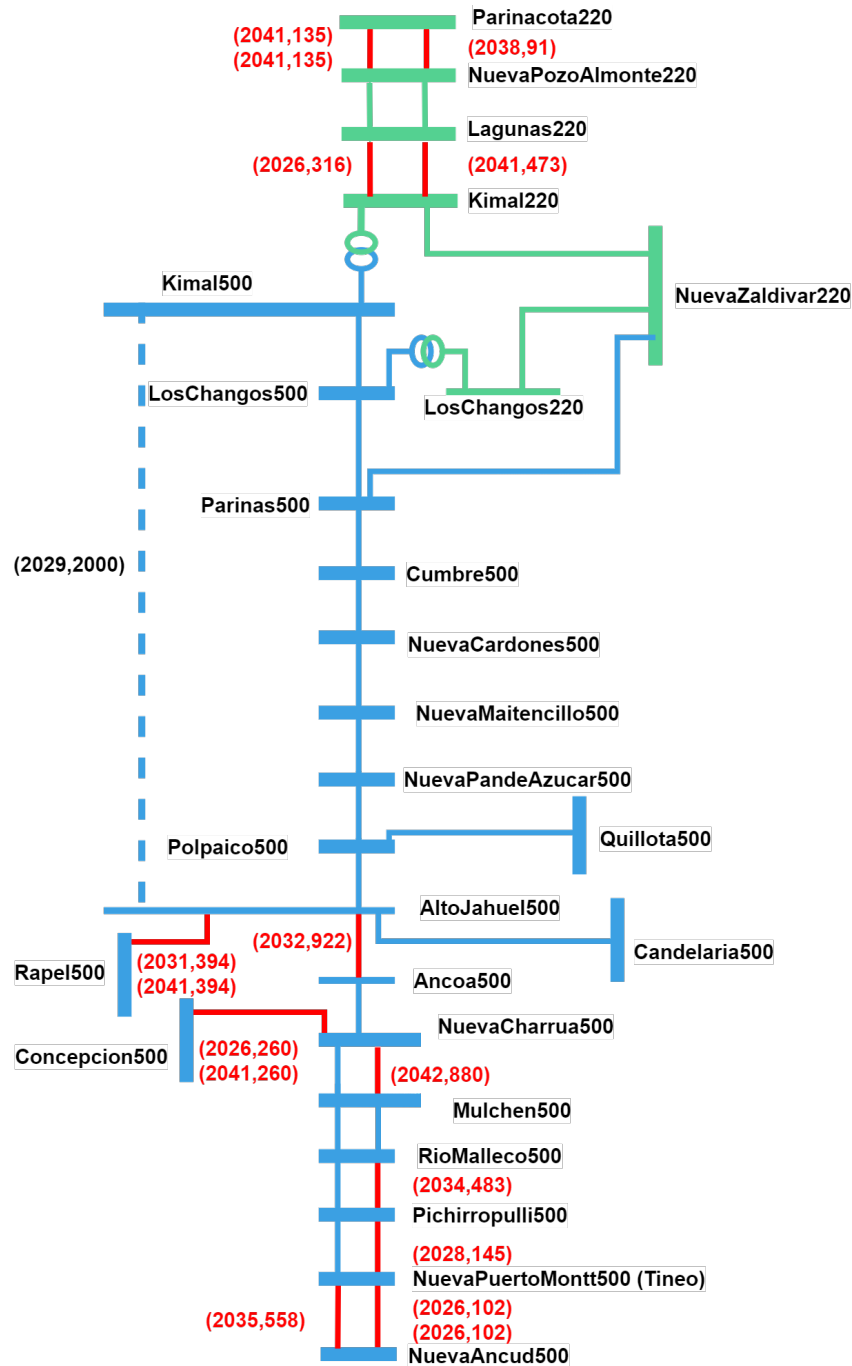


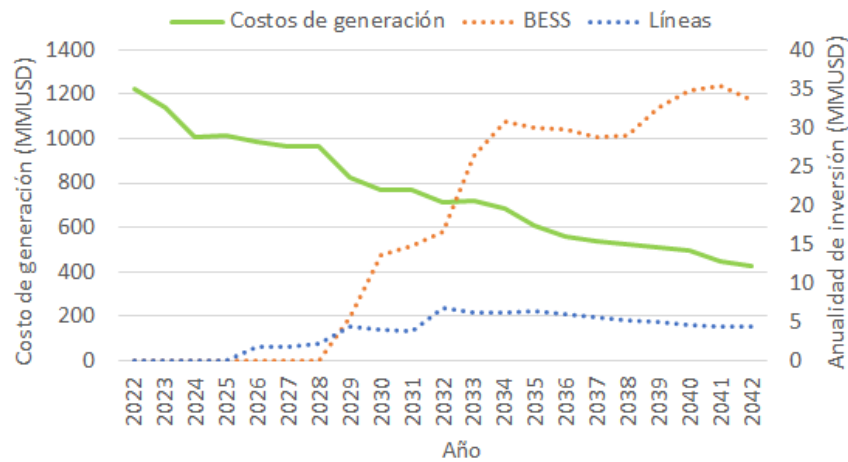
Figura 6.4. Expansión de líneas de transmisión para el caso base.

Por otro lado, la creación de nuevos activos de baterías se observa en la Tabla 6.2, separado por barra, potencia nominal y capacidad de energía.

Tabla 6.2. *Nuevos activos de baterías en transmisión para “Caso base”.*

Barra	Potencia (MW)	Energía (MWh)	Año de entrada	Barra	Potencia (MW)	Energía (MWh)	Año de entrada
AltoJahuel500	100	100	2033	NuevaCharrua500	200	100	2040
AltoJahuel500	200	100	2039	NuevaMaitencillo500	100	100	2034
Ancoa500	100	100	2034	NuevaMaitencillo500	200	100	2031
Ancoa500	200	100	2040	NuevaPandeAzucar500	100	100	2033
Candelaria500	100	100	2033	NuevaPandeAzucar500	200	100	2040
Candelaria500	200	100	2040	NuevaPozoAlmonte220	100	100	2033
Concepcion500	100	100	2034	NuevaPozoAlmonte220	200	100	2039
Concepcion500	200	100	2038	NuevaPuertoMontt500	100	100	2036
Cumbre500	100	100	2033	NuevaPuertoMontt500	200	100	2039
Cumbre500	200	100	2039	NuevaZaldivar220	100	100	2033
Kimal220	100	100	2033	NuevaZaldivar220	200	100	2039
Kimal220	200	100	2039	Parinacota220	100	100	2030
Kimal500	100	100	2034	Parinacota220	200	100	2038
Kimal500	200	100	2039	Parinas500	100	100	2031
Lagunas220	100	100	2033	Parinas500	200	100	2039
Lagunas220	200	100	2039	Pichirropulli500	100	100	2034
LosChangos220	100	100	2033	Pichirropulli500	200	100	2039
LosChangos220	200	100	2039	Polpaico500	100	100	2033
LosChangos500	100	100	2033	Polpaico500	200	100	2039
LosChangos500	200	100	2039	Quillota500	100	100	2033
Mulchen500	100	100	2034	Quillota500	200	100	2040
Mulchen500	200	100	2040	Rapel500	100	100	2033
NuevaCardones500	100	100	2033	Rapel500	200	100	2040
NuevaCardones500	200	100	2039	RioMalleco500	100	100	2034
NuevaCharrua500	100	100	2035	RioMalleco500	200	100	2040

Los costos asociados a esta nueva capacidad instalada se pueden observar en la Figura 6.5. En ella se aprecia que, pese a que la incorporación de BESS es una buena opción para capturar la generación RES, esta posee un costo muy elevado, llegando incluso a superar el costo de instalación de circuitos de línea, pese a que la capacidad instalada por estos es similar, según lo observado en Figura 6.3, en donde la anualidad de inversión de BESS es mayor al de las líneas.

**Figura 6.5.** *Costos de operación y anualidades de inversión en líneas y BESS.*

Por otro lado, los costos de generación y anualidad de inversión para un periodo de 20 años se puede observar en la Tabla 6.3

Tabla 6.3. *Costos de generación y anualidad de inversión a 20 años por categoría para el “Caso base”.*

	Suma de 20 años (MMUSD)
Costos de generación	15.866,75
Anualidad de inversión en líneas a valor presente	78,68
Anualidad de inversión en BESS a valor presente	361,22
Total	16.306,64

Luego de la incorporación de almacenamiento y de la expansión de las líneas, se observa una mejora en los costos marginales y una disminución del vertimiento, apreciable en la Figura 6.6.

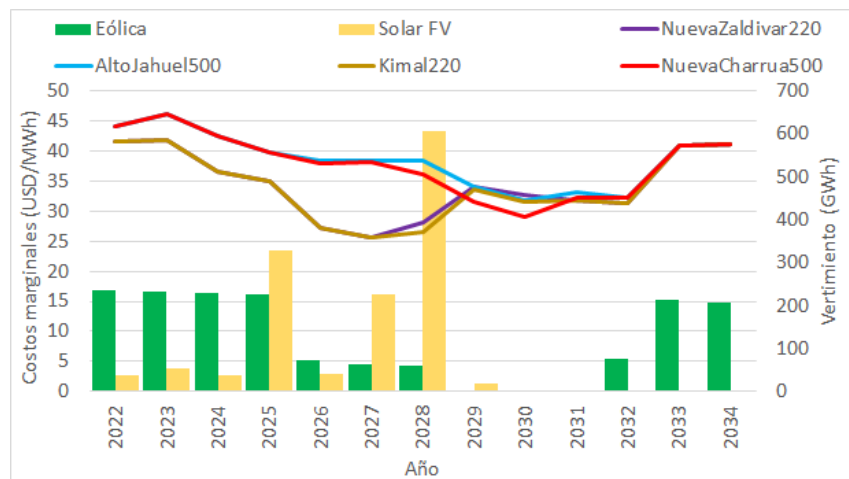


Figura 6.6. *Vertimiento de energía RES y costos marginales promedio anuales por barra y año.*

De lo anterior se observa que, con el aumento de líneas al año 2026, la creación de activos de BESS para años posteriores al 2030 y la puesta en servicio de la línea HVDC-Kimal - Lo Aguirre en el año 2029, existe una disminución del vertimiento y un acople entre los costos marginales de las barras del norte *Kimal220* y *NuevaZaldivar220*, respecto a las del centro y sur.

Respecto a los valores de nivel de carga para las líneas expandidas del caso base. Estos se observan en la Tabla 6.4, en donde se consideró la ampliación de sus circuitos para obtener el valor promedio.

Tabla 6.4. Nivel de carga por línea y expansión para el “Caso base”, abarcando periodos por cantidad de circuitos. Además de potencia por circuito, longitud y nivel de tensión.

Línea	Número de circuitos	Potencia por circuito (MVA)	Nivel de carga promedio % sin Criterio N-1	Nivel de carga promedio % con Criterio N-1	Longitud (km)	Tensión (kV)	Periodo
AltoJahuel500 - Ancoa500	4	922	31,9	42,5	252,5	500	2022-2031
-	5	-	32,3	40,3	-	-	2032-2042
Concepcion500 - NuevaCharrua500	2	260	50	100	75,1	500	2022-2025
-	3	-	38,9	58,3	-	-	2026-2041
-	4	-	24,2	32,3	-	-	2042-2042
Lagunas220 - Kimal220	2	316	47,4	94,9	181,4	220	2022-2025
-	3	-	31,2	46,7	-	-	2026-2042
NuevaCharrua500 - Mulchen500	2	880	11,0	22,1	69,6	500	2022-2041
-	3	-	20,5	30,7	-	-	2042-2042
NuevaPuertoMontt500 -NuevaAncud500	2	102	36,2	72,3	95,1	500	2022-2025
-	3	-	41,4	62,1	-	-	2026-2042
-	4	-	46,6	-	-	-	-
Parinacota220 - NuevaPozoAlmonte220	2	91	22,4	44,8	215,9	220	2022-2037
-	3	-	24,9	37,3	-	-	2038-2042
Pichirropulli500 - NuevaPuertoMontt500	2	145	29,2	58,4	175	500	2022-2027
-	3	-	39,2	58,7	-	-	2028-2042
Rapel500 - AltoJahuel500	2	394	24,9	49,8	88,6	500	2022-2030
-	3	-	19,1	28,6	-	-	2031-2040
-	4	-	14,9	19,9	-	-	2041-2042
RioMalleco500 - Pichirropulli500	2	486	13,6	27,1	300,9	500	2022-2033
-	3	-	33,1	49,6	-	-	2034-2042
Lagunas220 - Kimal220	2	473	2,8	5,7	181,4	220	2022-2040
-	3	-	1,7	2,6	-	-	2041-2042
NuevaPozoAlmonte220 - Parinacota220	2	135	14,9	29,8	215,9	220	2022-2040
-	3	-	14,3	21,4	-	-	2041-2042
-	4	-	16,1	-	-	-	-
NuevaPuertoMontt500 - NuevaAncud500	2	558	0,1	0,2	95,1	500	2022-2034
-	3	-	0,2	0,3	-	-	2035-2042
Kimal500 - AltoJahuel500	2	2.000	43,5	87,0	1.500	500	2029-2042

Finalmente, para la creación del escenario de los siguientes casos con SIPS se escogerán las líneas expandidas en el “Caso base”, y a estas se les aplicará la opción de SIPS, aumentando su capacidad en 100 MW, definiendo el sentido del flujo para los mismo a partir de un criterio.

El criterio para la definición del sentido de los SIPS se realizará a partir del flujo porcentual mínimo y máximo de las líneas ampliadas en el SEN. La razón de considerar el valor mínimo y máximo, es debido a que las líneas transmiten potencia en ambos sentidos con un valor positivo o negativo dependiendo de la definición de las líneas y la barra de entrada y salida. Luego, estos valores mínimos y máximos serán utilizados para configurar los SIPS en “Caso base 1” y “Caso base 0.25”.

Luego, las reservas que utilizará el SIPS variarán según el caso en observación. Para el “Caso base 1”, se utilizarán las BESS candidatas como solución a la expansión como reservas de subida en la barra de inicio y como reservas de bajada en la barra final. Por otro lado, para “Caso base 0.25”, se utilizarán BESS de 15 minutos con valores de 100 MW de potencia y 25 MWh de energía.

Para realizar lo anterior se asumirá que el valor del esquema es de 1 MMUSD para ambos casos, y en el caso “Caso base 0.25” se le deberá sumar el costo de dos baterías de 15 minutos cuyo valor es igual a 28,786 MMUSD, equivalente a dos baterías de 100 MW y 25 MWh, según los valores proyectados por potencia y energía de las BESS al año 2030 contenidos en la Tabla 5.4. Un resumen de estos valores se puede observar en la Tabla 6.5

Tabla 6.5. *Costos proyectados al 2030 para 2 BESS de 15 minutos con valores de potencia de 100 MW y capacidad 25 MWh.*

	Costo proyectado al 2030	Capacidad	Total	Total por 2 unidades
Potencia	0,06782 (USD/MW)	100 MW	6,78 (MMUSD)	13,56 (MMUSD)
Energía	0,304 (USD/MWh)	25 MWh	7,6 (MMUSD)	15,2 (MMUSD)

Por otro lado, en la Tabla 6.6, se pueden observar las barras seleccionadas y la dirección del flujo que se utilizará para configurar los SIPS, marcando con “->” la dirección del flujo de la barra de inicio y final. En el caso de que el flujo no sea identificable se utilizará el símbolo “<->”, para designar que se utilizará una doble configuración para los candidatos de SIPS contemplando ambos flujos. Cabe recalcar que se utilizaron líneas que presentaron un nivel de carga mayor o igual a 75 %.

Tabla 6.6. *Nivel de carga de líneas mínimos y máximos para líneas expandidas en el SEN con Criterio N-1 para “Caso base”, utilizado para la configuración de SIPS en los casos “Caso base 1” y “Caso base 0.25”.*

Barra desde	Barra hacia	Mínimo flujo con Criterio N-1	Máximo flujo con Criterio N-1	Dirección del Flujo para SIPS
AltoJahuel500	Ancoa500	-100,0 %	18,1 %	AltoJahuel500 <- Ancoa500
Concepcion500	NuevaCharrua500	-2,1 %	100,0 %	Concepcion500 -> NuevaCharrua500
Lagunas220	Kimal220	-100,0 %	100,0 %	Lagunas220 <-> Kimal220
NuevaCharrua500	Mulchen500	-15,8 %	75,0 %	NuevaCharrua500 -> Mulchen500
NuevaPuertoMontt500	NuevaAncud500	-100,0 %	0,6 %	NuevaPuertoMontt500 <- NuevaAncud500
Parinacota220	NuevaPozoAlmonte220	-100,0 %	89,4 %	Parinacota220 <-> NuevaPozoAlmonte220
Pichirropulli500	NuevaPuertoMontt500	-100,0 %	54,4 %	Pichirropulli500 <- NuevaPuertoMontt500
Rapel500	AltoJahuel500	-12,1 %	100,0 %	Rapel500 -> AltoJahuel500
RioMalleco500	Pichirropulli500	-100,0 %	24,3 %	RioMalleco500 <- Pichirropulli500
AltoJahuel500	Kimal500	-100,0 %	100,0 %	AltoJahuel500 <-> Kimal500

6.2. Caso base 0.25

Respecto a este caso se genera un nuevo escenario de generación y expansión de la transmisión, considerando SIPS de 15 minutos. En particular, los costos de generación poseen una variación no apreciable respecto al “Caso base”, y estos son apreciables en la Figura 6.7.

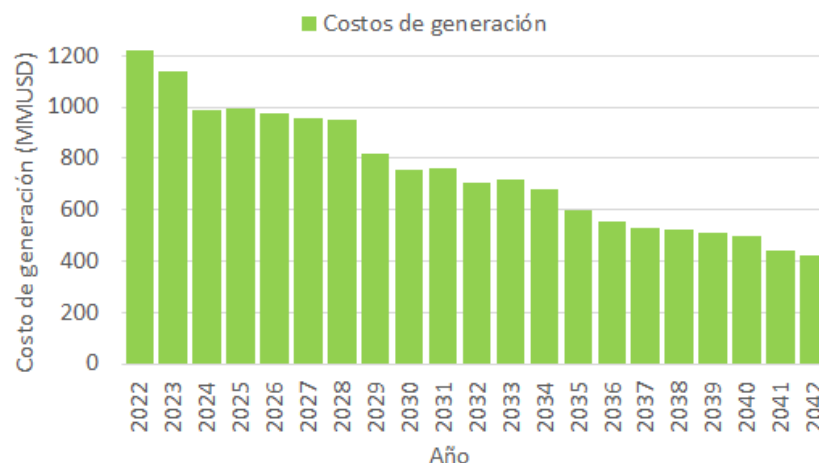


Figura 6.7. Costos de generación para todo el horizonte de estudio con Criterio N-1 en el caso base.

La generación en este caso no presenta un mayor cambio, dado que esta se encuentra en el orden de magnitud de la tolerancia de 1% impuesta. En la Tabla 6.10, se puede observar que pese a que se considera todo el periodo de estudio, esta solo disminuye en un 0,8%.

Por otro lado, la generación por tecnología se observa en la Figura 6.8.

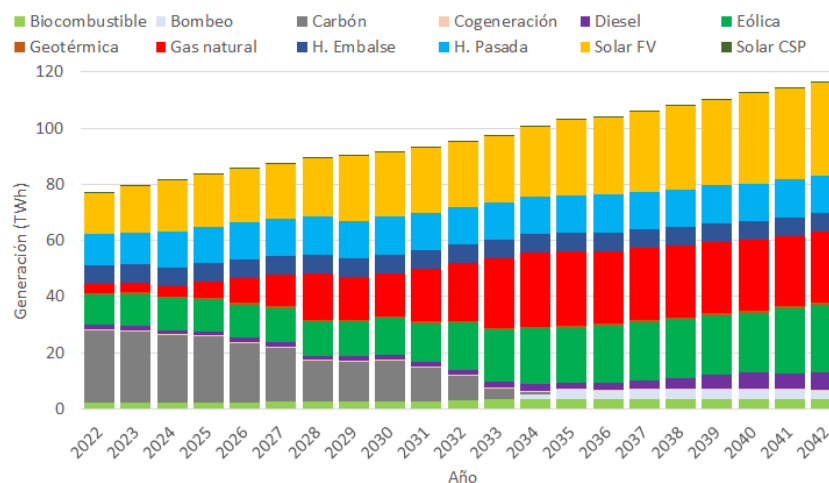


Figura 6.8. Generación del sistema para “Caso base 0.25”.

Al comparar la generación de este caso respecto al “Caso base”, se obtiene lo siguiente:

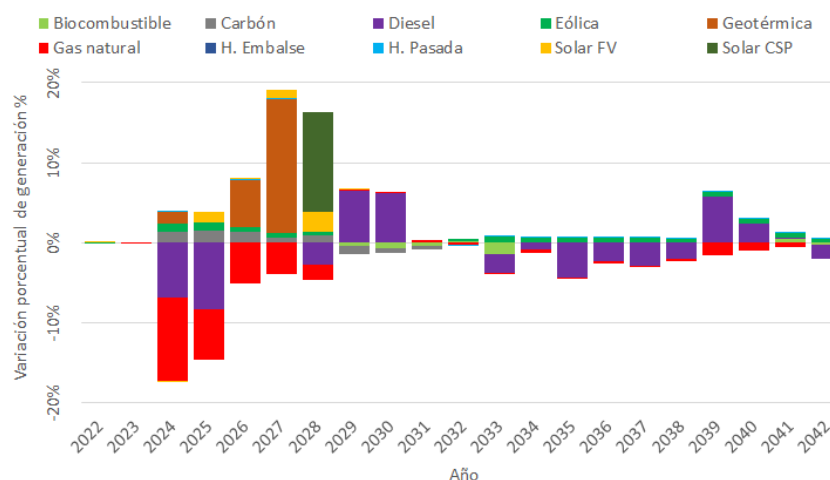


Figura 6.9. Variación porcentual entre la generación del “Caso base” respecto a “Caso base 0.25”.

Respecto a la Figura 6.9, se observan mayores cambios en la generación por tipo en los años 2024-2028, marcado por una disminución del uso de gas natural en general y un uso intermitente del combustible *diesel*. Posteriormente, si analizamos la generación de 20 años se observa que para la generación RES existe un aumento de generación eólica de un 0,5 %; mientras que de solar fotovoltaica un aumento de 0,2 %; en cuanto al gas natural se observa una disminución de un 0,8 %; y de *diesel* una disminución de 0,2 %.

La potencia instalada acumulada a partir de los proyectos de transmisión que se originan son los siguientes:

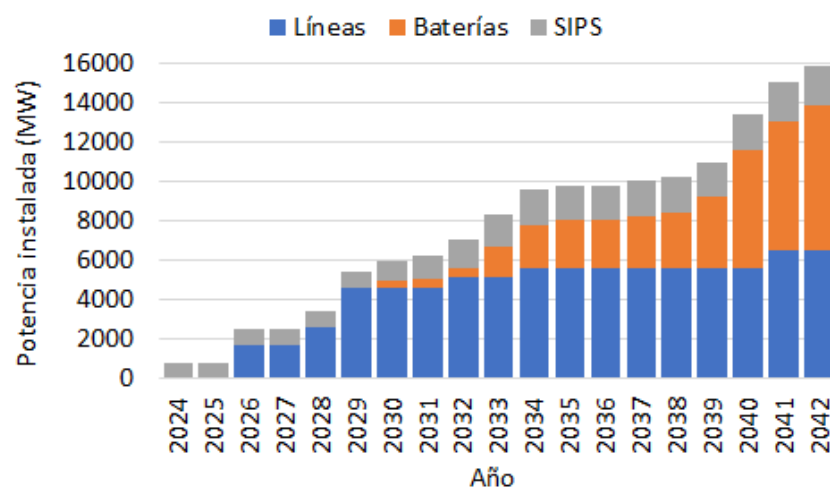


Figura 6.10. Capacidad instalada de transmisión en “Caso base 15”, en ella se consideran las baterías de proyectos de SIPS.

En particular, se observa el comienzo de proyectos antes del 2026, que es lo visto en el “Caso base”, lo cual puede explicar la disminución de generación a gas natural y *diesel*, y el aumento en menor medida de la generación eólica, geotérmica y carbón vista en la

Figura 6.9.

Por otro lado, la expansión de líneas se puede observar en la Tabla 6.7.

Tabla 6.7. *Expansión en líneas de transmisión para el “Caso base 0.25”.*

Línea	Expansión	Año de expansión	Potencia (MW)	Tensión (kV)	Longitud de tramo (km)
AltoJahuel500 - Ancoa500	1	2028	921,7	500	252,5
Concepcion500 - NuevaCharrua500	2	2026, 2026	260	500	75,1
Lagunas220 - Kimal220	1	2026	316	220	181,4
NuevaCharrua500 - Mulchen500	1	2041	880	500	69,6
NuevaPuertoMontt500 - NuevaAncud500	2	2026, 2026	102	500	95,1
Parinacota220 - NuevaPozoAlmonte220	1	2026	91	220	215,9
Pichirropulli500 - NuevaPuertoMontt500	1	2026	145	500	175,0
Rapel500 - AltoJahuel500	1	2026	394	500	88,6
RioMalleco500 - Pichirropulli500	1	2034	483	500	300,9
NuevaPuertoMontt500 - NuevaAncud500	1	2032	558	500	95,1
Kimal500 - AltoJahuel500	Inicio de operación	2029	2.000	500	1.500

La expansión de estas líneas se observa en el diagrama unilineal de la Figura 6.11, en donde el color rojo denota las líneas expandidas y, entre paréntesis, el o los años de entrada en conjunto con su potencia.

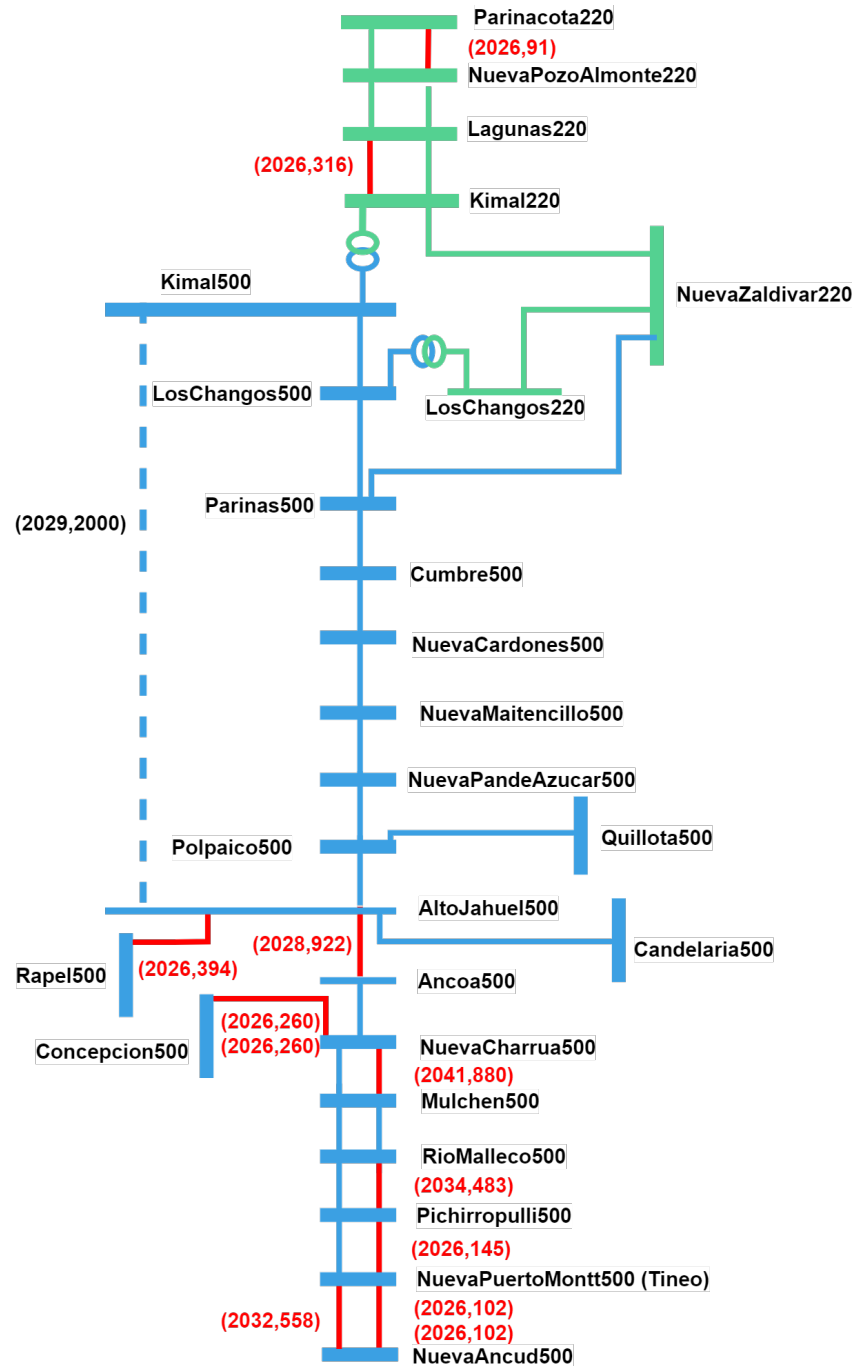


Figura 6.11. Expansión de líneas de transmisión para el "Caso base 0.25".

Por otro lado, la creación de nuevos activos de baterías se observa en la Tabla 6.8, separado por barra, potencia nominal y capacidad de energía.

Tabla 6.8. *Nuevos activos de baterías en transmisión para “Caso base 0.25”.*

Barra	Potencia (MW)	Energía (MWh)	Año de entrada	Barra	Potencia (MW)	Energía (MWh)	Año de entrada
AltoJahuel500	100	100	2033	NuevaCharrua500	100	100	2034
AltoJahuel500	200	100	2042	NuevaCharrua500	200	100	2042
Ancoa500	100	100	2035	NuevaMaitencillo500	100	100	2033
Ancoa500	200	100	2040	NuevaMaitencillo500	200	100	2037
Candelaria500	100	100	2033	NuevaPandeAzucar500	100	100	2030
Candelaria500	200	100	2041	NuevaPandeAzucar500	200	100	2040
Concepcion500	100	100	2034	NuevaPozoAlmonte220	100	100	2030
Concepcion500	200	100	2039	NuevaPozoAlmonte220	200	100	2040
Cumbre500	100	100	2033	NuevaPuertoMontt500	100	100	2038
Cumbre500	200	100	2040	NuevaZaldivar220	100	100	2033
Kimal220	100	100	2033	NuevaZaldivar220	200	100	2040
Kimal220	200	100	2040	Parinacota220	100	100	2030
Kimal500	100	100	2033	Parinacota220	200	100	2040
Kimal500	200	100	2040	Parinas500	100	100	2033
Lagunas220	100	100	2030	Parinas500	200	100	2040
Lagunas220	200	100	2039	Pichirropulli500	100	100	2034
LosChangos220	100	100	2033	Pichirropulli500	200	100	2039
LosChangos220	200	100	2040	Polpaico500	100	100	2034
LosChangos500	100	100	2033	Polpaico500	200	100	2041
LosChangos500	200	100	2040	Quillota500	100	100	2034
Mulchen500	100	100	2034	Quillota500	200	100	2042
Mulchen500	200	100	2041	Rapel500	100	100	2033
NuevaAncud500	100	100	2038	Rapel500	200	100	2040
NuevaCardones500	100	100	2031	RioMalleco500	100	100	2035
NuevaCardones500	200	100	2039	RioMalleco500	200	100	2042

Por otro lado, la creación de SIPS y las barras en las que se encuentran ubicadas las baterías se presentan en la Tabla 6.9. Cabe recalcar que estas baterías no se encuentran contabilizadas en Tabla 6.8, ya que estas son utilizadas específicamente para los SIPS.

Tabla 6.9. *Barras en las que se incorporan SIPS, con baterías de 15 minutos de almacenamiento, tramo en el que actúan y año de entrada en operación.*

Barra de BESS de reserva de subida	Barra de BESS de reserva de bajada	Tramo de aumento de capacidad	Aumento de capacidad del tramo (MW)	Año de entrada
Concepcion500	NuevaCharrua500	Concepcion500 -> NuevaCharrua500	100	2024
NuevaAncud500	NuevaPuertoMontt500	NuevaAncud500 -> NuevaPuertoMontt500	100	2024
Kimal220	Lagunas220	Kimal220 -> Lagunas220	100	2024
Kimal500	AltoJahuel500	Kimal500 -> AltoJahuel500	100	2024
Lagunas220	Kimal220	Lagunas220 -> Kimal220	100	2030
Ancoa500	AltoJahuel500	Ancoa500 -> AltoJahuel500	100	2031
NuevaPuertoMontt500	Pichirropulli500	NuevaPuertoMontt500 -> Pichirropulli500	100	2032
Pichirropulli500	RioMalleco500	Pichirropulli500 -> RioMalleco500	100	2033
Rapel500	AltoJahuel500	Rapel500 -> AltoJahuel500	100	2035
Mulchen500	NuevaCharrua500	Mulchen500 -> NuevaCharrua500	100	2041

De Tabla 6.9, se observa la incorporación de SIPS tanto en el norte con los tramos “Lagunas220 - Kimal220”, en el centro con “Kimal500 - AltoJahuel500” y sur con “NuevaAncud500 - NuevaPuertoMontt500” en el año 2024, siendo su instalación más próxima a lo visto en el escenario de expansión planteado en el “Caso base”, mostrando la necesidad del sistema por contar con soluciones más rápidas de expansión y aumento de capacidad de transmisión.

Los costos asociados a esta nueva capacidad instalada se pueden observar en la Figura 6.12.

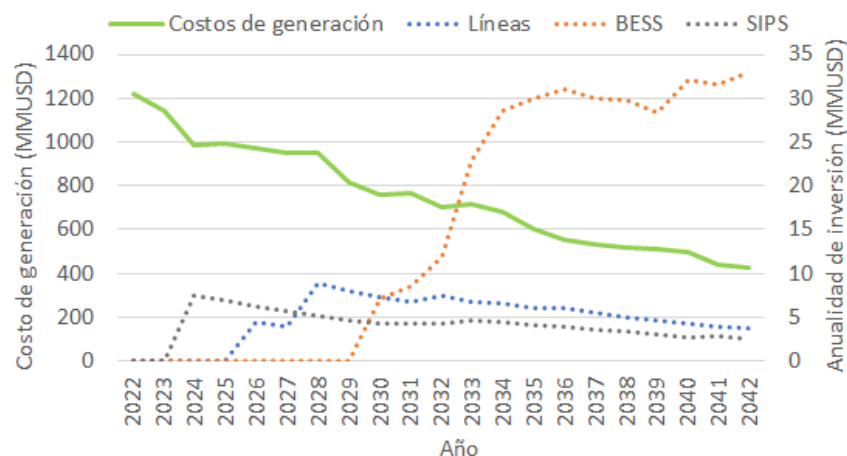


Figura 6.12. Costos de operación y anualidades de inversión en líneas y BESS.

Por otro lado, los costos de generación y anualidad de inversión para un periodo de 20 años se puede observar en la Tabla 6.10 en conjunto con la variación porcentual respecto al “Caso base”. Cabe mencionar que los costos de SIPS fueron añadidos a BESS para realizar la comparación.

Tabla 6.10. Costos de generación y anualidad de inversión a 20 años por categoría para el “Caso base 0.25” y su variación respecto al “Caso base”.

	Suma de 20 años (MMUSD)	Variación respecto al caso “Caso base” (MMUSD)	Variación respecto al “Caso base” (%)
Costos de operación	15.736,69	-130,06	-0,8
Anualidad de inversión en líneas a valor presente	99,32	20,64	26,2
Anualidad de inversión en BESS a valor presente	324,87	47,91	13,3
Anualidad de inversión en SIPS a valor presente	84,26	-	-
Total de inversión	508,45	68,55	15,6
Total de inversión y generación	16.245,14	-61,05	-0,4

De la Tabla 6.10, se observa que la utilización de SIPS de 15 minutos, produce aportes en los costos de generación, disminuyéndolos en un 0,8 %, mientras que para las anualidades de inversión en el periodo de 20 años genera aumentos significativos, incrementando su valor en un 15,6 %. Finalmente, considerando ambos efectos, se genera una disminución de los costos de generación y anualidades de inversión a 20 años de 0,4 %, debido en mayor medida a que los costos de generación son mucho mayores a los costos de anualidades de inversión observados.

Luego, esta solución al incorporar proyectos que se instalan antes de lo visto en el “Caso base”, posee un cambio en los costos marginales y valores de vertimiento vistos en

la Figura 6.13

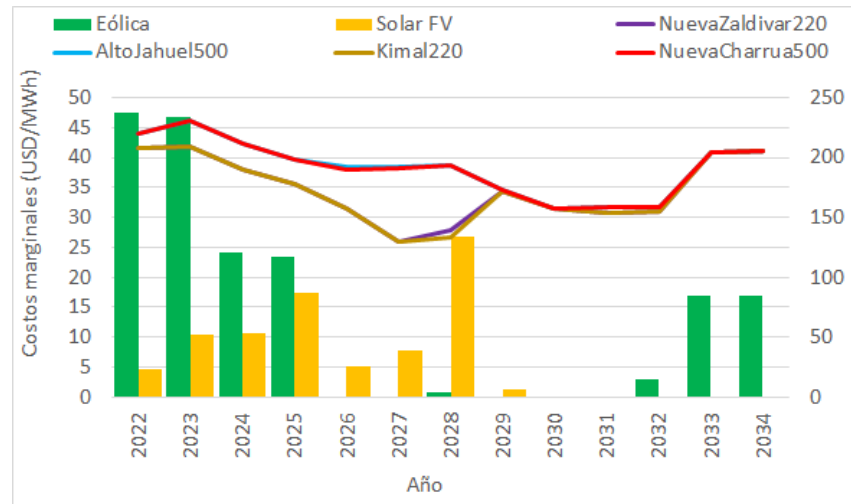


Figura 6.13. Vertimiento de energía RES y costos marginales promedio anuales por barra y año para “Caso base 0.25”.

De la Figura 6.13, se observa una disminución del vertimiento solar y un mayor acople entre los costos marginales promedio desde antes de la entrada en operación de la línea HVDC Kimal - Lo Aguirre en el año 2029. Mostrando las virtudes de incorporar SIPS, dado su bajo tiempo de instalación en comparación a proyectos de líneas de transmisión y uso de tecnología RES.

Respecto a los valores de nivel de carga para las líneas expandidas del caso base. Estos se observan en la Tabla 6.11.

Tabla 6.11. Nivel de carga por línea y expansión para el “Caso base 0.25”, abarcando periodos por cantidad de circuitos. Además de potencia por circuito, longitud y nivel de tensión.

Línea	Número de circuitos	Potencia por circuito (MVA)	Nivel de carga promedio % sin Criterio N-1	Nivel de carga promedio % con Criterio N-1	Longitud (km)	Tensión (kV)	Periodo
AltoJahuel500 - Ancoa500	4	922	29,4	39,2	252,5	500	2022-2028
-	5	-	31,5	39,4	-	-	2029-2042
Concepcion500 - NuevaCharrua500	2	260	50,0	100	75,1	500	2022-2025
-	3	-	25,2	37,8	-	-	2026-2041
-	4	-	28,3	-	-	-	2042-2042
Lagunas220 - Kimal220	2	316	48,3	96,6	181,4	220	2022-2025
-	3	-	31,6	47,4	-	-	2026-2042
NuevaCharrua500 - Mulchen500	2	880	10,8	21,6	69,6	500	2022-2041
-	3	-	19,7	29,5	-	-	2042-2042
NuevaPuertoMontt500 -NuevaAncud500	2	102	39,4	78,7	95,1	500	2022-2025
-	3	-	43,5	65,2	-	-	2026-2042
-	4	-	48,9	-	-	-	-
Parinacota220 - NuevaPozoAlmonte220	2	91	9,6	19,1	215,9	220	2022-2037
-	3	-	26,0	39,0	-	-	2038-2042
Pichirropulli500 - NuevaPuertoMontt500	2	145	31,6	63,1	175	500	2022-2027
-	3	-	38,9	58,4	-	-	2028-2042
Rapel500 - AltoJahuel500	2	394	25,1	50,3	88,6	500	2022-2030
-	3	-	18,4	27,6	-	-	2031-2040
RioMalleco500 - Pichirropulli500	2	486	14,2	28,5	300,9	500	2022-2033
-	3	-	34,0	51,1	-	-	2034-2042
NuevaPuertoMontt500 - NuevaAncud500	2	558	0,1	0,2	95,1	500	2022-2034
-	3	-	0,2	0,3	-	-	2035-2042
Kimal500 - AltoJahuel500	2	2.000	44,3	88,6	1.500	500	2029-2042

6.3. Caso base 1

Los costos de generación poseen una variación no apreciable a simple vista respecto al “Caso base” según lo observado en Figura 6.14.

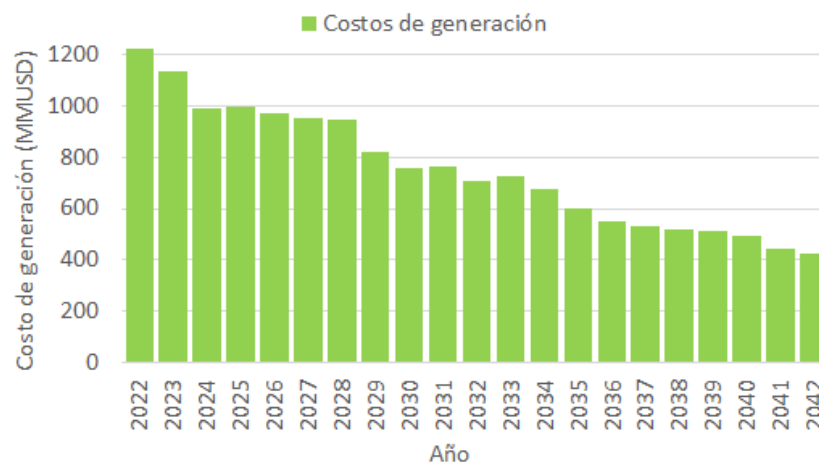


Figura 6.14. Costos de generación para todo el horizonte de estudio con Criterio N-1 en el “Caso base 1”.

Por otro lado, la generación por tecnología se observa en la Figura 6.8.

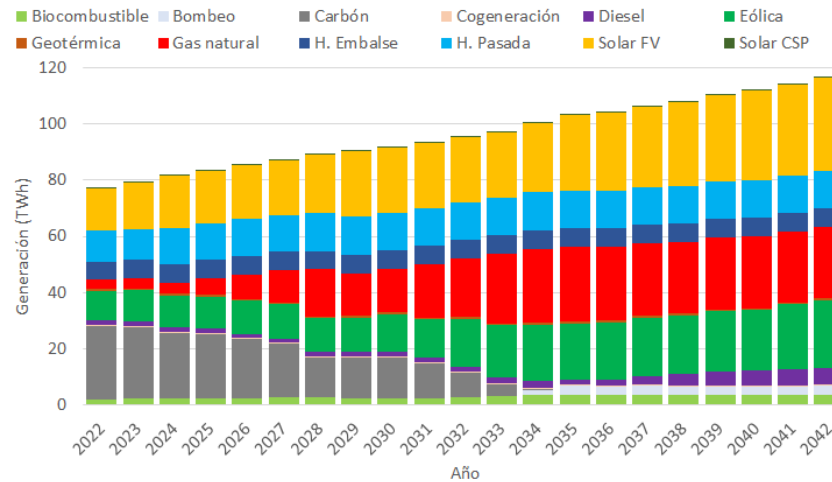


Figura 6.15. *Generación del sistema para el “Caso base 1”.*

Si comparamos la generación respecto al “Caso base” se obtiene lo siguiente:

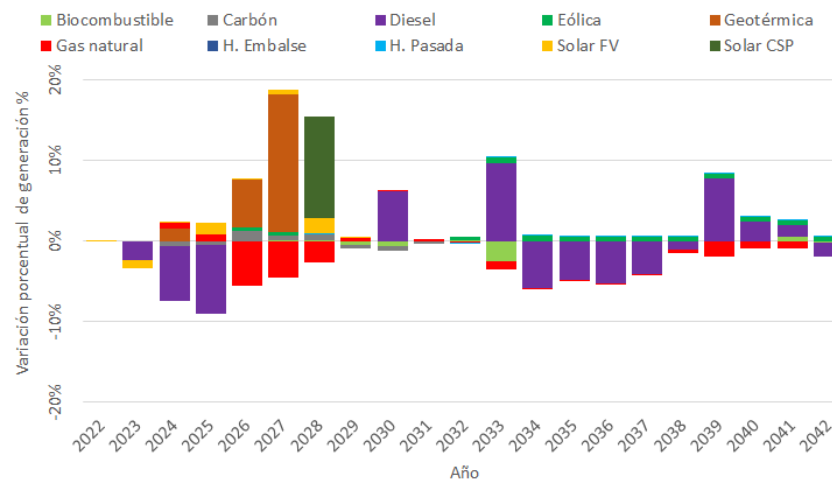


Figura 6.16. *Variación porcentual entre la generación del “Caso base” respecto a “Caso base 1”.*

Respecto a la Figura 6.16, se observa una disminución del uso de *diesel* en los primeros años y uso de gas natural en comparación a la Figura 6.9 en los años 2024 y 2025. Finalmente, al analizar la generación de 20 años, se observa que para la generación RES existe un aumento de generación eólica de un 0,4 %, mientras que para el caso de generación solar existe un aumento de un 0,1 %. Por otro lado, respecto al uso *diesel*, se observa un aumento de 0,1 % y una disminución del uso de gas natural en un 0,7 %.

La potencia instalada acumulada a partir de los proyectos de transmisión que se originan en el “Caso base 1”, se observan en la Figura 6.17.

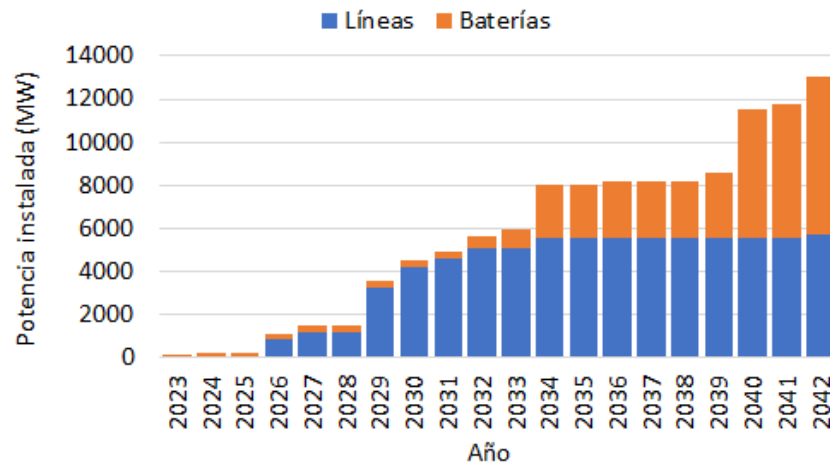


Figura 6.17. Capacidad instalada de transmisión en “Caso base 1”.

En este caso, se observa la aparición de BESS, al año 2023, siendo el caso que muestra una expansión más acelerada, lo cuál explicaría el menor uso de *diesel* en los primeros años. Por otro lado, la expansión de líneas se puede observar en la Tabla 6.12.

Tabla 6.12. Expansión en líneas de transmisión para el “Caso base 1”.

Línea	Expansión	Año de expansión	Potencia (MW)	Tensión (kV)	Longitud de tramo (km)
AltoJahuel500 - Ancoa500	1	2030	921,7	500	252,5
Concepcion500 - NuevaCharrua500	2	2026, 2027	260	500	75,1
Lagunas220 - Kimal220	1	2026	316	220	181,4
NuevaPuertoMontt500 -NuevaAncud500	2	2026, 2027	102	500	95,1
Parinacota220 - NuevaPozoAlmonte220	1	2029	91	220	215,9
Pichirropulli500 - NuevaPuertoMontt500	1	2026	145	500	175
Rapel500 - AltoJahuel500	1	2031	394	500	88,6
RioMalleco500 - Pichirropulli500	1	2034	483	500	300,9
Kimal500 - AltoJahuel500	1	2029	2.000	500	1.500
Lagunas220 - Kimal220	1	2032	473	220	181,4
NuevaPozoAlmonte220 - Parinacota220	1	2042	135	220	215,9
NuevaPuertoMontt500 -NuevaAncud500	1	2032	558	500	95,1

La expansión de estas líneas se observa en el diagrama unilineal de la Figura 6.18, en donde el color rojo denota las líneas expandidas y, entre paréntesis, el o los años de entrada en conjunto con su potencia.

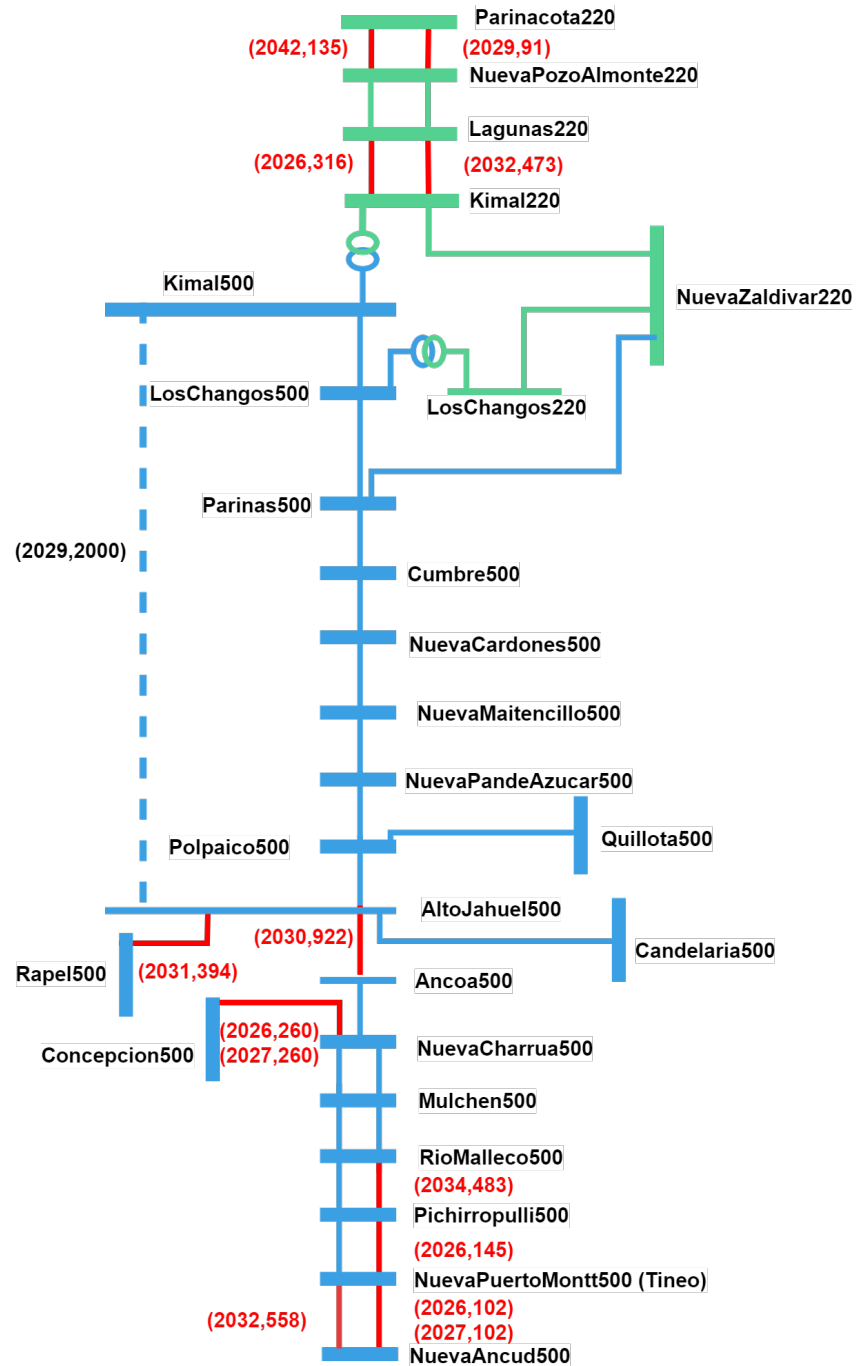


Figura 6.18. Expansión de líneas de transmisión para el "Caso base 1".

Por otro lado, la creación de nuevos activos de baterías se observa en la Tabla 6.13, separado por barra, potencia nominal y capacidad de energía.

Tabla 6.13. *Nuevos activos de baterías en transmisión para “Caso base 1”.*

Barra	Potencia (MW)	Energía (MWh)	Año de entrada	Barra	Potencia (MW)	Energía (MWh)	Año de entrada
AltoJahuel500	100	100	2026	NuevaCharrua500	100	100	2034
AltoJahuel500	200	100	2042	NuevaCharrua500	200	100	2042
Ancoa500	100	100	2033	NuevaMaitencillo500	100	100	2034
Ancoa500	200	100	2040	NuevaMaitencillo500	200	100	2041
Candelaria500	100	100	2034	NuevaPandeAzucar500	100	100	2034
Candelaria500	200	100	2042	NuevaPandeAzucar500	200	100	2040
Concepcion500	100	100	2034	NuevaPozoAlmonte220	100	100	2034
Concepcion500	200	100	2042	NuevaPozoAlmonte220	200	100	2039
Cumbre500	100	100	2034	NuevaPuertoMontt500	100	100	2032
Cumbre500	200	100	2040	NuevaPuertoMontt500	200	100	2040
Kimal220	100	100	2034	NuevaZaldivar220	100	100	2034
Kimal220	200	100	2040	NuevaZaldivar220	200	100	2040
Kimal500	100	100	2024	Parinacota220	100	100	2033
Kimal500	200	100	2040	Parinacota220	200	100	2040
Lagunas220	100	100	2023	Parinas500	100	100	2034
Lagunas220	200	100	2040	Parinas500	200	100	2040
LosChangos220	100	100	2034	Pichirropulli500	100	100	2032
LosChangos220	200	100	2040	Pichirropulli500	200	100	2039
LosChangos500	100	100	2034	Polpaico500	100	100	2033
LosChangos500	200	100	2040	Polpaico500	200	100	2042
Mulchen500	100	100	2034	Quillota500	100	100	2034
Mulchen500	200	100	2042	Quillota500	200	100	2040
NuevaAncud500	100	100	2032	Rapel500	100	100	2036
NuevaCardones500	100	100	2034	Rapel500	200	100	2040
NuevaCardones500	200	100	2040	RioMalleco500	100	100	2034

Por otro lado, la creación de SIPS y las barras en las que se encuentran ubicadas estas baterías se presentan en la Tabla 6.14. Cabe recalcar que estas baterías se encuentran contabilizadas en Tabla 6.13, ya que los SIPS propuestos en este caso, utilizan baterías que su instalación fue producto de la expansión de la transmisión y solo son utilizadas en momentos en las que se requiera la aplicación de SIPS.

Tabla 6.14. *Barras en las que se incorporan SIPS, que utilizan baterías de 1 hora de almacenamiento, tramo en el que actúan y año de entrada en operación.*

Barra de BESS de reserva de subida	Barra de BESS de reserva de bajada	Tramo de aumento de capacidad	Aumento de capacidad del tramo (MW)	Año de entrada
Ancoa500	AltoJahuel500	Ancoa500 -> AltoJahuel500	100	2033
Parinacota220	NuevaPozoAlmonte220	Parinacota220 -> NuevaPozoAlmonte220	100	2038
AltoJahuel500	Kimal500	AltoJahuel500 -> Kimal500	100	2028
Kimal500	AltoJahuel500	Kimal500 -> AltoJahuel500	100	2026
Concepcion500	NuevaCharrua500	Concepcion500 -> NuevaCharrua500	100	2034
NuevaAncud500	NuevaPuertoMontt500	NuevaAncud500 -> NuevaPuertoMontt500	100	2032
NuevaPuertoMontt500	Pichirropulli500	NuevaPuertoMontt500 -> Pichirropulli500	100	2033
Rapel500	AltoJahuel500	Rapel500 -> AltoJahuel500	100	2030
Pichirropulli500	RioMalleco500	Pichirropulli500 -> RioMalleco500	100	2033
Mulchen500	NuevaCharrua500	Mulchen500 -> NuevaCharrua500	100	2041
Kimal220	Lagunas220	Kimal220 -> Lagunas220	100	2024
Lagunas220	Kimal220	Lagunas220 -> Kimal220	100	2024

De la Tabla 6.14, se observa la incorporación de SIPS tanto en el norte, centro y sur, al igual que en el “Caso base 0.25”, aunque para este caso existe un aumento en la cantidad de SIPS, esto puede ser debido a que el costo de los SIPS está dado solo por el esquema y no incorpora los costos asociados a las BESS de reserva para su funcionamiento.

Los costos asociados a esta nueva capacidad instalada se pueden observar en la Figura 6.19.

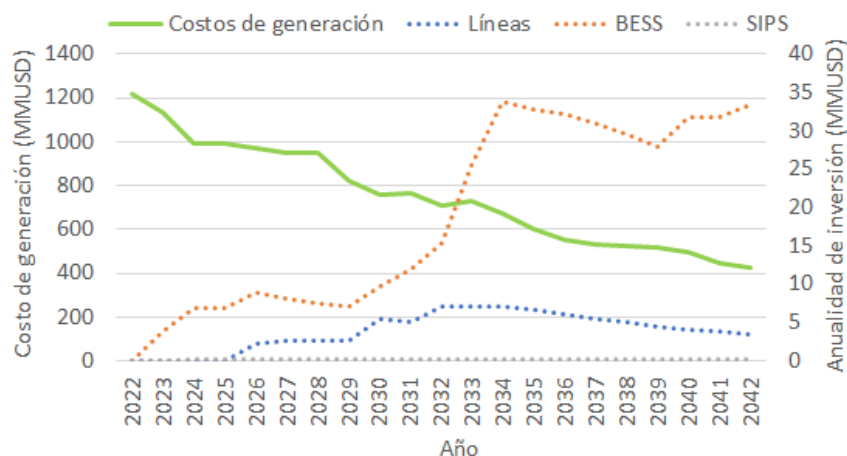


Figura 6.19. Costos de operación y anualidades de inversión en líneas y BESS.

Por otro lado, los costos de generación y anualidad de inversión para un periodo de 20 años se pueden observar en la Tabla 6.15, en conjunto con la variación porcentual respecto al “Caso base”. Cabe recalcar que, en este caso, los costos de los SIPS son bajos, debido a que su precio es solo por el esquema y no incorpora el precio de las BESS como en el “Caso base 0.25”.

Tabla 6.15. Costos de generación y anualidad de inversión a 20 años por categoría para el “Caso base 1” y su variación respecto al “Caso base”.

	Suma de 20 años (MMUSD)	Variación respecto al caso “Caso base” (MMUSD)	Variación respecto al caso “Caso base” (%)
Costos de generación	15.742,94	-123,81	-0,8
Anualidad de inversión en líneas a valor presente	80,82	2,14	2,7
Anualidad de inversión en BESS a valor presente	396,43	38,52	10,7
Anualidad de inversión en SIPS a valor presente	3,31	-	-
Total de inversión	480,56	40,66	9,2
Total de inversión y generación	16.223,5	-83,15	-0,5

De la Tabla 6.15, se observa que la utilización de SIPS de 1 hora, produce aportes en los costos de generación, disminuyéndolos en un 0,8 %, mientras que para las anualidades de inversión en el periodo de 20 años genera aumentos significativos, incrementando su valor en un 10,7 %. Finalmente, considerando ambos efectos, se genera una disminución de los costos de generación y anualidades de inversión a 20 años de 0,5 %, debido en mayor medida a que los costos de generación son mucho mayores a los costos de anualidades de inversión observados.

Luego, los costos marginales y valores de vertimiento de esta nueva solución de expan-

sión pueden ser vistos en la Figura 6.20

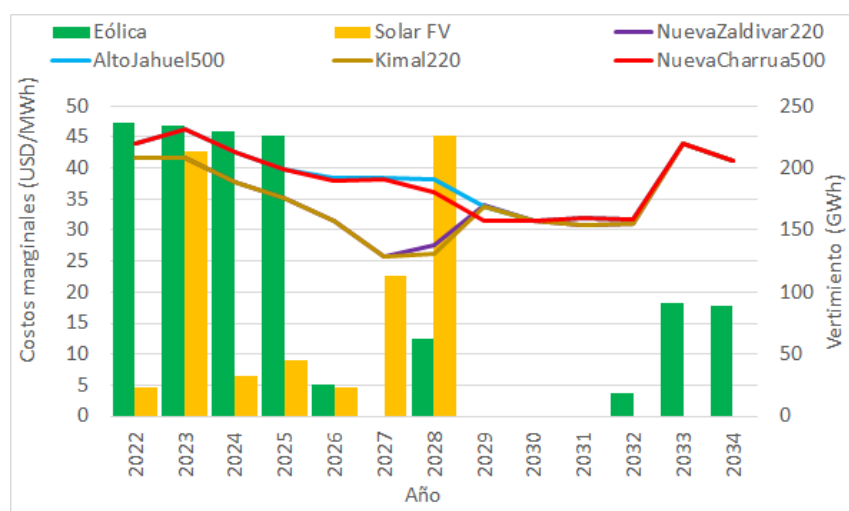


Figura 6.20. Vertimiento de energía RES y costos marginales promedio anuales por barra y año para “Caso base 1”.

De la Figura 6.20, se observa un el acople que se genera cercano al año 2027, pero que se exhibe mucho mas claro en el año 2029, con la integración de la línea HVDC Kimal- Lo Aguirre.

Finalmente, los valores de nivel de carga para las líneas expandidas del “Caso base 1”, se observan en la Tabla 6.16

Tabla 6.16. Nivel de carga por línea y expansión para el “Caso base 1”, abarcando periodos por cantidad de circuitos. Además de potencia por circuito, longitud y nivel de tensión.

Línea	Número de circuitos	Potencia por circuito (MVA)	Nivel de carga promedio % sin Criterio N-1	Nivel de carga promedio % con Criterio N-1	Longitud (km)	Tensión (kV)	Periodo
AltoJahuel500 - Ancoa500	4	922	31,1	41,5	252,5	500	2022-2029
-	5	-	31,9	39,9	-	-	2030-2042
Concepcion500 - NuevaCharrua500	2	260	50,0	100	75,1	500	2022-2025
-	3	-	60,5	90,8	-	-	2026-2026
-	4	-	27,3	36,4	-	-	2027-2042
Lagunas220 - Kimal220	2	316	49,3	98,7	181,4	220	2022-2025
-	3	-	31,1	46,6	-	-	2026-2042
NuevaPuertoMontt500 -NuevaAncud500	2	102	36,2	72,3	95,1	500	2022-2025
-	3	-	30,6	45,9	-	-	2026-2026
-	4	-	50,5	67,3	-	-	2027-2042
Parinacota220 - NuevaPozoAlmonte220	2	91	16,4	32,8	215,9	220	2022-2028
-	3	-	26,3	39,4	-	-	2029-2042
Pichirropulli500 - NuevaPuertoMontt500	2	145	29,5	58,9	175	500	2022-2025
-	3	-	39,4	59,1	-	-	2026-2042
Rapel500 - AltoJahuel500	2	394	24,9	49,8	88,6	500	2022-2030
-	3	-	19,2	28,8	-	-	2031-2042
RioMalleco500 - Pichirropulli500	2	486	12,8	27,5	300,9	500	2022-2033
-	3	-	34,0	51,1	-	-	2034-2042
Lagunas220 - Kimal220	2	473	3,9	7,9	181,4	220	2022-2031
-	3	-	2,2	3,3	-	-	2032-2042
NuevaPozoAlmonte220 - Parinacota220	2	135	12,5	24,9	215,9	220	2022-2041
-	3	-	19,0	28,5	-	-	2042-2042
NuevaPuertoMontt500 - NuevaAncud500	2	558	0,1	0,2	95,1	500	2022-2031
-	3	-	0,2	0,3	-	-	2032-2042
Kimal500 - AltoJahuel500	2	2.000	46,6	93,1	1.500	500	2029-2042

6.4. Comparación de resultados

Si observamos la utilización de tecnologías en el periodo 2022-2042, se obtiene lo siguiente para cada escenario de expansión:

Tabla 6.17. *Variación de generación por tipo de tecnología y caso.*

Tecnología	Porcentaje del total de generación para Caso base	Porcentaje del total de generación para Caso base 0.25	Porcentaje del total de generación para Caso base 1
Biocombustible	3,06 %	3,06 %	3,06 %
Bombeo	1,31 %	1,33 %	1,33 %
Carbón	10,19 %	10,23 %	10,19 %
Cogeneración	0,43 %	0,43 %	0,43 %
Diesel	2,70 %	2,70 %	2,71 %
Eólica	17,02 %	17,09 %	17,08 %
Geotérmica	0,68 %	0,69 %	0,69 %
Gas natural	18,82 %	18,66 %	18,69 %
H. Embalse	6,85 %	6,85 %	6,85 %
H. Pasada	13,58 %	13,58 %	13,59 %
Solar FV	25,03 %	25,06 %	25,06 %
Solar CSP	0,33 %	0,33 %	0,33 %

De lo anterior no se observa un cambio significativo en la generación a 20 años entre casos.

Respecto al vertimiento, si observamos su valor a 20 años para cada caso se obtiene lo siguiente:

Tabla 6.18. *Vertimiento por tipo de tecnología y caso.*

Tecnología	Vertimiento Caso base (GWh)	Vertimiento Caso base 0.25 (GWh)	Vertimiento Caso base 1 (GWh)
Eólica	3,14	1,51	1,85
Solar FV	1,34	0,42	0,68

De Tabla 6.18 se observa que tanto en el “Caso base 0.25” y “Caso base 1” se generan menores cantidades de vertimiento, llegando inclusive a disminuir su valor a la mitad en el caso de tecnología eólica y en la mitad y un tercio de la tecnología solar fotovoltaica, para el “Caso base 1” y “Caso base 0.25”, respectivamente.

Respecto a los niveles de carga de las líneas observados en las Tablas 6.4, 6.11 y 6.16. Si se consideran las líneas que se expanden en los tres casos de estudio en el periodo de 20 años, se obtiene lo siguiente:

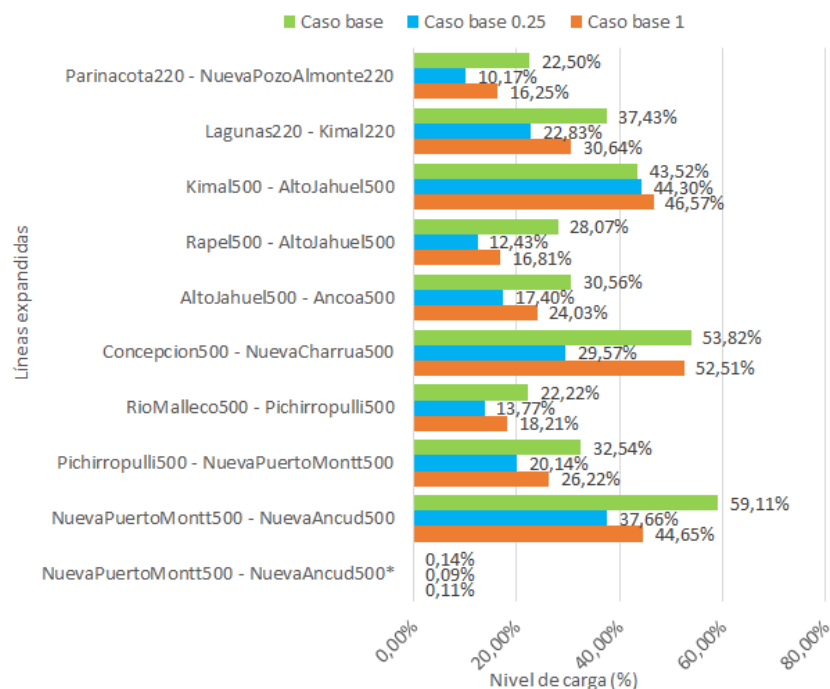


Figura 6.21. Nivel de carga promedio entre líneas expandidas en los tres casos en observación ordenadas por localización geográfica. El símbolo “*” se utiliza para identificar la línea con capacidad de 558 MW.

De la Figura 6.21, se observa que las líneas que presentan un mayor nivel de carga son las del “Caso base” a excepción de la línea HVDC Kimal500 - AltoJahuel500, por otro lado, el “Caso base 0.25” es el que presenta un menor nivel de cargabilidad en las líneas. Respecto al “Caso base 1”, es el que presenta un valor de nivel de carga medio, usando en mayor medida la línea, HVDC Kimal500 - AltoJahuel500, la cual presenta la mayor capacidad de transferencia de todo el sistema a analizar.

Finalmente, los costos asociados al sistema por cada caso se observan en la Tabla 6.19:

Tabla 6.19. *Costos de generación y anualidad de inversión por categoría y caso, además de su variación porcentual respecto al “Caso base”.*

		Suma de 20 años (MMUSD)	Variación porcentual
Caso base	Costos de generación	15.866,75	-
	Inversión en líneas	78,68	-
	Inversión en BESS	361,22	-
	Total de inversión	439,90	-
	Total de inversión y generación	16.306,64	
Caso base 0.25	Costos de generación	15.736,69	-0,8 %
	Anualidad de inversión en líneas a valor presente	99,32	26,2 %
	Anualidad de inversión en BESS a valor presente	324,87	13,3 %
	Anualidad de inversión en SIPS a valor presente	84,26	-
	Total de inversión	508,45	15,6 %
Caso base 1	Total de inversión y generación	16.245,14	-0,4 %
	Costos de generación	15.742,94	-0,8 %
	Anualidad de inversión en líneas a valor presente	80,82	2,7 %
	Anualidad de inversión en BESS a valor presente	396,43	10,7 %
	Anualidad de inversión en SIPS a valor presente	3,31	-
	Total de inversión	480,56	9,2 %
	Total de inversión y generación	16.223,50	-0,5 %

De lo anterior se observa que en términos de costos el “Caso base 1” es el que presenta la mejor variación respecto al “Caso base”, pero debido al orden de magnitud de la variación porcentual de esta solución, no se aprecia un verdadero cambio entre los casos analizados.

Capítulo 7

Conclusiones

Respecto a las conclusiones del presente estudio, se destacan las siguientes:

- A partir de las aplicaciones, tiempos de respuesta y capacidad de energía y potencia nominal, se obtuvo que el sistema de almacenamiento más idóneo para ayudar en congestiones y Criterio N-1 son las BESS ion-litio.
- Se planteó un escenario de descarbonización como el observado en el Escenario A de la PELP 2022, en conjunto con definiciones referenciales como el precio de baterías y una hidrología seca, utilizando el año 2016.
- Se resolvió el problema de la planificación de la transmisión, incorporando actualizaciones y observando distintos candidatos de activos de transmisión. Para el problema tratado en particular se observó una alta penetración de sistemas de almacenamiento, disminuyendo los costos de operación en el tiempo.
- Dentro de los tres casos estudiados, no se observa una variación significativa en la generación por tecnología, manteniendo porcentajes iguales en la generación total para cada caso.
- El vertimiento en los casos que consideraron SIPS disminuyó en la mitad respecto al caso base, siendo más apreciable en el “Caso base 0.25”, disminuyendo el vertimiento solar fotovoltaico aproximadamente dos tercios del valor obtenido en el “Caso base”.
- El “Caso base” presenta un mayor nivel de carga en sus líneas seguido por el “Caso base 1” y “Caso base 0.25”, pero pese a esto el “Caso base 1” es el que presenta un menor costo de operación, lo cual muestra una mejor gestión del flujo de potencia de las líneas.
- En los casos trabajados se observó un aumento de la inversión de activos de transmisión de un 15,6 % para casos de SIPS de 15 minutos, mientras que para SIPS de 1 hora un incremento de 9,2 %, mostrando que de elegirse uno de estos dos escenarios, es más conveniente la utilización de SIPS de 1 hora.
- Respecto a los costos de generación, se obtuvo una disminución de 0,8 % en el caso de SIPS de 15 minutos, mientras que para SIPS de 1 hora una disminución de un 0,8 %, no mostrando variaciones significativas.

- Finalmente, respecto a los costos totales, en ambos casos se obtuvo una disminución de un 0,4% en el caso de SIPS de 15 minutos, mientras que para el caso de SIPS de 1 hora, una disminución de 0,5%, no mostrando variaciones significativos entre ambos valores.
- En escenarios de alta generación RES resulta conveniente la utilización de BESS para disminuir los costos de operación del sistema, mostrándose en los tres casos una alta penetración de BESS.

7.1. Trabajos futuros

El presente trabajo estudió la planificación de la transmisión considerando un periodo de 20 años, ciertos candidatos de expansión de la transmisión y un modelo del SEN reducido incorporado dentro de la base de datos de Flex-Tran, siendo algunas de sus variables modificadas según estudios posteriores.

Como resultado de la investigación realizada, existen líneas que pueden ser desarrolladas de forma diferente, las cuales podrían ser tratadas con un diferente nivel de profundidad.

Teniendo en consideración lo anterior, se proponen desarrollar los siguientes trabajos futuros

- Establecer una metodología para la localización y propuesta de candidatos de SIPS en función de la capacidad del corredor.
- Establecer una metodología para la determinación de días representativos e hidrologías.
- Establecer una metodología para la localización y propuesta de candidatos baterías.
- Proponer el uso de los SIPS observados en un modelo más detallado del SEN.

Bibliografía

- [1] Comisión Nacional de Energía. “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio”. [Online]. Art. 1-7. Sep. de 2020. Visitado el 12 de noviembre de 2022. URL: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/09/NTSyCS-Sept20.pdf>.
- [2] Alberto D. Del Rosso y Steven W. Eckroad. “Energy Storage for Relief of Transmission Congestion”. En: *IEEE Transactions on Smart Grid* 5.2 (2014), págs. 1138-1146. DOI: 10.1109/TSG.2013.2277411.
- [3] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. “Decreto 125 Aprueba reglamento de la coordinación y operación del sistema eléctrico nacional”. [Online]. Diciembre de 2019. Visitado el 12 de noviembre de 2022. URL: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1140253&idParte=10083690&idVersion=2019-12-20>.
- [4] Zora Luburić et al. “Role of energy storage in ensuring transmission system adequacy and security”. En: *Energy* 156 (2018), págs. 229-239. ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.05.098>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544218309186>.
- [5] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. “Decreto 37 Aprueba reglamento de los sistemas de transmisión y de la planificación de la transmisión”. [Online]. Mayo de 2021. Visitado el 12 de noviembre de 2022. URL: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1160108>.
- [6] Agencia Nacional de Investigación y Desarrollo. *RESOLUCION EXENTO N°: 9413/2020*. [Online]. Agosto de 2020. Visitado el 8 de diciembre de 2022. URL: https://s3.amazonaws.com/documentos.anid.cl/fondef/2020/ideaId/Res9413_IDeA2020.pdf.
- [7] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. “Ley 20936 Establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del sistema eléctrico nacional”. [Online]. Feb. de 2017. Visitado el 7 de marzo de 2023. URL: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1092695>.
- [8] Ministerio de Energía. “Planificación Energética de Largo Plazo - Informe de actualización de antecedentes 2021”. [Online]. Diciembre de 2021. Visitado el 1 de junio de 2023. URL: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20211230_men_pelp_iaa2021_vf.pdf.
- [9] Coordinador Eléctrico Nacional. “Propuesta de Expansión de la Transmisión”. [Online]. Enero de 2022. Visitado el 12 de noviembre de 2022. URL: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/01/Informe-PET-enero-2022.pdf>.

- [10] Ministerio de Energía. “*Planificación Energética de Largo Plazo - Informe Preliminar*”. [Online]. Mar. de 2023. Visitado el 7 de marzo de 2023. URL: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pelp2023-2027_informe_preliminar.pdf.
- [11] Ministerio de Energía. “*Repositorio*”. [Online]. Visitado el 10 de junio de 2023. URL: <https://energia.gob.cl/pelp/repositorio>.
- [12] Coordinador Eléctrico Nacional. “*Apéndice I - Proyección de Demanda*”. [Online]. Diciembre de 2022. Visitado el 20 de junio de 2023. URL: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2022/12/Apendice-I-%E2%80%93-Proyeccion-de-Demanda.pdf>.
- [13] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. “*Ley 21505 Promueve el almacenamiento de energía eléctrica y la electromovilidad*”. [Online]. Nov. de 2022. Visitado el 14 de marzo de 2023. URL: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1184572>.
- [14] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. “*DFL 4/20018 Fijatexto refundido, coordinado y sistematizado con fuerza de Ley n°1, de Minería, de 1982, Ley general de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica*.” [Online]. Nov. de 2022. Visitado el 14 de marzo de 2023. URL: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=258171&idVersion=2022-11-21&idParte=9718465>.
- [15] Xing Luo et al. “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation”. En: *Applied Energy* 137 (2015), págs. 511-536. ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914010290>.
- [16] Mostafa H. Mostafa et al. “Techno-economic assessment of energy storage systems using annualized life cycle cost of storage (LCCOS) and levelized cost of energy (LCOE) metrics”. En: *Journal of Energy Storage* 29 (2020), pág. 101345. ISSN: 2352-152X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101345>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X19316925>.
- [17] Pacific Northwest National Laboratory. “*2022 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment*”. [Online]. Agosto de 2022. Visitado el 20 de junio de 2023. URL: <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/ESGC%20Cost%20Performance%20Report%202022%20PNNL-33283.pdf>.
- [18] S. Matsumoto et al. “Wide-Area Situational Awareness (WASA) system based upon international standards”. En: *11th IET International Conference on Developments in Power Systems Protection (DPSP 2012)*. 2012, págs. 1-6. DOI: 10.1049/cp.2012.0032.
- [19] “IEEE Guide for Engineering, Implementation, and Management of System Integrity Protection Schemes”. En: *IEEE Std C37.250-2020* (2020), págs. 1-71. DOI: 10.1109/IEEESTD.2020.9120373.
- [20] James McCalley, Olatujoye Oluwaseyi, Venkat Krishnan, Renchang Dai, Chanan Singh, Kai Jiang. “*System Protection Schemes: Limitations, Risks, and Management*.” [Online]. Diciembre de 2010. Visitado el 30 de junio de 2023. URL: https://pserc.wisc.edu/wp-content/uploads/sites/755/2018/08/S-35_Final-Report_Dec-2010.pdf.

- [21] Jan Figgenger et al. "The development of stationary battery storage systems in Germany – status 2020". En: *Journal of Energy Storage* 33 (2021), pág. 101982. ISSN: 2352-152X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101982>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X2031817X>.
- [22] Comisión Nacional de Energía. "*Informe técnico definitivo plan de expansión anual de transmisión año 2021*". [Online]. Agosto de 2022. Visitado el 22 de julio de 2023. URL: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/08/ITD-Plan-de-Expansion-de-la-Transmision-2021.pdf>.
- [23] Víctor Guillou. *Coordinador Eléctrico Llama a licitación de Nuevas Obras de Transmisión Que Incluyen por primera vez sistema de almacenamiento*. Mar. de 2023. URL: <https://www.latercera.com/pulso/noticia/coordinador-electrico-llama-a-licitacion-de-nuevas-obras-de-transmision-que-incluyen-por-primera-vez-sistema-de-almacenamiento/GC740Q3P7RAPXMQ6MFS67ZZZ4U/>.
- [24] Mejía Taborda Juan Manuel. *Evaluación de esquemas de remuneración de sistemas de almacenamiento de energía con baterías a gran escala conectados a redes de transmisión en Colombia*. 2022-03-08. URL: <https://repositorio.unal.edu.co/handle/unal/81162>.
- [25] Ministerio de Energía. "*Planificación Energética de Largo Plazo - Informe de actualización de antecedentes 2020*". [Online]. Diciembre de 2020. Visitado el 1 de junio de 2023. URL: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20201230_actualizacion_pelp_-_iaa_2020_1.pdf.
- [26] Coordinador Eléctrico Nacional. "*Infotécnica*". [Online]. Visitado el 10 de junio de 2023. URL: <https://infotecnica.coordinador.cl/>.
- [27] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. "*Otorga a TRANSELECT S.A. concesión eléctrica definitiva para establecer el proyecto de transmisión de energía eléctrica denominado "Subestación Parinas 500/220 kV", en la región de Antofagasta, provincia de Antofagasta, comuna Taltal*". [Online]. Jun. de 2022. Visitado el 4 de julio de 2023. URL: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1177339>.
- [28] Servicio de Evaluación Ambiental. *Estudio de Impacto Ambiental, "Sistema de Transmisión S/E Tineo - S/E Nueva Ancud"*. [Online]. 2022. Visitado el 4 de julio de 2023. URL: <https://infofirma.sea.gob.cl/DocumentosSEA/MostrarDocumento?docId=0d/13/67ac1e49db64ac337878a82fa7701f87ee2d>.
- [29] Biblioteca del Congreso Nacional de Chile. "*Fija derechos y condiciones de ejecución y explotación de la obra nueva denominada "Nueva línea HVDC Kimal - Lo Aguirre" contemplada en el decreto N° 231 exento, de 2019, del Ministerio de Energía*". [Online]. Mayo de 2022. Visitado el 10 de julio de 2023. URL: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1177339>.
- [30] Ankit Rohatgi. "*WebPlotDigitizer 4.6*". [Online]. Visitado el 10 de junio de 2023. URL: <https://apps.automeris.io/wpd/>.

Anexos

A.1. Propuesta de expansión de la transmisión (CNE)

Las etapas que contempla la planificación de la transmisión vienen dadas por las siguientes etapas sucesivas:

- a) Análisis Preliminar;
- b) Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional;
- c) Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio;
- d) Análisis de Factibilidad Técnica y Valorización de los Proyectos de Expansión;
- e) Análisis Económico de los Proyectos de Expansión;
- f) Análisis de Resiliencia;
- g) Análisis de Mercado Eléctrico Común; y
- h) Conformación del Plan de Expansión.

El Proceso de Planificación se inicia con la entrega por parte del Coordinador de su propuesta de expansión para los distintos segmentos

Para el análisis preliminar, la CNE utiliza modelos de simulación de la operación y otros análisis complementarios, para realizar un diagnóstico de los sistemas de transmisión para cada escenario de generación propuesto en la PELP. En este estudio la CNE puede evaluar y proponer distintas alternativas tecnológicas para aumentar la capacidad o la seguridad y calidad de servicio del sistema eléctrico.

En el diagnóstico del sistema, se evalúa el sistema pudiendo la CNE en el caso de Transmisión Zonal realizar simplificaciones que permitan segmentar en áreas de interés. Luego, se le realiza un análisis de prefactibilidad a toda la cartera de proyectos resultantes, siendo estos los obtenidos del análisis preliminar y los presentados por el Coordinador y por los promotores de proyectos.

En este estudio de prefactibilidad se realiza una verificación de la información disponible, una revisión de la descripción general de los proyectos, plazos constructivos, alternativas y condiciones asociadas a los proyectos, información de variables y criterios medioambientales y territoriales proporcionada por el Ministerio [5] (Artículo 87).

Incorporando estudios como; suficiencia y Eficiencia Operacional, Seguridad y Calidad de Servicio, Factibilidad Técnica y Valorización, Económico, Resiliencia y Mercado Eléctrico Común.

En donde la Comisión identificará los proyectos que se requieren para preservar la seguridad y calidad de servicio del Sistema Eléctrico, los que no deberán sujetarse a la etapa Análisis de Suficiencia y Eficiencia Operacional, debiendo someterse directamente a la etapa de Análisis de Seguridad y Calidad de Servicio, con excepción de aquellos proyectos cuyo dimensionamiento óptimo requiera de dichos análisis.[5] (Artículo 87).

A.2. PELP 2023-2027

La PELP 2023-2027 establece desafíos para la generación debido a las necesidades que establece el estado, siendo algunas de las prioridades de este estudio los siguientes desafíos [10]:

- Establecer la eficiencia energética como eje fundamental del desarrollo energético.
- Promover con urgencia obras de optimización y refuerzo de la red eléctrica.
- Definir un portafolio de obras estructurales de transmisión.
- Habilitar señales de inversión para incorporar almacenamiento de energía en el sector eléctrico mediante acciones regulatorias.
- Iniciar en conjunto al Coordinador un proceso continuo de implementación de tecnología de vanguardia, con foco en la provisión de seguridad.

Algunos de los resultados de este estudio son la proyección de la demanda y oferta energética para distintos escenarios futuros en un horizonte de 30 años, de forma que estos sean considerados en la planificación de los sistemas de transmisión.

El proceso de planificación energética de largo plazo es un proceso que se lleva a cabo cada 5 años con posibles modificaciones anuales en donde se actualizan las proyecciones de demanda y oferta energética considerando estudios de proyecciones de demanda y variables macroeconómicas, costos y desarrollo de nuevas tecnologías y otros de diversa naturaleza [10].

Las etapas que considera se pueden observar en la Figura A.1.

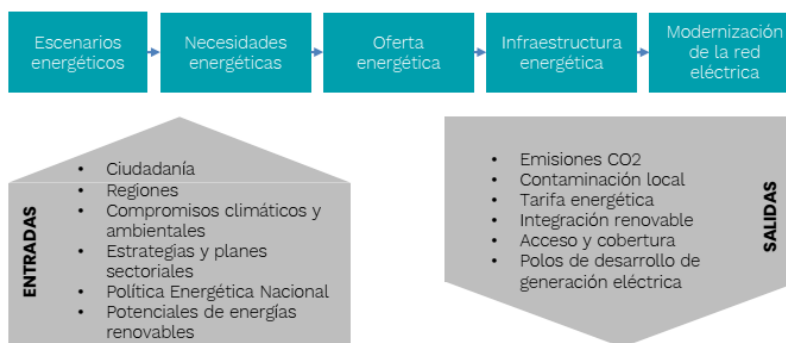


Figura A.1. Etapas que se consideran en la elaboración de la PELP [10].

Este proceso proporciona 3 grandes entregables:

- Definición de nuevos escenarios energéticos de largo plazo, en donde para el proceso 2023-2027 se han definido 3 escenarios energéticos de largo plazo:
 1. Recuperación Lenta Post Covid (RECUPERACIÓN).
 2. Rumbo a la Carbono Neutralidad al 2050 (CARBONO NEUTRALIDAD).
 3. Acelerando la Transición Energética (TRANSICIÓN ACELERADA).
- Proyecciones de oferta y demanda energética, tomando como base los escenarios energéticos.
- Polos de desarrollo de generación eléctrica, las cuales corresponden a zonas para el desarrollo sustentable en donde se podría recomendar soluciones de transmisión para recoger dicha energía.

Finalmente, dado que este estudio se realiza para ser usado como principal insumo para la expansión de la transmisión, este señala que para llevar a cabo la expansión de la transmisión es necesario seguir el proceso descrito en la Figura A.2.

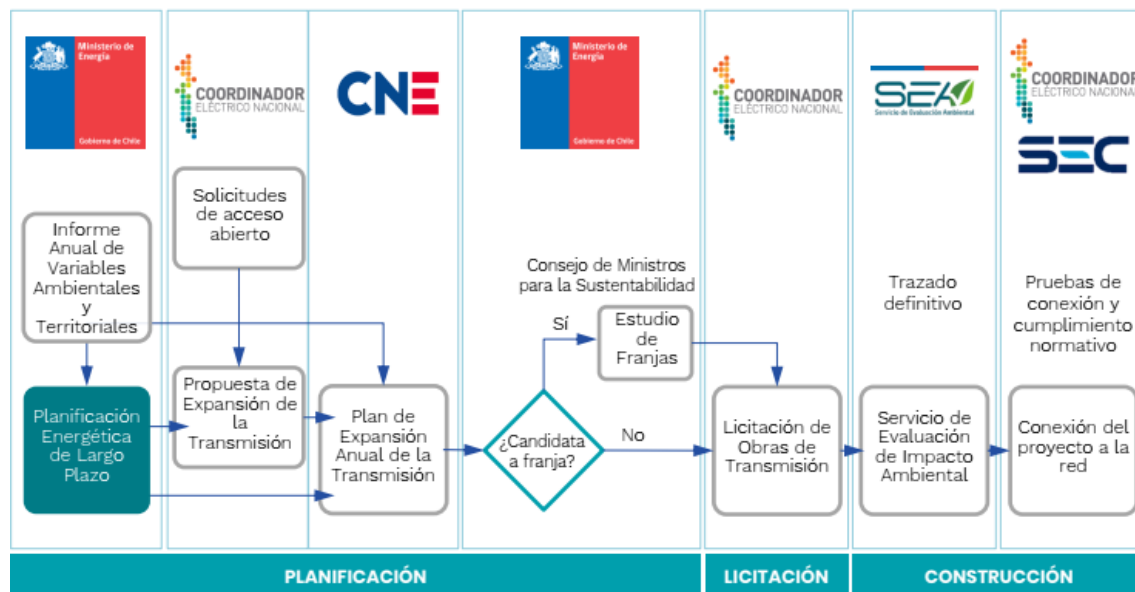


Figura A.2. Etapas que se consideran en la expansión de la transmisión [10]. En particular este estudio se centra en la PET del proceso de planificación llevado a cabo por el Coordinador.

A.3. Pago de transmisión

En la LGSE [14] (Artículo 115), se establece la remuneración de los sistemas de transmisión a partir del cargo único por tipo de sistema de transmisión, en donde se detalla que estos pagos se encuentran a cargo de usuarios sometidos a regulación de precios, consumidores finales libres y regulados. Estos cargos son calculados semestralmente por el Coordinador.

En donde los cargos dependen del tipo de sistema y son detallados a continuación:

- a) El cargo por uso del sistema de transmisión nacional se determinará en base a la diferencia entre el 50 % del valor anual de los tramos de transmisión nacional y los ingresos tarifarios reales disponibles del semestre anterior, de cada uno de dichos tramos, dividida por la suma de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales del sistema interconectado para el mismo semestre;
- b) El cargo por uso de cada sistema de transmisión zonal se determinará en base a la diferencia entre el 50 % del valor anual de los tramos correspondientes y los ingresos tarifarios reales disponibles del semestre anterior, dividida por la suma de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales en dicho sistema para el mismo semestre;
- c) El cargo por uso de los sistemas de transmisión dedicada utilizada por parte de consumidores finales regulados se determinará en base a la diferencia entre el 50 % del valor anual de la transmisión por tramo asignada y la proporción de los ingresos tarifarios reales disponibles del semestre anterior, dividida por la suma de la energía proyectada total a facturar a los suministros finales en el sistema interconectado para el mismo semestre.

En este sentido, cada cuatro años la CNE determina el conjunto de instalaciones que forman parte de cada sistema en donde su conformación podrá considerar las áreas territoriales donde se ubican las instalaciones, la existencia de economías de escala, la demanda a suministrar, criterios de eficiencia en la asignación de los componentes utilizados para la determinación de las respectivas tarifas a los clientes finales, la desviación del costo medio de las instalaciones entre los sistemas de transmisión zonal y, la diferencia del cargo de transmisión zonal aplicable a los clientes finales entre cada periodo tarifario, entre otros.

Por otro lado, respecto al valor anual de la transmisión por tramo, la CNE cada cuatros años determina el valor anual de las instalaciones por sistema dependiendo del tipo de obra. Para obras nuevas, es a partir del valor de adjudicación de los derechos de ejecución y explotación, mientras que para obras de ampliación, este será igual a la anualidad del valor de inversión; los costos anuales de operación, mantenimiento y administración; y el ajuste por efectos de impuestos a la renta.

Finalmente, en el decreto 10 (Artículo 62), se menciona que el tasa de descuento debe estar en el rango de 7 a 10 %, en donde luego, en el el Artículo 64, se comenta que la tasa de interés de retorno promedio es ofrecida por el Banco Central o la Tesorería General.

A.4. Cambio en los costos de circuitos

El criterio para el cambio de los costos por circuitos se basa en la longitud de la línea, el costo y la tensión de esta. Dado que se presentan costos muy variados, en este estudio se buscó homogeneizar la muestra a partir de un diagrama de cajas, buscando que la razón entre el costo de inversión y la distancia se mantuvieran en valores similares para mismos valores de tensión. En la Tabla A.1, se aprecia los costos de las líneas a utilizar en la columna “Nuevo costo”, al cambiar su valor respetando los valores de la base de datos.

Para esto, en los casos en que la razón del costo de inversión y la longitud para líneas de 500 kV, no se encontraban en el rango [0,251-0,522], se les asigno otro valor cercano en base a la longitud. Por otro lado, a las líneas de 220 kV se les aplica el mismo criterio aunque con un rango diferente el cual es [0,085-0,69].

Tabla A.1. *Cambios en el costo por circuito.*

Línea	Capacidad operacional (MW)	Largo (km)	Costo (MMUSD)	Tensión (kV)	Costo/largo	Nuevo costo/largo	Nuevo costo (MMUSD)
LC_NuevaPozoAlmonte220_Lagunas220	296	50,4	5,893	220	0,1169	0,1169	5,8934
L1_NuevaPozoAlmonte220_Lagunas220	366	72,7	25,13	220	0,3457	0,3457	25,13
L1_Lagunas220_Kimal220	316	181,4	125,2	220	0,6902	0,1868	33,887
LC_Lagunas220_Kimal220	473	181,4	33,89	220	0,1868	0,1868	33,887
L1_LosChangos220_NuevaZaldivar220	525	208,3	144	220	0,6913	0,1627	33,887
L1_Parinacota220_NuevaPozoAlmonte220	91	215,9	7,76	220	0,0359	0,1569	33,887
LC_NuevaPozoAlmonte220_Parinacota220	135	215,9	11,51	220	0,0533	0,1569	33,887
L1_Kimal220_NuevaZaldivar220	815	233,7	161,6	220	0,6915	0,1450	33,887
L1_Mulchen500_RioMalleco500	630	44,2	11	500	0,2488	0,2607	11,521
LC_Mulchen500_RioMalleco500	660	44,2	11,52	500	0,2607	0,2607	11,521
L1_Candelaria500_AltoJahuel500	680	48,0	11,89	500	0,2478	0,3778	18,132
L1_Quillota500_Polpaico500	1803	50,4	11,58	500	0,2297	0,3597	18,132
L1_NuevaCharrua500_Mulchen500	880	69,6	13,29	500	0,1911	0,2607	18,132
LC_NuevaCharrua500_Mulchen500	660	69,6	18,13	500	0,2607	0,2607	18,132
L1_Concepcion500_NuevaCharrua500	260	75,1	48,95	500	0,6518	0,4630	34,773
L1_Rapel500_AltoJahuel500	394	88,6	49,77	500	0,5617	0,3925	34,773
L1_NuevaPuertoMontt500_Ancud500	102	95,1	115,4	500	1,2136	0,3656	34,773
LC_NuevaPuertoMontt500_NuevaAncud500	558	95,1	20,96	500	0,2204	0,3656	34,773
L1_Polpaico500_AltoJahuel500	1880	115,4	73,53	500	0,6372	0,3013	34,773
LC_Parinas500_NuevaZaldivar220	660	133,4	34,77	500	0,2607	0,2607	34,773
L1_NuevaCardones500_NuevaMaitencillo500	2360	136,0	53,44	500	0,3929	0,3929	53,436
L1_Kimal500_LosChangos500	1590	154,9	46,67	500	0,3013	0,3013	46,667
L1_Parinas500_Cumbre500	1500	170,0	66,81	500	0,3930	0,3930	66,814
L1_Cumbre500_NuevaCardones500	1500	174,0	68,39	500	0,3930	0,3930	68,386
L1_Pichirropulli500_NuevaPuertoMontt500	145	175,0	1055	500	6,0310	0,3908	68,386
LC_Pichirropulli500_NuevaPuertoMontt500	660	175,0	45,62	500	0,2607	0,2607	45,616
L1_NuevaMaitencillo500_NuevaPandeAzucar500	2500	212,0	83,3	500	0,3929	0,3929	83,297
L1_Ancoa500_NuevaCharrua500	3000	233,3	148,6	500	0,6370	0,3570	83,297
L1_LosChangos500_Parinas500	1500	246,0	74,07	500	0,3011	0,3011	74,067
L1_AltoJahuel500_Ancoa500	2765	252,5	160,8	500	0,6370	0,2933	74,067
L1_RioMalleco500_Pichirropulli500	483	300,9	57,4	500	0,1908	0,2768	83,297
LC_RioMalleco500_Pichirropulli500	177	300,9	21,03	500	0,0699	0,2768	83,297
L1_NuevaPandeAzucar500_Polpaico500	2280	408,0	160,3	500	0,3930	0,3930	160,33
L2_Kimal500_AltoJahuel500	6000	1500	607,6	500	0,4051	0,4051	607,6
LC_Kimal500_AltoJahuel500	2000	1500	607,6	500	0,4051	0,4051	607,6

A.4.1. Hidrologías

Tabla A.2. *Valores promedio anuales de afluente por año hidrológico en la base de datos Flex-Tran.*

Año	$\overline{Q_{anual}}$	$\frac{m^3}{s}$	Año	$\overline{Q_{anual}}$	$\frac{m^3}{s}$	Año	$\overline{Q_{anual}}$	$\frac{m^3}{s}$	Año	$\overline{Q_{anual}}$	$\frac{m^3}{s}$	Año	$\overline{Q_{anual}}$	$\frac{m^3}{s}$
1960	2829,13		1972	4467,16		1984	3694,47		1996	1953,31		2008	3045,81	
1961	3520,32		1973	2926,70		1985	2783,41		1997	3904,55		2009	3082,15	
1962	2291,54		1974	2942,43		1986	3707,88		1998	1696,35		2010	2291,83	
1963	3654,07		1975	3202,06		1987	3396,75		1999	2547,84		2011	2446,53	
1964	2619,46		1976	2619,15		1988	2453,34		2000	3545,45		2012	2322,96	
1965	4131,90		1977	3827,98		1989	2503,66		2001	3476,97		2013	2301,94	
1966	3628,92		1978	3737,33		1990	2495,06		2002	4141,50		2014	2481,67	
1967	2777,40		1979	3493,04		1991	3211,42		2003	2791,99		2015	2582,27	
1968	1931,69		1980	3910,29		1992	3552,17		2004	2808,02		2016	2215,58	
1969	3156,64		1981	3037,66		1993	3603,47		2005	3939,47		2017	2462,19	
1970	2744,50		1982	4360,63		1994	3232,18		2006	3616,47		2018	2415,66	
1971	3076,40		1983	2861,18		1995	3148,87		2007	2263,75				

A.4.2. Cambios en generación hidroeléctrica

Para obtener los valores de cambio entre las IAA PELP de generación hidroeléctrica, se utilizó la herramienta [30], para ello se calibró la gráfica a partir de los ejes con los valores de generación y años, para luego obtener los puntos pertenecientes a la gráfica, en donde el programa realiza una ponderación de los valores asociados por su posición dentro de la imagen, obteniendo una curva aproximada de gráfica original.

Luego, estos valores fueron usados en el software *MATLAB*, para generar un gráfico vectorizado, el cual permite la transposición la curva sobre la imagen al utilizar el software *Inkscape*, que permite abrir este tipo de archivos. Esto es realizado para verificar la posición de estos dentro de la gráfica con tal de tener resultados más cercanos a lo visto en la imagen ajustando los puntos obtenidos por la herramienta en MATLAB.

Los resultados de la última iteración fueron los usados para determinar la variación porcentual y son los que se observan en la Figura 4.12. Por otro lado, el ultimo ajuste al transponer la gráfica para la verificación de estos valores se observa en la Figura A.3

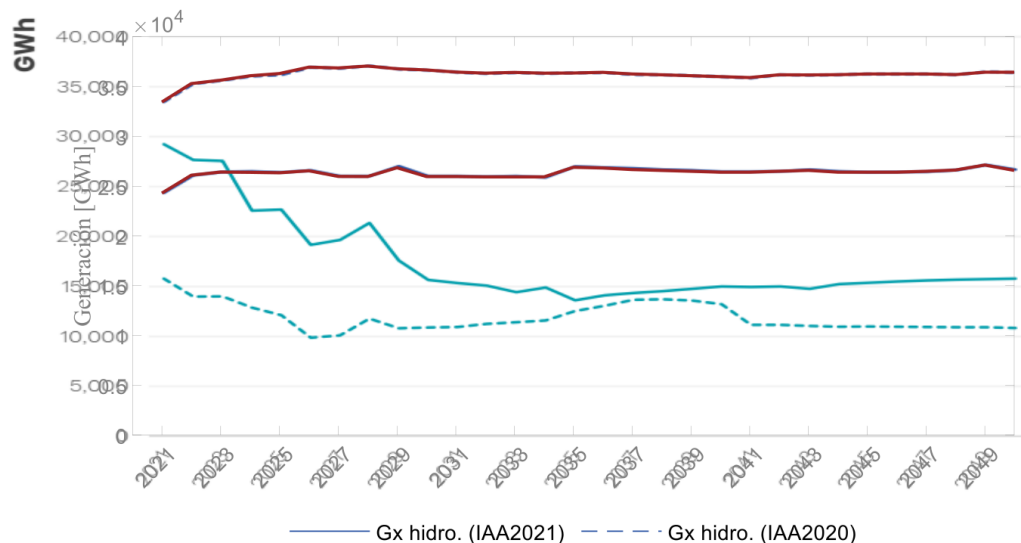


Figura A.3. Gráfica transpuesta sobre imagen de cambios en la generación hidroeléctrica, en IAA PELP 2021.