



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

EXPANSIÓN ÓPTIMA DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA ANTE LA
DESCARBONIZACIÓN, LA SEQUÍA Y LA LIMITACIÓN DEL USO DE SUELO
EÓLICO: ANÁLISIS DEL ROL DE LA GEOTERMIA EN CHILE

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

JOSÉ GUILLERMO DE JESÚS PONCE RAMÍREZ

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO MORENO VIEYRA
PROFESOR CO-GUÍA:
JUVENAL LETELIER VILLALON

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA
DIEGO MORATA CÉSPEDES

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por el proyecto PIA/APOYO AFB180003 del Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), y por el Fondo Nacional de Desarrollo Científico y Tecnológico (Fondecyt) mediante el proyecto n° 1181928

Este trabajo está publicado bajo una licencia Creative Commons BY-SA 4.0

SANTIAGO DE CHILE

2022

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR
AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE
LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: JOSÉ GUILLERMO DE JESÚS PONCE RAMÍREZ
FECHA: 2022
PROF. GUÍA: RODRIGO MORENO VIEYRA
PROF. CO-GUÍA: JUVENAL LETELIER VILLALON

EXPANSIÓN ÓPTIMA DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA ANTE LA
DESCARBONIZACIÓN, LA SEQUÍA Y LA LIMITACIÓN DEL USO DE SUELO
EÓLICO: ANÁLISIS DEL ROL DE LA GEOTERMIA EN CHILE

La emergencia climática actual ha gatillado cambios drásticos en los sistemas de potencia, y ha propiciado la aparición de conflictos socioambientales. Una de las tecnologías que puede ayudar a una transición energética sostenible y responsable es la geotermia, que a pesar de tener muchas ventajas posee un desarrollo meramente testimonial en Chile, con una sola central. Para averiguar si puede jugar un rol relevante en el futuro, al año 2050, se diseñó un modelo de optimización estocástica que toma decisiones de inversión (generación y transmisión) considerando un sistema multinodal y con una modelación detallada de la operación (con restricciones de predespacho). Además, se definieron varios casos de estudio con condiciones de descarbonización total del sistema, sequía y limitación del recurso eólico disponible. Con ellos se determinó que la geotermia es una tecnología necesaria para el sistema cuando es sometido a estas condiciones de forma simultánea. Sin embargo, la descarbonización y la sequía, por sí solas o combinadas, no requieren que la geotermia forme parte del portafolio óptimo de tecnologías de generación, aunque sí impulsan su desarrollo cuando existe una limitación eólica. Finalmente, en ninguna circunstancia se instala más carbón ni hidráulica de pasada de lo ya existente en el sistema.

*“Solo la justicia traerá la paz”
Avatar Kyoshi
Año 100 D.G.*

Agradecimientos

Es difícil poder agradecer a tantas personas que, de una u otra forma, me permitieron llegar a este punto de mi vida. Por esto, antes que todo, les agradezco por cada uno de los minutos que compartieron conmigo.

Primero, a todos los amigos que hice en estos años. Desde el Oveja, quien fue el primero que conocí en inducción, hasta el Diland, con quien nos hemos partido la cabeza trabajando en nuestras tesis, todos ustedes dejaron una marca en mi. Un agradecimiento fuerte a todo el Pelotón, mi grupo de amigos desde Plan Común y que se expandió con los años, y en particular a Javier, quien nos dejó muy temprana y repentinamente. Me gustaría poder decirle que siempre recordaré sus *trickshots* mientras jugábamos Taca-taca. ¡Vuela alto Javi! También le agradezco fuertemente a mis amigos de Eléctrica, a quienes fui conociendo con el paso de los años a través de trabajos, laboratorios, actividades y centros de estudiantes, porque con ellos compartí muchas alegrías y sobrellevamos la presión y frustración de una carrera que, a veces, se olvidaba de que somos personas tratando de dar lo mejor. Mención honrosa para Claudio y Daniel, compañeros de innumerables proyectos y trabajos que soportaron las exigencias y, sobre todo, las mañas. A todos aquellos compañeros y camaradas de luchas políticas y centros de estudiantes también les agradezco, ya que fueron parte de un proceso de aprendizaje y formación mutuo muy necesario para la vida. Finalmente, quiero agradecer a Sofía y Marisol, quienes me acompañaron en momentos importantes de mi vida y que siempre tendrán mi más sincero cariño, y a todos mis amigos fuera del mundo universitario, quienes a pesar de la distancia y del tiempo siempre estuvieron atentos y preocupados de mí.

A mi familia le agradezco muchas cosas, y con mi abuelita y sobre todo con mi mamá estaré eternamente agradecido por la paciencia, el amor y la comprensión en este largo proceso. Todo este logro es por, para y gracias a ellas, porque sin su educación y cuidado no sería la persona que soy hoy.

Además, quiero agradecer a los profesores Rodrigo y Juvenal por las incontables horas de trabajo y comentarios que me han realizado en este proceso, y a Loreto Soto, Asistente de Postgrado, quien me ayudó con numerosos correos y solicitudes y me guió a través de la tortuosa burocracia universitaria. También quiero agradecer al proyecto PIA/APOYO AFB180003 del Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) y al Fondo Nacional de Desarrollo Científico y Tecnológico (Fondecyt) con el proyecto n° 1181928, quienes contribuyeron al financiamiento de esta investigación.

Finalmente, y a modo de dedicatoria, quiero agradecer a todos los luchadores ambientales de Chile y el mundo, quienes nos enseñan día a día que la vida, nuestra vida, no siempre es sagrada ante los ojos del dinero ni de la ambición extractivista.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis	2
1.3. Objetivos	3
1.3.1. Objetivo general	3
1.3.2. Objetivos específicos	3
1.4. Estructura del documento	3
2. Estado del arte y contribuciones	5
2.1. Estado del arte	5
2.2. Contribuciones del trabajo	9
3. Metodología	11
3.1. Nomenclatura	11
3.1.1. Abreviaturas	11
3.1.2. Conjuntos e índices	11
3.1.3. Parámetros	12
3.1.4. Variables	13
3.2. Descripción general	15
3.3. Modelo de optimización	15
3.3.1. Problema maestro	16
3.3.2. Problemas esclavos (subproblemas)	17
3.3.3. Generación de cortes de Benders	22
3.4. Algoritmo de solución	22
4. Resultados y análisis	24
4.1. Datos de entrada	24
4.1.1. Representación territorial	24
4.1.2. Definición de escenarios	26
4.1.3. Parámetros de los generadores	27
4.1.4. Parámetros de inercia, reservas y otros	28
4.2. Casos de estudio	29
4.3. Resultados y análisis	30
4.3.1. Resultados de inversión	30
4.3.2. Resultados económicos	35
4.3.3. Resultados de operación	37

4.3.4. Sensibilidad sobre el factor de disponibilidad geotérmico	42
5. Conclusiones y trabajo futuro	43
Bibliografía	47
Anexos	50
A. Base de datos del trabajo y aspectos técnicos del algoritmo	50
B. Datos de entrada: detalles y fuentes	52

Índice de Tablas

2.1. Tabla resumen estado del arte	10
4.1. Corredores de transmisión	25
4.2. Potencial disponible para el desarrollo de cada tecnología	25
4.3. Capacidad instalada existente	26
4.4. Disponibilidad promedio de cada perfil utilizado	26
4.5. Demanda proyectada al año 2050	27
4.6. Datos de los generadores por tecnología	27
4.7. Parámetros de las restricciones de inercia y reservas	28
4.8. Otros parámetros utilizados	28
4.9. Distribución de los casos de estudio	29
4.10. Inversión de generación por tecnología para los casos de estudio	31
4.11. Uso de suelo según tecnologías de generación para los casos de estudio	32
4.12. Inversión de transmisión por corredor para los casos de estudio	34
4.13. Resultados económicos para los casos de estudio	36
4.14. Resultados de operación para los casos de estudio	38
4.15. Factores de planta de cada tecnología para los casos de estudio	41
4.16. Inversión de generación por tecnología para el subconjunto de casos de estudio trabajado con un factor de disponibilidad geotérmico del 90 %	42
5.1. Capacidad geotérmica instalada por caso de estudio [MW]	43
A.1. Aspectos técnicos de la ejecución del modelo de optimización	50
B.1. Distribución de Barras en la zonificación usada	53
B.2. Parques eólicos y sectores considerados para el cálculo de disponibilidad	54
B.3. Factores de disponibilidad promedios para las hidráulicas, según año calendario	55
B.4. Cálculo de potencial total disponible para centrales de pasada	57
B.5. Cálculo de potencial total disponible para los parques eólicos	57

Índice de Ilustraciones

3.1. Esquema general del modelo desarrollado	16
3.2. Diagrama de flujo del algoritmo de resolución	23
4.1. Representación territorial y transmisión utilizada	24
4.2. Uso de suelo según tecnología y caso de estudio para los nodos 4 y 9	33
4.3. Participación en la generación de energía por tecnología, según caso de estudio	38
4.4. Operación para los casos de estudio A y B	40

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

La protección y preservación de la naturaleza y el medioambiente ha sido un tema central y muy relevante en las discusiones políticas de las últimas décadas. La emergencia climática en la que se encuentra la humanidad, producto de la contaminación generada en la era industrial, ha puesto en jaque los modelos de trabajo y operación de muchos sistemas, ya sean sociales, económicos o políticos. Particularmente, los sistemas eléctricos han sido bastante afectados, sobre todo en el aspecto de las emisiones de material contaminante a causa de la generación de energía.

Según el operador del sistema chileno, desde el año 2000 las centrales térmicas han aportado con el 58,11 % de la generación anual, en promedio [1]. Esta realidad es aún más crítica si se analiza la ubicación de estas generadoras, ya que un número no despreciable se encuentra cerca de comunidades y ciudades, situación que ha propiciado una variedad de conflictos medioambientales, algunos de carácter nacional.

Al revisar el Mapa de Conflictos Socioambientales que desarrolló el Instituto Nacional de Derechos Humanos [2] se puede ver que dentro de la categoría “Energía” existen 26 conflictos activos, de los cuales 11 se gatillan por residuos y/o emisiones. Todos ellos tienen su origen en una central termoeléctrica. Además, las 7 centrales térmicas más grandes del país (5 a carbón y 2 de gas natural) se encuentran en comunas con conflictos socioambientales activos: Huasco, Mejillones y Tocopilla. Otras comunas con conflictos, como Quintero y Coronel, también mantienen importantes centrales térmicas, las que han causado graves episodios de contaminación, como Bocamina.

Tomando en cuenta todo lo anterior, queda claro que en Chile el desafío de la generación eléctrica no es de simple solución, ya que a este complicado escenario se le añade una sequía grave que ha ocasionado que en el año 2021 las hidroeléctricas hayan aportado la menor cantidad de energía desde el año 2000, a pesar de las inversiones realizadas desde esa fecha. Por lo tanto, se debe buscar alternativas.

Acá las energías renovables aparecen como una solución evidente, y son fuertemente res-

paldadas por la gran disponibilidad de sol y viento que genera la amplia geografía de Chile. No obstante, no pueden ser la única solución, ya que no siempre se cuenta con estos recursos en los momentos de más consumo energético. Además de esto, ya existen conflictos socioambientales activos relacionados con centrales renovables, como es el caso de parques eólicos en Valdivia y en Ancud, y de centrales hidráulicas de pasada en todo el sur de Chile. Se debe buscar más alternativas.

Una tecnología muy desarrollada alrededor del planeta es la geotermia, la cual utiliza el calor propio de la Tierra para generar electricidad a través de aguas termales o manantiales de alta temperatura. Es decir, no requiere ningún combustible, por lo que no contamina el medioambiente. Tampoco depende de las variaciones climáticas, y utiliza poco espacio, por lo que no tiene grandes conflictos de uso de suelo. En Chile ya existe una central de este tipo, Cerro Pabellón, y está ubicada en la comuna de Ollagüe, Región de Antofagasta.

No obstante, a diferencia de la radiación solar o del viento, no se sabe a ciencia cierta donde hay disponibilidad del recurso geotérmico. En otras palabras, en el caso solar solo se necesita estar en el lugar para estimar cuanta radiación se dispone, mientras que para cuantificar el recurso geotérmico se requiere perforar el suelo, lo que es muy costoso. Es por esto que se considera como una tecnología particularmente cara y con alto riesgo.

Considerando estos antecedentes, surge la pregunta que motiva todo este trabajo: ¿Es posible que la geotermia sea una opción viable en el futuro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)? Ya es una opción, porque la Mesa de Geotermia [3] determinó que, en todo el país, se podrían instalar unas 45 centrales más del tamaño de Cerro Pabellón (equivalente a un potencial disponible de 2085 megawatts). El que sea viable depende, principalmente, de las condiciones que se le impongan a este sistema, y si se considera lo mencionado anteriormente acerca de la emergencia climática y los conflictos socioambientales en Chile, se pueden definir tres condiciones importantes que deben ser evaluadas para encontrar y definir el rol de la geotermia en el país.

La primera condición tiene que ver con la sequía que ha mermado la disponibilidad de agua para la generación hidroeléctrica. La segunda se define con la prohibición de generación contaminante, porque a pesar que ya existen iniciativas para dismantelar o reconvertir las centrales a carbón, estas no son las únicas que generan emisiones. Además de esto, el prescindir de los combustibles fósiles en la electricidad disminuye la dependencia energética de un país que no extrae estos recursos, situación que es particularmente importante a causa de la guerra en Ucrania. Finalmente, la tercera hace referencia a los conflictos que están surgiendo con los parques eólicos, imponiendo una limitación a su desarrollo. Esta limitación se genera, principalmente, por el uso de suelo de estas centrales, ya que bajo ninguna circunstancia se instalará toda la eólica posible en el país. Esto se afirma porque gran parte de su potencial se encuentra en parques nacionales y zonas de alto valor, como el Parque Tantauco al sur de la Isla Grande de Chiloé.

1.2. Hipótesis

En este trabajo se postula que la geotermia es una tecnología económica y técnicamente necesaria para la generación de electricidad en Chile en el futuro del sistema eléctrico chileno

(año 2050), considerando condiciones como la descarbonización total del sistema, la sequía y la limitación del uso de suelo para la tecnología eólica. Además, se hipotetiza que de estas tres condiciones la que más favorece el desarrollo de la geotermia es la sequía.

1.3. Objetivos

Se enuncian a continuación los objetivos generales y específicos que se buscan alcanzar con el desarrollo de esta tesis.

1.3.1. Objetivo general

Determinar las condiciones bajo las cuales la geotermia de alta entalpía forma parte del portafolio de tecnologías de generación a expandir, en el futuro del Sistema Eléctrico Nacional. Para esto se debe desarrollar un modelo de la expansión de la generación que considere la heterogeneidad territorial en la distribución de los recursos renovables y una representación detallada de la operación (con restricciones de predespacho).

1.3.2. Objetivos específicos

- Diseñar un modelo de optimización estocástico que identifique la expansión óptima de la capacidad de generación, almacenamiento y transmisión de un sistema eléctrico.
- Integrar a un modelo de optimización estocástico la componente territorial, a través de un sistema de transmisión pequeño y de diferencias clave en los datos de entrada.
- Definir y caracterizar condiciones que determinen fuertemente el diseño y operación del sistema chileno de aquí al año 2050, para aplicarlas como casos de estudio al modelo diseñado.
- Aplicar un algoritmo de descomposición de Benders para la resolución del problema de expansión planteado anteriormente en un tiempo razonable.
- Crear un conjunto de datos de entrada validado, bien referenciado y fácilmente actualizable, para su simple utilización en este y otros trabajos.
- Determinar las relaciones entre las distintas tecnologías de generación modeladas.
- Determinar las implicancias en los resultados de la no incorporación de escenarios con perfiles extremos.

1.4. Estructura del documento

Para llevar a cabo esta investigación, y así cumplir con los objetivos declarados, se comienza con la sección 2, en donde se realiza la revisión de otros trabajos para justificar el desarrollo del acá presentado. Luego, en la sección 3 se presenta el modelo construido, con una definición breve, un diagrama de flujo y todas las ecuaciones matemáticas utilizadas. Así, con el modelo ya definido se llega a la sección 4, en donde se definen los datos de entrada y los

casos de estudio, para luego presentar los resultados, agrupados según su naturaleza, junto con un análisis detallado de ellos. Finalmente, en la sección 5 se muestran las principales conclusiones, además de recomendaciones para trabajos futuros, para cerrar el documento con los Anexos, donde se presentan elementos extra al trabajo, pero de particular importancia, como la forma de acceder a las bases de datos utilizadas.

Capítulo 2

Estado del arte y contribuciones

El tema central de esta investigación es la planificación a largo plazo de un sistema eléctrico. Para entender el estado del arte en esta materia, se investigó en la literatura relacionada y se realizó una selección de trabajos importantes para esta. Con estas investigaciones ya comprendidas se pudo identificar las contribuciones de este trabajo al estado del arte en la materia, las que se presentan al final de esta sección.

2.1. Estado del arte

El tópico de la planificación de sistemas eléctricos ha sido discutido, trabajado y mejorado constante e intensivamente durante los años, y debido a la emergencia climática su investigación se ha centrado principalmente en lo relativo a sus consecuencias para los sistemas eléctricos. De esta forma, en trabajos como [4] se analizan las consecuencias de considerar todas las emisiones contaminantes (no solamente el CO₂) en la planificación, mientras que en [5] el foco se encuentra en la consideración de escenarios climáticos adversos (El Niño y La Niña). También existen trabajos con estrategias más novedosas, como la de [6] donde se integran elementos de las *smart grids* o redes inteligentes al problema de la planificación, lo que permite aumentar la flexibilidad en la operación y así ayudar a la integración de las renovables, o las de [7, 8, 9], en donde se proponen métodos para mejorar y perfeccionar los resultados de la planificación bajo incertidumbre: el primero a través de la métrica del *Conditional Value at Risk* (CVaR), el segundo utilizando una nueva técnica de descomposición, y el último con la estrategia de *Min-Max Regret*.

Además de lo anterior, también hay trabajos que realizan un análisis más sistémico (como [10]) o muy centrado en un elemento. En este último se pueden destacar investigaciones como [11] que estudia el impacto de la incorporación de la tecnología solar CSP con almacenamiento térmico, como [12] que trabaja con los impactos del almacenamiento en los resultados económicos y de emisiones de la planificación (esto a partir de un resultado contraintuitivo en donde las emisiones aumentan con mayor desarrollo del almacenamiento), y como [13] que incorpora la Electromovilidad a la expansión del sistema eléctrico. Resultados de trabajos como estos muestran que es posible disminuir la contaminación producida con la generación eléctrica, y en el caso de [10], eliminarla completamente.

Finalmente, hay estudios como [14, 15, 16] que se centran en la planificación de la transmisión considerando aspectos claves como los riesgos naturales (como terremotos que generan fallas correlacionadas en [16]) o restricciones territoriales de diversa índole, las que se exploran en [14, 15]. Estos últimos trabajos destacan debido a que en el primero se analiza el efecto de la coordinación de las inversiones en transmisión en la reducción del impacto territorial en objetos de interés (como parques nacionales y territorios indígenas), mientras que en el segundo se toma dicha estrategia y se incorpora a una planificación estocástica de nivel nacional, comparando entre distintos niveles de coordinación de los incumbentes del sistema (en generación y transmisión).

Sin embargo, estos trabajos no poseen el mismo nivel de detalle en aspectos claves: mientras que en [11] la operación se modela de forma simple, considerando únicamente restricciones de balance, flujos y generación, en [12, 13] esta es más detallada, incorporando las reservas. Sin embargo, en ninguno de ellos se incorporan restricciones de inercia, las que si aparecen en [10], estudio que a su vez no incorpora la transmisión al sistema.

Otro aspecto relevante es la incorporación de la geotermia en las investigaciones, ya que mientras que en [10] esta tecnología se incluye en el modelo, y este decide desarrollarla importantemente, en [11, 12, 13] su capacidad apenas se expande (solo 50 MW en [12]). Por otro lado, en varios trabajos como [6, 7, 8, 9] ni siquiera forma parte de la cartera de tecnologías disponibles para desarrollarse.

Un último aspecto clave que aparece principalmente en investigaciones más recientes es el análisis de los efectos territoriales de la expansión del sistema eléctrico. Por lo encontrado en esta revisión, estos efectos se analizan desde el punto de vista de la transmisión, debido a su naturaleza intensiva en uso de suelo. Esta estrategia, desarrollada y utilizada en [14, 15], no considera a la generación, ya que reduce su extensión superficial a un punto unidimensional, lo que puede ser particularmente crítico a la hora de trabajar con parques eólicos, tecnología que posee un elevado uso de suelo en comparación a las demás.

Finalmente, si bien todos los trabajos consideran de una u otra forma los efectos de la emergencia climática en el sistema, no se realiza un estudio integral y combinado de ellos. Esto es importante de cuantificar, porque el imponer condiciones simultáneas como la descarbonización total del sistema (de [10]) y un análisis de uso de suelo (como el de [15]) impacta en mayor magnitud a los resultados que el considerar dichas condiciones por separado, como se ve más adelante en este estudio.

Considerando todo lo ya mencionado, a continuación se revisan en mayor profundidad y detalle los trabajos de mayor relevancia para esta investigación.

El objetivo de [7] es diseñar un modelo de optimización que balancee tanto los costos de un sistema como su riesgo, definido con la métrica del CVaR. El sistema chileno acá modelado es de carácter uninodal y proyectado al 2025, al que se le imponen exigencias de seguridad e inercia sistémica. En cuanto a las tecnologías, no incluye geotermia, solar CSP ni almacenamiento. Además, solo limita el potencial desarrollo de las tecnologías hídricas. La estocasticidad de este trabajo se genera con la mezcla de escenarios de hidrología y de costos de combustibles. Por último, no se prohíbe el desarrollo de tecnologías contaminantes. Para obtener resultados para el sistema chileno, los autores comparan su estrategia con la

de minimizar el costo del sistema. En ambas se ve que el sistema decide no instalar más gas o diésel del ya existente, mientras que el carbón sí amplía su cobertura. Por otro lado, se desarrolla extensivamente la hidráulica de pasada. Finalmente, los embalses se desarrollan de manera importante en la evaluación de mínimo costo, mientras que con la nueva estrategia acá propuesta no se instalan más.

Por otro lado, en [8], al igual que en el trabajo anterior, se propone una nueva estrategia algorítmica para los problemas de planificación, a través de la descomposición de Dantzig-Wolfe. En el modelo de optimización se consideran restricciones de seguridad relativas a las reservas, sin considerar requerimientos de inercia. En este trabajo se modela el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), antiguo sistema independiente que comprende la porción norte del actual Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Este se modela uninodal, y el horizonte de planificación se define al año 2030. Como este sistema se encontraba en la zona norte de Chile, naturalmente no incluye centrales hidroeléctricas. Sin embargo, tampoco se considera a la geotermia, ni a la solar CSP ni al almacenamiento. Para la evaluación de la estrategia propuesta se comparan sus resultados con una planificación clásica, y con ambas estrategias el carbón y la eólica se instalan considerablemente. Sin embargo, con la estrategia acá desarrollada se instala menos capacidad de generación, sobre todo en la eólica. Por último, la solar PV apenas aumenta su participación.

En [10] se analiza la posibilidad de suministrar de electricidad a Chile sin depender de combustibles fósiles. Aquí se trabaja con un modelo de optimización de inversión y operación, que considera parámetros de seguridad del sistema. El horizonte de análisis es el año 2050, y se trabaja con una representación uninodal del sistema. La geotermia es considerada en este trabajo, y se modela como una central térmica de disponibilidad variable entre el 80 y el 86 %, sin capacidad de aportar reservas primarias, con un costo de inversión de 3550 dólares por megawatt, y con un potencial de 3350 MW. Además, todas las tecnologías renovables se trabajan con costos de operación distintos de cero. Para analizar el portafolio óptimo ante varias condiciones de operación, se implementó una serie de casos de estudio, los cuales se centraron en aspectos técnicos puntuales del sistema: costos de inversión, niveles de penetración solar PV y eólica, relajación de restricciones de inercia, niveles de gestión de demanda, y otras variaciones puntuales al escenario base. Es interesante notar que una de estas variaciones consiste en la eliminación de las tecnologías solar CSP y geotermia de la optimización, lo que se justificó, en el caso de la última, por ser “la tecnología más inmadura en el contexto nacional”. Para todos estos casos de estudio se impone estocasticidad en el recurso hídrico. Los resultados de este trabajo muestran que un portafolio óptimo 100 % renovable es factible al año 2050, para la variedad de casos de estudio evaluados. En ellos la tecnología hídrica tiene una notable predominancia, mientras que la geotermia aparece como tecnología base, generando energía durante todo el horizonte de evaluación. Su desarrollo es total en todos los escenarios (es decir, se instalan los 3350 MW), incluso en los que se exige un nivel mínimo de participación eólica y solar PV. En el único caso de estudio que la geotermia no se desarrolla es en el que los costos de dichas tecnologías bajan agresivamente.

En [15] se busca cuantificar el impacto de restricciones territoriales en la expansión de la generación. Para esto se identificaron geográficamente una serie de objetos de interés, tales como parques naturales y territorios indígenas, los cuales se introdujeron a un modelo de expansión de la generación como factores de penalización en su función objetivo. El modelo

acá desarrollado es de carácter estocástico, con un horizonte de modelación al 2030 y un diseño simple de la operación (solo considera restricciones de generación, flujos y balance). En cuanto a la transmisión, utiliza una representación muy detallada, con 305 nodos ya existentes y 485 potenciales, mientras que en la generación no incluye a la geotermia. Este modelo se somete a cuatro casos de estudio, los que se diferencian en el nivel de coordinación del desarrollo de la transmisión, que va desde un punto de vista descentralizado (decisiones tomadas por los agentes independientes) a uno completamente coordinado. Dichos casos de estudio se ejecutan tanto con la penalización territorial como sin ella. Con esto, los resultados muestran que el considerar las restricciones territoriales favorece a la tecnología solar, debido a que esta se puede desarrollar en lugares alejados de los objetos de interés, como en el norte de Chile, mientras que la hidráulica se ve altamente perjudicada por la componente territorial. Finalmente, la eólica no muestra un patrón claro de comportamiento frente a los casos de estudio.

Por último, se revisó la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), iniciativa gubernamental realizada por el Ministerio de Energía de Chile. En su versión del año 2021 [17] se trabaja con un modelo de optimización con un horizonte de evaluación desde el presente año al 2060, el cual se soluciona utilizando el software AMEBA, especializado en la toma de decisiones en mercados eléctricos. Este modelo considera restricciones de inercia mínima y de reservas, las cuales se definen según un porcentaje de la generación solar PV y eólica. Debido a que este trabajo es iniciativa gubernamental y se realiza año tras año, trabaja con datos con un nivel de detalle elevado. Así, utiliza proyecciones de demanda considerando el comportamiento de los distintos sectores económicos del país para obtener perfiles horarios para un día típico de cada mes en el horizonte de evaluación. Para el sistema eléctrico se utiliza una red de 29 nodos, la que representa gran parte del sistema de transmisión de 220 a 500 kilovolts. En generación sí considera a la geotermia, con un potencial de desarrollo de 4 gigawatts, el cual asciende a 81 para la eólica. La hidrología se asume como seca para todo el horizonte de evaluación, a causa de la sequía actual en Chile. Los casos de estudio considerados en la ejecución de la PELP del 2021 son tres: recuperación lenta post Covid, carbono neutralidad al 2050 y transición energética acelerada. Todos consideran un gran número de elementos diferenciadores, como electromovilidad, generación de hidrógeno verde, variación de costos de combustibles y de inversión, retiro de carboneras y captura de carbono, entre otras cosas. En el caso particular de la demanda, se tiene que el total anual para el año 2050 es de unos 180, 235 y 290 terawatt para cada uno de los casos de estudio, respectivamente. Con este modelo y datos, la PELP 2021 proyecta que la geotermia no se desarrolla en el país bajo ninguna circunstancia, manteniéndose la cantidad existente considerada. En cambio, la eólica se instala en grandes cantidades, con una potencia entre 34 y 40 GW (según caso de estudio), mientras que la solar CSP lo hace entre 4,5 y 8 GW. Por otro lado, y dada las trayectorias de cierres de carboneras consideradas en los casos de estudio, al año 2050 se llega sin centrales de este tipo.

Como se observa a partir de la revisión de estos trabajos, los enfoques y objetivos son múltiples, lo que impacta directamente en el modelo de optimización desarrollado y en las variables sistémicas consideradas. Por este motivo se presenta la tabla 2.1 a modo de resumen de dichos trabajos, a la cual se le agrega la definición del trabajo desarrollado en esta tesis.

2.2. Contribuciones del trabajo

Considerando lo presentado en la sección anterior, las contribuciones de este trabajo son:

1. Diseñar un modelo de optimización estocástico de expansión de generación con detalles de alta resolución en la operación, multinodal, con restricciones territoriales y casos de estudio.
2. Realizar un análisis enfocado en la geotermia de alta entalpía bajo condiciones como descarbonización, sequía y limitación del uso de suelo eólico, determinando así su valor y rol futuro en el sistema eléctrico Chileno.
3. Incorporar en el análisis de los resultados la componente territorial, expresada como la superficie que utilizarían las tecnologías relevantes en el futuro de este sistema.

Tabla 2.1: Tabla resumen estado del arte

Trabajo	Objetivo	Geotermia	Transmisión	Operación	Casos de estudio
[7]	Desarrollar un modelo de planificación que considere el riesgo de la toma de decisiones	No	Sistema uninodal	Detallada (con inercia y reservas)	Comparación de estrategia propuesta con una clásica
[8]	Proponer un nuevo algoritmo para problemas de planificación de gran tamaño	No	Sistema uninodal	Menos detallada (solo reservas)	Comparación de estrategia propuesta con una clásica
[10]	Planificar de forma confiable la expansión de generación en Chile con un potencial de un sistema completamente renovable	Se incluye con un potencial de 3-350 MW	Sistema uninodal	Detallada (con inercia y reservas)	Variados, centrados en aspectos puntuales de los resultados
[15]	Cuantificar los efectos de restricciones territoriales en la expansión de la generación	No	Sistema de 305 nodos, expandible	Simple	Cuatro estrategias de coordinación de inversión, ejecutados considerando o no la penalización por restricciones territoriales
[17]	Proyectar el desarrollo del sector eléctrico chileno, para tomar decisiones gubernamentales en distintos ámbitos	Si, con un potencial de 4 GW	Sistema de 29 nodos	Detallada (con inercia y reservas)	Tres casos de estudio, los cuales se diferencian en aspectos detallados de la realidad nacional
Este trabajo	Determinar las condiciones bajo las que la geotermia forma parte del portafolio de tecnologías de generación, en el futuro del SEN	Si, con un potencial de 2 GW	Sistema de nueve nodos	Detallada (con inercia y reservas)	18 casos de estudio, construidos como combinación de tres condiciones: descarbonización total, sequía y limitación del uso de suelo eólico

Capítulo 3

Metodología

En esta sección se expone, en detalle, el modelo de optimización desarrollado en este trabajo. Para ello, primero se presenta la nomenclatura utilizada, considerando los conjuntos, parámetros y variables, junto con su descripción y unidades. Luego, se realiza una explicación verbal del modelo y su flujo de trabajo, para finalizar con todo lo relativo al modelamiento matemático detallado y a su implementación algorítmica.

3.1. Nomenclatura

3.1.1. Abreviaturas

<i>Coa</i>	Carbón
<i>Gas</i>	Gas natural
<i>Die</i>	Diésel
<i>Geo</i>	Geotermia
<i>Dam</i>	Hidráulica de embalse
<i>RoR</i>	Hidráulica de pasada
<i>CSP</i>	Solar CSP
<i>Bat</i>	Baterías
<i>Pum</i>	Hidráulica de bombeo
<i>Sol</i>	Solar PV
<i>Win</i>	Eólica

3.1.2. Conjuntos e índices

Conjuntos

G	Tecnologías de generación
$GR \subseteq G$	Tecnologías de generación que pueden aportar reservas
$GS \subseteq G$	Tecnologías de generación con reservorio de energía
$GV \subseteq G$	Tecnologías de generación variable (TGV)
L	Corredores de transmisión
$L_n \subseteq L$	Corredores de transmisión que se conectan al nodo n

N	Nodos del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)
$N_z \subseteq N$	Nodos que pertenecen a la zona z
S	Problemas esclavos / Escenarios de operación
T	Horas del horizonte de simulación
Z	Zonas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

Índices

g	Generador
l	Corredor de transmisión
n	Nodo
s	Problema esclavo / Escenario
t	Hora
z	Zona

3.1.3. Parámetros

C^{CO_2}	Impuesto a las emisiones contaminantes	\$/ton
C^{InGx}	Costo de inversión de una central de la tecnología g	\$
C_l^{InFTx}	Costo de inversión fijo del corredor de transmisión l	\$
C_l^{InVTx}	Costo de inversión variable del corredor de transmisión l	\$/MWh
C_g^{Op}	Costo de operación de la tecnología g	\$/MWh
C_g^{Sh}	Costo de apagado de una central de la tecnología g	\$
C_g^{St}	Costo de encendido de una central de la tecnología g	\$
$D_{t,n}$	Demanda en la hora t y en el nodo n	MWh
$\bar{E}_g, \underline{E}_g$	Energía máxima y mínima que puede mantener el reservorio de las centrales de la tecnología g	MWh
Em_g	Emisiones de CO ₂ de la tecnología g	ton/MWh
\bar{F}_l	Capacidad máxima del corredor de transmisión l	MW
\hat{F}_l	Resultado del maestro sobre la capacidad instalada en el corredor de transmisión l	MW
H_g	Inercia de la tecnología g	s
H_z^*	Inercia de la tecnología considerada para el cálculo de inercia mínima en la zona z	s
$Inf_{s,t,n}$	Afluente normalizado para la hora t , en el esclavo s y en el nodo n	hm ³ /MW·h
M	Número suficientemente grande	-
$N_{g,n}^{Ins}$	Cantidad existente de centrales de la tecnología g en el nodo n	-
$\bar{N}_{g,n}$	Cantidad máxima de centrales de la tecnología g que pueden existir en el nodo n	-
$\hat{N}_{g,n}$	Resultado del maestro sobre la cantidad de centrales nuevas de la tecnología g en el nodo n	-
$\bar{P}_g, \underline{P}_g$	Potencia máxima y mínima para las centrales de la tecnología g	MW
p_s	Probabilidad de ocurrencia del esclavo s	%
SM	Múltiplo Solar	-
\bar{T}	Valor máximo del conjunto T	-
t_g^{on}	Tiempo mínimo de encendido de las centrales de la tecnología g	h
t_g^{off}	Tiempo mínimo de apagado de las centrales de la tecnología g	h

t^{PFC}	Tiempo de despliegue de las reservas primarias	h
t^{SFC}	Tiempo de despliegue de las reservas secundarias	h
\bar{v}, \underline{v}	Volumen máximo y mínimo de agua del reservorio de las centrales de embalse	hm ³
$VoLL$	Costo de falla o de demanda no suministrada en una hora	\$/MWh
$\hat{\alpha}_l^{Tx}$	Resultado del maestro sobre la variable binaria de instalación del corredor de transmisión l	-
ΔP_z	Potencia máxima de contingencia n-1 de generación considerada para la zona z	MWh
η_g^C	Rendimiento del proceso de carga del reservorio de la tecnología g	%
η_g^D	Rendimiento del proceso de descarga del reservorio de la tecnología g	%
η_g^G	Factor de conversión de la energía almacenada en el reservorio a eléctrica para la tecnología g	%, MWh/hm ³
η_g^S	Eficiencia del reservorio de la tecnología g para mantener la energía de una hora a otra	%
λ	Pérdidas de agua por evaporación e infiltración desde un reservorio	%
χ_s	Coefficiente de posición del corte de Benders, obtenido como el valor de la función objetivo del esclavo s	\$
$\pi_{s,g,n}^{Gx}$	Pendiente en las direcciones de los generadores, obtenidas como el valor dual de la restricción de determinación de la capacidad de generación de la tecnología g en el nodo n y en el esclavo s	\$
$\pi_{s,l}^{Tx}$	Pendiente en las direcciones de los corredores de transmisión, obtenidas como el valor dual de la restricción de determinación de la capacidad de transmisión del corredor l en el esclavo s	\$/MWh
$\pi_{s,l}^{\alpha Tx}$	Pendiente en las direcciones de la instalación de los corredores de transmisión, obtenidas como el valor dual de la restricción de determinación de instalación del corredor l en el esclavo s	\$
ρ_g^{Dw}	Rampa de bajada de generación de la tecnología g	MW/h
ρ_g^{Em}	Rampa de emergencia de generación de la tecnología g	MW/s
ρ_g^{Up}	Rampa de subida de generación de la tecnología g	MW/h
ρ_g^{St}	Rampa de partida de generación de la tecnología g	MW/h
σ^{Dem}	Porcentaje de la demanda considerado para las reservas secundarias	%
σ^{Sol}	Porcentaje de la generación solar PV considerada para las reservas secundarias	%
σ^{Win}	Porcentaje de la generación eólica considerada para las reservas secundarias	%
$\zeta_{s,t,g,n}$	Perfil de disponibilidad de la tecnología g , en la hora t y en el nodo n para el esclavo s	%

3.1.4. Variables

Variables del maestro

\tilde{c}_s	Costo de operación aproximado o estimado del problema esclavo s	\$
F_l	Capacidad instalada en el corredor de transmisión l	MW

$N_{g,n}$	Centrales nuevas de la tecnología g en el nodo n	-
α_l^{Tx}	Variable binaria de instalación del corredor de transmisión l	-
Variabes de los esclavos		
$A_{s,z}$	Variable <i>slack</i> utilizada para garantizar la factibilidad de alguna restricción de la zona z del esclavo s . En este modelo se utilizan 5	-
$ct_{s,t,g,n}$	Vertimiento de energía en la hora t por el generador g y en el nodo n para el esclavo s	MWh
$D_{s,t,n}^U$	Demanda no suministrada en la hora t y en el nodo n para el esclavo s	MWh
$E_{s,t,g,n}$	Energía almacenada en el reservorio de la tecnología g en la hora t y en el nodo n para el esclavo s	MWh
$F_{s,l}$	Capacidad instalada en el corredor de transmisión l en el escenario s	MW
$f_{s,t,l}$	Flujo por los corredores de transmisión en la hora t y en el corredor l para el esclavo s	MWh
$N_{g,n}$	Centrales nuevas de la tecnología g en el nodo n en el escenario s	-
$P_{s,t,g,n}$	Potencia generada en la hora t con la tecnología g y en el nodo n para el esclavo s	MWh
$P_{s,t,g,n}^C$	Potencia de carga del reservorio de la tecnología g en la hora t y en el nodo n para el esclavo s	MWh
$P_{s,t,g,n}^D$	Potencia de descarga del reservorio de la tecnología g en la hora t y en el nodo n para el Esclavo s	MWh
$P_{s,t,n}^F$	Potencia de uso directo de la tecnología CSP en la hora t y en el nodo n para el esclavo s	MWh
$RP_{s,t,g,n}$	Reserva primaria entregada en la hora t por la tecnología g y en el nodo n para el esclavo s	MWh
$RS_{s,t,g,n}^{Up}$	Reserva secundaria de subida entregada en la hora t por la tecnología g y en el nodo n para el esclavo s	MWh
$RS_{s,t,g,n}^{Dw}$	Reserva secundaria de bajada entregada en la hora t por la tecnología g y en el nodo n para el esclavo s	MWh
$sp_{s,t,n}^{Dam}$	Vertimiento de agua desde el reservorio de las centrales de embalse en la hora t y en el nodo n para el esclavo s	hm ³
$sp_{s,t,n}^{Pum}$	Vertimiento de agua desde el reservorio de las centrales de bombeo en la hora t y en el nodo n para el esclavo s	MWh
$u_{s,t,g,n}$	<i>Unit Commitment</i> de la hora t para la tecnología g del nodo n para el esclavo s	-
$u_{s,t,g,n}^{on}$	Generadores encendidos en la hora t de la tecnología g y del nodo n para el esclavo s	-
$u_{s,t,g,n}^{off}$	Generadores apagados en la hora t de la tecnología g y del nodo n para el esclavo s	-
$v_{s,t,n}$	Volumen de agua en el reservorio de los embalses en la hora t y en el nodo n para el esclavo s	hm ³
α_l^{Tx}	Variable binaria de instalación del corredor de transmisión l en el escenario s	-

3.2. Descripción general

El modelo desarrollado en este trabajo consiste en un problema de optimización entero-mixto de un sistema eléctrico con un horizonte de un año. Este modelo toma decisiones de inversión, tanto de generación como de transmisión, además de la operación del sistema, a través de la minimización de una función objetivo de costos, la cual está sujeta a un conjunto de restricciones. Es de naturaleza estocástica, ya que considera la variabilidad de los recursos hidrológicos y eólicos, y sobre esto es sometido a una diversidad de casos de estudio que condicionan ciertos datos de entrada claves.

Este modelo trabaja con múltiples tecnologías de generación, para así capturar las ventajas e inconvenientes de cada una, y las decisiones de inversión en este ámbito están condicionadas por la disponibilidad del recurso energético del que depende dicha tecnología. Esta disponibilidad está definida nodalmente, ya que este trabajo considera una modelación multinodal del sistema eléctrico en la que cada nodo representa una porción determinada del territorio nacional, lo que permite capturar la heterogeneidad en la distribución de los recursos renovables. En cuanto a la operación del sistema, se consideran tanto las restricciones básicas de funcionamiento de un sistema, como el balance de demanda y generación, las capacidades por tecnología y el *Unit Commitment* o despacho de las unidades, como otras de mayor detalle, relativas a la modelación detallada del funcionamiento de ciertas tecnologías y a los requerimientos de seguridad de suministro (inercia y reservas). Así, las variables de decisión del problema son las que determinan la capacidad de los corredores de transmisión, la cantidad de centrales instaladas por tecnología y nodo y todo aquello relativo a su operación (como potencias generadas y de reserva), además de las de funcionamiento del sistema en sí, como los flujos de potencia por los corredores y la energía no suministrada.

La estrategia utilizada para implementar el modelo es la descomposición de Benders, en donde el problema maestro se encarga de solucionar el problema de optimización de inversión, mientras que en el problema esclavo se resuelve la operación. Por la naturaleza de este método se consideró una serie de problemas esclavos, los que se determinan por los escenarios creados por la estocasticidad del problema. De esa forma, cada problema esclavo toma las decisiones de operación considerando solo una condición o escenario, para así iterativamente llegar a una solución óptima. Este método se representa de forma general en el esquema de la figura 3.1, para describirlos de forma detallada en la siguiente sección.

3.3. Modelo de optimización

Como ya se mencionó anteriormente, el modelo desarrollado se implementó considerando la descomposición de Benders. Para mayor claridad, a continuación se presenta en su formulación descompuesta con la estructura maestro-esclavos, en donde el primero se encarga de las decisiones de inversión, mientras que los segundos resuelven la operación, considerando un escenario dado. Además de lo anterior, se presenta a continuación la creación de los cortes de Benders

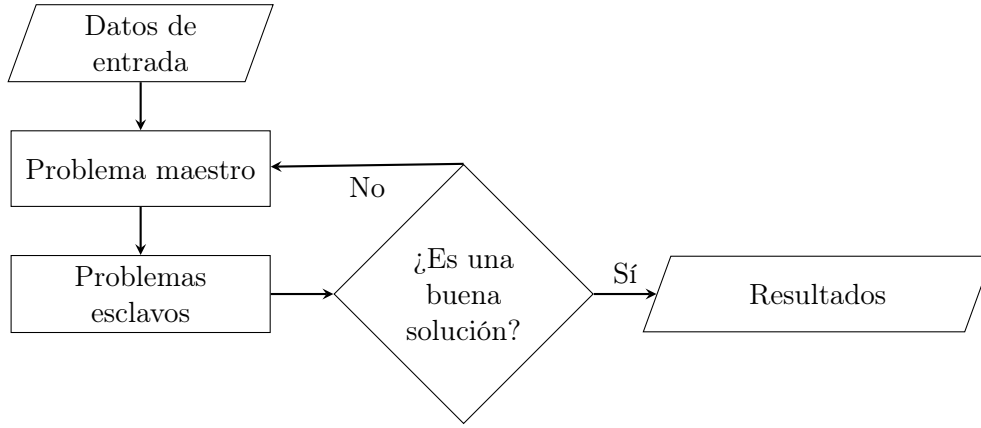


Figura 3.1: Esquema general del modelo desarrollado

3.3.1. Problema maestro

Función objetivo

El problema maestro es el encargado de tomar las decisiones de inversión, tanto de la generación como de la transmisión del sistema. Para ello se define su función objetivo como se muestra en la ecuación (3.1), la que está compuesta por los costos de instalación de generación (primer sumando) y de transmisión (segundo sumando), además de un costo estimado de operación de todos los escenarios modelados en los problemas esclavos (tercer sumando), ponderado por la probabilidad de cada escenario y que se acota iterativamente con los cortes de Benders.

En particular, el costo de instalación de transmisión presenta 2 términos: el primero que es el costo de instalación variable, dependiente de la capacidad del corredor l (F_l), mientras que el segundo consiste en el costo fijo, dado por la variable binaria de instalación del corredor l (α_l^{Tx}).

$$\min \sum_{n \in N, g \in G} N_{g,n} \cdot C_g^{InGx} + \sum_{l \in L} (F_l \cdot C_l^{InVTx} + \alpha_l^{Tx} \cdot C_l^{InFTx}) + \sum_{s \in S} \tilde{c}_s \cdot p_s \quad (3.1)$$

Restricciones

Estas restricciones establecen las capacidades máximas de desarrollo de la generación y la transmisión.

1. *Instalación de generación:* esta restricción, planteada en la ecuación (3.2), limita la cantidad máxima de centrales de la tecnología g que se pueden instalar en el nodo n , según la capacidad máxima del recurso (de existir), expresada también como número de centrales, y la cantidad ya existente en dicho nodo.

$$N_{g,n} \leq \bar{N}_{g,n} - N_{g,n}^{Ins} \quad \forall g \in G, n \in N, N_{g,n} \in \mathbb{N} \quad (3.2)$$

2. *Instalación de transmisión:* análoga a la anterior, acá se limita la capacidad del corredor de transmisión l . Como acá se trabaja con la capacidad en megawatts, la restricción

(3.3) debe complementarse con la (3.4), ya que los corredores de transmisión poseen una componente de costo fijo, el cual se considera sí y solo sí se instala transmisión en dicho corredor.

$$F_l \leq \bar{F}_l \quad \forall l \in L \quad (3.3)$$

$$F_l \leq M \cdot \alpha_l^{Tx} \quad \forall l \in L, \alpha_l^{Tx} \in \{0, 1\} \quad (3.4)$$

3. *Cortes de Benders*: como el modelo se implementó a través de problemas maestro-esclavos, se deben agregar como restricción los cortes de Benders. Estos cortes permiten linealizar iterativamente la función de recursos $\theta(x)$, y tienen la forma mostrada en la ecuación (3.5).

$$\theta(x) \geq (b - B \cdot x)' \pi^k \quad (3.5)$$

En la anterior ecuación se tiene que B y b son matrices y vectores de parámetros del problema maestro, x representa al vector de variables de decisión, y π^k son los valores duales o precios sombra extraídos del subproblema en la iteración k . Por otro lado, si se revisa la función objetivo de este problema, es claramente identificable que el término $\sum_{s \in S} \tilde{c}_s \cdot p_s$ es la función de recursos $\theta(x)$. El lado derecho de la restricción es explicitado en la sección 3.3.3.

3.3.2. Problemas esclavos (subproblemas)

Los problemas esclavos son múltiples debido a que cada uno de ellos representa un escenario de operación distinto. Por esto, la formulación matemática es uniforme para todos los esclavos, la cual se presenta a continuación.

Función objetivo

Al enfocarse únicamente en las decisiones de operación, dada una solución de instalación proveída por el maestro, cada problema esclavo posee una función objetivo definida por la ecuación (3.6), la que posee 5 términos claramente identificables: el costo de operación, asociado al costo variable de cada tecnología; el costo de no suministro, determinado por la demanda no abastecida en la operación; el costo de encendido y apagado de las centrales; el costo de emisiones de material contaminante; y un costo de factibilidad, el que permite que la solución sea factible cuando la instalación no sea suficiente para cumplir las restricciones que se formulan en este problema.

$$\begin{aligned} \text{mín} \quad & \sum_{t \in T, g \in G, n \in N} P_{s,t,g,n} \cdot C_g^{Op} + \sum_{t \in T, n \in N} D_{s,t,n}^U \cdot VoLL + \sum_{t \in T, g \in GR, n \in N} \left(u_{s,t,g,n}^{on} \cdot C_g^{St} + u_{s,t,g,n}^{off} \cdot C_g^{Sh} \right) \\ & + C^{CO_2} \cdot \sum_{t \in T, g \in G, n \in N} P_{s,t,g,n} \cdot Em_g + C^{Fs} \cdot \sum_{z \in Z} \left(A_{s,z}^{RP} + A_{s,z}^{RP2} + A_{s,z}^{RSu} + A_{s,z}^{RSd} + A_{s,z}^H \right) \quad (3.6) \end{aligned}$$

Restricciones

1. *Restricciones auxiliares por la descomposición de Benders*: como en los esclavos no se definen las centrales instaladas ni las capacidades de la transmisión, los valores suministrados por el maestro fijan las variables de decisión de inversión de los esclavos

a través de 3 restricciones de igualdad, mostradas en las ecuaciones (3.7), (3.8) y (3.9). Esto se realiza para obtener los valores duales de dichas restricciones, los que son utilizados como las pendientes de los cortes de Benders.

$$N_{s,g,n} = \hat{N}_{g,n} \quad : \quad (\pi_{s,g,n}^{Gx}) \quad \forall s \in S, g \in G, n \in N \quad (3.7)$$

$$F_{s,l} = \hat{F}_l \quad : \quad (\pi_{s,l}^{Tx}) \quad \forall s \in S, l \in L \quad (3.8)$$

$$\alpha_{s,l}^{Tx} = \hat{\alpha}_l^{Tx} \quad : \quad (\pi_{s,l}^{\alpha Tx}) \quad \forall s \in S, l \in L \quad (3.9)$$

2. *Balances nodales*: la restricción (3.10) define el balance de carga y generación para cada nodo, considerando los flujos por los corredores de transmisión.

$$\sum_{g \in G} P_{s,t,g,n} + \sum_{l \in L_n} f_{s,t,l} = D_{t,n} - D_{s,t,n}^U \quad \forall s \in S, t \in T, n \in N \quad (3.10)$$

3. *Flujos por los corredores de transmisión*: ya que la transmisión está sujeta a la decisión de inversión, se limitan los flujos por los corredores como se muestra en (3.11).

$$-F_{s,l} \leq f_{s,t,l} \leq F_{s,l} \quad \forall s \in S, t \in T, l \in L \quad (3.11)$$

4. *Capacidades máximas y mínimas de generación, tecnologías que aportan reservas*: en las restricciones (3.12) y (3.13) se determinan las capacidades de generación y reservas según el despacho de cada tecnología.

$$P_{s,t,g,n} + RP_{s,t,g,n} + RS_{s,t,g,n}^{Up} \leq \bar{P}_g \cdot u_{s,t,g,n} \quad \forall s \in S, t \in T, g \in GR, n \in N \quad (3.12)$$

$$P_{s,t,g,n} - RS_{s,t,g,n}^{Dw} \geq \underline{P}_g \cdot u_{s,t,g,n} \quad \forall s \in S, t \in T, g \in GR, n \in N \quad (3.13)$$

Como hay algunas tecnologías que poseen un perfil de disponibilidad (uniforme o variable en el tiempo), la restricción de la ecuación (3.12) debe reemplazarse por la mostrada en la ecuación (3.14).

$$P_{s,t,g,n} + RP_{s,t,g,n} + RS_{s,t,g,n}^{Up} \leq \bar{P}_g \cdot u_{s,t,g,n} \cdot \zeta_{s,t,g,n} \quad \forall s \in S, t \in T, g \in GR, n \in N \quad (3.14)$$

Finalmente, si la tecnología considerada no puede aportar reservas primarias, a la restricción (3.14) se le elimina el término $RP_{s,t,g,n}$.

5. *Capacidades máximas y mínimas de generación, tecnologías de generación variable*: análogo al caso anterior, en las restricciones (3.15) y (3.16) se limitan la generación de las tecnologías de generación variable (solar PV y eólica).

$$P_{s,t,g,n} + ct_{s,t,g,n} = \bar{P}_g \cdot (N_{s,g,n} + N_{g,n}^{Ins}) \cdot \zeta_{s,t,g,n} \quad \forall s \in S, t \in T, g \in GV, n \in N \quad (3.15)$$

$$P_{s,t,g,n} \geq 0 \quad \forall s \in S, t \in T, g \in GV, n \in N \quad (3.16)$$

6. *Límite de centrales conectadas a la red*: estas restricciones permiten incorporar al modelo el encendido y apagado de las centrales, y se definen en las ecuaciones (3.17) y (3.18).

$$u_{s,t,g,n} \leq N_{s,g,n} + N_{g,n}^{Ins} \quad \forall s \in S, t \in T, g \in GR, n \in N \quad (3.17)$$

$$u_{s,t,g,n} = u_{s,t-1,g,n} + u_{s,t,g,n}^{on} - u_{s,t,g,n}^{off} \quad \forall s \in S, t \in T, g \in GR, n \in N \quad (3.18)$$

7. *Tiempos mínimos de encendido y apagado de centrales:* luego de entrar o salir de funcionamiento, algunas tecnologías requieren mantenerse un tiempo en ese estado, por lo que en las restricciones (3.19) y (3.20), se limitan dichos procesos según el tiempo correspondiente.

$$u_{s,t,g,n} \geq \sum_{\tau=t-t_g^{on}}^t u_{s,\tau,g,n}^{on} \quad \forall s \in S, t \in T, g \in \{Coa, Gas, Die\}, n \in N \quad (3.19)$$

$$N_{s,g,n} + N_{g,n}^{Ins} - u_{s,t,g,n} \geq \sum_{\tau=t-t_g^{off}}^t u_{s,\tau,g,n}^{off} \quad \forall s \in S, t \in T, g \in \{Coa, Gas, Die\}, n \in N \quad (3.20)$$

8. *Restricciones asociadas a las centrales hidráulicas de embalse:* esta tecnología requiere una modelación detallada, lo que implica la incorporación de las restricciones de inventario (3.21), de capacidad (3.22), y de aseguramiento de existencia de agua en el embalse en caso de tener que despachar reservas asignadas (3.23).

$$v_{s,t,n} = v_{s,t-1,n} + Inf_{s,t,n} \cdot \bar{P}_g \cdot (N_{s,g,n} + N_{g,n}^{Ins}) - \frac{P_{s,t,g,n}}{\eta_g^G} - v_{s,t,n} \cdot \lambda - sp_{s,t,n}^{Dam} \quad (3.21)$$

$$\forall s \in S, t \in T, n \in N, g \in \{Dam\}$$

$$\underline{v} \cdot (N_{s,g,n} + N_{g,n}^{Ins}) \leq v_{s,t,n} \leq \bar{v} \cdot (N_{s,g,n} + N_{g,n}^{Ins}) \quad (3.22)$$

$$\forall s \in S, t \in T, n \in N, g \in \{Dam\}$$

$$v_{s,t,n} \geq \frac{t^{PFC} \cdot RP_{s,t,g,n} + t^{SFC} \cdot RS_{s,t,g,n}^{Up}}{\eta_g^G} \quad \forall s \in S, t \in T, n \in N, g \in \{Dam\} \quad (3.23)$$

9. *Restricciones asociadas a las centrales hidráulicas de bombeo:* análogas al caso anterior, las centrales de bombeo requieren de las mismas 3 restricciones que los embalses, detalladas en las ecuaciones (3.24), (3.25) y (3.26). Además, se añade la restricción (3.27), en la cual se determina la generación de esta tecnología según la potencia de carga y de descarga.

$$E_{s,t,g,n} = E_{s,t-1,g,n} + P_{s,t,g,n}^C \cdot \eta_g^C - \frac{P_{s,t,g,n}^D}{\eta_g^D} - E_{s,t,g,n} \cdot \lambda - sp_{s,t,n}^{Pum} \quad (3.24)$$

$$\forall s \in S, t \in T, n \in N, g \in \{Pum\}$$

$$\underline{E}_g \cdot (N_{s,g,n} + N_{g,n}^{Ins}) \leq E_{s,t,g,n} \leq \bar{E}_g \cdot (N_{s,g,n} + N_{g,n}^{Ins}) \quad (3.25)$$

$$\forall s \in S, t \in T, n \in N, g \in \{Pum\}$$

$$E_{s,t,g,n} \geq \frac{t^{PFC} \cdot RP_{s,t,g,n} + t^{SFC} \cdot RS_{s,t,g,n}^{Up}}{\eta_g^D} \quad \forall s \in S, t \in T, n \in N, g \in \{Pum\} \quad (3.26)$$

$$P_{s,t,g,n} = P_{s,t,g,n}^D - P_{s,t,g,n}^C \quad \forall s \in S, t \in T, n \in N, g \in \{Pum\} \quad (3.27)$$

10. *Restricciones asociadas a las centrales CSP:* otra tecnología que requiere un modelamiento detallado es la concentración solar, por lo que se añaden las restricciones de

balance en la entrada (3.28) y salida (3.29) de energía de la CSP, de inventario (3.30) y capacidad (3.31) del almacenamiento, y de requerimientos de energía para las reservas (3.32).

$$SP_{s,t,n} \cdot (N_{s,g,n} + N_{g,n}^{InS}) \geq P_{s,t,g,n}^C + P_{s,t,n}^F \quad \forall s \in S, t \in T, n \in N, g \in \{CSP\} \quad (3.28)$$

$$P_{s,t,g,n} = (P_{s,t,g,n}^D + P_{s,t,n}^F) \cdot \eta_g^G \quad \forall s \in S, t \in T, n \in N, g \in \{CSP\} \quad (3.29)$$

$$E_{s,t,g,n} = E_{s,t-1,g,n} \cdot \eta_g^S + P_{s,t,g,n}^C \cdot \eta_g^C - \frac{P_{s,t,g,n}^D}{\eta_g^D} \quad \forall s \in S, t \in T, n \in N, g \in \{CSP\} \quad (3.30)$$

$$\underline{E}_g \cdot (N_{s,g,n} + N_{g,n}^{InS}) \leq E_{s,t,g,n} \leq \bar{E}_g \cdot (N_{s,g,n} + N_{g,n}^{InS}) \quad \forall s \in S, t \in T, n \in N, g \in \{CSP\} \quad (3.31)$$

$$E_{s,t,g,n} \geq \frac{t^{PFC} \cdot RP_{s,t,g,n} + t^{SFC} \cdot RS_{s,t,g,n}^{Up}}{\eta_g^G} \quad \forall s \in S, t \in T, n \in N, g \in \{CSP\} \quad (3.32)$$

El término $SP_{s,t,n}$ se define como se muestra en la ecuación (3.33), en donde el Múltiplo Solar SM representa la cantidad efectiva de energía solar que incide en el colector de la tecnología CSP.

$$SP_{s,t,n} := SM \cdot \frac{\bar{P}_g}{\eta_g^G} \zeta_{s,t,g,n} \quad \forall s \in S, t \in T, n \in N, g \in \{CSP\} \quad (3.33)$$

11. *Restricciones asociadas a las baterías:* finalmente, las baterías también deben ser modeladas en detalle. Esto implica definir la restricción de inventario de energía (3.34), las de capacidad (3.35), la de reserva de energía (3.36) y la de generación (3.37).

$$E_{s,t,g,n} = E_{s,t-1,g,n} \cdot \eta_g^S + P_{s,t,g,n}^C \cdot \eta_g^C - \frac{P_{s,t,g,n}^D}{\eta_g^D} \quad \forall s \in S, t \in T, n \in N, g \in \{Bat\} \quad (3.34)$$

$$0 \leq E_{s,t,g,n} \leq \bar{E}_g \cdot (N_{s,g,n} + N_{g,n}^{InS}) \quad \forall s \in S, t \in T, n \in N, g \in \{Bat\} \quad (3.35)$$

$$E_{s,t,g,n} \geq \frac{t^{PFC} \cdot RP_{s,t,g,n} + t^{SFC} \cdot RS_{s,t,g,n}^{Up}}{\eta_g^D} \quad \forall s \in S, t \in T, n \in N, g \in \{Bat\} \quad (3.36)$$

$$P_{s,t,g,n} = P_{s,t,g,n}^D - P_{s,t,g,n}^C \quad \forall s \in S, t \in T, n \in N, g \in \{Bat\} \quad (3.37)$$

12. *Requerimientos de inercia:* para asegurar que la frecuencia del sistema no descienda del mínimo valor sin desconexión de carga luego de una falla de generación n-1, se agrega la restricción (3.38),

$$H_{s,t,z}^S + A_{s,z}^H \geq \Delta P_z \cdot \frac{f^0}{2RoCoF} \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z \quad (3.38)$$

en donde se tiene que el término $H_{s,t,z}^S$ se define como se muestra en la ecuación (3.39).

$$H_{s,t,z}^S := \sum_{g \in GR, n \in N_z} (H_g \cdot \bar{P}_g \cdot u_{s,t,g,n}) - H_z^* \cdot \Delta P_z \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z \quad (3.39)$$

13. *Requerimientos de reservas primarias:* para mantener el balance de carga y generación luego de una falla n-1 de generación, se establecen las restricciones (3.40) y (3.41), en

donde se define el requerimiento mínimo sistémico y la capacidad máxima por tecnología de reservas primarias.

$$\sum_{n \in N_z, g \in GR} RP_{s,t,g,n} + A_{s,z}^{RP} \geq \Delta P_z \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z \quad (3.40)$$

$$RP_{s,t,g,n} \leq 4 \cdot \rho_g^{Em} \cdot H_{s,t,z}^S \cdot \frac{f^0 - f^{min} - f^{db}}{\Delta P_z \cdot f^0} + A_{s,z}^{RP2} \quad (3.41)$$

$$\forall s \in S, t \in T, g \in GR, z \in Z, n \in N_z$$

14. *Requerimientos de reservas secundarias:* al igual que en el caso de las reservas primarias, existe un requerimiento sistémico para las secundarias que queda definido por las ecuaciones (3.42) y (3.43),

$$\sum_{n \in N_z, g \in GR} RS_{s,t,g,n}^{Up} + A_{s,z}^{RSu} \geq \Delta P_z + S_{s,t,z}^{Dem} + S_{s,t,z}^{Sol} + S_{s,t,z}^{Win} \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z \quad (3.42)$$

$$\sum_{n \in N_z, g \in GR} RS_{s,t,g,n}^{Dw} + A_{s,z}^{RSd} \geq S_{s,t,z}^{Dem} + S_{s,t,z}^{Sol} + S_{s,t,z}^{Win} \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z \quad (3.43)$$

mientras que para cada tecnología se tienen las restricciones (3.44) y (3.45).

$$RS_{s,t,g,n}^{Up} \leq t^{SFC} \cdot u_{s,t,g,n} \cdot \rho_g^{Up} \quad \forall s \in S, t \in T, g \in GR, n \in N \quad (3.44)$$

$$RS_{s,t,g,n}^{Dw} \leq t^{SFC} \cdot u_{s,t,g,n} \cdot \rho_g^{Dw} \quad \forall s \in S, t \in T, g \in GR, n \in N \quad (3.45)$$

Notar que en las restricciones (3.42) y (3.43) se utilizan los términos $S_{s,t,z}$, los cuales se definen como se muestra a continuación en las ecuaciones (3.46), (3.47) y (3.48).

$$S_{s,t,z}^{Dem} := \sigma^{Dem} \cdot \sum_{n \in N_z} D_{t,n} \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z \quad (3.46)$$

$$S_{s,t,z}^{Sol} := \sigma^{Sol} \cdot \sum_{n \in N_z} P_{s,t,g,n} \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z, g \in \{Sol\} \quad (3.47)$$

$$S_{s,t,z}^{Win} := \sigma^{Win} \cdot \sum_{n \in N_z} P_{s,t,g,n} \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z, g \in \{Win\} \quad (3.48)$$

15. *Rampas de generación:* debido a las distintas capacidades de las tecnologías para variar su consigna de potencia de una hora a otra, se imponen las restricciones (3.49) y (3.50).

$$P_{s,t,g,n} - P_{s,t-1,g,n} \leq u_{s,t-1,g,n} \cdot \rho_g^{Up} + u_{s,t,g,n}^{on} \cdot \rho_g^{St} \quad \forall s \in S, t \in T, g \in GR, n \in N \quad (3.49)$$

$$P_{s,t-1,g,n} - P_{s,t,g,n} \leq u_{s,t-1,g,n} \cdot \rho_g^{Dw} + u_{s,t,g,n}^{off} \cdot \bar{P}_g \quad \forall s \in S, t \in T, g \in GR, n \in N \quad (3.50)$$

16. *Condiciones de borde:* finalmente, con las restricciones (3.51) y (3.52) se establece que el nivel de agua y energía almacenados en los reservorios de las tecnologías de embalse, bombeo, CSP y batería sean iguales en la primera y la última hora del horizonte de simulación.

$$v_{s,t_0,n} = v_{s,t_f,n} \quad \forall s \in S, n \in N, t_0 \in \{1\}, t_f \in \{\bar{T}\} \quad (3.51)$$

$$E_{s,t_0,g,n} = E_{s,t_f,g,n} \quad \forall s \in S, n \in N, g \in GS, t_0 \in \{1\}, t_f \in \{\bar{T}\} \quad (3.52)$$

3.3.3. Generación de cortes de Benders

Finalmente, como el modelo se presenta en su forma descompuesta, es necesario explicitar las ecuaciones utilizadas en la creación de los cortes. Así, luego de cada ejecución del maestro y los esclavos se deben calcular las cotas superiores e inferiores, las que se definen en las ecuaciones (3.53) y (3.54), respectivamente.

$$B^U = \sum_{s \in S} \chi_s \cdot p_s + \sum_{n \in N, g \in G} \hat{N}_{g,n} \cdot C_g^{InGx} + \sum_{l \in L} \hat{F}_l \cdot C_l^{InVTx} + \hat{\alpha}_l^{Tx} \cdot C_l^{InFTx} \quad (3.53)$$

$$B^L = \sum_{s \in S} \tilde{c}_s \cdot p_s + \sum_{n \in N, g \in G} \hat{N}_{g,n} \cdot C_g^{InGx} + \sum_{l \in L} \hat{F}_l \cdot C_l^{InVTx} + \hat{\alpha}_l^{Tx} \cdot C_l^{InFTx} \quad (3.54)$$

Si las cotas presentadas anteriormente no se acercan lo suficiente, se procede a crear el corte de la ecuación (3.55), el cual es agregado como restricción a la siguiente iteración del problema maestro.

$$\begin{aligned} \tilde{c}_s \geq & \chi_s + \sum_{g \in G, n \in N} \pi_{s,g,n}^{Gx} \cdot (N_{g,n} - \hat{N}_{g,n}) \\ & + \sum_{l \in L} \pi_{s,l}^{Tx} \cdot (F_l - \hat{F}_l) + \sum_{l \in L} \pi_{s,l}^{\alpha Tx} \cdot (\alpha_l^{Tx} - \hat{\alpha}_l^{Tx}) \quad \forall s \in S \end{aligned} \quad (3.55)$$

3.4. Algoritmo de solución

Presentado el modelo de optimización, en esta sección se expone el algoritmo implementado para la resolución del modelo. El núcleo de este algoritmo son los problemas maestro y esclavos, con los cuales se llega a la solución iterativamente. Además, para mejorar el rendimiento del algoritmo, principalmente reduciendo el tiempo de ejecución, se añadieron 2 pequeños elementos al código, los cuales se definen a continuación.

Cortes iniciales

Para delimitar a *grosso modo* el espacio de decisión del maestro, evitando que las primeras iteraciones generen cortes poco útiles, se crean los cortes iniciales, los que una vez definidos se añaden como restricciones al maestro. Estos son creados con la misma restricción de la ecuación (3.55), pero con los siguientes datos:

1. Para la inversión de generación y transmisión, se creó un problema determinista para cada uno de los esclavos trabajados. Es decir, se modificó el código del subproblema, de forma que también tomase decisiones de inversión. Así, cada problema determinista genera una solución de instalación, para un escenario dado, la que es utilizada en los cortes iniciales.
2. Con cada uno de esos datos de inversión se ejecutaron todos los esclavos, los que entregan como resultados los datos necesarios para la creación de los cortes de Benders (coeficiente de posición y pendientes).

Regularización de Benders

Esta técnica consiste en definir una región en torno a la solución del maestro, de forma tal que la iteración siguiente no pueda entregar una solución que no se encuentre dentro de esta región. En este caso se realizó considerando la modelación de las ecuaciones (3.56) y (3.57) como una restricción al maestro, en donde los términos con el superíndice R representan la solución dada por el maestro en la iteración anterior para esa variable, y Δ determina el tamaño del espacio de búsqueda, el que es distinto según la variable de decisión acotada.

$$|N_{g,n} - N_{g,n}^R| \leq \Delta^{Gx} \quad (3.56)$$

$$|F_l - F_l^R| \leq \Delta^{Tx} \quad (3.57)$$

Todo lo anterior se resume en el diagrama de la figura 3.2, en donde también se especifican los datos de entrada y de salida del algoritmo.

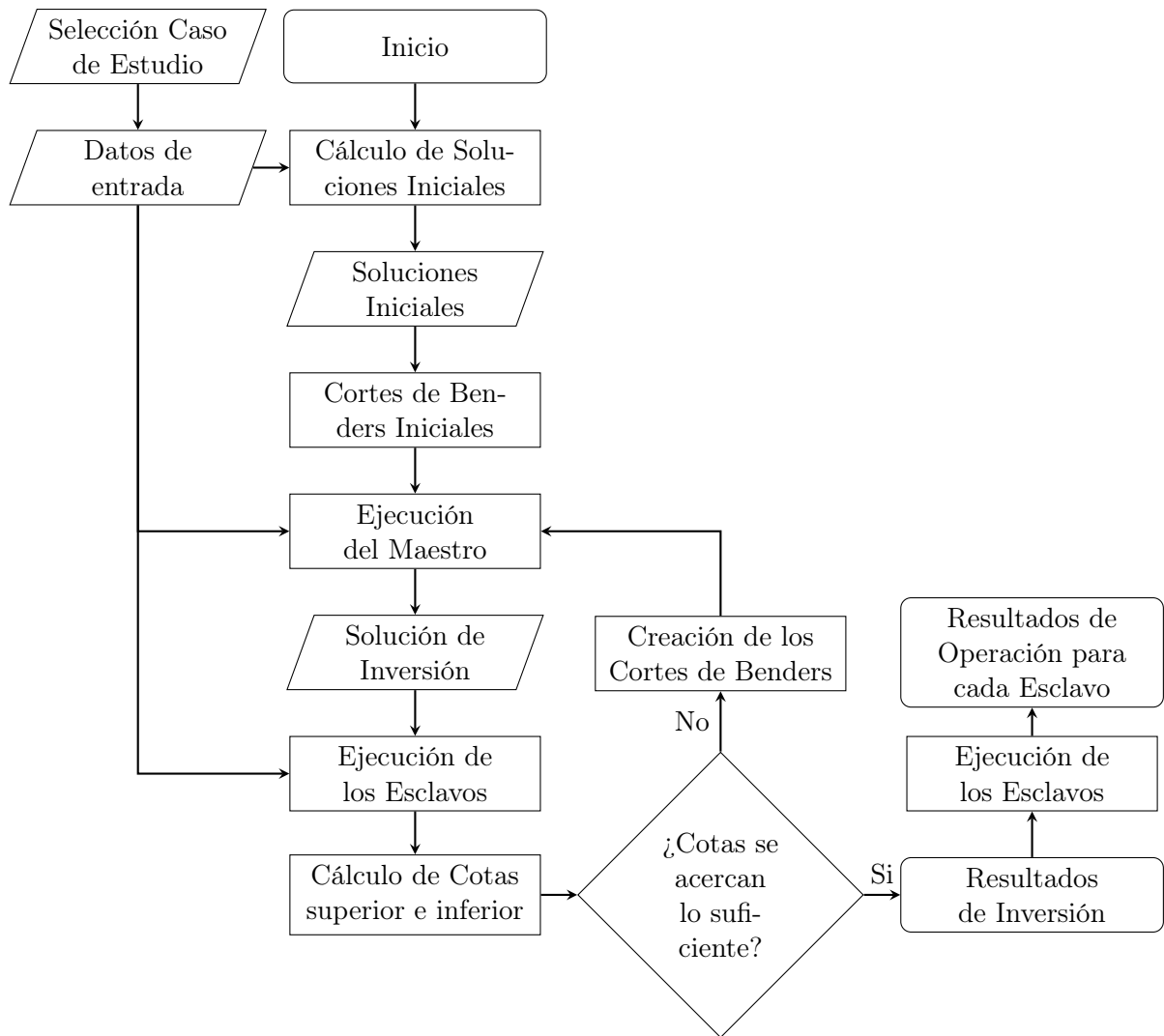


Figura 3.2: Diagrama de flujo del algoritmo de resolución

Capítulo 4

Resultados y análisis

En esta sección se presentan los datos de entrada del problema, los casos de estudio diseñados, y los resultados obtenidos, junto con su análisis correspondiente.

4.1. Datos de entrada

4.1.1. Representación territorial

En esta investigación se trabajó con la partición propuesta en [18], en donde el SEN se divide en 9 nodos, lo que se traduce en la zonificación y sistema de transmisión presentado en la figura 4.1. En cuanto a las zonas, se trabajó con una división entre los nodos 5 y 6, de forma que los cinco primeros corresponden a la zona Norte, mientras que los cuatros restantes a la Sur.

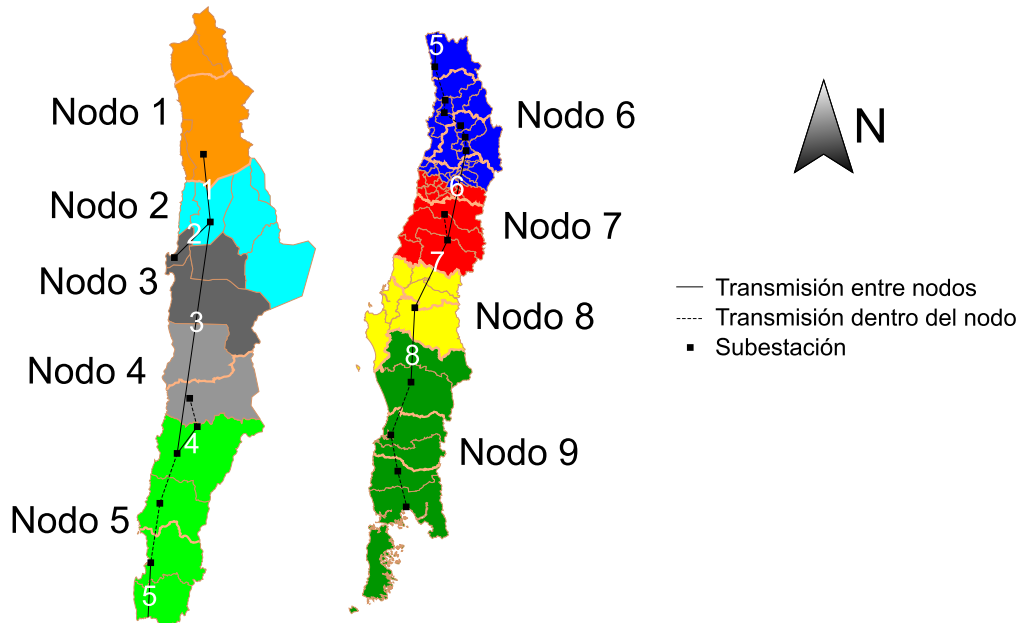


Figura 4.1: Representación territorial y transmisión utilizada

Para representar la topología existente de la red chilena, la variable α^{Tx} se fija en 1, por lo que las restricciones (3.4) y (3.9) no se utilizan. Así, los corredores de transmisión se configuran como se muestra en la tabla 4.1, en donde también se presentan los datos económicos de inversión [19]. Finalmente, hay que considerar que el valor del parámetro \bar{F}_l es infinito, por lo que en este trabajo no hay restricciones que impidan el desarrollo de la transmisión.

Tabla 4.1: Corredores de transmisión

Corredor	Nodo inicial	Nodo final	Longitud [km]	C_1^{InVTx} [$\frac{\$}{MW \cdot \text{año}}$]	C_1^{InFTx} [$\frac{\$}{\text{año}}$]
1	1	2	130,00	9.696,70	130.000.000
2	2	3	125,54	9.363,66	125.535.008
3	2	5	600,00	44.754,00	600.000.000
4	4	5	75,00	5.594,25	75.000.000
5	5	6	288,60	21.526,67	288.600.000
6	6	7	241,00	17.976,19	241.000.000
7	7	8	183,00	13.649,97	183.000.000
8	8	9	204,00	15.216,36	204.000.000

Por otro lado, en la tabla 4.2 se muestran los potenciales disponibles para cada tecnología de generación, según el nodo correspondiente. El método de obtención y las fuentes se encuentran en el Anexo B.

Tabla 4.2: Potencial disponible para el desarrollo de cada tecnología

Tecnología	Potencial disponible por nodo [GW]								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Carbón	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Gas natural	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Diésel	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
Geotermia	0,4	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,1	0,1
H. embalse	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	1,0	2,5	0,5
H. pasada	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	2,8	4,1	5,2
Solar CSP	142,4	197,4	177,7	34,1	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Baterías	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞	∞
H. bombeo	∞	∞	∞	∞	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0
Solar PV	82,6	449,6	449,6	192,2	94,6	0,8	0,2	0,1	0,0
Eólica	0,0	2,8	0,5	13,0	2,9	0,5	0,0	5,7	19,0

Finalmente, en la tabla 4.3 se presenta la capacidad instalada en el sistema ($N_{g,z}^{\text{Ins}}$) a Julio del 2021 [20], por tecnología y nodo, redondeado a la centena. De estos datos se elimina la instalación de las centrales de carbón, gas natural y diésel, para así permitir resultados sin estas tecnologías en el portafolio óptimo, y se redondea al alza la geotermia para representar la central de 41 MW existente a la fecha.

Tabla 4.3: Capacidad instalada existente

Tecnología	Instalación por nodo [MW]									TOTAL [MW]
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas natural	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Geotermia	0	100	0	0	0	0	0	0	0	100
H. embalse	0	0	0	0	0	500	1.000	2.000	1.000	4.500
H. pasada	0	0	0	0	0	800	900	600	300	2.600
Solar CSP	0	100	0	0	0	0	0	0	0	100
Baterías	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H. bombeo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar PV	400	600	300	500	900	800	200	100	0	3.800
Eólica	0	100	100	100	1.300	200	0	500	200	2.500
TOTAL	400	900	400	600	2.200	2.300	2.100	3.200	1.500	13.600

4.1.2. Definición de escenarios

Los perfiles nodales permiten capturar la variabilidad de los recursos y de la demanda en el país a través de su territorio. Para esto, se creó un perfil de demanda, uno de radiación solar, dos de viento y tres de hidrologías, para cada nodo y estación del año, de forma de representar las fluctuaciones interanuales de los recursos y de la demanda del sistema. Con la combinación de ellos, se definieron 24 escenarios, a los cuales se agregó uno extra que refleja las condiciones extremas de demanda (demanda máxima del sistema) y viento (mínima disponibilidad histórica) a las que se somete el SEN, y todos ellos se construyeron con resolución horaria y horizontes semanales.

Los valores representativos de dichos perfiles se presentan en la tabla 4.4, mientras que en

Tabla 4.4: Disponibilidad promedio de cada perfil utilizado

Recurso	Escenario base	Disponibilidad promedio por estación			
		Verano	Otoño	Invierno	Primavera
Radiación solar	-	28,1 %	16,8 %	11,1 %	22,1 %
Viento	Mínimo	24,7 %	-	-	-
	Bajo	44,2 %	43,4 %	45,9 %	47,7 %
	Alto	44,7 %	40,3 %	50,7 %	49,8 %
Hidrología centrales pasada	Seca	24,5 %	23,9 %	61,6 %	56,5 %
	Media	32,7 %	31,8 %	81,8 %	75,0 %
	Húmeda	36,0 %	35,0 %	84,8 %	79,9 %
Hidrología centrales embalse	Seca	15,3 %	10,5 %	15,4 %	22,8 %
	Media	50,2 %	34,5 %	50,2 %	74,6 %
	Húmeda	67,8 %	46,6 %	67,9 %	100 %

el Anexo B se explicita el procedimiento de creación de estos perfiles nodales, con un elevado nivel de detalle.

En este trabajo también se utilizaron perfiles de disponibilidad para la geotermia y la solar CSP. Para la primera, se trabajó con un perfil constante igual a 0,8 [p.u.] en todas las estaciones, mientras que para la segunda tecnología se usó el perfil de radiación solar correspondiente según nodo y estación.

Para el caso particular de la demanda se trabajó con la demanda real del año 2019, la cual se proyectó hasta el 2050 con la tasa de crecimiento obtenida desde [21]. De esta forma se obtuvieron los resultados mostrados en la tabla 4.5.

Tabla 4.5: Demanda proyectada al año 2050

Estación	Demanda anual equivalente [TWh]	Demanda máxima [MW]
Verano	153,57	20.078
Otoño	149,83	19.029
Invierno	153,73	19.648
Primavera	146,53	18.726
Demanda máxima	156,30	21.140

4.1.3. Parámetros de los generadores

Todos los datos utilizados en la modelación de los generadores se resumen en la tabla 4.6. El detalle de la obtención de todos estos valores se presenta en el Anexo B.

Tabla 4.6: Datos de los generadores por tecnología

(a) Potencias máximas y mínimas, costos y emisiones

Tecnología	\underline{P}_g [MW]	\overline{P}_g [MW]	C_g^{Op} [$\frac{k\$}{MWh}$]	C_g^{InGx} [$\frac{k\$}{MW \cdot año}$]	C_g^{St} [k\$]	C_g^{Sh} [k\$]	Em_g [$\frac{tonCO_2}{MWh}$]
Carbón	100	250	46	397	43	0	0,949
Gas natural	75	250	91	113	21	0	0,436
Diésel	10	100	200	62	15	0	0,779
Geotermia	40	100	0	621	0	0	0
H. embalse	20	500	0	519	0	0	0
H. pasada	5	100	0	444	0	0	0
Solar CSP	40	100	0	460	0	0	0
Baterías	-50	50	0	362	0	0	0
H. bombeo	-300	300	0	190	0	0	0
Solar PV	0	100	0	67	-	-	0
Eólica	0	100	0	139	-	-	0

(b) Inercias, rampas y tiempos de encendido y apagado

Tecnología	H_g [s]	ρ_g^{Up} [$\frac{MW}{h}$]	ρ_g^{Dw} [$\frac{MW}{h}$]	ρ_g^{St} [$\frac{MW}{h}$]	ρ_g^{Em} [$\frac{MW}{s}$]	t_g^{on} [h]	t_g^{off} [h]
Carbón	6	150	150	100	25	36	36
Gas natural	7	175	175	75	25	5	3
Diésel	5	90	90	10	10	1	1
Geotermia	4	60	60	40	10	-	-
H. embalse	5	480	480	500	10	-	-
H. pasada	3	95	95	100	2	-	-
Solar CSP	4	60	60	40	10	-	-
Baterías	0	100	100	50	100	-	-
H. bombeo	3	600	600	300	6	-	-

(c) Datos de los reservorios y sus eficiencias

Tecnología	\underline{E}_g [%]	\bar{E}_g [h]	η_g^G [$\frac{MWh}{hm^3}$]	η_g^G [%]	η_g^C [%]	η_g^D [%]	η_g^S [%]
H. embalse	-	-	537,88	-	-	-	-
Solar CSP	0,1	14	-	0,38	0,98	0,98	0,98
Baterías	0	2	-	-	0,95	0,95	1
H. bombeo	0	24	-	-	0,95	1	-

4.1.4. Parámetros de inercia, reservas y otros

Finalmente, en la tabla 4.7 se presentan los datos requeridos en la modelación de los requerimientos de inercias y reservas, mientras que en la tabla 4.8 se adjunta el resto de parámetros utilizados en este trabajo.

Tabla 4.7: Parámetros de las restricciones de inercia y reservas

Variable	Valor	Unidad	Variable	Valor	Unidad
\overline{RoCoF}	0,5	Hz/s	t^{PFC}	0,25	h
f^0	50	Hz	t^{SFC}	0,75	h
f^{min}	49,2	Hz	σ^{Dem}	0,03	%
f^{db}	0,025	Hz	σ^{Sol}	0,05	%
			σ^{Win}	0,05	%

Tabla 4.8: Otros parámetros utilizados

Variable	Valor	Unidad	Variable	Valor	Unidad
\underline{v}	228,794	hm ³	V_{oLL}	10000	\$/MWh
\bar{v}	1.520,966	hm ³	C^{CO_2}	35	\$/tonCO ₂
λ	0,00002	%	SM	3	-

4.2. Casos de estudio

En esta investigación se trabajó con 18 casos de estudio diferentes, los que se denominan con una letra mayúscula de la A a la R. Estos casos se construyen a partir de la combinación de tres condiciones importantes para el futuro del sistema eléctrico nacional:

1. **Descarbonización total, o de independencia energética:** acá se busca estudiar las consecuencias de una prohibición total a la generación contaminante. Para esto, el caso *con centrales contaminantes* es aquel donde las centrales térmicas trabajadas (carbón, gas natural y diésel) pueden desarrollarse a conveniencia, mientras que en el *100 % descarbonizado* se impone que ninguna central de dichas tecnologías puede instalarse.
2. **Sequía:** con esta condición se analiza el efecto de la sequía en la inversión y operación. Así, con la hidrología *normal* se trabaja con las hidrologías presentadas en la tabla 4.4, mientras que en la *sequía* se reemplazan los perfiles hídricos medio y húmedo por otros de menor disponibilidad.
3. **Uso de suelo eólico:** el objetivo de esta condición es entender las implicaciones de una limitación en el potencial eólico disponible. Para lograrlo, se trabajó con una limitación porcentual, uniforme en todo el territorio, con los valores de 100 (caso base), 75, 50 y 25 %.

De esta forma, los casos de estudio diseñados se presentan en la tabla 4.9. De ellos, los casos B y R son variaciones de los casos A y Q, respectivamente, y se definen como se muestra a continuación de la tabla.

Tabla 4.9: Distribución de los casos de estudio

Descarbonización	Hidrología									
	Normal					Sequía				
Con centrales contaminantes	A	B	C	D	E	F	G	H	I	
100 % descarbonizado	J	K	L	M		N	O	P	Q	R

Uso de suelo eólico: ■ 100 % ■ 75 % ■ 50 % ■ 25 %

- **Caso de estudio B:** este busca analizar de forma inversa el problema, forzando el completo desarrollo geotérmico del sistema para entender sus impactos en la instalación y en los costos, ante un sistema sin condiciones activadas.
- **Caso de estudio R:** acá se analizan las consecuencias de modelar el sistema sin considerar perfiles extremos de demanda o viento, ante un sistema considerablemente estresado.

4.3. Resultados y análisis

En esta sección se presentan los resultados obtenidos con el modelo presentado en el capítulo anterior, junto con el análisis respectivo de ellos. Esta presentación se divide según la naturaleza de los resultados, en de inversión, económicos y de operación, para finalmente agregar un análisis de sensibilidad.

4.3.1. Resultados de inversión

En este apartado se presentan todos los resultados relativos a la inversión en las tecnologías de generación y en los corredores de transmisión. Adicionalmente a esto se muestran resultados relativos al uso de suelo de las tecnologías de generación.

Inversión en generación

En primer lugar, en la tabla 4.10 se muestran los resultados de inversión en las tecnologías de generación según los casos de estudio ya presentados, además del total de potencia instalada en el sistema. Es necesario recordar que los valores mostrados acá no consideran los de la tabla 4.3, por lo que a cada una de las tecnologías, y en todos los casos de estudio, se les debe sumar dichos valores para obtener la instalación total final.

De estos resultados se pueden extraer los siguientes análisis:

- **Mientras más restringido esté el sistema, más geotermia se instala**, ya que al disminuir la capacidad de desarrollo de la energía eólica (sin considerar otra restricción), se instalan 500 MW de esta tecnología (caso de estudio E). Este desarrollo es aún mayor si se agregan otras restricciones, como la sequía (1300 MW en el caso de estudio I). Por otro lado, ni la sequía ni la descarbonización al 100 %, por sí solas o en conjunto, configuran como viable a la geotermia (casos de estudio F, J y N, respectivamente), lo que se explica principalmente por la alta participación eólica en este sistema.
- **A pesar del retiro de la eólica en el sur, la geotermia se desarrolla, primero, en el norte.** En los casos de estudio E e I, toda la geotermia que se instala lo hace en los nodos 1 y 2, lo que tiene sentido al considerar que este modelo no incorpora pérdidas por transmisión. Además, debido al elevado desarrollo solar en el norte, en dichos nodos se requieren más reservas secundarias.
- **No considerar los escenarios extremos de demanda y viento en la modelación perjudica a la geotermia**, ya que al comparar los resultados de los casos de estudio Q y R se ve que se pierden 200 MW geotérmicos en este último. Esto ocurre porque la eólica puede suministrar más demanda, al no considerar el perfil mínimo de viento registrado, y porque se tiene una demanda menor.
- **Es más conveniente desarrollar el conjunto solar PV y bombeo que la geotermia.** Ante la disminución de la instalación eólica, es la solar PV la que ocupa ese espacio, en conjunto con el bombeo. Esto es lógico dado que si se comparan estas tecnologías a nivel de una central de 100 MW, la anualidad del combo PV más bombeo es de 25,65 millones de dólares, considerablemente inferior a la de la geotermia (62,05

Tabla 4.10: Inversión de generación por tecnología para los casos de estudio

(a) Resultados para los casos de estudio A a I

Tecnología de generación	Instalación [MW]								
	A	B	C	D	E	F	G	H	I
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas natural	2.500	1.750	2.250	3.000	4.500	2.250	2.250	2.500	3.750
Diésel	7.500	7.400	7.600	5.300	1.600	7.500	7.200	4.500	1.400
Geotermia	0	1.900	0	0	500	0	0	0	1.300
H. embalse	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H. pasada	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar CSP	0	0	0	0	700	0	0	0	700
Baterías	150	100	150	0	50	150	150	150	100
H. bombeo	1.800	1.500	2.100	3.900	7.800	1.800	2.400	4.800	8.100
Solar PV	3.400	2.700	4.500	11.300	26.900	3.700	5.300	16.200	29.200
Eólica	24.000	22.200	23.600	19.600	9.200	25.100	24.400	19.600	9.200
Total	39.350	37.550	40.200	43.100	51.250	40.500	41.700	47.750	53.750

(b) Resultados para los casos de estudio J a R

Tecnología de generación	Instalación [MW]								
	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Natural	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diésel	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Geotermia	0	0	1.100	1.800	0	0	1.200	1.900	1.700
H. Embalse	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H. Pasada	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar CSP	0	0	300	1800	0	0	200	1700	2000
Baterías	500	500	450	400	500	500	450	350	350
H. bombeo	5.700	5.700	7.500	14.400	5.700	6.000	7.500	14.400	14.400
Solar PV	17.500	17.800	25.900	43.500	17.200	17.900	25.600	43.500	43.000
Eólica	25.300	25.000	19.600	9.200	25.300	24.800	19.600	9.200	9.200
Total	49.000	49.000	54.850	71.100	48.700	49.200	54.550	71.050	70.650

MM \$).

- **El carbón no es útil para este sistema, mientras que no es necesario instalar más centrales de pasada de las ya existentes en el sistema**, ya que en los 18 casos de estudio evaluados esta tecnologías no se desarrollan. Esto ocurre, en el caso del carbón, porque con los costos de inversión utilizados es la tecnología fósil más cara, y que al tener los costos de partida más altos y una baja flexibilidad, no posee ventajas frente al gas o al diésel. Para el caso de las centrales de pasada, se tiene que los parámetros de seguridad del sistema son efectivamente proveídos por aquellas centrales ya existentes, además de las nuevas centrales geotérmicas, solares CSP y, en especial,

el almacenamiento.

- **Forzar el desarrollo geotérmico le ahorra 2 GW de potencia instalada al sistema**, ya que desplaza 1 GW de gas natural como central de base, y 0,9 y 1,7 GW de solar PV y eólica, respectivamente, por tener mejor factor de planta.

Uso de suelo en generación

Adicional a lo anterior, en la tabla 4.11 se muestra el espacio que utilizan las tecnologías según la inversión mostrada en la tabla 4.10. Para los cálculos de superficie se utilizaron los siguientes rendimientos, todos en hectáreas por megawatt: 0,27 para la geotermia [22], 7 para la solar CSP, 4 para la solar PV, y en el caso de la eólica 20 para los nodos 1 a 5, y 30 para los nodos 6 a 9 [17]. En estos resultados se consideran las centrales ya existentes.

Tabla 4.11: Uso de suelo según tecnologías de generación para los casos de estudio

(a) Resultados para los casos de estudio A a I

Tecnología de generación	Uso de suelo [ha]								
	A	B	C	D	E	F	G	H	I
Geotermia	27	540	27	27	162	27	27	27	378
Solar CSP	700	700	700	700	5.600	700	700	700	5.600
Solar PV	28.800	26.000	33.200	60.400	122.800	30.000	36.400	80.000	132.000
Eólica	718.000	668.000	710.000	567.000	298.000	746.000	726.000	567.000	298.000

(b) Resultados para los casos de estudio J a R

Tecnología de generación	Uso de suelo [ha]								
	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
Geotermia	27	27	324	513	27	27	351	540	486
Solar CSP	700	700	2.800	13.300	700	700	2.100	12.600	14.700
Solar PV	85.200	86.400	118.800	189.200	84.000	86.800	117.600	189.200	187.200
Eólica	680.000	686.000	567.000	298.000	681.000	678.000	567.000	298.000	298.000

Al revisar los datos aquí presentados queda claro que la tecnología con el mayor uso de suelo es la eólica, incluso en aquellos casos de estudio en la que no presenta la mayor instalación, lo que se puede ver al comparar las tablas 4.10 y 4.11. Esto es esperable según los rendimientos de hectáreas por megawatt utilizados en el cálculo, y también justifica y refuerza la limitación de su desarrollo, ya que a pesar de que en este trabajo se utiliza un potencial disponible de poco más de 40 GW, en la Planificación Energética de Largo Plazo actual [17] se consideran 81 GW, que de desarrollarse dispararía enormemente la cantidad de terreno utilizado en estas centrales.

No obstante, sin un punto de comparación los datos de la tabla 4.11 no expresan mucho. Para ello se presentan los siguientes puntos de referencia, con su superficie y su importancia, los que fueron utilizados para marcar umbrales en el gráfico 4.2. Este gráfico presenta el detalle de uso de suelo para las tecnologías de la tabla 4.11 instaladas en los nodos 4 y 9, territorios donde el desarrollo de estas tecnologías renovables es intensivo.

- **Uso de suelo actual en todo Chile:** 74.927 hectáreas. Este valor se obtuvo calculando el terreno usado por las centrales existentes de la tabla 4.3 con los rendimientos anteriormente mostrados.
- **Superficie del área metropolitana de Santiago:** 83.789 hectáreas [23]. Es la ciudad más grande de Chile, además de su capital.
- **Isla Grande de Chiloé:** 839.400 hectáreas. Es la isla más grande de Chile, y según [24] es la zona con mayor potencial eólico del país, con unos 9679 MW disponibles, lo que representa poco menos de un cuarto del potencial total nacional.
- **Nodo 4:** representando a la comuna de Taltal y la provincia de Chañaral (según 4.1), este nodo tiene una superficie de 4.484.130 hectáreas, y es donde se desarrolla la mayor cantidad de centrales solares según el modelo acá desarrollado.

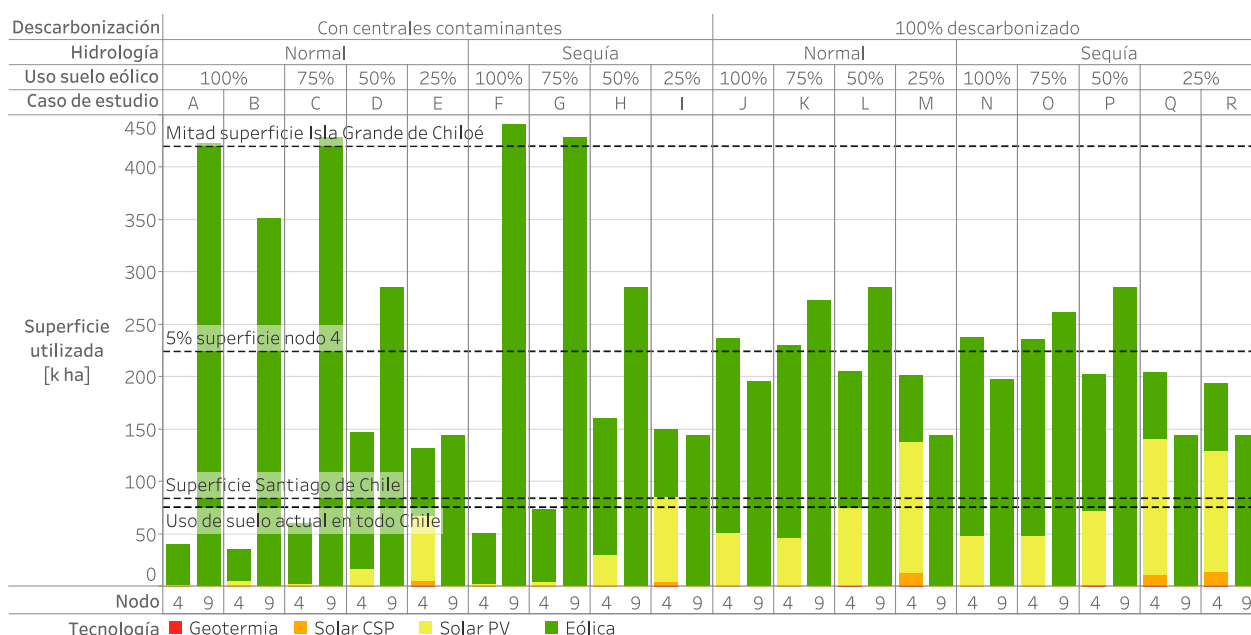


Figura 4.2: Uso de suelo según tecnología y caso de estudio para los nodos 4 y 9

Con esta nueva visualización se puede entender aún más la limitación sobre la generación eólica, ya que de no imponerse, en las 3 regiones del nodo 9 se deberá instalar una cantidad de parques equivalente a *la mitad de la superficie de la Isla Grande de Chiloé*. De todas formas, incluso con la condición más desfavorable (limitación al 25% del potencial disponible), solo en el nodo más austral modelado se requiere una superficie mayor a la de la ciudad más grande del país, Santiago, situación que es muy probable que no ocurra, considerando los conflictos socioambientales que se pueden desencadenar, sobre todo en zonas de conservación como el Parque Tantauco, al sur de Chiloé. Además, solo al considerar que el uso de suelo se multiplicaría entre 5,7 y 10,4 veces en comparación al actual refuerza el argumento anterior.

Por otro lado, en el nodo 4 se tiene una situación similar a la del nodo 9, ya que el primero es importante debido al desarrollo de la solar PV y del bombeo. En el análisis anterior se dimensionó la primera tecnología, la que llega a utilizar un 3% de la superficie, mientras que para la segunda no se tiene información de aquello. Esto último es crítico, ya que es

importante dimensionar el uso de suelo del bombeo debido a las condiciones geográficas que requiere para su desarrollo, lo que se traduce en el norte de Chile en una cercanía al Océano Pacífico, lo que puede limitar fuertemente su desarrollo.

Este análisis se retoma en el apartado de operación, ya que se complementa con el de los factores de planta presentado allí.

Inversión en transmisión

Finalmente, se detalla la inversión en el sistema de transmisión en la tabla 4.12, en donde se presentan las capacidades instaladas en megawatts de los ocho corredores de transmisión utilizados en el trabajo, según el caso de estudio.

Tabla 4.12: Inversión de transmisión por corredor para los casos de estudio

(a) Resultados para los casos de estudio A a I

Corredor de transmisión	Capacidad [MW]								
	A	B	C	D	E	F	G	H	I
Corredor 1	407	310	356	245	113	290	405	274	58
Corredor 2	1.491	1.834	1.701	1.721	1.827	1.681	1.535	1.801	1.975
Corredor 3	1.957	1.440	2.016	1.638	633	2.128	1.986	1.495	188
Corredor 4	1.206	1.287	2.100	5.404	8.979	1.552	2.138	5.880	9.598
Corredor 5	2.316	2.252	2.331	4.723	9.044	2.519	2.629	6.476	9.247
Corredor 6	9.224	8.740	8.927	7.113	4.868	8.937	8.738	6.239	2.780
Corredor 7	9.004	8.248	9.018	6.943	3.937	9.242	9.032	5.963	2.558
Corredor 8	7.410	6.041	7.395	5.288	2.645	7.535	7.668	5.237	2.421
Total	33.015	30.152	33.845	33.074	32.045	33.884	34.131	33.365	28.826

(b) Resultados para los casos de estudio J a R

Corredor de transmisión	Capacidad [MW]								
	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
Corredor 1	240	248	56	131	239	303	59	43	73
Corredor 2	1.682	1.696	1.897	2.064	1.821	1.711	1.974	2.122	1.882
Corredor 3	1.226	1.350	494	269	1.281	1.367	435	113	525
Corredor 4	11.505	10.529	11.773	12.245	10.706	10.630	11.405	12.758	10.118
Corredor 5	10.122	10.099	11.088	11.546	10.281	10.025	10.892	11.858	9.829
Corredor 6	5.689	6.317	4.323	2.541	5.688	6.019	4.302	2.853	1.955
Corredor 7	5.712	6.365	4.861	2.119	5.711	6.067	4.851	2.272	1.832
Corredor 8	2.950	4.177	4.299	2.090	3.029	4.124	4.320	2.187	1.991
Total	39.125	40.780	38.790	33.005	38.756	40.246	38.237	34.207	28.205

Para estos resultados, se destacan los siguientes aspectos:

- **Mientras más restringida esté la eólica, menos transmisión se requiere en el sistema.** En otras palabras, para cada grupo de casos de estudio que compartan

condición de descarbonización y sequía, el máximo de capacidad instalada ocurre con la eólica limitada al 75 % de su potencial, capacidad que a partir de ese valor disminuye por las siguientes razones:

- Se disminuyen considerablemente los requerimientos de transmisión en los nodos sureños del SEN, ya que en ellos se concentra más del 55 % del potencial eólico originalmente disponible.
- Mientras dicha disminución ocurre, el desarrollo de los recursos del nodo 4, principalmente solar PV, hace que los corredores 4 y 5 se robustezcan para poder evacuar toda la energía hacia el mayor consumo, la ciudad capital de Santiago, ubicada en el nodo 6.

Considerando lo anterior, la disminución de la instalación de transmisión ocurre principalmente porque entre el nodo de mayor consumo (nodo 6) y la zona de producción renovable correspondiente (nodo 9 para la eólica y 4 para la solar PV) la cantidad de corredores no es igual. Es decir, para evacuar la energía del nodo 9 al 6 se deben utilizar los corredores 8, 7 y 6, mientras que para enviar energía desde el nodo 4 al 6 solo se requieren los corredores 4 y 5.

- El enlace entre los antiguos SIC y SING (corredor 3, de nodos 2 a 5) se hace más pequeño mientras más restringido esté el sistema, llegando a un mínimo de 113 MW en el caso de estudio Q. Esto ocurre por el elevado desarrollo de la solar PV, el bombeo y la geotermia en el norte del SIC (nodo 4 y 5), desarrollo que cumple con los estándares de seguridad exigidos en este trabajo. Así, se puede concluir que el proyecto Kimal - Lo Aguirre (de nodo 2 a 6) no es necesario, al menos en su tramo que conecta con el nodo 2.

4.3.2. Resultados económicos

En cuanto a los resultados de la parte económica, estos se presentan en la tabla 4.13 separados en una serie de costos. Los 3 primeros hacen relación a la inversión en instalación, ya sea de generación o transmisión. En particular, la inversión en generación se divide en dos elementos: el de generación existente, relativo a la instalación de las centrales que se considera dada a la fecha del desarrollo de este trabajo (presentada en la tabla 4.3); y el de generación nueva, que es resultado de la optimización del problema.

Además, se presenta el detalle de los costos de operación, en donde se utilizan los siguientes elementos: el de operación que presenta los costos de generación de energía, además de encendido y apagado de centrales; el de no suministro que refleja el costo para el sistema de no abastecer demanda; y el de emisiones que cuantifica la contaminación ambiental por generación eléctrica. Notar que todos los costos mencionados hasta acá se presentan en millones de dólares.

Finalmente, el último elemento es el costo medio, que se presenta en la tabla 4.13(c) expresado en dólares por megawatt hora, y que cuantifica el costo de generación de cada unidad de energía, considerando la operación y la inversión.

Tabla 4.13: Resultados económicos para los casos de estudio

(a) Resultados para los casos de estudio A a I

Costo	Costos [MM \$]								
	A	B	C	D	E	F	G	H	I
Inv. generación existente	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200
Inv. generación nueva	4.710	5.426	4.762	4.888	5.812	4.854	4.959	5.333	6.439
Inv. transmisión	2.411	2.349	2.415	2.374	2.320	2.425	2.420	2.379	2.249
Ooperación	638	420	607	766	1.239	608	553	644	1.283
No suministro	17	18	16	28	5	21	20	33	8
Emisiones	102	62	95	117	198	97	88	99	204
Total	12.078	12.475	12.097	12.373	13.774	12.206	12.240	12.688	14.382

(b) Resultados para los casos de estudio J a R

Costo	Costos [MM \$]								
	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
Inv. generación existente	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200
Inv. generación nueva	5.945	5.923	6.856	9.000	5.925	5.959	6.852	8.998	8.978
Inv. transmisión	2.427	2.466	2.402	2.303	2.431	2.456	2.393	2.315	2.248
Operación	0	0	0	0	0	0	0	0	0
No suministro	1.135	1.222	845	71	1.163	1.198	859	61	34
Emisiones	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	13.708	13.812	14.303	15.575	13.720	13.814	14.304	15.574	15.460

(c) Costos medios

Costos medios [\$/MWh]								
A	B	C	D	E	F	G	H	I
80,00	82,60	80,11	81,82	91,09	80,86	81,08	83,93	95,05
J	K	L	M	N	O	P	Q	R
92,53	93,47	95,60	103,23	92,68	93,41	95,64	103,23	102,48

Con estos resultados se pueden realizar los siguientes análisis:

- **Limitar el potencial eólico encarece el sistema.** Este aumento se debe, principalmente, a que se debe instalar una mayor capacidad de generación, que es más cara, para suplir la ausencia de la tecnología eólica. En otras palabras, la unidad de energía más barata se obtiene mientras menos limitaciones tenga el sistema, lo que ocurre en el caso de estudio A.
- **La inversión en transmisión tiende a la baja con la reducción del potencial eólico,** hecho que se constató anteriormente revisando las capacidades instaladas.
- **No incluir el escenario extremo en la modelación abarata los costos del**

sistema, principalmente por la baja en la instalación que se mencionó en la sección 4.3.1.

- **La variación de los costos de operación depende fuertemente de si se encuentra en un caso de estudio descarbonizado**, ya que se dan 2 comportamientos distintos:
 - Si se instalan centrales fósiles, el costo de operación sube al disminuir la participación eólica debido a que más demanda se debe suministrar con estas centrales.
 - Si el sistema está descarbonizado, el único costo que se mantiene es el de no suministro, el que disminuye junto con la participación eólica, lo que se explica más adelante.
- **Descarbonizar completamente el sistema lo encarece más que solo limitar el desarrollo eólico a un cuarto de su potencial disponible**, porque la energía es más cara para el caso de estudio J (solo descarbonización) que para el E (solo eólica al 25%), obteniéndose costos medios de 92,53 y 91,09 \$/MWh, respectivamente.

4.3.3. Resultados de operación

Finalmente, se presentan los resultados de la tabla 4.14 relativos a la operación de cada escenario, en donde se detallan las emisiones de material contaminante, el vertimiento solar PV y eólico, la energía no suministrada y las horas esperadas de pérdida de suministro o LOLE, para cada caso de estudio.

Además de la tabla anterior, se presenta la figura 4.3, en donde se aprecia la participación en el suministro de energía de cada tecnología generadora según los casos de estudios definidos.

Considerando los valores acá expuestos, tanto en la tabla 4.14 como en la figura 4.3, queda claro que:

- **Limitar el desarrollo eólico aumenta la contaminación por generación eléctrica**, ya que la fracción de demanda que era suministrada por dicha tecnología no es cubierta únicamente por tecnologías renovables. Claramente esto solo ocurre en los casos de estudio A a I, ya que en los demás se prohíbe la instalación de generación contaminante, por lo que las emisiones se mantienen en cero.
- **Forzar la instalación geotérmica hace menos contaminante al sistema**, ya que las emisiones disminuyen en un 39%, lo que se ve al comparar los casos A y B. Lamentablemente, no se disminuye la energía no suministrada, porque esta aumenta en un 9,5% en el caso B. Es decir, se puede entender que este tipo de decisiones requiere un *trade off* entre descontaminar gran parte del sistema, versus un aumento en las desconexiones de carga, todo esto en el contexto de una instalación económicamente óptima.
- **La geotermia es clave para el suministro de energía en varios de los casos de estudio**, ya que en algunos de ellos llega a ser la tercera (caso B) o cuarta (casos Q y

Tabla 4.14: Resultados de operación para los casos de estudio

(a) Resultados para los casos de estudio A a I

Ítem	A	B	C	D	E	F	G	H	I
Emisiones [kton]	2904	1.773	2.725	3.348	5.667	2.780	2.519	2.824	5.818
Vertimiento solar [GWh]	1.168	1.126	1.090	1.712	6.605	938	908	2.856	7.502
Vertimiento solar [%]	6,32	6,75	6,68	3,85	3,90	4,96	4,40	3,52	4,97
Vertimiento eólico [GWh]	7.835	7.652	8.389	5.774	3.286	5.799	4.864	4.722	3.840
Vertimiento eólico [%]	6,97	9,15	8,29	6,03	7,94	5,57	5,25	5,54	8,87
ENS [GWh]	1,69	1,85	1,64	2,78	0,50	2,10	1,97	3,27	0,77
ENS [%]	0,0011	0,0012	0,0011	0,0018	0,0003	0,0013	0,0013	0,0021	0,0005
LOLE [h]	2,17	2,72	1,45	1,81	0,72	2,17	2,17	2,53	1,09

(b) Resultados para los casos de estudio J a R

Ítem	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
Emisiones [kton]	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Vertimiento solar [GWh]	4.454	4.145	7.437	18.057	3.621	3.315	6.250	16.523	16.574
Vertimiento solar [%]	6,60	6,57	7,49	5,75	5,40	5,78	7,06	5,58	4,75
Vertimiento eólico [GWh]	23.917	25.026	24.677	14.902	18.369	18.994	18.852	11.413	9.188
Vertimiento eólico [%]	13,83	14,12	16,10	15,75	11,07	11,30	13,91	13,60	11,06
ENS [GWh]	113,54	122,24	84,50	7,13	116,34	119,80	85,86	6,13	3,38
ENS [%]	0,0727	0,0783	0,0541	0,0046	0,0745	0,0767	0,0550	0,0040	0,0022
LOLE [h]	58,66	48,34	25,17	8,33	81,84	55,76	30,60	9,41	6,52

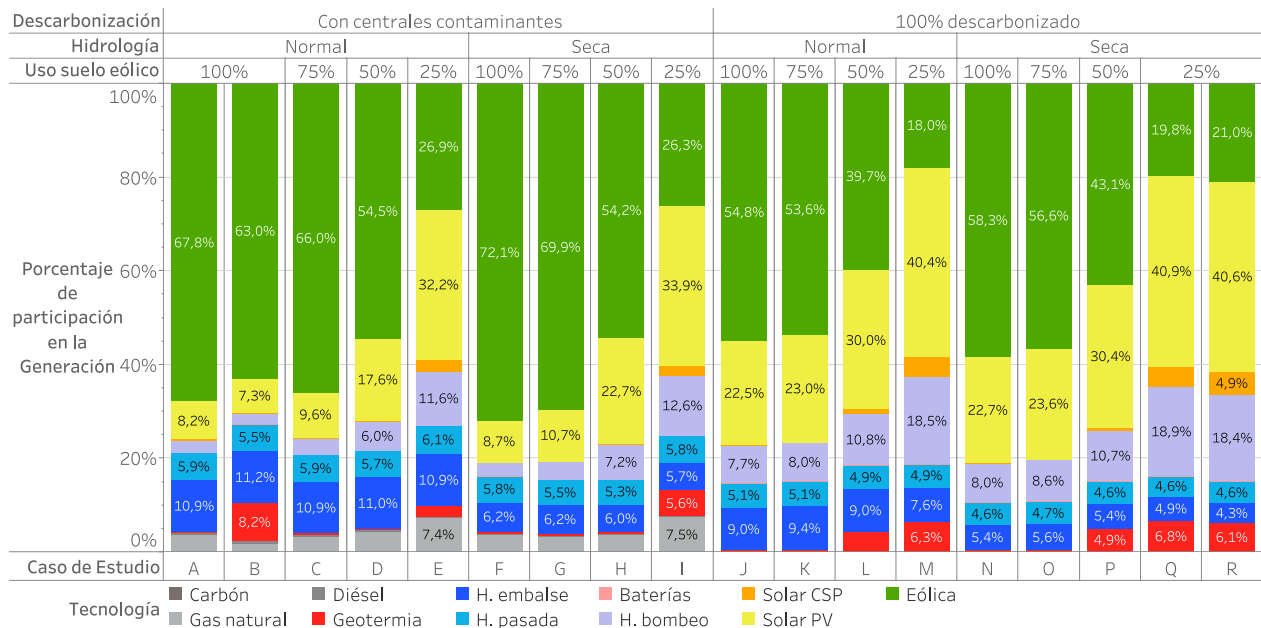


Figura 4.3: Participación en la generación de energía por tecnología, según caso de estudio

R) tecnología con mayor participación en la generación de energía. Esto indica que esta tecnología se utiliza poco para la provisión de reservas, lo que se corrobora al analizar los factores de planta.

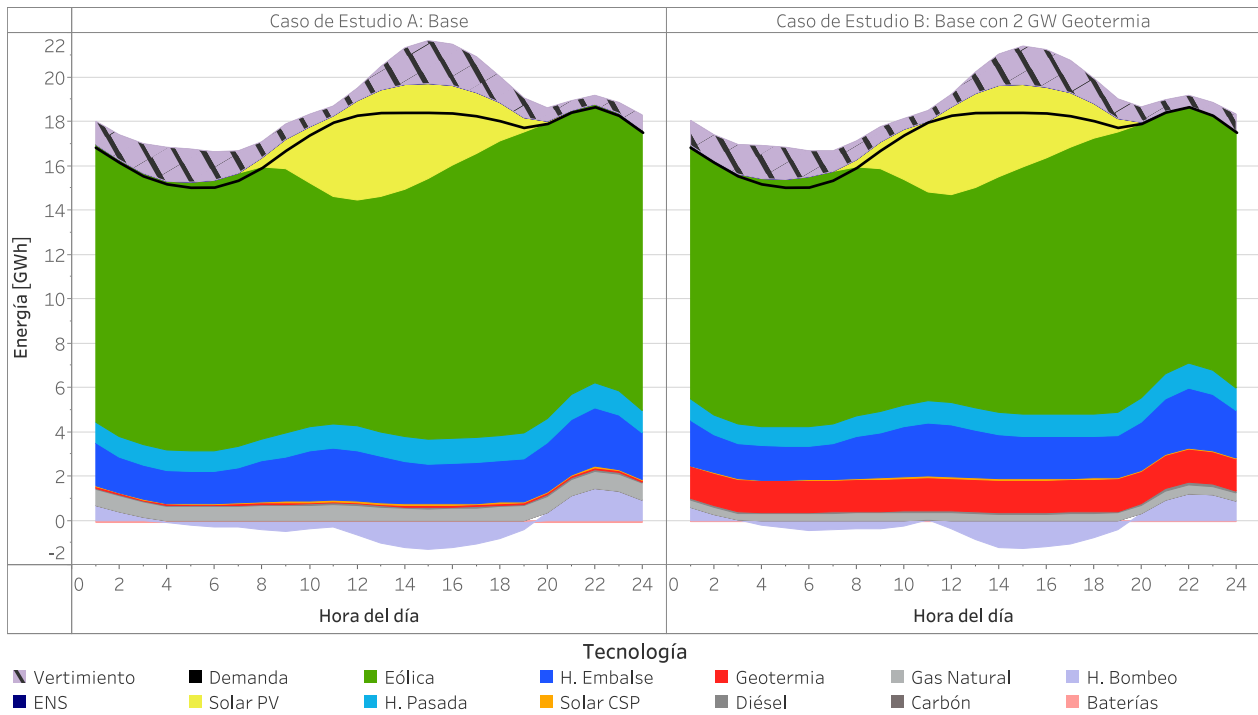
- **Mientras menos centrales eólicas hayan instaladas en el sistema, menos energía no suministrada.** Esto se puede ver claramente en los resultados ya que, de cada uno de los grupos de casos de estudio definidos en la tabla 4.9, el mínimo de ENS ocurre cuando la eólica está limitada al 25 %. Esto se justifica dado que esta tecnología es altamente variable, y al ser limitada es reemplazada por centrales con mayor disponibilidad, como el gas natural, la geotermia y la solar CSP. En el caso de la solar PV esto ocurre gracias a las centrales de bombeo que se desarrollan en paralelo a esta tecnología.
- **Descarbonizar el sistema impone un elevado costo en la seguridad del sistema,** ya que tanto la ENS como las horas esperadas de pérdida de carga aumentan considerablemente.
- **No considerar el escenario extremo reduce casi a la mitad la energía no suministrada (ENS),** porque en todas las simulaciones aquel escenario con mayor cantidad de ENS era precisamente el extremo, llegando en algunos casos a tener un 20 % de ENS. Esto nuevamente recalca la importancia de incluir estos eventos de baja probabilidad pero de alto impacto en la modelación.

El segundo análisis recién expuesto dice que forzar la geotermia, en el escenario base (sin considerar limitación eólica, sequía ni descarbonización), es perjudicial para la seguridad del sistema, ya que la energía no suministrada total aumenta. Para esto se presentan los gráficos de la figura 4.4, en donde se compara la operación de ambos casos de estudio y, en particular, el peor día del escenario 25, aquel de los perfiles extremos que, además, posee los más altos niveles de pérdida de carga.

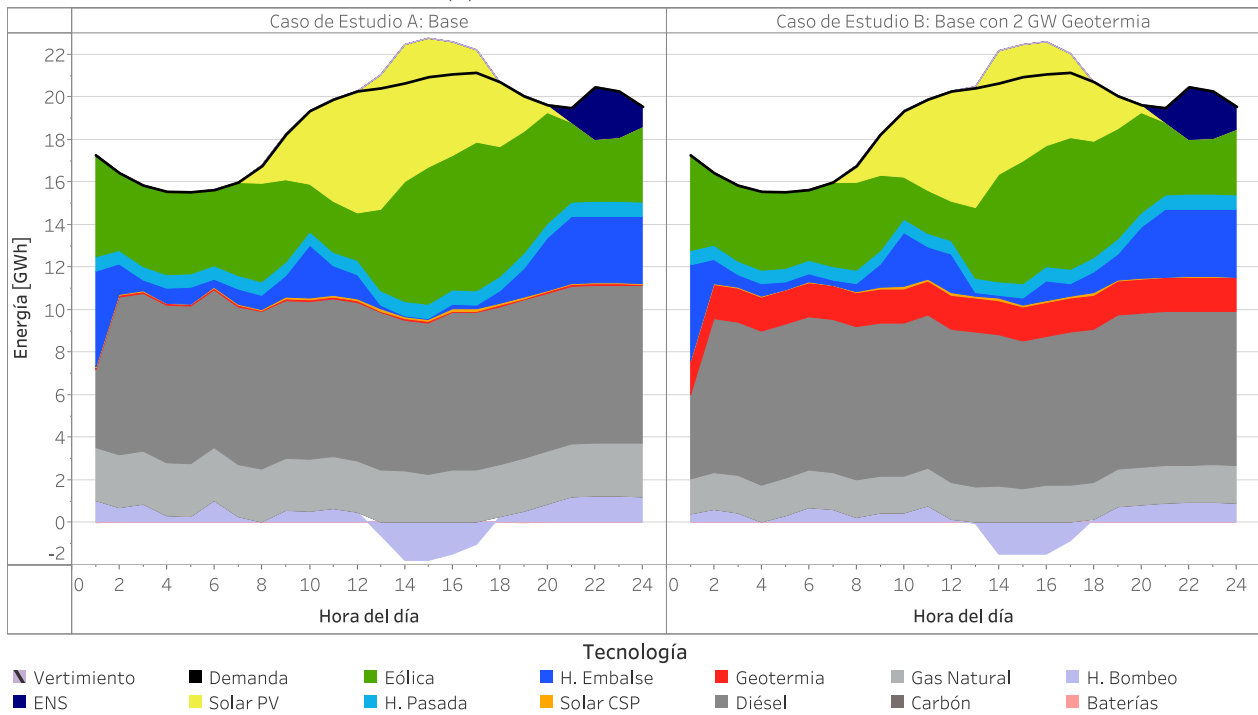
Como se puede observar en aquellos gráficos, si bien se sabe del aumento de la ENS en el caso de estudio B (figura 4.4(b)), este es apenas distinguible, ya que el valor de este elemento pasa de 6,31 a 6,49 GWh para el primer día del escenario 25. Además, solo en este escenario se deja de suministrar demanda, por lo que es posible que las condiciones que lo generan no sucedan en la operación normal del sistema.

Finalmente, en la tabla 4.15 se presentan los factores de planta de cada una de las tecnologías y caso de estudio, donde claramente se puede ver que el mejor desempeño, en todos los casos, lo obtiene la geotermia, con un factor de planta promedio de 73.92 %.

Continuando con el análisis del uso de suelo, los valores recién presentados pueden considerarse para calcular un rendimiento de uso de suelo, esta vez en hectáreas por megawatt efectivos. Esto se logra considerando la siguiente situación: si una planta tiene un uso de suelo de 1 ha/MW, pero un factor de planta de un 50 %, en la práctica se requieren 2 hectáreas para obtener un megawatt de generación. Así, se obtienen los siguientes valores:



(a) Operación promedio diaria



(b) Operación del día 1 del Escenario 25

Figura 4.4: Operación para los casos de estudio A y B

Tabla 4.15: Factores de planta de cada tecnología para los casos de estudio

Tecnología	Factor de planta según caso de estudio [%]								
	A	B	C	D	E	F	G	H	I
Carbón	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Natural	26,26	18,47	26,32	26,22	32,24	28,43	25,40	27,79	40,01
Diésel	0,78	1,07	0,89	0,95	1,16	0,66	0,68	0,55	0,92
Geotermia	69,47	73,09	76,84	70,64	78,59	73,06	74,28	68,80	79,56
H. Embalse	43,50	44,54	43,56	45,33	47,79	24,61	24,85	24,93	25,21
H. Pasada	40,60	38,05	40,86	40,38	46,39	40,03	38,21	38,51	44,44
Solar CSP	51,01	47,54	51,29	53,05	59,86	54,24	51,85	54,34	60,55
Baterías	1,35	2,57	1,33	0,00	6,10	2,64	2,87	3,77	6,32
H. Bombeo	24,57	25,83	27,01	28,49	29,13	25,38	26,91	28,21	31,03
Solar PV	20,30	19,90	20,89	21,56	20,63	20,79	21,34	21,35	20,43
Eólica	45,75	45,50	45,48	45,54	45,18	46,71	46,97	46,08	44,64

(a) Resultados para los casos de estudio A a I

Tecnología	Factor de planta según caso de estudio [%]								
	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
Carbón	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gas Natural	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Diésel	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Geotermia	72,01	75,07	73,59	72,50	72,69	76,55	74,82	74,73	74,33
H. Embalse	38,87	40,31	39,79	36,86	23,13	24,06	23,77	23,82	21,24
H. Pasada	37,67	38,11	37,84	41,22	34,41	35,08	35,04	38,71	38,62
Solar CSP	41,42	41,96	44,70	48,69	40,99	42,45	44,19	50,14	51,29
Baterías	10,56	9,89	11,38	6,03	10,59	10,48	11,62	6,70	4,05
H. Bombeo	26,26	27,29	28,72	28,24	27,20	27,70	28,47	28,97	28,18
Solar PV	20,44	20,64	20,12	18,74	20,87	21,14	20,56	19,08	19,08
Eólica	38,15	37,82	35,78	33,84	40,49	40,22	38,79	37,25	39,50

(b) Resultados para los casos de estudio J a R

- **Geotermia:** pasa de 0,27 a 0,37 ha/MW^{eff}, lo que es un aumento muy leve.
- **Solar CSP:** aumenta de 7 a 14,16 ha/MW^{eff}, lo que significa un aumento mayor al 100 %.
- **Solar PV:** sube de 4 a 19,57 ha/MW^{eff}, lo que implica que es menos eficiente que la solar CSP luego de aplicar el factor de planta.
- **Eólica:** si se tiene un rendimiento de 20 ha/MW, este se convierte en 47,77 ha/MW^{eff}, los que aumentan a 71,65 de considerar un rendimiento de 30 ha/MW.

Así, la eólica se determina como la tecnología más ineficiente para generar electricidad, desde el punto de vista del uso de suelo. Luego de ella viene la solar PV, con un requerimiento de casi 20 hectáreas para generar un megawatt efectivo, superando en esta ocasión a la solar CSP. Finalmente, y en concordancia con lo esperado, la geotermia es la tecnología más

eficiente para la generación eléctrica, principalmente porque requiere poco espacio incluso sin considerar su factor de planta en el análisis.

4.3.4. Sensibilidad sobre el factor de disponibilidad geotérmico

Como última actividad de esta investigación, se analizaron las consecuencias de un aumento del factor de capacidad geotérmico, trabajado al 80 % hasta este punto. Para conseguir esto se ejecutó el modelo en un subconjunto de los casos de estudio, el que está compuesto principalmente por aquellos que generaron resultados con instalación geotérmica, utilizando esta vez un factor de disponibilidad del 90 %. Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 4.16.

Tabla 4.16: Inversión de generación por tecnología para el subconjunto de casos de estudio trabajado con un factor de disponibilidad geotérmico del 90 %

Tecnología de generación	Instalación [MW]									
	D	E	H	I	K	L	M	O	P	Q
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas natural	3.000	4.250	2.500	3.500	0	0	0	0	0	0
Diésel	5.100	1.700	4.600	1.700	0	0	0	0	0	0
Geotermia	0	1.900	100	1.900	0	1.400	1.900	0	1.400	1.900
H. embalse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H. pasada	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Solar CSP	0	100	100	600	0	100	1.600	0	100	1.500
Baterías	150	0	150	0	450	450	350	500	450	400
H. bombeo	3.900	6.300	4.500	7.200	6.000	6.900	14.100	5.700	6.900	14.100
Solar PV	12.000	23.700	15.400	26.400	17.900	24.100	42.600	17.400	24.100	43.200
Eólica	19.600	9.200	19.600	9.200	24.900	19.600	9.200	25.100	19.600	9.200
Total	43.750	47.150	46.950	50.500	49.250	52.550	69.750	48.700	52.550	70.300

Al comparar estos resultados con los de la tabla 4.10, queda claro que mejorar el factor de disponibilidad geotérmico aumenta la participación de esta tecnología en el portafolio óptimo: la geotermia forma parte del portafolio óptimo en el caso de estudio H, caso en el que previamente no aparecía; y en todos los casos de estudio con limitación eólica al 25 % (E, I, M y Q) esta se desarrolla a su máximo potencial.

Además, la capacidad total instalada disminuye cuando la geotermia aumenta su participación, a iguales condiciones. Esto ocurre porque esta tecnología desplaza una considerable cantidad de megawatts solares PV (y a su correspondiente bombeo), al tener un mejor factor de planta y disponibilidad horaria.

Finalmente, esta mejora en el factor de disponibilidad trae aparejada una disminución en los costos del sistema. Esta se encuentra entre el 0,01 y 0,98 % en comparación con los resultados anteriores, y se justifica, principalmente, por una reducción de los costos de inversión y de operación, según el caso de estudio.

Capítulo 5

Conclusiones y trabajo futuro

En el presente trabajo se desarrolló un modelo de optimización estocástico, el que toma decisiones de inversión, tanto en generación como en transmisión, y de operación, con el objetivo de entender el papel de la geotermia en el futuro del sistema eléctrico chileno (al año 2050) bajo 18 casos de estudio. Estos casos de estudio se crearon a partir de una combinación de tres condiciones sistémicas: la descarbonización total (donde no se instala ninguna central fósil), la sequía y la limitación del uso de suelo eólico (donde se limita el potencial de dicha tecnología).

Con todo lo anterior, se obtuvo que la geotermia se desarrolla más allá de la central ya existente en el país solo en un grupo minoritario de casos de estudio, los que se presentan en la tabla 5.1.

Tabla 5.1: Capacidad geotérmica instalada por caso de estudio [MW]

Descarbonización	Hidrología	
	Normal	Sequía
Con centrales contaminantes	B = 1900 E = 500	I = 1300
100 % descarbonizado	L = 1100 M = 1800	P = 1200 Q = 1900 R = 1700

Uso de suelo eólico: ■ 100 % ■ 75 % ■ 50 % ■ 25 %

Así, los resultados muestran que la geotermia no es una tecnología que forme parte del portafolio óptimo desarrollado al 2050 para un sistema sin perturbaciones (lo que representa el caso de estudio A), por lo que para que esta tecnología se considere como óptima, con la proyección de costos utilizada en este trabajo, debe darse una de las siguientes situaciones:

1. Debe limitarse el desarrollo eólico, por el motivo que sea, a un cuarto de su potencial disponible, o;

2. Debe prohibirse la generación de electricidad con carbón, gas natural y diésel y, en ese escenario, limitar además el desarrollo eólico a la mitad de su potencial disponible.

Si una de estas situaciones ocurre, en ese caso la geotermia es una tecnología necesaria para la construcción y operación óptima y segura del SEN en el año 2050. Notar que la condición de sequía no juega un papel relevante en permitir que la geotermia se desarrolle en otro caso de estudio (considerando un factor de disponibilidad geotérmico del 80 %), pero si provoca un desarrollo mayor, porque se instalan más centrales.

Por otro lado, si de alguna manera se fuerza el completo desarrollo geotérmico de aquí al 2050 (lo que puede suceder a través de políticas públicas), las emisiones del sistema disminuirían en un 39 % a costa de un aumento en el costo de la energía de 2,6 dólares por megawatt consumido. Tomar una decisión como esta puede ser considerada como una solución “a medio camino” de la descarbonización completa, ya que se reducen efectivamente las emisiones sin generar una condición que encarezca demasiado el sistema, como si ocurre en los casos 100 % descarbonizados. Además, el hecho que en ningún escenario se instalen centrales a carbón ya cumple con los objetivos de descarbonización del Estado a la fecha, y además avala, desde el punto de vista sistémico, su reemplazo por otras tecnologías.

Siguiendo en línea con lo anterior, es evidente y esperable que un sistema completamente descarbonizado, incluso sin considerar la sequía y la limitación eólica, sea más caro de construir y de operar. Este costo aumenta aún más si se consideran las otras 2 condiciones, por lo que en un futuro se requerirán incentivos y normativas estatales fuertes para forzar la transición energética, ya que esta no es óptima en términos económicos, pero es estrictamente necesaria para los habitantes de las zonas de sacrificio de Chile.

Sin embargo, en todo este análisis económico hay que considerar que las cifras revisadas son únicamente de resultados del sistema eléctrico. Una correcta decisión sobre si descarbonizar completamente el sistema, limitar el desarrollo eólico o forzar la instalación geotérmica requiere un análisis interdisciplinario, tomando en cuenta el ahorro de fondos de salud al disminuir las enfermedades por contaminación ambiental, por mencionar un ejemplo. Otro análisis interdisciplinario interesante se puede centrar en el uso de suelo, desde el punto de vista económico de la reconversión o no para centrales eléctricas de gran tamaño.

Este trabajo también mostró que, además del carbón, tampoco se instalan más centrales de pasada de las ya existentes, independiente de si se considera la sequía en el análisis. Esto ocurrió principalmente porque los requerimientos de seguridad fueron cubiertos tanto con las centrales existentes (en especial los embalses) como con el almacenamiento.

En cuanto a la seguridad de suministro en un sistema completamente descarbonizado, los resultados dicen que, desde el punto de vista del operador, es conveniente limitar el desarrollo eólico para disminuir las horas de pérdida de carga (LOLE) y la energía no suministrada (ENS). Sin embargo, es recomendable realizar un análisis más detallado de este fenómeno para entender si se pueden disminuir estos valores sobreinstalando otras tecnologías, como la CSP, la geotermia o el almacenamiento, y de forma más económica que a través de la limitación eólica.

Relativo al uso de suelo, un resultado interesante pero completamente esperado es que la

geotermia es la tecnología más eficiente en este aspecto. Esta ventaja mejora al considerar en el análisis los megawatts efectivos (luego de incluir el factor de planta), ya que para la geotermia la cantidad de hectáreas efectivas requeridas aumenta en un 37 %, mientras que para la solar CSP, PV y eólica aumenta en un 102, 389 y 139 %, respectivamente.

Lo anterior se da ya que la geotermia posee dos ventajas importantes en este aspecto: es la que utiliza menor espacio (0,27 ha/MW) y es la que posee el mayor factor de planta promedio para todos los casos de estudio analizados (73,92 %). En otras palabras, para generar en promedio 100 MWh, se requiere un parque eólico de entre 4777 y 7165 hectáreas (según la ubicación geográfica), mientras que con la geotermia solo se necesitan 37 hectáreas, entre un 0,77 y 0,51 % del espacio que utilizaría dicho parque eólico.

Finalmente, con el análisis de sensibilidad realizado al factor de disponibilidad geotérmico queda claro que siempre es favorable mejorar el desempeño de las centrales. Lo clave acá es que una diferencia del 10 % en este factor permite que la geotermia se desarrolle completamente en todos los casos de estudio con una fuerte limitación eólica, y también favorece su inclusión en otros casos que, con un factor de 80 %, no la consideraban dentro del portafolio óptimo de generación.

En resumen, se considera que la hipótesis con la que se comenzó este trabajo es correcta, ya que la geotermia posee un nicho en el cual insertarse en el futuro del sistema. Sin embargo, es falso que la condición que más favorece su desarrollo es la sequía, ya que se encontró que la limitación del desarrollo eólico en el territorio nacional permite su aparición en el portafolio óptimo de generación.

En cuanto al trabajo futuro propuesto, se pueden identificar los siguientes puntos relevantes para una investigación derivada o que continúe lo acá desarrollado:

1. Actualizar los datos de entrada a la PELP más nueva disponible al momento de realizar la investigación.
2. Aumentar la cantidad de nodos del sistema para capturar ciertas diferencias territoriales, ya que, por ejemplo, el nodo 9 considera 3 regiones (Araucanía, Los Ríos y Los Lagos). Esto permitiría tener una modelación más detallada y precisa del sistema de transmisión, como se realiza en la PELP. En línea con lo anterior, es deseable también incorporar flujos AC y pérdidas a la modelación del sistema de transmisión.
3. Considerar más escenarios de demanda, ya que la proyección acá realizada solo utiliza la tasa de crecimiento de la Comisión Nacional de Energía (CNE), sin considerar el aumento en la demanda por electromovilidad, la industria del hidrógeno o la electrificación del calor. Sobre este último punto, se podría desarrollar un modelo que optimice también los requerimientos de calor para descontaminar las ciudades del sur de Chile, y así también considerar los usos directos de la geotermia a través de calefacción distrital y bombas de calor.
4. Perfeccionar los perfiles hidrológicos, ya que los utilizados son una creación sintética a partir de perfiles nacionales y disponibilidades promedio nodales.

5. Reformular el análisis de uso de suelo para incorporarlo directamente en la función objetivo a través de un parámetro que valorice el espacio que utiliza cada tecnología, idealmente según el territorio en el que se desarrollen las centrales. En esta materia, es importante incorporar un análisis relativo al uso de suelo del bombeo, ya que su desarrollo en Chile, al ser principalmente costero, limita fuertemente la disponibilidad de terreno donde puede instalarse.
6. Analizar si es más barato limitar el desarrollo eólico o sobreinstalar generación, con el objetivo de disminuir la ENS y LOLE.
7. Realizar un análisis económico interdisciplinario para entender las ventajas de salud pública de la inclusión forzosa de la geotermia en el sistema eléctrico, considerando la reducción de emisiones de un sistema que, de base, no posee generación a carbón.

Bibliografía

- [1] Coordinador Eléctrico Nacional, “Histórico Generación Anual por Tecnología,” Febrero 2022, consultado el 18-04-2022. [En línea] Disponible en: <https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/>
- [2] Instituto Nacional de Derechos Humanos (INDH), “Mapa de Conflictos Socioambientales en Chile,” consultado el 18-04-2022. [En línea] Disponible en: <https://mapaconFLICTOS.indh.cl/>
- [3] Ministerio de Energía, “Mesa de Geotermia: Informe Final,” Julio 2018, consultado el 16-03-2021. [En línea] Disponible en: <http://www.minenergia.cl/mesa-geotermia/>
- [4] D. Quiroga, E. Sauma, y D. Pozo, “Power system expansion planning under global and local emission mitigation policies,” *Applied Energy*, vol. 239, pp. 1250–1264, 2019.
- [5] A. Moreira, D. Pozo, A. Street, E. Sauma, y G. Strbac, “Climate-aware generation and transmission expansion planning: A three-stage robust optimization approach,” *European Journal of Operational Research*, vol. 295, no. 3, pp. 1099–1118, 2021.
- [6] R. Moreno, A. Street, J. Arroyo, y P. Mancarella, “Planning low-carbon electricity systems under uncertainty considering operational flexibility and smart grid technologies,” *Philosophical Transactions of The Royal Society A Mathematical Physical and Engineering Sciences*, vol. 375, 07 2017.
- [7] A. Inzunza, R. Moreno, A. Bernales, y H. Rudnick, “Cvar constrained planning of renewable generation with consideration of system inertial response, reserve services and demand participation,” *Energy Economics*, vol. 59, pp. 104 – 117, 2016.
- [8] A. Flores-Quiroz, R. Palma-Behnke, G. Zakeri, y R. Moreno, “A column generation approach for solving generation expansion planning problems with high renewable energy penetration,” *Electric Power Systems Research*, vol. 136, pp. 232 – 241, 2016.
- [9] A. Moreira, G. Strbac, R. Moreno, A. Street, y I. Konstantelos, “A five-level milp model for flexible transmission network planning under uncertainty: A min-max regret approach,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, pp. 486–501, 01 2018.
- [10] H. Godoy-Valle, “Planificación confiable de un sistema eléctrico 100 % renovable en Chile,” Memoria de Pregrado, Universidad de Chile, Santiago, Chile, Abril 2017.

- [11] R. Mena, R. Escobar, A. Lorca, M. Negrete-Pincetic, y D. Olivares, “The impact of concentrated solar power in electric power systems: A Chilean case study,” *Applied Energy*, vol. 235, pp. 258–283, 2019.
- [12] M. Larsen y E. Sauma, “Economic and emission impacts of energy storage systems on power-system long-term expansion planning when considering multi-stage decision processes,” *Journal of Energy Storage*, vol. 33, p. 101883, 2021.
- [13] F. Manríquez, E. Sauma, J. Aguado, S. de la Torre, y J. Contreras, “The impact of electric vehicle charging schemes in power system expansion planning,” *Applied Energy*, vol. 262, p. 114527, 2020.
- [14] C. Matamala, R. Moreno, y E. Sauma, “The value of network investment coordination to reduce environmental externalities when integrating renewables: Case on the Chilean transmission network,” *Energy Policy*, vol. 126, pp. 251–263, 03 2019.
- [15] C. Matamala, R. Moreno, E. Sauma, J. Calabrese, y P. Osses, “Why reducing socio-environmental externalities of electricity system expansions can boost the development of solar power generation: The case of Chile,” *Solar Energy*, vol. 217, pp. 58–69, 03 2021.
- [16] J. Barrera, P. Beaupuits, E. Moreno, R. Moreno, y F. Muñoz, “Planning resilient networks against natural hazards: Understanding the importance of correlated failures and the value of flexible transmission assets,” *Electric Power Systems Research*, vol. 197, p. 107280, 08 2021.
- [17] Ministerio de Energía, “Planificación Energética de Largo Plazo,” Informe Preliminar, Agosto 2021.
- [18] R. Moreno, E. Pereira, y F. González, “Zonificación del sistema eléctrico nacional chileno para optimizar su despacho económico y seguro,” Centro de Energía, Informe Final, Diciembre 2015.
- [19] J. Haro, “Efectos de distintos esquemas tarifarios de transmisión eléctrica en el desarrollo futuro de un sistema eléctrico bajo en carbono,” Tesis de Postgrado, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2020.
- [20] Coordinador Eléctrico Nacional, “Información de instalaciones: Centrales,” consultado el 31-07-2021. [En línea] Disponible en: <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/centrales>
- [21] Comisión Nacional de Energía, “Informe definitivo de previsión de demanda 2019-2039,” Enero 2020.
- [22] R. DiPippo, “Geothermal energy. Electricity generation and environmental impact,” *Energy Policy*, vol. 19, no. 8, pp. 798–807, 1991.
- [23] Instituto Nacional de Estadísticas (INE), “Metodología para medir el crecimiento urbano de las ciudades de Chile,” 2017, consultado el 12-05-2022. [En línea] Disponible en: <https://ine-chile.maps.arcgis.com/apps/Cascade/index.html?>

appid=cf0be9a196e24eaa9e6eafb970939f2a

- [24] C. Santana, M. Falvey, M. Ibarra, y M. García, “Energías renovables en Chile: El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé,” Ministerio de Energía, Tech. Rep., 2014.
- [25] Coordinador Eléctrico Nacional, “Retiros físicos y valorizados por barra horario,” consultado el 23-12-2020. [En línea] Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/demanda-real/>
- [26] Ministerio de Energía, “Explorador Solar.” [En línea] Disponible en: <http://solar.minenergia.cl/>
- [27] Ministerio de Energía, “Explorador Eólico.” [En línea] Disponible en: <http://eolico.minenergia.cl/>
- [28] A. Inzunza, F. Muñoz, y R. Moreno, “Comparing the risk-mitigating effects of environmental policies in electricity markets,” Noviembre 2019, no publicado.
- [29] Ministerio de Energía, “Planificación Energética de Largo Plazo,” 2020, consultado el 20-01-2021. [En línea] Disponible en: <https://www.energia.gob.cl/planificacion-energetica-de-largo-plazo-proceso>
- [30] Comisión Nacional de Energía, “Costos variables de centrales térmicas del SEN,” Base de datos, tabla 4, obtenida por Solicitud de Transparencia n° 27325 del Ministerio de Energía.
- [31] Pontificia Universidad Católica de Chile, “Escenarios Energéticos: Matriz de Energía del Sector Eléctrico en Chile,” Anexo 1, 2009, consultado el 19-08-2021. [En línea] Disponible en: <http://escenariosenergeticos.cl/hacemos/el-proceso/mix-metodologico/>
- [32] P. Kassing, A. Sumper, T. Müller, y M. Heißwolf, “Battery storage systems feasibility study for revenue models in Germany,” en *2017 International Conference on Modern Power Systems (MPS)*, 2017, pp. 1–5.
- [33] G. Bastidas, “Base de datos de centrales para *Unit Commitment* (plexos),” Coordinador Eléctrico Nacional, 2019.
- [34] Coordinador Eléctrico Nacional. Información de instalaciones: Unidades generadoras. Consultado el 19-02-2021. [En línea] Disponible en: <https://infotecnica.coordinador.cl/instalaciones/unidades-generadoras>
- [35] M. Bollen y F. Hassan, *Integration of Distributed Generation in the Power System*, ser. IEEE Press Series on Power and Energy Systems. Wiley, 2011.
- [36] M. Rezkalla, M. Pertl, y M. Marinelli, “Electric power system inertia: requirements, challenges and solutions,” *Electrical Engineering*, vol. 100, pp. 2677 – 2693, Diciembre 2018.

Anexos

Anexo A

Base de datos del trabajo y aspectos técnicos del algoritmo

El modelo de optimización creado en este trabajo fue ejecutado en una máquina con un procesador Intel Core i5 de cuatro núcleos y 2,5 GHz, y con una memoria RAM de 8 GB. Con estas características, el modelo tuvo un tiempo de ejecución promedio de 7 horas y 30 minutos, con el detalle mostrado en la tabla A.1. Allí también se muestra el número

Tabla A.1: Aspectos técnicos de la ejecución del modelo de optimización

(a) Datos para los casos de estudio A a I

Ítem	A	B	C	D	E	F	G	H	I
Tiempo de ejecución [h]	5,08	6,61	5,64	9,68	7,45	6,15	7,05	13,57	9,43
N° de iteraciones [-]	62	71	69	74	95	76	86	149	146
Gap de la solución [%]	0,3420	0,3472	0,3447	0,3169	0,2123	0,3491	0,3411	0,3259	0,3378

(b) Datos para los casos de estudio J a R

Ítem	J	K	L	M	N	O	P	Q	R
Tiempo de ejecución [h]	4,86	7,37	10,61	3,19	12,23	10,01	9,69	3,44	3,25
N° de iteraciones [-]	169	214	438	132	403	328	307	135	127
Gap de la solución [%]	0,2295	0,3339	0,3050	0,2540	0,2697	0,3438	0,3223	0,2727	0,3008

de iteraciones realizadas, y la diferencia porcentual final (*gap*) entre las cotas superiores e inferiores.

Para disminuir el tiempo de ejecución del modelo se paralelizó el cómputo de los 25 problemas esclavos y se relajó la integralidad de la restricción 3.2, la cual se restableció una vez que el *gap* de la solución fuese menor a 0,5%. Finalmente, se finalizaba la iteración del problema y se calificaba la solución como válida si y solo si este *gap* fuese menor a 0,35%, y también la solución de $N_{g,n} \in \mathbb{N}, \forall g \in G, n \in N$.

Por otro lado, en el enlace presentado a continuación se encuentra el repositorio de este trabajo. Allí se adjuntan los códigos finales, el archivo con los datos de entrada, el formato de datos de salida y otros necesarios para la ejecución. Además, se adjuntan las planillas con el detalle de los resultados obtenidos para cada uno de las ejecuciones del modelo presentadas en este documento. No obstante, si para el lector es más conveniente contactar directamente al autor vía correo electrónico, puede hacerlo en la dirección `jose.ponce@ing.uchile.cl`.

https://bit.ly/3pLrwDy

Anexo B

Datos de entrada: detalles y fuentes

Como se mencionó en la sección de Resultados, la creación de la base de datos de este trabajo presentó un desafío de elevada complejidad, dada la cantidad de fuentes utilizadas y procedimientos realizados. Es por esto que en el presente anexo se detalla, primero, el procedimiento de creación de los perfiles nodales para cada uno de los recursos utilizados. Luego de ello se explica la determinación de los potenciales e instalación existente de cada tecnología, para finalizar con la obtención de los parámetros de los generadores y otros requeridos.

Creación de los Perfiles nodales

En este trabajo se requirieron perfiles nodales para la demanda, radiación solar, viento e hidrologías. Estos fueron construidos con una resolución horaria para las 8760 horas del año y los nueve nodos utilizados en este trabajo, los cuales fueron posteriormente transformados en los perfiles de las semanas representativas de cada estación. Todo el procedimiento se detalla a continuación.

Demanda

Para construir el perfil de demanda se recurrió a la base de datos del Coordinador Eléctrico Nacional, en donde se tienen los retiros por hora y por barra del sistema [25] para todo el año 2019. Luego, se identificaron todos los puntos de consumo presentes en dicha base de datos, llegando a un total de 454 barras, las cuales fueron vinculadas con alguna de las 22 barras principales utilizadas en la división nodal, y que se muestran en la tabla B.1. Con esta información se crearon los perfiles nodales con una suma condicional por nodo y por hora.

Sin embargo, la base de datos del Coordinador está incompleta. Esto quedó en evidencia tras terminar el procedimiento anterior, ya que el perfil nacional obtenido de la suma de los perfiles nodales no coincide con el reportado por el sitio del Coordinador, por lo que se tuvo que ajustar cada hora de cada perfil nodal por un factor (igual para todas los nodos). En promedio, se amplificaron los perfiles nodales en un 45,23 % para así coincidir con el perfil nacional reportado.

Para obtener la semana de demanda máxima se revisó el perfil nacional para encontrar la hora de mayor demanda, la que ocurrió en la semana del 23 al 29 de diciembre.

Tabla B.1: Distribución de Barras en la zonificación usada

Nodo	Subestación	Latitud	Longitud
1	Lagunas	20,8155°S	69,6939°O
2	Crucero	22,2760°S	69,5674°O
	Encuentro	22,2830°S	69,5674°O
3	Atacama	23,0927°S	70,4170°O
4	Diego de Almagro	26,3985°S	70,0386°O
	Carrera Pinto	27,0019°S	69,9027°O
5	Cardones	27,4887°S	70,3872°O
	Maitencillo	28,5357°S	70,9242°O
	Pan de Azúcar	29,9771°S	71,2775°O
6	Los Vilos	31,9386°S	71,4780°O
	Nogales	32,7203°S	71,2264°O
	Quillota	32,9531°S	71,2502°O
	Polpaico	33,1980°S	70,8609°O
	Cerro Navia	33,4225°S	70,7301°O
	Alto Jahuel	33,7148°S	70,6943°O
7	Itahue	35,1393°S	71,3673°O
	Ancoa	35,6819°S	71,3772°O
8	Charrúa	37,0904°S	72,3202°O
9	Cautín	38,7227°S	72,5415°O
	Valdivia	39,8006°S	73,1870°O
	Barro Blanco	40,5781°S	73,0881°O
	Puerto Montt	41,4517°S	72,9530°O

Disponibilidad Solar

Estos perfiles se construyeron promediando la radiación solar obtenida desde el Explorador Solar [26] para cada una de las 22 barras de la tabla B.1, en donde el dato utilizado fue el de radiación global horizontal para el año 2015. Con los promedios realizados se obtiene el valor máximo de radiación, con el cual se normalizan todos los perfiles nodales.

Disponibilidad Eólica

Para el caso eólico se buscaron lugares con un buen recurso de viento. Así, se identificaron todos los parques eólicos del SEN, y se tomó una muestra representativa de ellos, lo que se complementó la lista con sectores de buen potencial según [24], pero sin instalación de parques, debido a que algunos nodos no tuvieron una buena representación territorial con los parques seleccionados. Esta muestra se presenta en la tabla B.2.

Tabla B.2: Parques eólicos y sectores considerados para el cálculo de disponibilidad

Nodo	Parque eólico o sector	Potencia inst. [MW]	Latitud	Longitud
2	Eólica Valle de Los Vientos	90	22,4864°S	68,8221°O
	Sector Calama	0	22,5100°S	69,0400°O
3	Parque Eólico Sierra Gorda Este	112	22,8773°S	68,9590°O
4	Eólica Taltal	99	25,0594°S	69,8484°O
	Sector Paposo	0	24,6000°S	70,1300°O
5	Eólica San Juan	193	28,8710°S	71,4571°O
	Eólica El Arrayán	115	30,5793°S	71,6981°O
	Eólica Talinay Oriente	90	30,8733°S	71,5914°O
	Parque Eólico Punta Sierra	83	31,1401°S	71,6228°O
6	Eólica Canela II	60	31,3136°S	71,6011°O
	Ucuquer 2	11	34,0427°S	71,6223°O
	Sector Costa VI	0	34,1600°S	71,9600°O
8	El Arrebol	9	37,5405°S	73,5922°O
	PE El Maitén	9	37,2697°S	72,5553°O
	Eólica Cuel	33	37,5107°S	72,4937°O
	PE La Flor	32	37,6615°S	72,5992°O
9	PE San Gabriel	183	37,6749°S	72,5221°O
	Sector Corral	0	40,1700°S	73,4900°O
	Eólica Aurora	129	41,2440°S	73,1606°O
	Eólico San Pedro II	65	42,2812°S	73,9141°O

Con las ubicaciones ya seleccionadas, se extrajeron los perfiles de generación desde el Explorador Eólico [27] para todos los años disponibles en dicha plataforma (de 1980 a 2017), utilizando una turbina eólica Vestas V100 de 1,8 MW, a una altura de 100 metros y con un 0% de factor de pérdidas, la que se encuentra modelada en el sitio web. Finalmente, estos datos se promediaron según nodo y hora, y fueron normalizados posteriormente por la potencia máxima de la turbina.

Luego de la obtención de esos perfiles, se buscaron los dos años representativos de toda la historia eólica registrada del sistema. Para eso se ordenaron los perfiles anuales de menor a mayor disponibilidad promedio, resultado que se dividió en 2 grupos de igual cantidad de años. Así se escogió el año que se encontraba en la mediana de ambos grupos, lo que resultó con la utilización de los perfiles de viento de los años 1985 y 2000 como los de baja y alta disponibilidad, respectivamente.

Finalmente, para obtener el perfil de mínima disponibilidad para su utilización en el escenario extremo se buscó la semana calendario con menor disponibilidad promedio, la que resultó siendo la comprendida entre el 6 y el 12 de enero de 1997. Como este perfil ya es semanal se usa directamente, sin el proceso de las semanas representativas.

Es necesario relevar que los nodos 1 y 7 no poseen potencial eólico disponible según [24] ni tampoco centrales instaladas según el Coordinador, por lo que no se crearon perfiles eólicos para ellos.

Hidrologías

Finalmente, para las hidrologías se adoptó un procedimiento poco convencional, debido a la falta de datos detallados al nivel requerido en este trabajo. Como punto de partida se tomaron las hidrologías presentes en el trabajo de Andrés Inzunza [7], las cuales representan al país completo para 10 hidrologías distintas. De allí se tomaron cinco, las que se seleccionaron para representar tanto la condición de sequía (años 1998, 2007 y 1988) como la normal (años 1998, 1963 y 1965), y que poseen los factores de disponibilidad promedio mostrados en la tabla B.3. Vale la pena mencionar que las hidrologías para las hidráulicas de pasada son unitarias, mientras que las de embalse se encuentran en unidades de $[hm^3/MW \cdot h]$ (es decir, normalizados según la capacidad instalada), por lo que para calcular el factor de disponibilidad promedio se usó el rendimiento de dichas centrales, igual a 537,88 $[MWh/hm^3]$ [28].

Tabla B.3: Factores de disponibilidad promedios para las hidráulicas, según año calendario

Año	1998	2007	1988	1963	1965
Hidráulicas de pasada	41,56 %	49,10 %	50,70 %	55,23 %	58,82 %
Hidráulicas de embalse	15,95 %	24,17 %	29,61 %	52,16 %	70,51 %
Hidrología	Ambas	Sequía	Sequía	Normal	Normal

Para convertir los perfiles anuales nacionales a nodales, se utilizaron los datos de factores de disponibilidad mensuales propuestos en la tesis de Ricardo Haro [19], con los que se realizó el siguiente procedimiento:

1. Cálculo de los promedios mensuales para cada uno de los perfiles nacionales de [28].
2. Cálculo del factor de disponibilidad anual global de los datos obtenidos de [19], a través del promedio de los valores para todos los meses y nodos con hidrología distinta de cero (nodos 6 a 9).
3. Creación de los índices de ajuste para cada mes, nodo e hidrología, definidos como el cociente entre el factor de disponibilidad nodal y mensual con el promedio calculado en el paso anterior, multiplicado por el factor anual de la hidrología correspondiente (ver tabla B.3), y posteriormente dividido por el promedio mensual calculado en el punto 1.
4. Finalmente, con los índices de ajuste obtenidos en el punto anterior, se crearon los perfiles nodales para cada hora del año e hidrología al multiplicar los perfiles anuales de la hidrología correspondiente por el índice de ajuste correspondiente.

Semanas Representativas

Para la creación de las semanas representativas de cada escenario, se asignó cada mes a una estación, considerando el verano desde diciembre a febrero. Luego de esto, se promediaron los valores de cada hora de cada día para las cuatro estaciones, de forma de obtener un perfil único para cada una de ellas. La única salvedad tomada fue para el caso de la demanda, debido a que el año 2019 comenzó un día martes.

Determinación de los potenciales de los recursos

Para la obtención de los potenciales de las tecnologías renovables se trabajó con 2 documentos. El primero de ellos es el informe final de la Mesa de Geotermia [3], iniciativa público-privada dedicada a evaluar el potencial y las oportunidades que presenta esta tecnología en Chile. El segundo trabajo se titula “Energías renovables en Chile. El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé” [24], el que presenta un análisis y cálculo de potenciales para las tecnologías de pasada, eólica y solares PV y CSP. Los valores obtenidos para el potencial según tecnología y nodo ya están presentados en la tabla 4.2, por lo que acá solo se explica el método de obtención.

Además, debido a la modelación con centrales de tamaño fijo, estos potenciales se redondearon antes de suministrarlos al modelo, de forma tal que la cantidad posible de centrales a instalar siempre fuese un número entero.

Geotermia

Para estas centrales se trabajó con la información presentada en el mapa de la página 64 de [3]. Como el horizonte del trabajo desarrollado es el año 2050, se utilizaron los potenciales desarrollables en ambas ventanas de tiempo, y gracias al detalle territorial presente en el mapa no se tuvo que procesar mayormente la información allí mostrada.

Hidráulicas de pasada

En [24] se especifica claramente que el potencial disponible cuantificado representa a “la cartera de potenciales centrales que aún no se encuentran en operación o construcción”, por lo que para ser consistentes con el resto de potenciales y con la modelación utilizada en este trabajo, se debió sumar al valor dado en el informe de Energías Renovables la potencia instalada en centrales de pasada al 31 de diciembre del 2012, que fue la fecha de corte para realizar el cálculo, y que se muestra en la tabla 36 de [24]. Es necesario mencionar que el valor total final de las centrales de pasada es menor debido a que la central Caemsa no se encuentra operativa, mientras que otras declaran potencias distintas en el sitio del Coordinador Eléctrico Nacional.

Luego, cada una de las cuencas hidrográficas cuantificadas en el informe de potencial fue asignada a uno de los nodos de este trabajo. De esa forma, y siguiendo el orden presentado en la tabla 40 de dicho informe, los nodos quedaron definidas como sigue:

Nodo 6: desde la cuenca del río Aconcagua hasta la del Rapel.

Nodo 7: por el norte el río Mataquito, y por el sur la cuenca costera Maule-límite regional.

Nodo 8: definida entre las cuencas del río Itata y costeras de Paicaví al límite regional.

Nodo 9: desde el río Imperial hasta la cuenca de las islas de Chiloé.

Así, los potenciales para las hidráulicas de pasada se definieron como se muestra en la tabla B.4.

Tabla B.4: Cálculo de potencial total disponible para centrales de pasada

Elemento	Potencial según nodo [MW]				Total [MW]
	6	7	8	9	
Centrales instaladas a diciembre 2012	778,0	617,2	517,5	189,0	2129,9
Potencial encontrado por el informe	1659,5	2137,6	3628,1	5047,0	12472,2
Total	2437,5	2754,8	4145,6	5236,0	14602,1

Eólica

El procedimiento de cálculo del potencial para la tecnología eólica fue similar al de las centrales de pasada, ya que en el informe se presenta una cartera de proyectos considerada en la evaluación. La diferencia radica en que la cartera eólica está formada por proyectos en desarrollo y construcción, además de los que ya estaban en funcionamiento al momento de realizar la investigación.

Así, la asignación de potenciales a sus respectivas nodos se realizó utilizando el mapa presentado en la figura 17 de [24], y el resultado de dicho procedimiento se presenta en la tabla B.5. En particular, se tiene que los nodos 1 y 7 no poseen potencial eólico explotable para la generación eléctrica.

Tabla B.5: Cálculo de potencial total disponible para los parques eólicos

Elemento	Potencial según nodo [MW]							Total [MW]
	2	3	4	5	6	8	9	
Cartera de proyectos	1552,2	428,8	183,0	2447,1	387,4	1089,9	782,9	6871,2
Potencial definido	1262,0	55,0	12783,0	475,0	75,0	4581,0	18242,0	37473,0
Total	2814,2	483,8	12966,0	2922,1	462,4	5670,9	19024,9	44344,2

Solar PV y CSP

Para el caso de las tecnologías solares, los datos entregados se presentan a nivel de regiones, por lo que la asignación por nodos no es directa. Considerando los datos de las tablas 20 para la PV, y 26 para la CSP, los potenciales de las regiones de Antofagasta y Atacama se distribuyeron de la siguiente forma:

Región de Antofagasta: para la PV se dividió el potencial en un 45 % para el nodo 2, otro 45 % para el 3, y el 10 % para el 4, mientras que para la CSP el 50 % se asignó a el nodo 2, el 45 % para el 3 y el 5 % restante para el nodo 4.

Región de Atacama: la PV se repartió en un 60 % para el nodo 4 y un 40 % para el 5, y en la CSP se dividió en un 95-5 % para los nodos 4 y 5.

Parámetros de los generadores y del sistema

En este apartado se explicitan las fuentes de obtención de los datos utilizados en las definiciones de las tecnologías y del sistema modelado. Para algunos de ellos se realizaron procedimientos particulares, los cuales también se detallan a continuación.

1. **Potencias mínimas y máximas de las centrales:** definidas arbitrariamente entre los autores.
2. **Costos de operación:** extraídos de la PELP del año 2020 [29] considerando los valores medios y los rendimientos obtenidos de [30]. El valor del diésel se redondeó a 200 por consejo del profesor guía.
3. **Costos de inversión:** proyección de costos medios al año 2050 realizada en [29]. Debido a su ausencia, el valor para el carbón se extrajo de la iteración del año 2019 de la PELP. Para el cálculo de las anualidades se necesitó la vida útil de las centrales, las cuales fueron obtenidas de [31]. Para el caso del almacenamiento, como no se encontraba en dicha base de datos, se trabajó con los datos de [28] para el bombeo y de [32] para las baterías.
4. **Costos de partida:** para este dato se trabajó con el valor promedio por tecnología de los costos de partida presentados en [33].
5. **Inercias:** este dato fue el más complicado de construir, debido a que se utilizó una gran cantidad de referencias para mejorar la fiabilidad del dato. Así:

Centrales térmicas (carbón, gas natural, diésel, geotermia y solar CSP): las termoelectricas en Chile se clasifican en vapor (TV), gas (TG) y de ciclo combinado (CC), las que poseen una inercia que oscila entre los 4 y los 6,5 segundos según lo declarado en [34]. En [35] las centrales CC se definen con una inercia de 7-8 segundos, lo que es cioncide con la realidad nacional, en donde se tiene una inercia promedio de 6,61 segundos, por lo que se asigna el valor de 7 segundos para las centrales de gas natural. Si bien el diésel también es usado en las CC, para las TV tiene un H de 5,31 segundos, y para TG de 4,22 segundos, por lo que se selecciona un valor de 5. Las carboneras declaradas en [34] poseen una inercia de 5,94 segundos, por lo que se define como 6. En cuanto a las térmicas renovables, la única planta geotérmica declarada en [34] posee una inercia de 1,21 segundos. Considerando la diferencia de tamaños (27,6 MW declarados versus el modelo de central de 100 MW), se asume un H de 4 como estimación conservadora, considerando el modelo de termoelectrica a vapor. Para la solar CSP se asume el

mismo valor.

Centrales de embalse: según [35], el valor de inercia para las unidades hidráulicas grandes va de 3 a 5,5 segundos. En el gráfico 8.25 de dicho libro se muestra que, para una unidad de 600 MVA, se tiene una inercia de 5. En [34] se tiene que el promedio para dicha tecnología es de 3,27 segundos, con un tamaño promedio de 101,6 MW, por lo que se opta por el valor 5.

Centrales de pasada: según [35] la inercia de una unidad hidro puede ir de 2 a 8 segundos, mientras que la de las unidades pequeñas (hasta 5 kW) va de 1,5 a 4. En [34] se tiene que el promedio declarado es de 2,79 para una unidad promedio de 30,88 [MW], por lo que el valor final se define como 3.

Centrales de bombeo: según [36] la inercia proveída por una central de bombeo oscila entre los 2 y 4 segundos. Como no hay centrales de este tipo funcionando en el país se trabajó con el valor medio, 3.

Baterías, solar PV y eólica: todas con un valor de 0, según [34] y [36].

6. **Rampas de subida y bajada:** según [10] y [33], estos valores se definen simplemente como la diferencia entre la potencia máxima y la mínima de las centrales.
7. **Rampas de encendido:** se definen como la potencia mínima para todas las térmicas (fósiles, geotérmicas y CSP) y la máxima para el resto.
8. **Rampas de emergencia:** a partir de [10] se definió como el 10 % de la potencia máxima de las centrales térmicas y el 2 % de las hídricas. Para las baterías se consideró igual a las rampas de subida y bajada, dada su rapidez.
9. **Tiempos mínimos de encendido y apagado:** obtenidos como los valores promedio por tecnología según lo presentado en [33]. Solo se utilizaron las centrales instaladas posterior al 2015, para así representar un equipo más moderno, y el valor del diésel se fijó en 1 por sugerencia del profesor guía.
10. **Emisiones de CO₂:** directamente de [28].
11. **Capacidades mínimas de los reservorios:** a partir de [28] para los embalses y la solar CSP.
12. **Capacidades máximas de los reservorios:** el dato para las baterías se obtuvo de [10], mientras que el de los embalses se extrajo de [28]. Los valores para la solar CSP y el bombeo se ajustaron luego de conversaciones con el profesor guía.
13. **Eficiencias:** todas fueron obtenidas de [10], salvo la eficiencia de conversión de los embalses, la cual se trabajó con el dato de [28].
14. **Impuesto a las emisiones de CO₂:** se utilizó el valor de [28], estándar en este tipo de trabajos.

15. **Costo de pérdida de carga (VoLL):** definido por el profesor guía.
16. λ , \overline{RoCoF} , **parámetros f y t :** obtenidos desde [10]. Además, f^0 se define como el valor de la frecuencia del sistema chileno, 50 Hz.
17. **Múltiplo Solar SM :** se utilizó el valor presentado en [28].
18. **Parámetros σ :** finalmente, estos parámetros fueron definidos según lo presentado en [10] y [8].