



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

EFFECTO DEL IMPUESTO A LAS EMISIONES DE CO₂ EN LA EXPANSIÓN DEL
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL CONSIDERANDO RESTRICCIONES
OPERATIVAS, ALMACENAMIENTO E INCERTIDUMBRE DE RENOVABLES

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

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

DILAND ONOFRE CASTRO CASTRO

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO MORENO VIEYRA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
FRANCISCO MUÑOZ ESPINOZA
LUIS VARGAS DÍAZ

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por :
ANID Chile - ANID/FONDECYT/Regular 1181928
Instituto de Sistemas Complejos de Ingeniería - ANID/PIA/APOYO AFB180003

SANTIAGO DE CHILE
2023

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR
AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE
LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: DILAND ONOFRE CASTRO CASTRO
FECHA: 2023
PROF. GUÍA: RODRIGO MORENO VIEYRA

EFEECTO DEL IMPUESTO A LAS EMISIONES DE CO₂ EN LA EXPANSIÓN DEL
SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL CONSIDERANDO RESTRICCIONES
OPERATIVAS, ALMACENAMIENTO E INCERTIDUMBRE DE RENOVABLES

El cambio climático exige transitar hacia una economía baja en carbono, aumentando la participación de las energías renovables variables (ERV) en los sistemas eléctricos. Al mismo tiempo, dada la intermitencia de las ERV, la planificación de los sistemas eléctricos requiere incorporar una modelación detallada de su operación. Con el objetivo de mitigar el cambio climático, varios países han implementado políticas de reducción de emisiones, siendo el impuesto al carbono una de las más eficaces. Este trabajo analiza el efecto del impuesto al carbono en la planificación del Sistema Eléctrico Nacional al año 2050. Se propone un modelo estocástico de dos etapas capaz de resolver el problema de expansión de la generación y transmisión, considerando restricciones de *Unit Commitment* y sistemas de almacenamiento. El modelo de planificación incorpora la incertidumbre en la operación, a partir de una multiplicidad de escenarios. Los resultados muestran que el impuesto al carbono reduce las emisiones, aumenta los costos totales del sistema, y favorece la adaptación del parque generador para responder ante situaciones de estrés. Finalmente, la modelación de las restricciones de corto plazo valoriza la flexibilidad que entrega el almacenamiento al sistema, evidenciando la importancia de esta tecnología para una descarbonización profunda.

*A mi madre. Usted es la verdadera MVP.
No sabe lo que hizo, todo estaba en nuestra contra.
¡Lo logramos!. Mamita, ¡te lo dije!*

Agradecimientos

Hasta que llegó el día. Varios años han pasado, y al mirar atrás, no puedo evitar sentirme orgulloso por lo avanzado. Es difícil escribir los agradecimientos cuando hay tanto que agradecer. Espero no se quede nadie en el tintero. De Combarbalá pal mundo.

En primer lugar, quiero agradecer mi Madre, Marcela. Siempre que miro hacia atrás, ella destaca, no puede faltar. Mamita, eres mi motivación y ejemplo. Seguramente, este es el regalo más grande que podré darle y el que esperaba con ansias. Mamita, solo usted y yo sabemos lo que nos costó llegar hasta aquí. Pero, estoy convencido de que si no hubiese costado tanto, no hubiese sido tan épico. Me va a faltar vida para agradecerle. ¡Te amo mamá!

También quiero agradecer a mis abuelos, Carmen y Onofre (mi vieja y mi tata). Gracias por brindarme una familia tan bonita y unida, por su humildad, sencillez y el amor que nos entregan. A mis tías y tíos, a mis primos que siempre me brindaron su apoyo. A mi hermano que me cuida desde arriba, y que seguramente me entregó su suerte, el *Factor D*.

Al profesor Rodrigo Moreno. Gracias por enseñarme tanto, confiar en mí y por su disposición plena. Qué mejor que tener de profesor guía a uno de mis referentes en este fascinante mundo de la energía. Tremendo profesional, mejor persona. A los profesores Francisco Muñoz y Luis Vargas, por agregar valor a este trabajo. A Ignacio Rivas y equipo de la AgenciaSE.

A mi Combarbalá querido y su gente fraterna. A mis profesoras y profesores del jardín “Bambi”, de la Gloriosa “Escuela América”, del “Liceo Samuel Román Rojas” y Universidad. A aquellos que ya no están y que estarían contentos por mí, tía Vicky, tío Andrés y Sarita.

Al gran Moraga por ser tremendo compañero y aguantarme tantos años. A cada unos de los que formó parte del 1212. A los “Kings de la potencia” y “Solarbalá”. A Miguel, por las horas ayudándome a plotear resultados bonitos, y por apañar siempre. Al gran Diego Alvarado por toda su ayuda cada vez que la necesité. Al Jota por el apañe en este proceso y por esas reuniones que terminaban en análisis político. Gracias Jose por el apoyo siempre.

A Colo Colo y a Esteban Paredes, por tantos golazos y momentos felices. A González y Massú, por demostrarme empíricamente que “Nada es imposible”. A la Generación Dorada, por tantos momentos de alegría que atesoro con nostalgia. ¡Gracias totales!

Finalmente, agradecer a los fondos ANID/FONDECYT/Regular 1181928 y al Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería ANID PIA/APOYO AFB180003 por financiar parcialmente este proyecto.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis de investigación	2
1.3. Objetivos	2
1.3.1. Objetivo general	2
1.3.2. Objetivos específicos	2
1.4. Estructura del documento	3
2. Estado del Arte	4
2.1. El impuesto al carbono como instrumento para reducir emisiones	4
2.2. Impuesto del carbono en la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos bajos en carbono	5
2.3. Contribuciones del trabajo	6
3. Metodología	8
3.1. Nomenclatura	8
3.1.1. Conjuntos	8
3.1.2. Contadores	9
3.1.3. Parámetros	9
3.1.4. Variables de decisión	10
3.2. Descripción general del modelo	12
3.2.1. Modelación de la incertidumbre	13
3.3. Formulación matemática del problema	14
3.3.1. Función objetivo	14
3.3.2. Restricciones	15
3.4. Estrategia de solución	21
4. Resultados y Análisis	24
4.1. Casos de estudio	24
4.2. Datos de entrada	27
4.2.1. Costos de inversión	27
4.2.2. Topología de red utilizada	27
4.2.3. Transmisión	28
4.2.4. Generación	28
4.2.5. Perfiles de entrada	31
4.2.6. Hidrologías	35

4.2.7.	Generación de escenarios de operación	39
4.2.8.	Otros parámetros	40
4.3.	Resultados y discusión	41
4.3.1.	Capacidades instaladas en generación y almacenamiento	41
4.3.2.	Energía generada según tecnología	43
4.3.3.	Capacidad instalada de corredores de transmisión	44
4.3.4.	Costos	45
4.3.5.	Emisiones de CO ₂	47
4.3.6.	Operación	50
5.	Conclusiones y Trabajo Futuro	53
5.1.	Conclusiones	53
5.2.	Trabajo Futuro	55
	Bibliografía	56
	Anexos	61
A.	Precios al carbono en el mundo	61
A.1.	Precios al carbono en el mundo	61
B.	Resultados Anexos	62
B.1.	Capacidad instalada en generación y almacenamiento	62
B.2.	Capacidad instalada en transmisión	63
B.3.	Costos de operación esperados	64
B.4.	Costos emisiones de CO ₂ esperados	65
B.5.	Vertimientos	66
B.6.	Energía no suministrada	67

Índice de Tablas

4.1. Casos de estudio	25
4.2. Costos de inversión de las tecnologías de generación y almacenamiento	27
4.3. Parámetros de los corredores de transmisión	28
4.4. Parámetros de operación de los generadores según tecnología	29
4.5. Capacidad instalada previa	30
4.6. Potencial disponible de instalación por tecnología	31
4.7. Hidrologías y factores de capacidad de embalse promedio.	35
4.8. Parámetros globales	40
4.9. Capacidad instalada en generación y almacenamiento	41
4.10. Capacidad instalada de corredores de transmisión	44
4.11. Costos totales anuales desagregados	46
4.12. Emisiones de CO ₂ anuales esperadas	47
4.13. Métricas de la operación	50

Índice de Ilustraciones

3.1. Decisiones de inversión y operación en el modelo de optimización de dos etapas	12
3.2. Representación gráfica del modelo de dos etapas propuesto.	13
3.3. Diagrama general descomposición de Benders.	21
3.4. Diagrama de bloques de la resolución del problema utilizando descomposición de Benders.	23
4.1. Casos de estudio y sensibilidades	26
4.2. Zonificación del Sistema Eléctrico Nacional	28
4.3. Perfiles de demanda en cada nodo	32
4.4. Perfiles de disponibilidad del recurso solar	33
4.5. Perfiles de disponibilidad del recurso eólico	34
4.6. Factor de capacidad de embalse en el nodo 3, según hidrología	36
4.7. Factor de capacidad de embalse en el nodo 4, según hidrología	36
4.8. Perfiles de disponibilidad del recurso para hidráulica de pasada en el nodo 3	37
4.9. Perfiles de disponibilidad del recurso para hidráulica de pasada en el nodo 4	38
4.10. Árbol de escenarios considerado	39
4.11. Capacidad instalada en generación y almacenamiento	42
4.12. Porcentaje de participación en la generación por tecnología	43
4.13. Costos totales anuales desagregados	45
4.14. Emisiones de CO ₂ anuales esperadas	47
4.15. Emisiones semanales para distintas hidrologías - Caso 4	48
4.16. Emisiones semanales para distintas hidrologías - Caso 5	49
4.17. Emisiones semanales para distintas hidrologías - Caso 6	49
4.18. Generación agregada - Escenario 111 (Hidrología seca) - Caso 4	51
4.19. Generación agregada - Escenario 111 (Hidrología seca) - Caso 5	51
4.20. Generación agregada - Escenario 111 (Hidrología seca) - Caso 6	52
A.1. Precios al carbono en el mundo, a abril de 2022	61
B.1. Capacidad instalada en generación y almacenamiento	62
B.2. Capacidad instalada en transmisión	63
B.3. Costos de operación esperados	64
B.4. Costos de emisiones de CO ₂ esperados	65
B.5. Vertimientos solares y eólicos	66
B.6. Energía no suministrada	67

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

El último informe del Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC) es categórico. Los expertos coinciden en que, para limitar el calentamiento global, se necesitarán transiciones importantes en el sector eléctrico y energético [1]. Sin embargo, la tan anhelada y necesaria transición energética no sucederá por sí sola, sino que requerirá cambios en el diseño del mercado eléctrico y su regulación.

La necesidad de implementar políticas que permitan reducir las emisiones se ha convertido en un tema importante para los países desde la aprobación del Acuerdo de París en 2015 [2]. Por su parte, nuestro país se ha fijado como objetivo alcanzar la carbono neutralidad a más tardar el año 2050, hecho ratificado en junio de 2022 con la aprobación de la Ley Marco de Cambio Climático [3].

Para lograr este objetivo, es fundamental descarbonizar¹ de manera acelerada la matriz eléctrica. Esta necesidad se justifica debido a que en Chile el 78 % de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) provienen desde el sector energía, y específicamente, un 32 % proviene del sector eléctrico [4]. Para afrontar la emergencia climática, muchos países han realizado cambios regulatorios, modificado su política fiscal, e implementado incentivos económicos, como por ejemplo, el impuesto a las emisiones de CO₂ [5].

De manera general, la fijación de precios al carbono asigna un precio explícito a las emisiones de GEI, expresado en una unidad monetaria por tonelada de dióxido de carbono equivalente (tCO₂e). Esto incluye impuestos al carbono, esquemas *cap and trade*, mecanismos de créditos de compensación, entre otros [6].

Dentro de las distintas alternativas, el impuesto al carbono ha demostrado una mayor eficacia reduciendo emisiones. Debido a esto, varios países se han inclinado por aplicar un impuesto al carbono, en lugar de esquemas *cap and trade* [7] [8] [9]. Sin embargo, determinar el precio correcto del impuesto al carbono es una tarea compleja.

¹Nótese que con descarbonizar se hace referencia al retiro de las centrales que utilizan combustibles fósiles, esto incluye a las centrales a carbón, gas natural y diésel.

En este contexto, este trabajo busca dar respuesta a ciertas interrogantes vinculadas al proceso de descarbonización de la matriz eléctrica chilena. En particular, permite cuantificar el efecto que tiene el impuesto al carbono en el proceso de planificación al año 2050, y cómo este, puede favorecer la incorporación de tecnologías habilitantes que permitan transitar de manera eficiente y segura hacia un sistema eléctrico descarbonizado.

Para ello, se realiza una co-optimización de la expansión en generación y transmisión, considerando tecnologías de almacenamiento e incorporando restricciones de corto plazo que usualmente son ignoradas en los ejercicios de planificación. Además, se modela la incertidumbre en la operación a partir de una multiplicidad de escenarios.

Finalmente, este trabajo busca entregar información relevante para el sector eléctrico chileno, puesto que no solo evalúa el efecto del impuesto en el desarrollo futuro del sistema, tema en actual discusión, sino que incorpora la incertidumbre de los recursos renovables en la planificación del sistema eléctrico. Lo anterior es sumamente atingente, pues estudios locales proyectan un empeoramiento de las condiciones hídricas producto de la mega sequía que afecta a gran parte de nuestro país [10]. En definitiva, desarrollar modelos que permitan incorporar eventos de baja probabilidad, verbigracia, eventos de baja disponibilidad conjunta de viento, sol y agua, y que comprometan una operación segura² y eficiente del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), son imprescindibles bajo el contexto nacional.

1.2. Hipótesis de investigación

La hipótesis de este trabajo es que el impuesto al carbono es una herramienta clave para reducir las emisiones de CO₂ al momento de planificar sistemas eléctricos bajos en carbono. El impuesto al carbono permitirá desincentivar la generación fósil y capturar los beneficios entregados por las tecnologías de almacenamiento.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Determinar la expansión del sistema eléctrico considerando los efectos de un impuesto a las emisiones de carbono y una operación realista del sistema.

1.3.2. Objetivos específicos

- Diseñar e implementar un modelo matemático de optimización estocástica que permita resolver el problema de expansión en generación-transmisión-almacenamiento en tiempos computacionales razonables.

²A modo de ejemplo, el día 13 de agosto de 2021, los aportes de la generación eólica en el SEN estuvieron por debajo del 10% de la capacidad instalada durante 13 horas [11]. En dicha oportunidad, una hidrología especialmente seca, sumada a una baja notable de disponibilidad eólica y diferentes problemas logísticos con los combustibles, fueron responsables que el SEN operara al borde de sus límites.

- Incorporar restricciones de corto plazo en el modelo de planificación de largo plazo, considerar la incertidumbre en la operación y recoger la estocasticidad de los recursos renovables como el eólico y solar.
- Incorporar el costo unitario de CO₂ (impuesto al carbono) como un costo variable de las unidades generadoras.
- Comprobar si una modelación detallada de las restricciones de corto plazo favorece las inversiones en almacenamiento.
- Determinar para distintos valores de impuestos al carbono el portafolio de inversiones óptimo en generación, transmisión y almacenamiento, costos asociados, y otras métricas de interés.
- Analizar la sensibilidad de limitar la generación a base de combustibles fósiles y otras tecnologías de generación involucradas en la dinámica de funcionamiento del sistema eléctrico.
- Verificar la eficacia del impuesto al carbono en la reducción de emisiones, y cuantificar los costos asociados a dicha reducción.

1.4. Estructura del documento

En el segundo capítulo de este documento se realiza una revisión bibliográfica, en la cual se presenta el estado del arte respecto al impuesto al carbono y su consideración en la planificación de los sistemas eléctricos. De igual forma, se aborda la necesidad de incorporar restricciones de corto plazo en la planificación y las consecuencias de no hacerlo. En el tercer capítulo se presenta la metodología, cuyo fin es describir y formular el modelo matemático de optimización propuesto. Luego, en el cuarto capítulo, se presentan las características generales de los casos de estudio, los datos de entrada del modelo, y se presentan los resultados y análisis del modelo matemático aplicado al caso chileno. Finalmente, en el quinto capítulo se presentan las principales conclusiones obtenidas del trabajo y se plantean los trabajos futuros que son interesantes de explorar.

Capítulo 2

Estado del Arte

En este capítulo se presenta una revisión de la literatura respecto a la consideración del impuesto al carbono como instrumento para reducir emisiones de CO₂. A continuación, se aborda la importancia de incorporar las restricciones de corto plazo y la consideración del impuesto al carbono en la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos bajos en carbono. Por último, son presentadas las contribuciones de este trabajo, abordando las temáticas antes descritas.

2.1. El impuesto al carbono como instrumento para reducir emisiones

Actualmente, en el mundo hay 68 instrumentos de fijación del precio al carbono: 36 impuestos al carbono y 32 sistemas de comercio de derechos de emisión. El año 2022 los precios del carbono alcanzaron máximos históricos en muchas jurisdicciones, como la Unión Europea, California, Nueva Zelanda, la República de Corea, Suiza y Canadá.

Existe consenso en que los instrumentos de precio a los contaminantes cumplen objetivos de reducción de emisiones a un menor costo social [6]. En teoría, si el impuesto al carbono se fija en un valor igual al costo social de las emisiones de carbono (SCC, por sus siglas en inglés), y el mercado es perfectamente competitivo, los agentes ajustarán sus decisiones hasta que el beneficio marginal de una unidad adicional de emisiones de carbono sea igual al costo social de las emisiones de carbono [12] [13]. El resultado teórico se traduce en una reducción de las emisiones de carbono hasta niveles socialmente óptimos, teniendo en cuenta todas las externalidades futuras que serán causadas por las emisiones de carbono originadas del uso actual de los combustibles fósiles [14].

Fijar un precio a las emisiones puede impactar de manera positiva en la salud, debido a la reducción de contaminantes locales, según se detalla en [15]. Siguiendo esa línea, en [16] se muestra que, a partir de los efectos positivos sobre la salud de las personas, una reducción de las emisiones puede provocar beneficios económicos. Así, un impuesto al carbono puede tener un efecto positivo en el bienestar de la sociedad.

Chile fue el primer país de América del Sur y uno de los primeros entre los países de ingreso medio en fijar un precio al carbono el año 2017 [17]. Sin embargo, al contrario de los esquemas de impuestos a las emisiones o programas de permisos transables implementados en estados o países como California, España, Francia, Noruega o el Reino Unido, el actual esquema de impuesto a las emisiones de CO₂ en Chile no produce cambios en el precio spot de la energía ni posibles reducciones de emisiones en el corto plazo producto que la operación del sistema eléctrico se determina sin considerar el costo del impuesto [14].

2.2. Impuesto del carbono en la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos bajos en carbono

Históricamente, los modelos de planificación de expansión de los sistemas eléctricos han ignorado las restricciones de corto plazo, tales como los costos de encendido y apagado, tiempos mínimos de salida, tiempos de encendido de las máquinas y rampas de toma de carga [18]. Sin embargo, la incorporación a gran escala de energías renovables variables (ERV) afecta las decisiones que se toman en todos los horizontes temporales y geográficos, obligando a introducir cambios en la forma que se planifica la expansión de los sistemas eléctricos de potencia [19].

Al despreciar las restricciones de corto plazo se asume que las unidades son totalmente flexibles, independientemente de la tecnología de generación. Ahora bien, existen centrales que al ser encendidas deben mantenerse operando por varios días, y una vez apagadas no pueden encenderse inmediatamente. Tampoco pueden tomar carga rápidamente, por lo que son consideradas altamente inflexibles en la operación. Por consiguiente, no considerar tales restricciones genera planes subóptimos, consecuencia de ignorar los costos reales asociados a la operación [20]. El impacto de ignorar las restricciones de *Unit Commitment* en los modelos de planificación de expansión de generación ha sido ampliamente abordado en la literatura [21].

Modelar las restricciones de *Unit Commitment* plantea un desafío en los métodos de solución para resolver el problema de planificación de la expansión de la generación [22] [23]. En ese sentido, la programación lineal entera mixta (MILP) ha demostrado ser eficaz en la modelación de este tipo de problemas [24].

Investigaciones recientes combinan la planificación de la expansión de la generación y la transmisión en un modelo unificado (co-optimización), y se utilizan ampliamente en estudios de planificación y política ambiental [25], con el consiguiente aumento del tamaño del problema [26]. La co-optimización se vuelve particularmente importante en sistemas con gran penetración de energía renovable variable, pues los aportes de estas fuentes de energía dependen en gran medida de su ubicación y las características del sistema de transmisión [27].

Respecto al efecto del impuesto al carbono en los modelos de planificación, este ha sido abordado en algunos trabajos, los cuales se presentan a continuación. Por ejemplo, en [28] se analizan los efectos de implementar un impuesto al carbono en dos etapas en un modelo de planificación de la expansión. El modelo se aplica al SEN y se obtiene que las emisiones se

ven reducidas a medida que aumenta el impuesto. Adicionalmente, el trabajo identifica que el esquema más rentable es un impuesto en dos etapas, con un nivel bajo en la primera etapa y un nivel alto en la segunda etapa. Según los autores, no se produciría una reducción temprana de emisiones a menos que se entreguen compensaciones monetarias por esas acciones tempranas.

Adicionalmente, los autores de [28] señalan que poner foco solo en una meta final de reducción de emisiones puede no ser la mejor manera de enfrentar el problema. En particular, si la reducción de emisiones tiene un valor importante a la hora de prevenir los efectos del cambio climático. De igual forma, plantea que ignorar información sobre la operación (corto plazo) en la planificación de la expansión (largo plazo) puede distorsionar significativamente los impactos anticipados de las políticas regulatorias, tal como han señalado en [29]. Cabe destacar que los perfiles de generación solar y eólica utilizados en [28] se encuentran suavizados, pues corresponden a un promedio de la estación. Por último, es necesario mencionar que la consideración de tecnologías de almacenamiento no es abordada en este trabajo.

En [30] se evaluaron las implicancias de un impuesto al carbono aplicado en el mercado eléctrico chileno. Los resultados muestran que la efectividad de esta política, en el caso de Chile, depende de algunas variables que no son controladas por el regulador, como las proyecciones de costos de inversión en energías renovables no convencionales o los precios del Gas Natural. En un escenario con un impuesto al carbono de 20 USD/tCO₂e, la reducción de emisiones promedio anual estaría entre 1,1 y 9,1 millones de tCO₂e.

Finalmente, en [14] se detalla el esquema de impuesto actual en Chile. Además, se plantea que la implementación actual del impuesto al carbono en nuestro país es perjudicial para el desarrollo de las tecnologías renovables con bajos costos marginales, como la eólica y solar, que en determinadas circunstancias pueden terminar pagando parte del impuesto al carbono. Además, se demuestra que el impuesto tal cual funciona en Chile es ineficiente en la reducción de emisiones, si se compara con un esquema estándar.

2.3. Contribuciones del trabajo

Si bien, al momento de planificar sistemas eléctricos, la co-optimización de generación y transmisión considerando restricciones de corto plazo es una práctica cada vez más extendida, no se encontraron trabajos que además consideraran tecnologías de almacenamiento, abordaran la incertidumbre en la operación y analizaran el efecto de la consideración de distintos valores del impuesto al carbono.

Una práctica común es considerar pocas semanas o días representativos para caracterizar la operación. Por el contrario, en este trabajo la incertidumbre en la operación es incorporada mediante una multiplicidad de escenarios que representan la disponibilidad de los recursos renovables en combinación con niveles de demanda.

La consideración de una gran cantidad de escenarios futuros resulta valiosa para testear la operación de un sistema bajo en carbono, ante situaciones desfavorables como sequías prolongadas y/o poca disponibilidad de recursos renovables como el viento o el sol. Situaciones que generalmente no son tomadas en cuenta por los modelos de planificación de largo plazo, por significar un mayor esfuerzo computacional.

Finalmente, dada la complejidad y magnitud del problema a resolver, se utiliza el método de descomposición de Benders [31] y se usa procesamiento paralelo para obtener soluciones de buena calidad en tiempos abordables. No solo se realizan diferentes consideraciones del impuesto, sino también se consideran distintos costos de inversión de las tecnologías, permitiendo comprender de forma holística el efecto del impuesto al carbono en la expansión del sistema eléctrico.

Capítulo 3

Metodología

3.1. Nomenclatura

3.1.1. Conjuntos

G	: Conjunto de todas las tecnologías de generación
$G^{Coa} \subseteq GT$: Conjunto de centrales de la tecnología carbón
$G^{Gas} \subseteq GT$: Conjunto de centrales de la tecnología gas natural
$G^{Die} \subseteq GT$: Conjunto de centrales de la tecnología diésel
G^{Geo}	: Conjunto de centrales de la tecnología geotermia
$G^{Dam} \subseteq GS$: Conjunto de centrales de la tecnología hidráulica de embalse
G^{RoR}	: Conjunto de centrales de la tecnología hidráulica de pasada
$G^{CSP} \subseteq GS$: Conjunto de centrales de la tecnología solar CSP
$G^{Bat} \subseteq GS$: Conjunto de baterías (BESS)
$G^{Pum} \subseteq GS$: Conjunto de centrales de la tecnología hidráulica de bombeo
$G^{Sol} \subseteq GV$: Conjunto de centrales de la tecnología solar fotovoltaica (solar FV)
$G^{Win} \subseteq GV$: Conjunto de centrales de la tecnología eólica
$GR \subseteq G$: Conjunto de tecnologías de generación que pueden aportar reservas
$GS \subseteq G$: Conjunto de tecnologías de generación que cuentan con reservorio de energía
$GT \subseteq G$: Conjunto de tecnologías de generación fósil
$GV \subseteq G$: Conjunto de tecnologías de generación variable (TGV)
L	: Conjunto de corredores de transmisión
$L_z \subseteq L$: Corredores de transmisión que se conectan al nodo z
MZ	: Conjunto de macrozonas del Sistema Eléctrico Nacional
S	: Conjunto de escenarios o subproblemas
T	: Conjunto de periodos de tiempo del horizonte de simulación
Z	: Conjunto de nodos del Sistema Eléctrico Nacional
$Z_m \subseteq Z$: Conjunto de nodos que pertenecen a la macrozona m

3.1.2. Contadores

g	: Tecnologías de generación
i	: Iteración
l	: Corredor de transmisión
m	: Macrozona
s	: Escenarios
t	: Periodos de tiempo
z	: Nodos

3.1.3. Parámetros

C_l^{InFTx}	: Costo de inversión fijo del corredor de transmisión l	$\1
C_g^{InGx}	: Costo de inversión de una central de la tecnología g	$\$$
C_l^{InVTx}	: Costo de inversión variable del corredor de transmisión l	$\$/\text{MW}$
C_g^{Op}	: Costo de operación de una central de la tecnología g	$\$/\text{MWh}$
C_g^{Off}	: Costo de apagado de una central de la tecnología g	$\$$
C_g^{On}	: Costo de encendido de una central de la tecnología g	$\$$
$D_{t,z,s}$: Demanda en el periodo t en el nodo z para el escenario s	MWh
\overline{E}_g	: Energía máxima que puede mantener el reservorio de las centrales de la tecnología g	MWh
\underline{E}_g	: Energía mínima que puede mantener el reservorio de las centrales de la tecnología g	MWh
$f_{z,s}^{Cap}$: Factor de capacidad de la central de embalse en el nodo z para el escenario s	p.u
f^{Geo}	: Factor de planta de la central de geotermia	p.u
$f_g^{CO_2}$: Factor de emisiones de CO_2 de la tecnología g	tCO_2/MWh
\overline{F}_l	: Capacidad máxima del corredor de transmisión l	MW
$N_{g,z}^{Ins}$: Cantidad existente de centrales de la tecnología g en el nodo z	-
$\overline{N}_{g,z}$: Cantidad máxima de centrales de la tecnología g que pueden instalarse en el nodo z	-
$\overline{P}_g, \underline{P}_g$: Potencia máxima y mínima para las centrales de la tecnología g	MW
p_s	: Probabilidad de ocurrencia del escenario s	p.u
SM	: Múltiplo solar	-
\overline{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
$VoLL$: Costo de energía no suministrada	$\$/\text{MWh}$
η_g^C	: Eficiencia del proceso de carga del reservorio de la tecnología g	p.u
η_g^D	: Eficiencia del proceso de descarga del reservorio de la tecnología g	p.u

¹En este trabajo el tipo de moneda utilizada corresponde al dólar [USD].

η_g^G	: Eficiencia del proceso de conversión de la energía almacenada en el reservorio de la tecnología g a energía eléctrica	p.u
η_g^S	: Eficiencia del reservorio de la tecnología g para mantener la energía de un periodo a otro	p.u
λ	: Pérdidas de agua por evaporación e infiltración desde un reservorio	p.u
ρ_g^{Dw}	: Rampa de bajada de generación de la tecnología g	MW/h
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 el cálculo de las reservas secundarias	p.u
σ^{Sol}	: Porcentaje de la generación solar considerado para el cálculo de las reservas secundarias	p.u
σ^{Win}	: Porcentaje de la generación eólica considerado para el cálculo de las reservas secundarias	p.u
ξ	: Costo unitario de CO ₂ (<i>Carbon Tax</i>) ²	\$/tCO ₂
$\Phi_{t,g,z,s}$: Perfil de disponibilidad en el periodo t de la tecnología g en el nodo z para el escenario s	p.u

3.1.4. Variables de decisión

Variables de Inversión

F_l	: Capacidad instalada del corredor de transmisión l	MW
$N_{g,z}$: Centrales nuevas de la tecnología g en el nodo z	-
α_l^{Tx}	: Variable binaria de instalación del corredor de transmisión l	-

Variables de Operación

$E_{t,g,z,s}$: Energía almacenada en el periodo t en el reservorio de la tecnología g en el nodo z para el escenario s	MWh
$f_{t,l,s}$: Flujo en el periodo t por el corredor de transmisión l para el escenario s	MW
$LL_{t,z,s}$: Demanda no suministrada en el periodo t en el nodo z para el escenario s	MWh
$P_{t,g,z,s}$: Potencia generada en el periodo t por la tecnología g en el nodo z para el escenario s	MW
$P_{t,g,z,s}^C$: Potencia de carga en el periodo t del reservorio de la tecnología g en el nodo z para el escenario s	MW
$P_{t,g,z,s}^D$: Potencia de descarga en el periodo t del reservorio de la tecnología g en el nodo z para el escenario s	MW
$P_{t,z,s}^F$: Potencia de uso directo de la tecnología CSP en el periodo t en el nodo z para el escenario s	MW
$RP_{t,g,z,s}$: Reserva primaria entregada en el periodo t por la tecnología g y en el nodo z para el escenario s	MW

²A lo largo de este trabajo, los términos “costo unitario de CO₂” e “impuesto al carbono” se utilizan indistintamente.

$RS_{t,g,z,s}^{Up}$: Reserva secundaria de subida entregada en el periodo t por la tecnología g y en el nodo z para el escenario s	MW
$RS_{t,g,z,s}^{Dw}$: Reserva secundaria de bajada entregada en el periodo t por la tecnología g y en el nodo z para el escenario s	MW
$sh_{t,g,z,s}$: Vertimiento de energía en el periodo t por la tecnología g y en el nodo z para el escenario s	MWh
$sp_{t,z,s}^{Pum}$: Vertimiento de agua desde el reservorio de las centrales de bombeo en el periodo t y en el nodo z para el escenario s	MWh
$u_{t,g,z,s}$: Generadores despachados en el periodo t para la tecnología g en el nodo z para el escenario s	-
$u_{t,g,z,s}^{on}$: Generadores encendidos en el periodo t de la tecnología g y en el nodo z para el escenario s	-
$u_{t,g,z,s}^{off}$: Generadores apagados en el periodo t de la tecnología g y en el nodo z para el escenario s	-
$\theta_{t,l,s}^{From}$: Ángulo de tensión en el periodo t en el nodo que comienza el corredor de transmisión l para el escenario s	rad
$\theta_{t,l,s}^{To}$: Ángulo de tensión en el periodo t en el nodo que termina el corredor de transmisión l para el escenario s	rad

3.2. Descripción general del modelo

Se propone un modelo basado en optimización matemática para resolver el problema de Planificación de la Expansión de la Generación y Transmisión de un sistema eléctrico. El modelo incorpora sistemas de almacenamiento y restricciones de *Unit Commitment*.

El modelo propuesto es formulado como un problema lineal entero mixto (MILP³) estocástico de dos etapas, capaz de tomar decisiones de inversión y operación. La fuente de incertidumbre proviene de escenarios hidrológicos y escenarios de disponibilidad de los recursos renovables.

El propósito del modelo es minimizar los costos de inversión en generación, transmisión y almacenamiento, más los costos esperados de operación a lo largo de un año. El modelo considera una modelación multinodal del sistema eléctrico e incorpora restricciones de *Unit Commitment*, junto a otras restricciones propias de la operación. Conviene destacar que, el costo unitario de CO₂ (*Carbon Tax*) es incorporado como un costo variable de las unidades generadoras.

La formulación en dos etapas, como muestra la Figura 3.1, separa las decisiones de inversión de las decisiones de operación. En la primera etapa son tomadas las decisiones de inversión, se definen las capacidades instaladas de las distintas tecnologías de generación y almacenamiento, junto a la capacidad de las redes de transmisión. Posteriormente, en la segunda etapa, son tomadas las decisiones relacionadas con la operación del sistema eléctrico. Lo anterior se realiza para una multiplicidad de escenarios estocásticos que representan la incertidumbre en la operación.

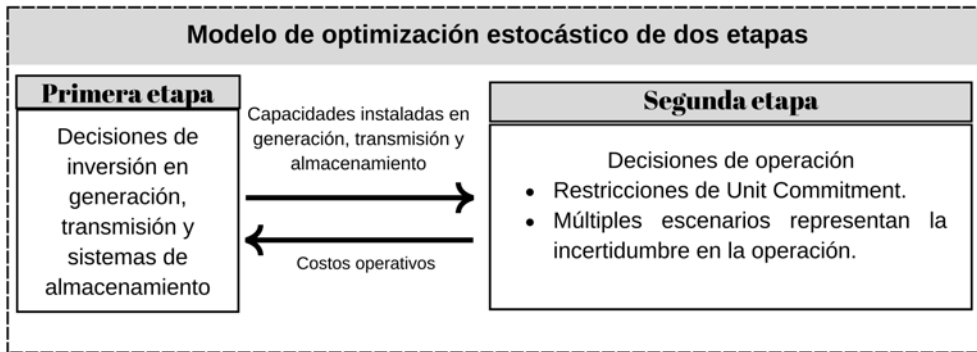


Figura 3.1: Decisiones de inversión y operación en el modelo de optimización de dos etapas utilizado en este estudio. Fuente: Elaboración propia.

La representación de la operación captura la inflexibilidad del parque térmico con resolución horaria. En efecto, la incertidumbre en la operación es incorporada mediante la consideración de múltiples escenarios. Para representar los distintos escenarios de operación, son utilizadas semanas representativas (independientes y desacopladas) con resolución horaria. Esta multiplicidad de escenarios representa la disponibilidad de los recursos renovables (hídrico, solar y eólico) en combinación con niveles de demanda.

El modelo recoge la heterogeneidad en la distribución de los recursos renovables que inter-

³Mixed-Integer Linear Programming

vienen en la dinámica del sistema eléctrico. A cada nodo que conforma el sistema eléctrico es asignado un determinado perfil de recurso renovable y demanda.

Finalmente, considerando la complejidad computacional que supone el problema a resolver, se aplica el algoritmo de descomposición de Benders como estrategia de solución, a fin de reducir los tiempos resolución.

3.2.1. Modelación de la incertidumbre

En programación estocástica, los procesos estocásticos pueden representarse mediante variables aleatorias continuas o discretas. En el mejor de los casos, los problemas de programación estocástica con variables aleatorias continuas solo pueden resolverse en instancias pequeñas o ilustrativas. Por esta razón, la representación discreta de las variables aleatorias mediante un conjunto finito de posibles resultados resulta indispensable en los problemas reales de toma de decisiones bajo incertidumbre [32].

El conjunto de valores finitos utilizados para modelar una variable aleatoria suele articularse en un denominado *árbol de escenarios*. Gráficamente, un *árbol de escenarios* comprende un conjunto de nodos y arcos. Cada nodo tiene un único predecesor y puede tener varios sucesores. El primer nodo se denomina nodo raíz y corresponde al inicio del horizonte de planificación. En el nodo raíz se toman las decisiones de la primera etapa. Los nodos conectados al nodo raíz son los nodos de la segunda etapa y representan los puntos donde se toman las decisiones de la segunda etapa. Los nodos de la última etapa se denominan hojas [32].

Un escenario corresponde al camino individual entre el nodo raíz y una hoja. En un *árbol de escenarios*, los arcos representan diferentes realizaciones de las variables aleatorias. Cada arco tiene asociada una probabilidad de ocurrencia, esta corresponderá al producto de las probabilidades de todos los arcos asociados a ese escenario [32].

En un modelo estocástico de dos etapas, como el aquí propuesto, las decisiones de primera etapa se toman antes que las realizaciones de los parámetros aleatorios sean observadas. Es decir, una vez que la información de la primera etapa está disponible, comienza el proceso de decisión de la segunda etapa. De esta forma, y tal como muestra el árbol de escenarios presentado en la Figura 3.2, las decisiones de primera etapa serán las mismas (nodo común) e independientes del escenario, mientras que las de la segunda etapa no se anticipan y dependerán del escenario que acontezca (un nodo por escenario).

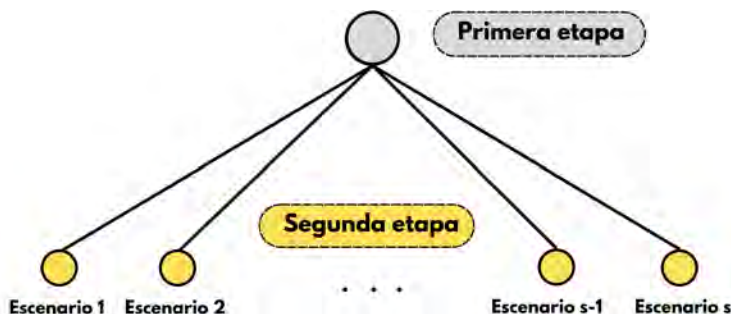


Figura 3.2: Representación gráfica del modelo de dos etapas propuesto.

Los distintos escenarios s representan el abanico de estados de operación del sistema eléctrico. La fuente de incertidumbre es fruto de la combinación de escenarios hidrológicos y escenarios de disponibilidad de los recursos renovables. La cantidad de escenarios considerados ($n^{\text{escenarios}}$) quedará determinada por la ecuación (3.1), siendo el producto entre la cantidad de hidrologías (n^H) y la cantidad de semanas representativas de la operación (n^S).

Finalmente, la probabilidad de ocurrencia (p_s) dependerá tanto de la probabilidad asociada a la hidrología (p_s^H) como de la probabilidad asociada a la semana representativa de operación a considerar (p_s^W). Con esto, la probabilidad de ocurrencia (p_s) queda definida por la ecuación (3.2).

$$n^{\text{escenarios}} = n^H \cdot n^S \quad (3.1)$$

$$p_s = p_s^H \cdot p_s^W \quad (3.2)$$

3.3. Formulación matemática del problema

3.3.1. Función objetivo

La formulación general del problema de optimización a resolver corresponde a la integración de un modelo de planificación con un modelo de predespacho. La función objetivo (ecuación 3.3) persigue la minimización de los costos de inversión en generación, transmisión y almacenamiento, más los costos de operación esperados para un conjunto de escenarios.

$$f_{\text{objetivo}} = \min \left\{ C^{\text{Inversión}} + C^{\text{Operación}} \right\} \quad (3.3)$$

El costo total de inversión⁴, calculado a partir de la ecuación (3.4), incluye tanto la inversión en tecnologías de generación y sistemas de almacenamiento, como también las inversiones realizadas para el despliegue del sistema de transmisión. Los costos de inversión asociados a los corredores de transmisión se modelan con una componente de costo fijo (C_l^{InFTx}) y una componente de costo variable (C_l^{InVTx}), según se detalla en [33].

$$C^{\text{Inversión}} = \sum_{z \in Z, g \in G} (C_g^{\text{InGx}} \cdot N_{g,z}) + \sum_{l \in L} (C_l^{\text{InVTx}} \cdot F_l + C_l^{\text{InFTx}} \cdot \alpha_l^{\text{Tx}}) \quad (3.4)$$

Por su parte, el costo operacional total esperado del conjunto de escenarios, es calculado mediante la ecuación (3.5).

$$C^{\text{Operación}} = \sum_{s \in S} p_s \cdot (C_s^{\text{Op}} + C_s^{\text{NSD}} + C_s^{\text{On}} + C_s^{\text{Off}} + C_s^{\text{CO}_2}) \quad (3.5)$$

Retomando la ecuación anterior, los términos que forman parte del costo operacional total esperado, y que dependen del escenario, son detallados a continuación.

⁴Se considera la realización de una única inversión para todos los escenarios, esta inversión es realizada al inicio del periodo de estudio.

$$C_s^{Op} = \sum_{t \in T, z \in Z, g \in G} (C_g^{Op} \cdot P_{t,g,z,s}) \quad (3.6)$$

$$C_s^{NSD} = \sum_{t \in T, z \in Z} VoLL \cdot LL_{t,z,s} \quad (3.7)$$

$$C_s^{On} = \sum_{t \in T, z \in Z, g \in GT} (C_g^{On} \cdot u_{t,g,z,s}^{on}) \quad (3.8)$$

$$C_s^{Off} = \sum_{t \in T, z \in Z, g \in GT} (C_g^{Off} \cdot u_{t,g,z,s}^{off}) \quad (3.9)$$

$$C_s^{CO_2} = \sum_{t \in T, z \in Z, g \in G} \xi \cdot (f_g^{CO_2} \cdot P_{t,g,z,s}) \quad (3.10)$$

A partir de las ecuaciones anteriores, es posible identificar los siguientes costos, obtenidos por escenario s , asociados a la operación del sistema eléctrico.

- Costo variable de operación (ecuación 3.6)
- Costo de energía no suministrada (ecuación 3.7)
- Costos de encendido y apagado (ecuaciones 3.8 y 3.9, respectivamente)
- Costo asociado a las emisiones de CO₂ (ecuación 3.10)

3.3.2. Restricciones

La solución encontrada corresponderá al portafolio óptimo de inversiones en generación, sistemas del almacenamiento y transmisión, capaz de sobrellevar un conjunto amplio de escenarios posibles de operación. Dada la complejidad del sistema eléctrico, dicha solución deberá cumplir con diferentes restricciones, propias de la operación de cada unidad generadora, de los sistemas de almacenamiento y de los corredores de transmisión.

A continuación, se presentan las restricciones del problema clasificadas en dos grupos: restricciones asociadas a la inversión y las restricciones de asociadas con la operación.

Restricciones asociadas a la inversión

1. *Límite de instalación de generación:*

La ecuación (3.11) fija el límite respecto a la cantidad máxima de centrales de la tecnología g que se pueden instalar en el nodo z . Este límite depende del potencial existente del recurso en cada nodo z y de la cantidad de centrales de la tecnología g preexistentes.

$$N_{g,z} \leq \bar{N}_{g,z} - N_{g,z}^{Ins} \quad \forall g \in G, z \in Z \quad (3.11)$$

2. *Instalación de transmisión:*

Las ecuaciones (3.12) y (3.13) limitan la inversión respecto a la capacidad instalada en cada uno de los corredores de transmisión l . Nótese que, si la variable binaria α_l^{Tx} toma el valor 1, el corredor de transmisión será instalado, incrementando el costo de inversión en transmisión determinado por la ecuación (3.4).

$$F_l \leq M \cdot \alpha_l^{Tx} \quad \forall l \in L, \alpha_l^{Tx} \in \{0, 1\} \quad (3.12)$$

$$F_l \leq \bar{F}_l \quad \forall l \in L \quad (3.13)$$

Restricciones asociadas a la operación

1. *Balances nodales:*

La demanda debe ser abastecida en cada instante de tiempo [34]. La ecuación (3.14) modela la condición de balance entre carga y generación en cada nodo, considerando los flujos por los corredores de transmisión. Además, con el propósito de garantizar la convexidad del espacio de soluciones factibles, se permite la existencia de demanda no suministrada.

$$\sum_{g \in G} P_{t,g,z,s} + \sum_{l \in L_z} f_{t,l,s} = D_{t,z,s} - LL_{t,z,s} \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z \quad (3.14)$$

2. *Flujos por los corredores de transmisión:*

Los flujos de carga para los corredores de transmisión son definidos de acuerdo a la ecuación (3.15). Adicionalmente, las capacidades instaladas de los corredores de transmisión limitan los flujos en cada instante de tiempo. Sobre la base de lo anterior, se formula la ecuación (3.16).

$$f_{t,l,s} = \frac{\theta_{t,l,s}^{From} - \theta_{t,l,s}^{To}}{x_l} \quad \forall s \in S, t \in T, l \in L \quad (3.15)$$

$$-F_{l,s} \leq f_{t,l,s} \leq F_{l,s} \quad \forall s \in S, t \in T, l \in L \quad (3.16)$$

3. *Límites de potencias de las unidades de generación*

Las ecuaciones (3.17) y (3.18) limitan la potencia generada junto a la entrega de reservas de las unidades generadoras. Por una parte, la ecuación (3.17) establece el límite de potencia máxima de las unidades generadoras y el despacho, considerando la entrega de reservas. Por su parte, la ecuación (3.18) modela que, si una unidad se encuentra despachada, esta tiene que estar generando por sobre su mínimo técnico.

$$P_{t,g,z,s} + RP_{t,g,z,s} + RS_{t,g,z,s}^{Up} \leq \bar{P}_g \cdot u_{t,g,z,s} \quad \forall s \in S, t \in T, g \in GR, z \in Z \quad (3.17)$$

$$P_{t,g,z,s} - RS_{t,g,z,s}^{Dw} \geq \underline{P}_g \cdot u_{t,g,z,s} \quad \forall s \in S, t \in T, g \in GR, z \in Z \quad (3.18)$$

4. *Límites de potencia para las tecnologías con perfil de disponibilidad asociado:*

La restricción (3.19) limita la generación de las distintas unidades según su perfil de disponibilidad asociado ($\Phi_{t,g,z,s}$), cuyos valores corresponden a valores reales positivos en el rango $[0, 1]$.

$$P_{t,g,z,s} + RP_{t,g,z,s} + RS_{t,g,z,s}^{Up} \leq \bar{P}_g \cdot u_{t,g,z,s} \cdot \Phi_{t,g,z,s} \quad \forall s \in S, t \in T, g \in GR, z \in Z \quad (3.19)$$

5. *Vertimientos tecnologías solar y eólica:*

Las unidades solares fotovoltaicas y eólicas verán limitada su potencia máxima de acuerdo al perfil de disponibilidad respectivo. Adicionalmente, las ecuaciones (3.20) y (3.21) modelan los vertimientos de energía experimentados por estas tecnologías.

$$P_{t,g,z,s} + RP_{t,g,z,s} + RS_{t,g,z,s}^{Up} + sh_{t,g,z,s} = \bar{P}_g \cdot (N_{g,z,s} + N_{g,z}^{Ins}) \cdot \Phi_{t,g,z,s} \quad \forall s \in S, t \in T, g \in GV, z \in Z \quad (3.20)$$

$$P_{t,g,z,s} \geq 0 \quad \forall s \in S, t \in T, g \in GV, z \in Z \quad (3.21)$$

6. *Unidades despachadas*

La ecuación (3.22) define el número de unidades despachadas en cada instante de tiempo, para cada una de las tecnologías, en cada uno de los nodos, para los distintos escenarios. La ecuación (3.23) limita el número de unidades despachadas de acuerdo al número de unidades instaladas (resultado de la optimización) y las preexistentes.

$$u_{t,g,z,s} = u_{t-1,g,z,s} + u_{t,g,z,s}^{on} - u_{t,g,z,s}^{off} \quad \forall s \in S, t \in T, g \in GR, z \in Z \quad (3.22)$$

$$u_{t,g,z,s} \leq N_{g,z,s} + N_{g,z}^{Ins} \quad \forall s \in S, t \in T, g \in GR, z \in Z \quad (3.23)$$

7. *Tiempos mínimos de encendido y apagado:*

Algunas tecnologías poseen restricciones adicionales para su operación, por ejemplo, ciertas tecnologías requieren que, toda vez que una unidad generadora haya sido encendida, esta debe permanecer en operación por un tiempo mayor o igual al tiempo mínimo de operación. De manera similar, una vez que la unidad es apagada, esta debe permanecer fuera de servicio por cierto periodo de tiempo [20]. Estas restricciones son modeladas por las ecuaciones (3.24) y (3.25), respectivamente.

$$u_{t,g,z,s} \geq \sum_{\tau=t-t_g^{on}}^t u_{\tau,g,z,s}^{on} \quad \forall s \in S, t \in T, g \in GT, z \in Z \quad (3.24)$$

$$N_{g,z,s} + N_{g,z}^{Ins} - u_{t,g,z,s} \geq \sum_{\tau=t-t_g^{off}}^t u_{\tau,g,z,s}^{off} \quad \forall s \in S, t \in T, g \in GT, z \in Z \quad (3.25)$$

8. *Centrales de embalse:*

La ecuación (3.26) modela una central de embalse por energía. Para capturar la espacialidad y estacionalidad del recurso hídrico se utiliza el factor de capacidad de la central de embalse ($f_{z,s}^{Cap}$). Dicho factor dependerá del nodo z en que se ubique dicha central y del escenario s .

$$\sum_{t \in T} (P_{t,g,z,s} + RP_{t,g,z,s} + RS_{t,g,z,s}^{Up}) \leq (N_{g,z} + N_{g,z}^{Ins}) \cdot \bar{P}_g \cdot f_{z,s}^{Cap} \cdot N^{per} \quad \forall s \in S, z \in Z, g \in G^{Dam} \quad (3.26)$$

9. *Centrales de geotermia:*

Siguiendo la modelación por energía, la ecuación (3.27) modela un central de geotermia. Se utiliza f^{Geo} , el cual corresponde al factor de planta de una central geotérmica.

$$\sum_{t \in T} (P_{t,g,z,s} + RP_{t,g,z,s} + RS_{t,g,z,s}^{Up}) \leq (N_{g,z} + N_{g,z}^{Ins}) \cdot \bar{P}_g \cdot f^{Geo} \cdot N^{per} \quad \forall s \in S, z \in Z, g \in G^{Geo} \quad (3.27)$$

10. *Centrales hidráulicas de bombeo:*

Las centrales de bombeo son modeladas a partir de una ecuación de inventario (3.28). La energía almacenada se encuentra acotada de acuerdo con la ecuación (3.29). La entrega de reservas es modelada por las ecuaciones (3.30) y (3.31). Por último, la restricción (3.32), determina la potencia generada por la central de bombeo a partir de la potencia de carga y de descarga.

$$E_{t,g,z,s} = E_{t-1,g,z,s} + P_{t,g,z,s}^C \cdot \eta_g^C - \frac{P_{t,g,z,s}^D}{\eta_g^D} - E_{t,g,z,s} \cdot \lambda - sp_{t,z,s}^{Pum} \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z, g \in G^{Pum} \quad (3.28)$$

$$\underline{E}_g \cdot (N_{g,z,s} + N_{g,z}^{Ins}) \leq E_{t,g,z,s} \leq \bar{E}_g \cdot (N_{g,z,s} + N_{g,z}^{Ins}) \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z, g \in G^{Pum} \quad (3.29)$$

$$E_{t,g,z,s} \geq \frac{t^{PFC} \cdot RP_{t,g,z,s} + t^{SFC} \cdot RS_{t,g,z,s}^{Up}}{\eta_g^D} \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z, g \in G^{Pum} \quad (3.30)$$

$$E_{t,g,z,s} + RS_{t,g,z,s}^{Dn} \leq \bar{E}_g \cdot (N_{g,z,s} + N_{g,z}^{Ins}) \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z, g \in G^{Pum} \quad (3.31)$$

$$P_{t,g,z,s} = P_{t,g,z,s}^D - P_{t,g,z,s}^C \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z, g \in G^{Pum} \quad (3.32)$$

11. *Centrales de concentración solar de potencia (CSP):*

A partir de [35] se extraen las ecuaciones que modelan el funcionamiento de las centrales CSP. Se comparte la estructura respecto a algunas ecuaciones que modelan las centrales de bombeo, por ejemplo, la restricción de inventario (ecuación 3.33), de capacidad del almacenamiento (ecuación 3.34), y de requerimientos de energía para las reservas (ecuación 3.35). Se añaden las restricciones de balance en la entrada (ecuación 3.37) y salida de energía de la central CSP (ecuación 3.38).

$$E_{t,g,z,s} = E_{t-1,g,z,s} \cdot \eta_g^S + P_{t,g,z,s}^C \cdot \eta_g^C - \frac{P_{t,g,z,s}^D}{\eta_g^D} \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z, g \in G^{CSP} \quad (3.33)$$

$$\underline{E}_g \cdot (N_{g,z,s} + N_{g,z}^{InS}) \leq E_{t,g,z,s} \leq \bar{E}_g \cdot (N_{g,z,s} + N_{g,z}^{InS}) \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z, g \in G^{CSP} \quad (3.34)$$

$$E_{t,g,z,s} \geq \frac{t^{PFC} \cdot RP_{t,g,z,s} + t^{SFC} \cdot RS_{t,g,z,s}^{Up}}{\eta_g^G} \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z, g \in G^{CSP} \quad (3.35)$$

$$E_{t,g,z,s} + RS_{t,g,z,s}^{Dn} \leq \bar{E}_g \cdot (N_{g,z,s} + N_{g,z}^{InS}) \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z, g \in G^{CSP} \quad (3.36)$$

$$SP_{t,z,s} \cdot (N_{g,z,s} + N_{g,z}^{InS}) \geq P_{t,g,z,s}^C + P_{t,z,s}^F \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z, g \in G^{CSP} \quad (3.37)$$

$$P_{t,g,z,s} = (P_{t,g,z,s}^D + P_{t,z,s}^F) \cdot \eta_g^G \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z, g \in G^{CSP} \quad (3.38)$$

La ecuación (3.39) define el término $SP_{t,z,s}$ presente en la ecuación (3.37). De acuerdo a lo señalado en [35], el múltiplo solar (SM) representa la cantidad efectiva de energía solar que incide en el colector de la tecnología CSP.

$$SP_{t,z,s} = SM \cdot \frac{\bar{P}_g}{\eta_g^G} \cdot \Phi_{t,g,z,s} \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z, g \in G^{CSP} \quad (3.39)$$

12. Baterías ($BESS$):

De forma análoga a las demás tecnologías de almacenamiento, para la modelación de baterías se definen las restricciones de inventario (3.40), límites de capacidad de almacenamiento (3.41), requerimientos de energía para las reservas (3.42) y (3.43). Por último, la ecuación (3.44) define la potencia inyectada por las baterías.

$$E_{t,g,z,s} = E_{t-1,g,z,s} \cdot \eta_g^S + P_{t,g,z,s}^C \cdot \eta_g^C - \frac{P_{t,g,z,s}^D}{\eta_g^D} \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z, g \in G^{Bat} \quad (3.40)$$

$$0 \leq E_{t,g,z,s} \leq \bar{E}_g \cdot (N_{g,z,s} + N_{g,z}^{InS}) \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z, g \in G^{Bat} \quad (3.41)$$

$$E_{t,g,z,s} \geq \frac{t^{PFC} \cdot RP_{t,g,z,s} + t^{SFC} \cdot RS_{t,g,z,s}^{Up}}{\eta_g^D} \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z, g \in G^{Bat} \quad (3.42)$$

$$E_{t,g,z,s} + RS_{t,g,z,s}^{Dn} \leq \bar{E}_g \cdot (N_{g,z,s} + N_{g,z}^{InS}) \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z, g \in G^{Bat} \quad (3.43)$$

$$P_{t,g,z,s} = P_{t,g,z,s}^D - P_{t,g,z,s}^C \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z, g \in G^{Bat} \quad (3.44)$$

13. Rampas de generación:

Las distintas tecnologías pueden presentar limitaciones para aumentar o reducir su generación de acuerdo a las tasas de toma y bajada de carga. Las ecuaciones (3.45) y (3.46) modelan estas restricciones.

$$P_{t,g,z,s} - P_{t-1,g,z,s} \leq u_{t-1,g,z,s} \cdot \rho_g^{Up} + u_{t,g,z,s}^{on} \cdot \rho_g^{St} \quad \forall s \in S, t \in T, g \in GR, z \in Z \quad (3.45)$$

$$P_{t-1,g,z,s} - P_{t,g,z,s} \leq u_{t-1,g,z,s} \cdot \rho_g^{Dw} + u_{t,g,z,s}^{off} \cdot \bar{P}_g \quad \forall s \in S, t \in T, g \in GR, z \in Z \quad (3.46)$$

14. *Requerimientos de reservas primarias:*

En caso de que alguna unidad salga de servicio, es necesario que el sistema cuente con reserva primaria para satisfacer la demanda. En estos casos, las unidades que quedan operando deberán ser capaces de aumentar su consigna de potencia para compensar el déficit de generación. En el modelo considerado, el requerimiento de reserva es determinístico y se calcula como un porcentaje de la demanda, según lo mostrado en [20]. La ecuación (3.47) modela este requerimiento.

$$\sum_{z \in Z_m, g \in GR} RP_{t,g,z,s} \geq \sigma^{Dem} \cdot \sum_{z \in Z_m} D_{t,z,s} \quad \forall s \in S, t \in T, m \in MZ \quad (3.47)$$

15. *Requerimientos de reservas secundarias:*

Para mantener el balance entre carga y generación ante variaciones de la demanda neta, se considera un monto de reserva rodante⁵, permitiendo así que el sistema aumente o disminuya la generación. Para modelar esta situación se formulan las ecuaciones (3.48) y (3.49).

$$\sum_{z \in Z_m, g \in GR} RS_{t,g,z,s}^{Up} \geq \sigma^{Dem} \cdot \sum_{z \in Z_m} D_{t,z,s} + \Upsilon_{t,m,s}^{Sol} + \Upsilon_{t,m,s}^{Win} \quad \forall s \in S, t \in T, m \in MZ \quad (3.48)$$

$$\sum_{z \in Z_m, g \in GR} RS_{t,g,z,s}^{Dn} \geq \sigma^{Dem} \cdot \sum_{z \in Z_m} D_{t,z,s} + \Upsilon_{t,m,s}^{Sol} + \Upsilon_{t,m,s}^{Win} \quad \forall s \in S, t \in T, m \in MZ \quad (3.49)$$

Dónde:

$$\Upsilon_{t,m,s}^{Sol} = \sigma^{Sol} \cdot \sum_{z \in Z_m} P_{t,g,z,s} \quad \forall s \in S, t \in T, g \in G^{Sol}, m \in MZ \quad (3.50)$$

$$\Upsilon_{t,m,s}^{Win} = \sigma^{Win} \cdot \sum_{z \in Z_m} P_{t,g,z,s} \quad \forall s \in S, t \in T, g \in G^{Win}, m \in MZ \quad (3.51)$$

16. *Límites máximos de reserva primaria y secundaria:*

Las ecuaciones (3.52), (3.53) y (3.54) modelan el límite de reserva primaria y secundaria que puede aportar cada unidad generadora en cada instante de tiempo.

$$RP_{t,g,z,s} \leq u_{t,g,z,s} \cdot RP_g^{max} \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z, g \in GR \quad (3.52)$$

$$RS_{t,g,z,s}^{Up} \leq u_{t,g,z,s} \cdot RS_g^{Upmax} \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z, g \in GR \quad (3.53)$$

$$RS_{t,g,z,s}^{Dn} \leq u_{t,g,z,s} \cdot RS_g^{Dwmax} \quad \forall s \in S, t \in T, z \in Z, g \in GR \quad (3.54)$$

17. *Condiciones de borde:*

La restricción (3.55) establece que la energía almacenada en los reservorios de las tecnologías de bombeo, CSP y baterías sean iguales en el primer y último periodo del horizonte de simulación.

$$E_{t_0,g,z,s} = E_{t_f,g,z,s} \quad \forall s \in S, z \in Z, g \in GS, t_0 \in \{1\}, t_f \in \{\bar{T}\} \quad (3.55)$$

⁵El requerimiento de reserva secundaria es determinístico y se calcula como un porcentaje de la demanda, más un porcentaje asociado a la generación solar y eólica durante periodo considerado. De esta forma, existirá una dependencia directa entre el requerimiento de reserva secundaria y la generación variable.

3.4. Estrategia de solución

Para resolver el problema planteado en la sección 3.3 es utilizado el método de descomposición de Benders [31]. Este método consiste en descomponer el problema de dos etapas, en un problema maestro y uno o varios subproblemas. El algoritmo de Benders es iterativo y alterna entre la solución del maestro y los subproblemas.

La descomposición de Benders es utilizada cuando las variables de la primera etapa complican la solución del problema. En otras palabras, cuando el problema original se torna más sencillo, si las variables de primera etapa son fijadas temporalmente [36]. En este trabajo, se reconoce que las variables que complican la solución del problema son las variables asociadas a la inversión. Así, en el problema maestro se encontrarán las variables complicantes, relacionadas a la inversión, mientras que en los subproblemas las variables de operación.

La Figura 3.3 presenta el algoritmo de Benders a nivel general. El maestro representa la primera etapa (inversión), más las relaciones de este con el subproblema en forma de restricciones que se denominan *cortes de Benders*. El subproblema representa la segunda etapa (operación) para decisiones conocidas de la primera etapa.

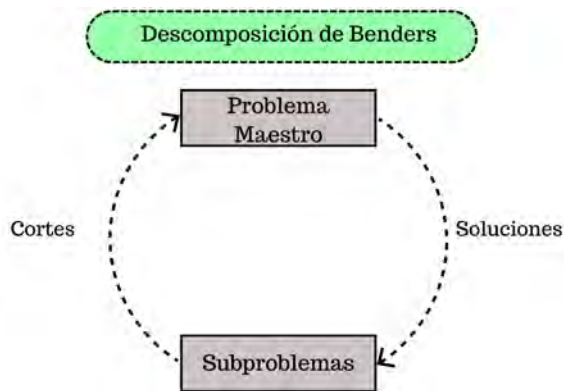


Figura 3.3: Diagrama general descomposición de Benders.

El diagrama de bloques de la resolución del problema, aplicando la descomposición de Benders, es presentado en la Figura 3.4. En primer lugar, se cargan los datos de entrada, y con ellos se construye el problema maestro y los subproblemas. A continuación, es ejecutado el problema maestro, entregando las decisiones de inversión a los subproblemas para su ejecución, con ello se inicia el algoritmo iterativo.

En cada iteración del algoritmo se resuelve el problema maestro relajado y se pasa el valor del vector de decisiones de primera etapa a los subproblemas. Posteriormente, se resuelven los subproblemas, y se pasan las variables duales (precios sombra de las restricciones) de nuevo al maestro, con las variables duales se construyen los denominados cortes de Benders. Cada subproblema agrega un corte por iteración en el maestro, transformándose en una implementación multicorte de Benders. De esta forma, habrá tantos cortes de Benders como escenarios se agreguen al problema maestro en cada iteración⁶.

⁶El algoritmo de Benders converge en un número finito de iteraciones. Adicionalmente, se debe considerar que no es necesario resolver el subproblema hasta optimalidad para garantizar que los cortes son válidos [36].

Cada iteración modifica la región factible del maestro, y a medida que aumentan las iteraciones, el maestro entrega decisiones más próximas al óptimo. Al mismo tiempo, en cada iteración son calculadas una cota superior e inferior. Por una parte, la cota superior \bar{z} , corresponde al valor óptimo de la función objetivo del problema original. Mientras que la cota inferior \underline{z} , corresponde al valor obtenido por la función objetivo del problema maestro relajado⁷.

En la práctica, el algoritmo de descomposición de Benders, busca de forma iterativa conseguir que las cotas de ambos problemas converjan al mismo punto, siendo este punto la solución óptima del problema original. Una vez que las cotas superior e inferior se encuentran lo suficientemente cerca (cumpliendo el criterio de convergencia dado por una tolerancia relativa) el algoritmo termina. Posteriormente, se extraen las decisiones de inversión resultantes y son entregadas por última vez a los subproblemas para su ejecución, con el propósito de obtener los resultados operativos para cada uno de los escenarios.

Cabe señalar que, para efectos de este trabajo, las variables de operación discretas son relajadas. Nótese que las únicas variables discretas presentes en los distintos subproblemas son aquellas que hacen referencia al número de centrales que se encuentran en funcionamiento en un instante. Esto, ya que se utiliza una técnica de clusterización de unidades, denominada *predespacho agrupado* [37]⁸.

La técnica de *predespacho agrupado* permite la transformación de variables binarias (asociadas al encendido y apagado de unidades de generación) a variables a enteras. En [37] se indica que esta relajación disminuye los tiempos de solución y mantiene una buena representación de los efectos de corto plazo.

Análogamente, las variables de inversión discretas son relajadas. Estas corresponden al número de centrales generadoras a instalar y la capacidad de transmisión. Nótese que la relajación de estas variables permite un tratamiento continuo de la capacidad de generación y transmisión, lo que es un supuesto usual en estos estudios.

Finalmente, es importante destacar que, el uso de técnicas de descomposición provoca que el uso de procesamiento paralelo o distribuido⁹ sea muy conveniente. Así, la solución repetida de los diferentes subproblemas se puede efectuar en paralelo entre los diferentes procesadores disponibles [39] [40] [41]. En efecto, en este trabajo se implementa el procesamiento en paralelo. Lo anterior permite disponer de una herramienta tratable computacionalmente, capaz de entregar soluciones de buena calidad, en tiempos no prohibitivos.

⁷La sucesión de estas cotas inferiores es monótona creciente, dado que en cada iteración el problema maestro relajado contiene un mayor número de restricciones.

⁸Esta técnica busca disminuir la dimensión del problema mediante la agrupación de unidades con características de operación similares [20].

⁹Las técnicas de descomposición son de uso matemático general y tienen sentido independientemente de la tecnología del(os) ordenador(es) utilizado(s) en su resolución. Sin embargo, dada su naturaleza, resulta muy conveniente la utilización de cálculo en paralelo (un ordenador con múltiples CPU débil o fuertemente acopladas) o cálculo distribuido (múltiples ordenadores trabajando en colaboración) para reducir los tiempos de cálculo de manera sustancial [38].

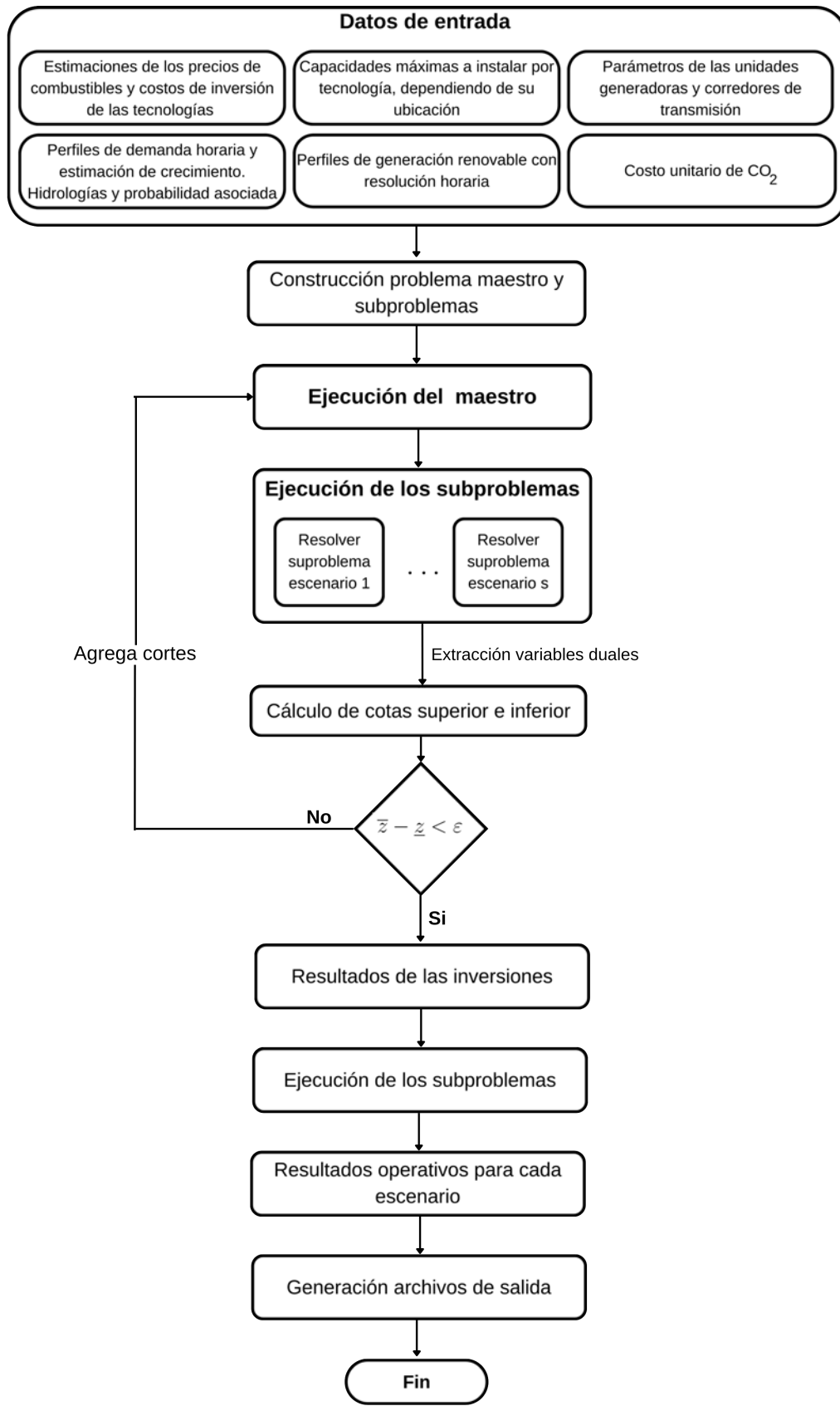


Figura 3.4: Diagrama de bloques de la resolución del problema utilizando descomposición de Benders.

Capítulo 4

Resultados y Análisis

En este capítulo se exponen y analizan los resultados derivados de la aplicación de la Metodología presentada en el Capítulo 3, con el fin de realizar la planificación del SEN al año 2050. En primer lugar, son descritos los casos de estudios. Posteriormente, se presentan los datos y perfiles de entrada, así como también la generación de escenarios. Finalmente, se exponen los resultados para el caso chileno y los análisis derivados de los mismos.

4.1. Casos de estudio

Este trabajo busca comprender la importancia del impuesto al carbono (*Carbon Tax*) en la planificación del SEN al año 2050. Para ello, se realiza una planificación de largo plazo, incorporando restricciones de corto plazo, para una amplia batería de escenarios de operación. Nótese que dentro de esta multiplicidad de escenarios son considerados escenarios de baja probabilidad pero de alto impacto.

El modelo es testeado para 9 casos de estudio. La confección de los casos de estudios se realiza mediante la combinación entre valores del impuesto al carbono y los costos de inversión de las tecnologías renovables.

- **Costos de inversión de las tecnologías renovables:** Se consideran 3 alternativas respecto a los costos asociados a la inversión¹.
 - **Caso Optimista:** Tecnologías renovables más atractivas. **Costos de inversión bajos** para las tecnologías renovables.
 - **Caso Referencial:** Costos de inversión de las tecnologías renovables en un nivel intermedio.
 - **Caso Pesimista:** Tecnologías renovables menos atractivas. **Costos de inversión altos** para las tecnologías renovables.

¹Los costos de inversión de las tecnologías fueron obtenidos del “Informe Preliminar Planificación Energética de Largo Plazo 2023-2027”, realizado por el Ministerio de Energía [42].

- **Impuesto a las emisiones:** Se consideran 3 valores para el costo unitario de CO_2 .

Impuesto Alto: $100 \frac{\$}{\text{tCO}_2}$ **Impuesto Medio:** $70 \frac{\$}{\text{tCO}_2}$ **Impuesto Bajo:** $35 \frac{\$}{\text{tCO}_2}$

Los 9 casos de estudio son presentados en la Tabla 4.1. Estos permiten analizar un panorama amplio respecto al efecto que tiene la consideración de los distintos valores del impuesto al carbono sobre el portafolio de inversiones resultante. En el marco de un modelo que incorpora restricciones propias del corto plazo y que además es testeado para una multiplicidad de escenarios de operación.

Tabla 4.1: Casos de estudio

Caso de estudio	Costo de inversión	Costo unitario de CO_2 $\left[\frac{\$}{\text{tCO}_2} \right]$
Caso 1	Optimista	35
Caso 2	Optimista	70
Caso 3	Optimista	100
Caso 4	Referencial	35
Caso 5	Referencial	70
Caso 6	Referencial	100
Caso 7	Pesimista	35
Caso 8	Pesimista	70
Caso 9	Pesimista	100

La elección de los valores respecto al costo unitario de CO_2 (*Carbon Tax*) no es antojadiza. Si bien, pueden parecer altos al compararlos con los $5 \frac{\$}{\text{tCO}_2}$ que establece la legislación actual [43], existe cierto consenso de que en el corto plazo el impuesto a las emisiones debe aumentar.

Por ejemplo, en 2017, el Ministerio de Desarrollo Social determinó que el precio social del CO_2 , estimado como el costo marginal de abatimiento, asciende a $32,5 \frac{\$}{\text{tCO}_2}$ [44]. En esa misma línea, en 2016, la OCDE² en cooperación con la CEPAL³, también recomendó incrementar la tasa impositiva sobre el CO_2 , de tal forma que refleje en mayor medida el costo social de las emisiones [45]. Apoyándose en lo anterior, en este trabajo se asume que el costo unitario de CO_2 (*Carbon Tax*) aumentará, de ahí los valores presentados para la confección de los casos de estudio.

Con el propósito de ampliar el espectro del análisis respecto a la relevancia de ciertas tecnologías y comprobar cómo luce el parque generador cuando se prohíbe la instalación de alguna(s) de ella(s), se realiza un análisis de sensibilidad adicional. Así, en adición a los 9 casos de estudio se agregan cuatro sensibilidades (S1, S2, S3 y S4). Las cuatro sensibilidades consideran como costo de inversión el costo de inversión referencial y un costo unitario de CO_2 de $100 \frac{\$}{\text{tCO}_2}$.

Las sensibilidades y su justificación son presentadas a continuación.

²OCDE: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos.

³CEPAL: Comisión Económica para América Latina y el Caribe.

- Sensibilidad 1 (S1):** Se prohíbe la instalación de centrales a base de diésel.
 El proceso de descarbonización es más amplio que el mero retiro de las centrales a carbón (como sucede actualmente en Chile). Por ello, resulta clave entender como responde el SEN ante el retiro de las centrales diésel. Esta sensibilidad busca identificar aquellas tecnologías llamadas a relevar la generación diésel.
- Sensibilidad 2 (S2):** Parque 100 % renovable. Se prohíbe la instalación de centrales a diésel y gas.
 Evidentemente, este es el caso más optimista si de reducción de emisiones se trata, no se permite generación fósil. Se busca responder, cómo luciría un parque 100 % renovable aplicado al SEN, sus costos y atributos.
- Sensibilidad 3 (S3):** Se prohíbe la instalación en baterías (BESS).
 En varias ocasiones se ha abordado la importancia que tienen las tecnologías de almacenamiento, y en especial las baterías, como tecnología habilitante para una adopción masiva de energías renovables variables. En ese sentido, resulta imperioso evaluar cómo se adaptaría el parque en ausencia de esta tecnología, y a la vez cuantificar los costos asociados a esta limitación.
- Sensibilidad 4 (S4):** La capacidad instalada de las tecnologías de gas y diésel es limitada a 5000 [MW] y 2700 [MW] respectivamente.
 Se busca responder si la capacidad instalada actual de diésel y gas es suficiente, para una operación segura y eficiente del SEN.

Los 9 casos de estudio y las 4 sensibilidades, se presentan en la Figura 4.1.

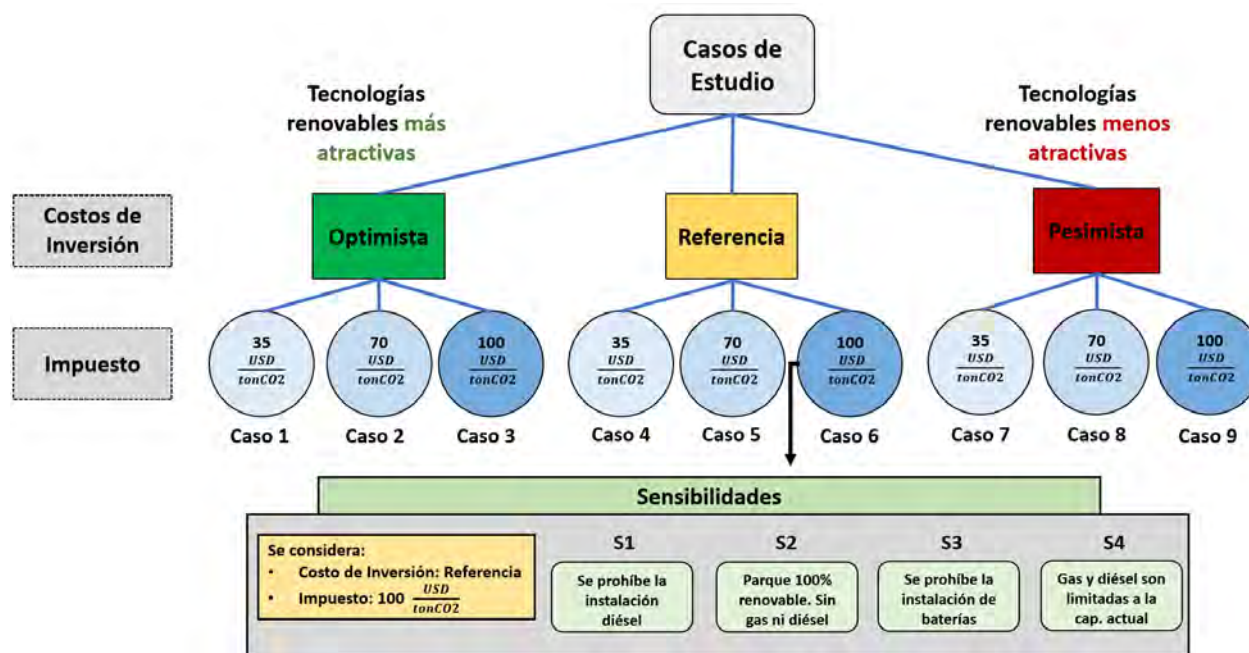


Figura 4.1: Casos de estudio y sensibilidades.

4.2. Datos de entrada

4.2.1. Costos de inversión

Los costos de inversión proyectados al año 2050 de las distintas tecnologías de generación y almacenamiento, fueron extraídos de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) realizada en 2021 por el Ministerio de Energía [42]. En este informe los costos de inversión se separan en 3 casos, a saber: caso optimista, referencial y pesimista⁴.

Los costos de inversión de las tecnologías fósiles son fijados a partir del caso referencial de la PELP. Los costos de inversión de las tecnologías renovables siguen la *data* proveniente de la entidad gubernamental. En consecuencia, el resumen de los costos de inversión considerados en este estudio se presentan en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2: Costos de inversión de las tecnologías de generación y almacenamiento

Tecnología	Costos de inversión [\$/kW]		
	Caso: Pesimista	Caso: Referencial	Caso: Optimista
Carbón	3000,0	3000,0	3000,0
Gas Natural	1150,0	1150,0	1150,0
Diésel	800,0	800,0	800,0
Geotermia	6 210,5	4 960,0	4 126,5
H. Embalse	4 697,5	3 796,6	3 479,6
H. Pasada	4 050,0	3 250,0	3000,0
CSP	4 035,0	3 350,4	2 665,9
Baterías (BESS)	1 176,9	932,8	653,0
H. Bombeo	2 497,0	1 823,0	1 605,0
Solar FV	611,0	513,4	415,7
Eólica	1 000,7	819,1	637,5

4.2.2. Topología de red utilizada

Con el propósito de caracterizar de mejor manera el SEN e incorporar en este estudio la heterogeneidad de los recursos renovables y la demanda, se implementa una modelación multinodal, siguiendo lo dispuesto en [46]. La Figura 4.2 muestra (en rojo) la zonificación del SEN en 4 nodos utilizada en este estudio.

Es preciso señalar que, este estudio no abarca el territorio chileno en su totalidad. No son considerados el Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) ni el Sistema Eléctrico de Magallanes (SEM), los cuales poseen una capacidad instalada ínfima comparada al SEN⁵.

⁴Los nombres optimista, referencial y pesimista, hacen alusión a la disminución o aumento de los costos de inversión en tecnologías renovables, según se detalla en la sección 4.1

⁵A agosto de 2022, el SEN posee una capacidad instalada de 29 437,06[MW]. Mientras que, la capacidad instalada del SEA y del SEM es de 69,79 [MW] y 129,32 [MW], respectivamente [47].

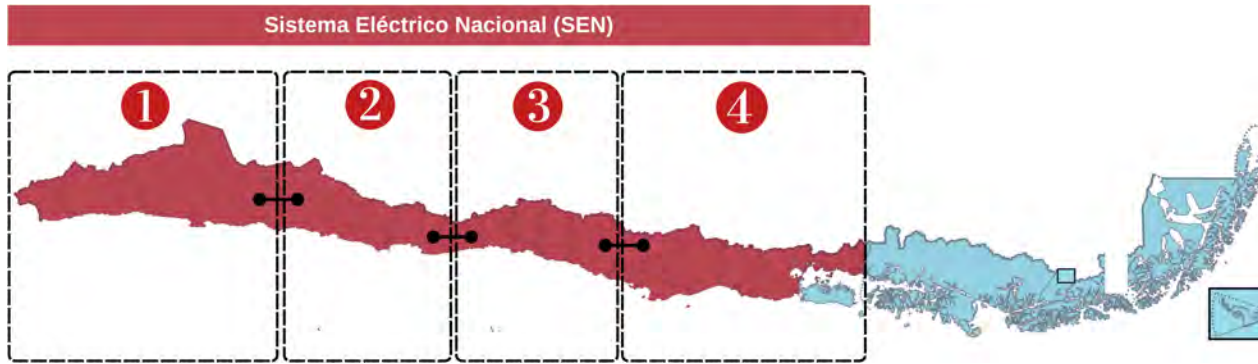


Figura 4.2: Zonificación del Sistema Eléctrico Nacional

4.2.3. Transmisión

Para representar la actual interconexión del SEN, la variable α_l^{Tx} es fijada en 1, es decir, se obliga a que las inversiones en transmisión sean realizadas. Esto conlleva a que la ecuación (3.12) no sea considerada. Adicionalmente, el parámetro \bar{F}_l se consideró como infinito, lo que se traduce en la inexistencia de restricciones a la inversión en capacidad de los corredores. Los parámetros que permiten caracterizar los corredores de transmisión se presentan en la Tabla 4.3 y corresponden a los utilizados en [33].

Tabla 4.3: Parámetros de los 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	855,54	63 814,36	855 535 008
2	2	3	363,6	27 120,92	363 600 000
3	3	4	628,00	46 842,00	628 000 000

4.2.4. Generación

Parámetros de los generadores y sistemas de almacenamiento

Como bien se describe en el Capítulo 3, la técnica de *predespacho agrupado* es utilizada para reducir la dimensión del problema mediante la clusterización de unidades con características de operación similares. En ese contexto, los parámetros de operación de la “central representativa” del clúster de cada una de las tecnologías son presentados en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4: Parámetros de operación de los generadores según tecnología

Tecnología	\underline{P}_g [MW]	\overline{P}_g [MW]	C_g^{Op} [$\frac{\$}{MWh}$]	C_g^{On} [\$]	C_g^{Off} [\$]	$f_g^{CO_2}$ [$\frac{tCO_2}{MWh}$]	Vida útil [año]
Carbón	100	200	45,54	43 226	0	0,949	35
Gas Natural	75	250	80,73	20 895	0	0,436	25
Diésel	10	100	200,00	14 577	0	0,779	25
Geotermia	40	100	0	0	0	0	40
H. Embalse	60	500	0	0	0	0	45
H. Pasada	4	75	0	0	0	0	45
CSP	30	110	0	0	0	0	25
Baterías (BESS)	-50	50	0	0	0	0	10
H. Bombeo	-300	300	0	0	0	0	30
Solar FV	0	100	0	-	-	0	25
Eólica	0	100	0	-	-	0	20

(a) Potencias máximas y mínimas, costo de operación, costos de encendido, costo de apagado, factor de emisiones y vida útil.

Tecnología	ρ_g^{Up} [$\frac{MW}{h}$]	ρ_g^{Dw} [$\frac{MW}{h}$]	ρ_g^{St} [$\frac{MW}{h}$]	t_g^{on} [h]	t_g^{off} [h]
Carbón	150	150	100	36	54
Gas Natural	175	175	75	5	3
Diésel	90	90	10	1	1
Geotermia	60	60	40	-	-
H. Embalse	440	440	500	-	-
H. Pasada	71	71	75	-	-
CSP	80	80	30	-	-
Baterías (BESS)	100	100	50	-	-
H. Bombeo	600	600	300	-	-

(b) Rampas de generación y tiempos mínimos de encendido y apagado

Tecnología	\underline{E}_g [p.u]	\overline{E}_g [h]	η_g^G [p.u]	η_g^C [p.u]	η_g^D [p.u]	η_g^S [p.u]
CSP	0	14	0,38	1	0,9	0,98
Baterías (BESS)	0	4	-	1	0,9	1
H. Bombeo	0	18	-	1	0,7	1

(c) Energía máxima, energía mínima y eficiencias varias de las tecnologías de almacenamiento

Restricciones a la inversión en generación

Con el propósito de adecuar el modelo a la realidad del SEN, se realizan las siguientes restricciones a la inversión en generación:

- Se prohíbe la instalación de nuevas centrales a carbón
- Se prohíbe la instalación de nuevas centrales hidráulicas de pasada
- Se prohíbe la instalación de nuevas centrales hidráulicas de embalse

La prohibición al carbón se realiza para alinear el modelo con los compromisos adoptados por Gobierno de Chile [48], respecto al retiro de las centrales a carbón. Por su parte, la prohibición respecto a las centrales hidráulicas, se realiza en consideración de la megasequía⁶ que afecta a nuestro país [49], y por la dificultad de su instalación, producto de los conflictos sociales y ambientales inherentes a este tipo de centrales [14].

Capacidad instalada previa

En este estudio no se considera la existencia de centrales generadoras o sistemas de almacenamiento de manera previa, a excepción de las centrales hidráulicas de pasada y embalse⁷, las cuales poseen una capacidad instalada previa. Sin embargo, la instalación de nuevas centrales hidráulicas se restringe. La Tabla 4.5 presenta la capacidad instalada previa de cada una de las tecnologías.

Tabla 4.5: Capacidad instalada previa

Tecnología	Capacidad previa según nodo [MW]				TOTAL [MW]
	1	2	3	4	
Carbón	0	0	0	0	0
Gas Natural	0	0	0	0	0
Diésel	0	0	0	0	0
Geotermia	0	0	0	0	0
H. Embalse	0	0	1 500	2 000	3 500
H. Pasada	0	0	1 425	1 350	2 775
CSP	0	0	0	0	0
Baterías (BESS)	0	0	0	0	0
H. Bombeo	0	0	0	0	0
Solar FV	0	0	0	0	0
Eólica	0	0	0	0	0

Potencial de instalación según tecnología

La Tabla 4.6 recoge las limitaciones derivadas del potencial renovable en cada nodo, a partir de lo presentado en [51].

⁶Chile vive la sequía más larga que ha afectado al país en los últimos 60 años [49]. El año 2021 el 53% de las comunas del país fueron declaradas zonas de escasez hídrica [50].

⁷Las capacidades instaladas previas de las tecnologías hidráulicas corresponden a la capacidad instalada de este tipo de tecnología al año 2022.

Tabla 4.6: Potencial disponible de instalación por tecnología

Tecnología	Potencial según nodo [MW]				TOTAL [MW]
	1	2	3	4	
Carbón	0	0	0	0	0
Gas Natural	∞	∞	∞	∞	∞
Diésel	∞	∞	∞	∞	∞
Geotermia	1 500	0	300	200	2 000
H. Embalse	0	0	1 500	2 000	3 500
H. Pasada	0	0	1 425	1 350	2 775
CSP	517 550	34 760	0	0	552 310
Baterías (BESS)	∞	∞	∞	∞	∞
H. Bombeo	∞	∞	600	0	∞
Solar FV	981 800	286 900	0	0	1 268 700
Eólica	3 300	15 900	500	24 700	44 400

4.2.5. Perfiles de entrada

Para caracterizar la incertidumbre en la operación, y con ello incorporar la variabilidad inherente a las tecnologías de generación variable, se utilizaron múltiples perfiles con resolución horaria, tanto para la caracterización de la demanda como de la disponibilidad de los recursos renovables. A cada uno de los 4 nodos se asocia un perfil de demanda y de disponibilidad de los recursos renovables, para las 52 semanas del año.

- **Perfiles de demanda:**

Para la creación de los perfiles de demanda del año 2050, se proyectó linealmente la curva de demanda anual del SEN correspondiente al año 2019, considerando los datos del estudio de previsión de demanda desarrollado por la Comisión Nacional de Energía [52]. La proyección concluye que al año 2050 la demanda total anual por electricidad en Chile será de 150,9 [TWh], con una demanda peak de 21 140 [MWh]. La Figura 4.3 muestra la demanda proyectada por nodo⁸ para las 52 semanas de *data* considerada.

- **Perfiles de disponibilidad del recurso solar:**

La Figura 4.4 presenta los perfiles de disponibilidad del recurso solar por nodo. Estos son determinados basándose en los datos radiación proporcionados por el Explorador Solar [53].

- **Perfiles de disponibilidad del recurso eólico:**

Los perfiles de disponibilidad del recurso eólico por nodo, presentados en la Figura 4.5, se determinan basándose en los datos proporcionados por el Explorador Eólico [54]. Se puede observar que la variabilidad del recurso eólico queda bien representada.

⁸Nótese la demanda significativamente mayor en el nodo 3, este nodo incluye a la Región Metropolitana, el centro de carga del SEN.

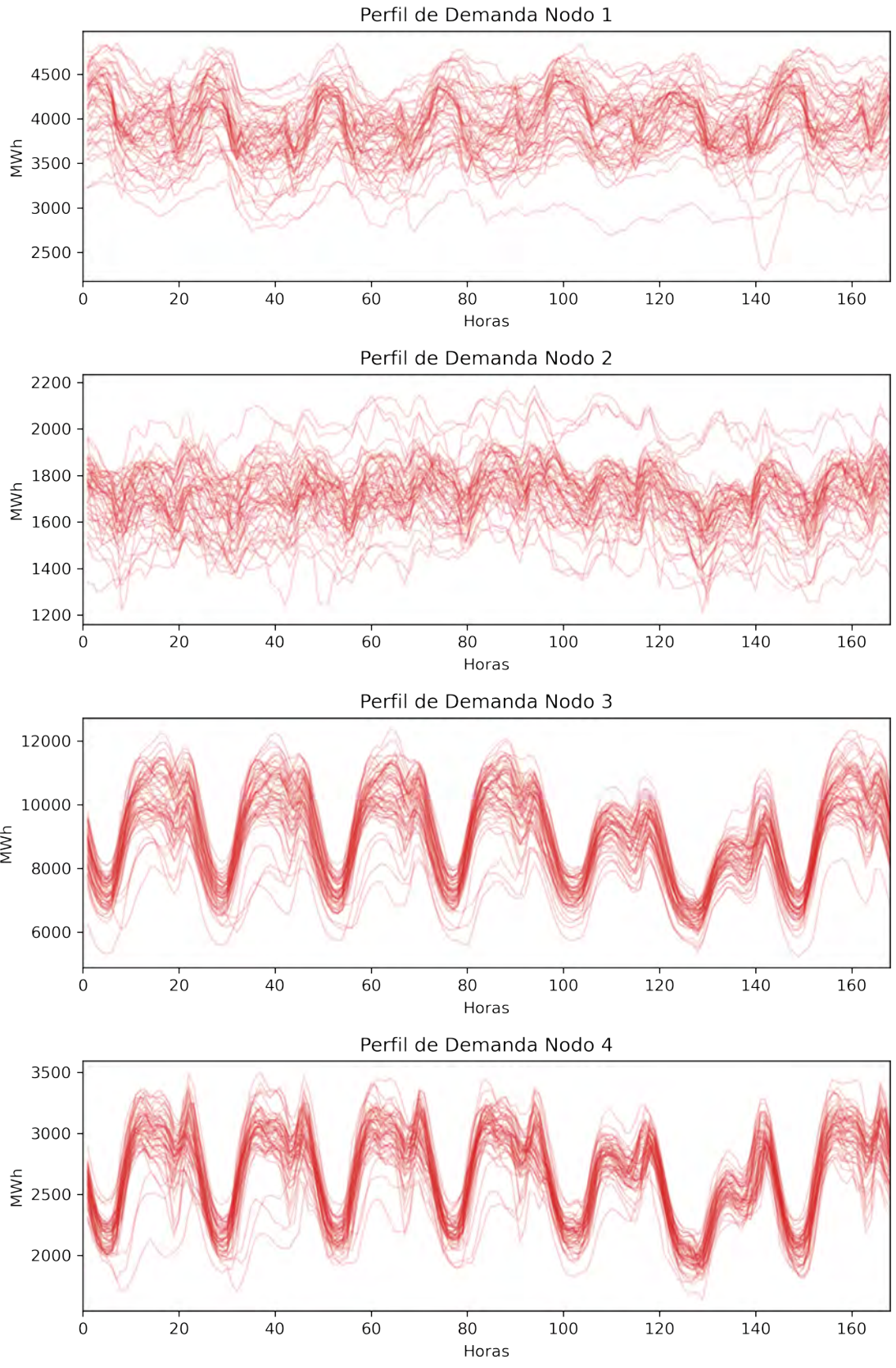


Figura 4.3: Perfiles de demanda

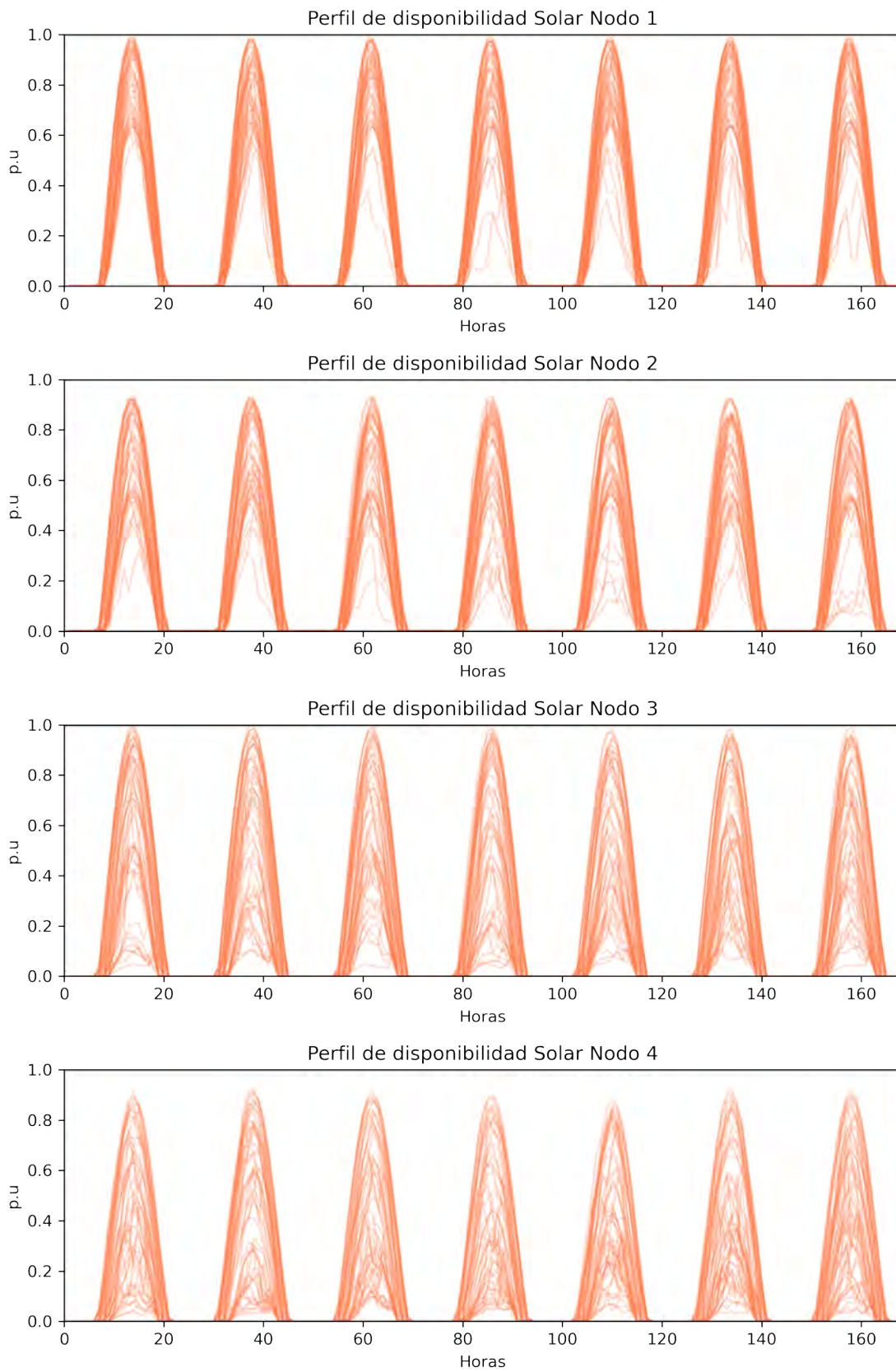


Figura 4.4: Perfiles de disponibilidad del recurso solar.

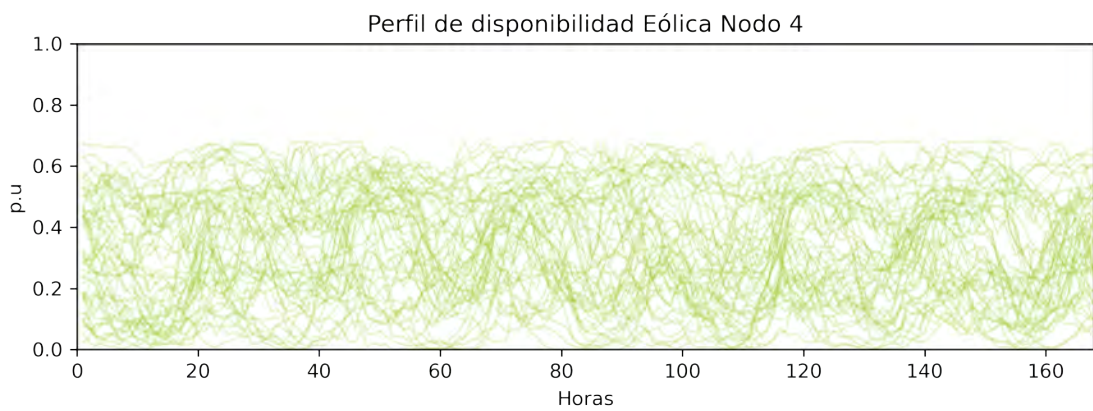
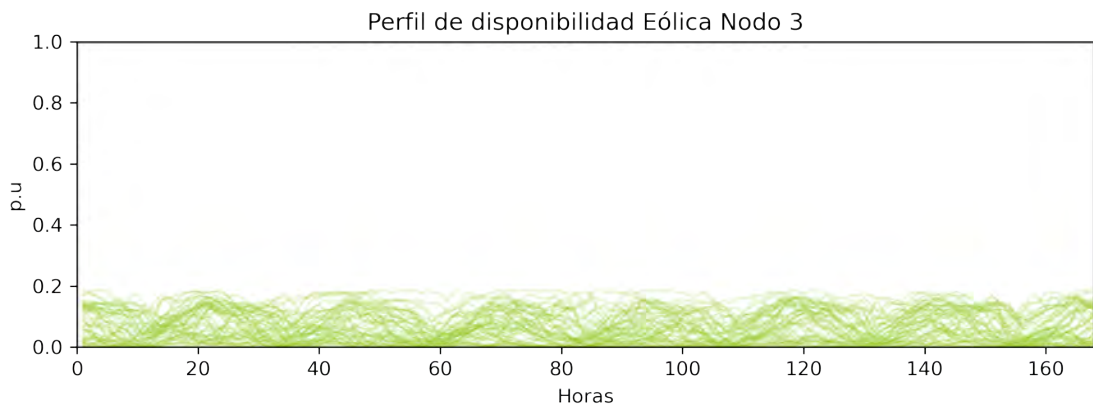
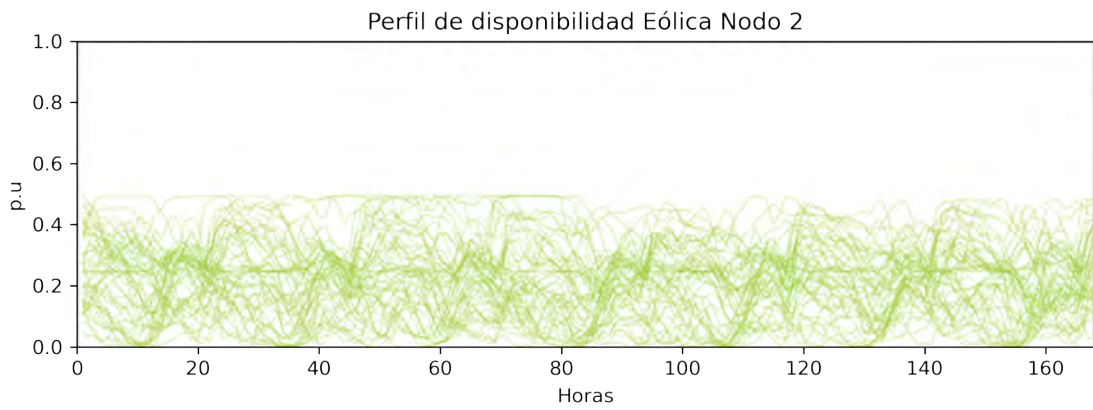
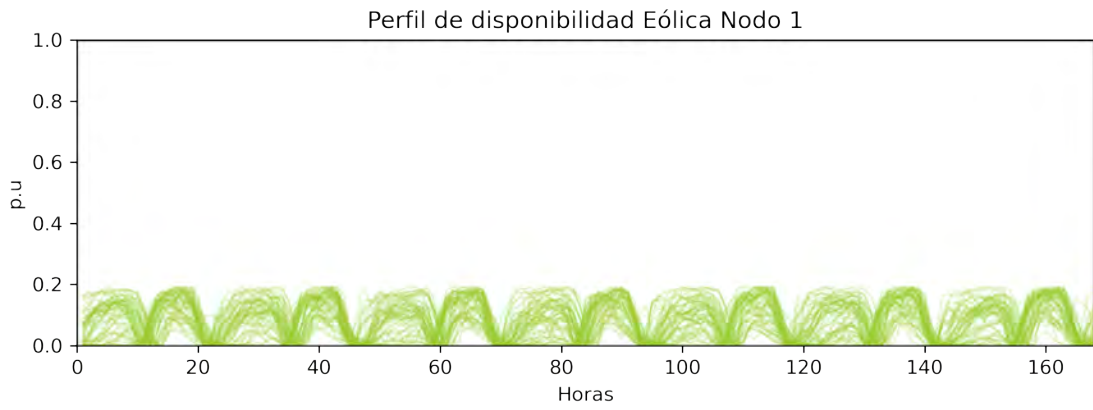


Figura 4.5: Perfiles de disponibilidad del recurso eólico.

4.2.6. Hidrologías

Siguiendo lo dispuesto en [55], utilizando datos reales proporcionados por el operador del sistema, se produjeron 10 escenarios hidrológicos que representan el rango de entradas observadas durante los últimos 50 años. A partir de estos escenarios hidrológicos se obtuvieron los perfiles de disponibilidad de las centrales de pasada y los factores de capacidad de embalse semanales, los cuales se presentan a continuación.

Las hidrologías o escenarios hidrológicos se presentan de forma creciente en los niveles de humedad. H1 corresponde a la hidrología más seca, y H10 a la más húmeda.

Factores de capacidad de embalse

Las centrales de embalse son modeladas por energía, para ello, es utilizado el término $f_{z,s}^{Cap}$, que corresponde al factor de capacidad de la central de embalse en el nodo z para el escenario s . A partir de los datos utilizados en [55], presentados en la Tabla 4.7, se obtiene el factor de capacidad de embalse dependiente de la hidrología, con su respectiva probabilidad asociada.

Tabla 4.7: Hidrologías y factores de capacidad de embalse promedio.

Hidrología	Probabilidad [p.u]	Factor de capacidad de embalse promedio [p.u]
<i>H1</i>	0,05	0,16
<i>H2</i>	0,06	0,24
<i>H3</i>	0,13	0,30
<i>H4</i>	0,17	0,34
<i>H5</i>	0,13	0,41
<i>H6</i>	0,11	0,46
<i>H7</i>	0,17	0,52
<i>H8</i>	0,08	0,57
<i>H9</i>	0,04	0,63
<i>H10</i>	0,06	0,71

Cabe mencionar que los factores de capacidad de embalse proporcionados por [55] (véase Tabla 4.7) corresponden a un promedio anual del SEN para una modelación uninodal del SEN, por tanto, su aplicación al modelo aquí presentado requirió de un cálculo adicional, a fin de recoger la variabilidad espacial y estacional.

En efecto, para realizar el desglose por nodo para cada una de las 52 semanas de las 10 hidrologías consideradas, se utilizaron los datos presentados en [33]. Así, los diferentes factores de capacidad de embalse para los nodos 3 y 4, son presentados en las Figuras 4.6 y 4.7, respectivamente.

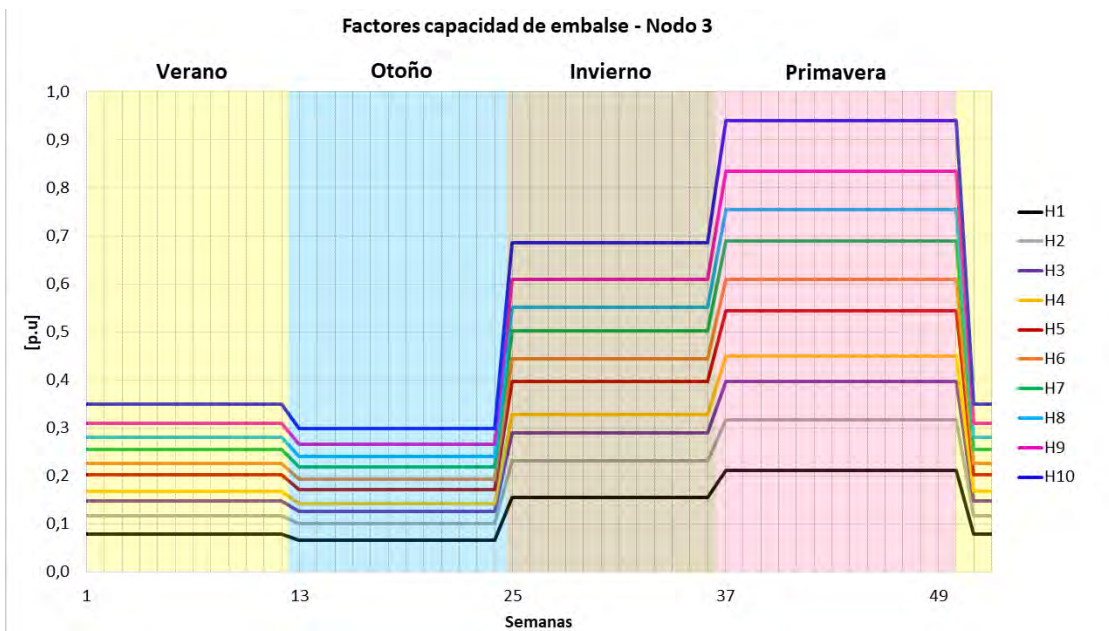


Figura 4.6: Factor de capacidad de embalse en el nodo 3, según hidrología.

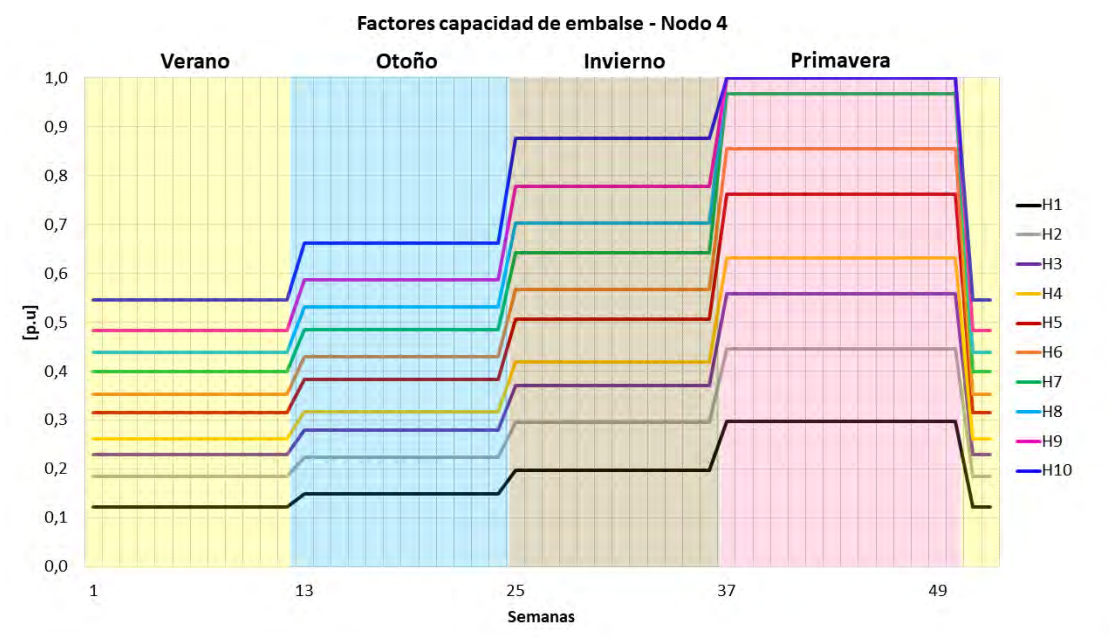


Figura 4.7: Factor de capacidad de embalse en el nodo 4, según hidrología.

Perfiles de disponibilidad para hidráulica de pasada

A partir de lo presentado en [55], se obtuvieron 52 perfiles asociados a las centrales de pasada, para cada una de las 10 hidrologías (520 perfiles semanales en total).

Adicionalmente, se utilizaron los datos presentados en [33] para migrar de la modelación uninodal presentada en [55] a una modelación multinodal. Los perfiles de disponibilidad de las centrales de pasada para los nodos 3 y 4 (únicos nodos con centrales hidráulicas consideradas en este estudio), son presentados en las Figuras 4.8 y 4.9.

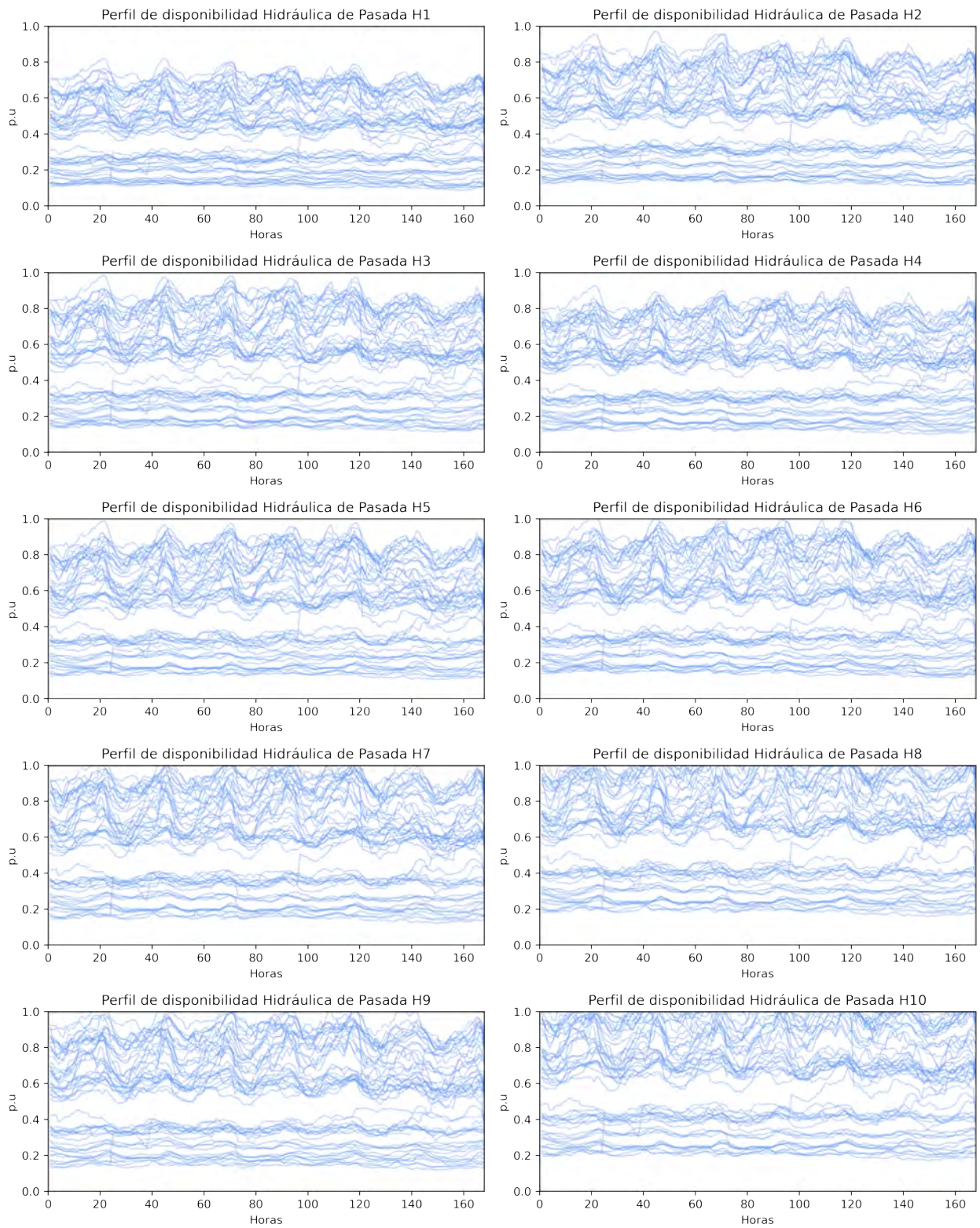


Figura 4.8: Perfiles de disponibilidad del recurso para H. de pasada en el nodo 3.

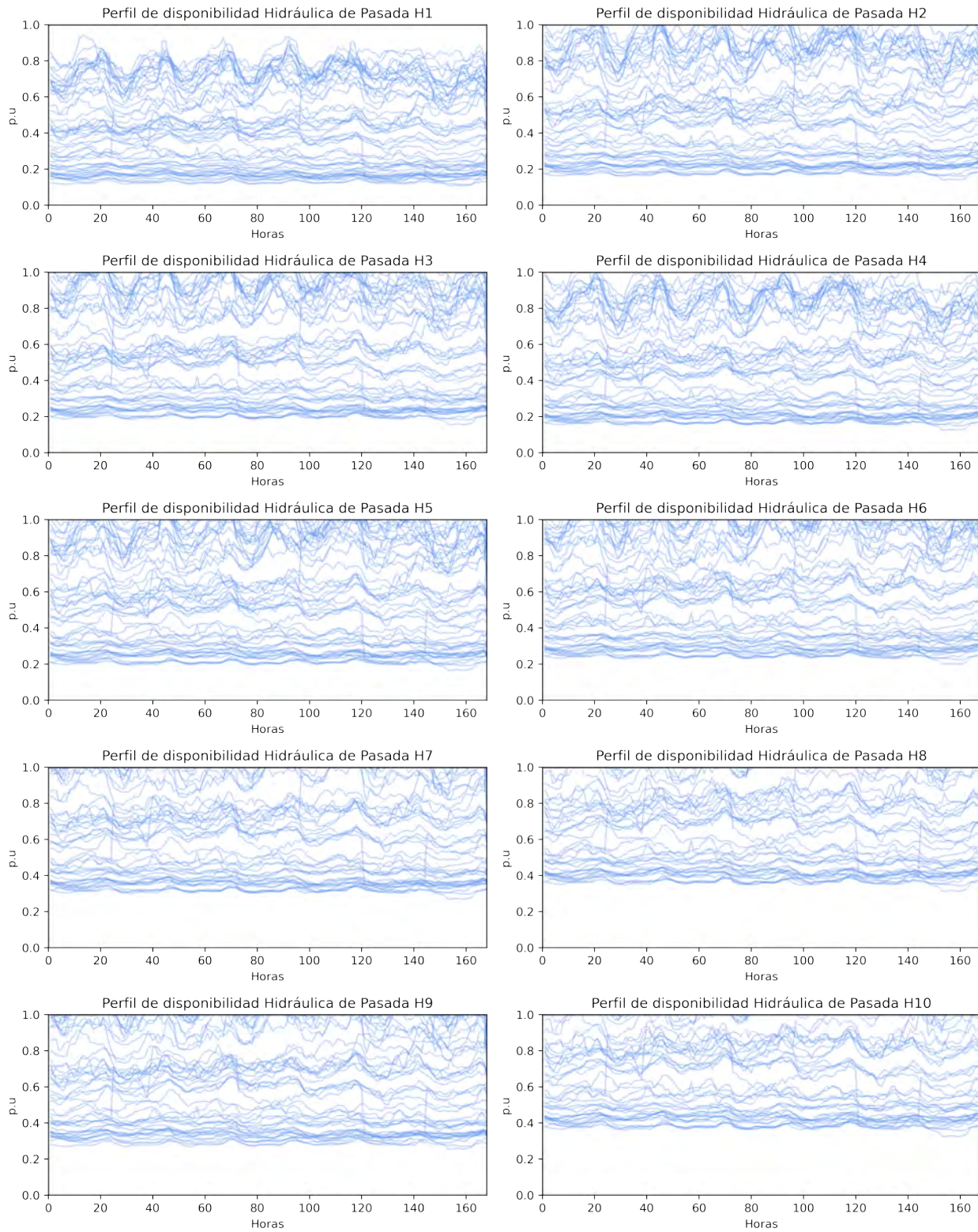


Figura 4.9: Perfiles de disponibilidad del recurso para H. de pasada en el nodo 4.

4.2.7. Generación de escenarios de operación

A partir de los 52 perfiles de disponibilidad semanales de las distintas tecnologías detallados anteriormente, en conjunto con las 10 hidrologías consideradas, se realiza la generación de escenarios de operación (semanas representativas). Siguiendo la ecuación (3.1), se obtienen 520 escenarios.

Vale la pena destacar que, la solución obtenida para cada uno de los 9 casos de estudio, y las 4 sensibilidades, considera e incorpora los 520 escenarios aquí descritos. Finalmente, el árbol con los 520 escenarios que caracteriza la incertidumbre en la operación, se presenta en la Figura 4.10.

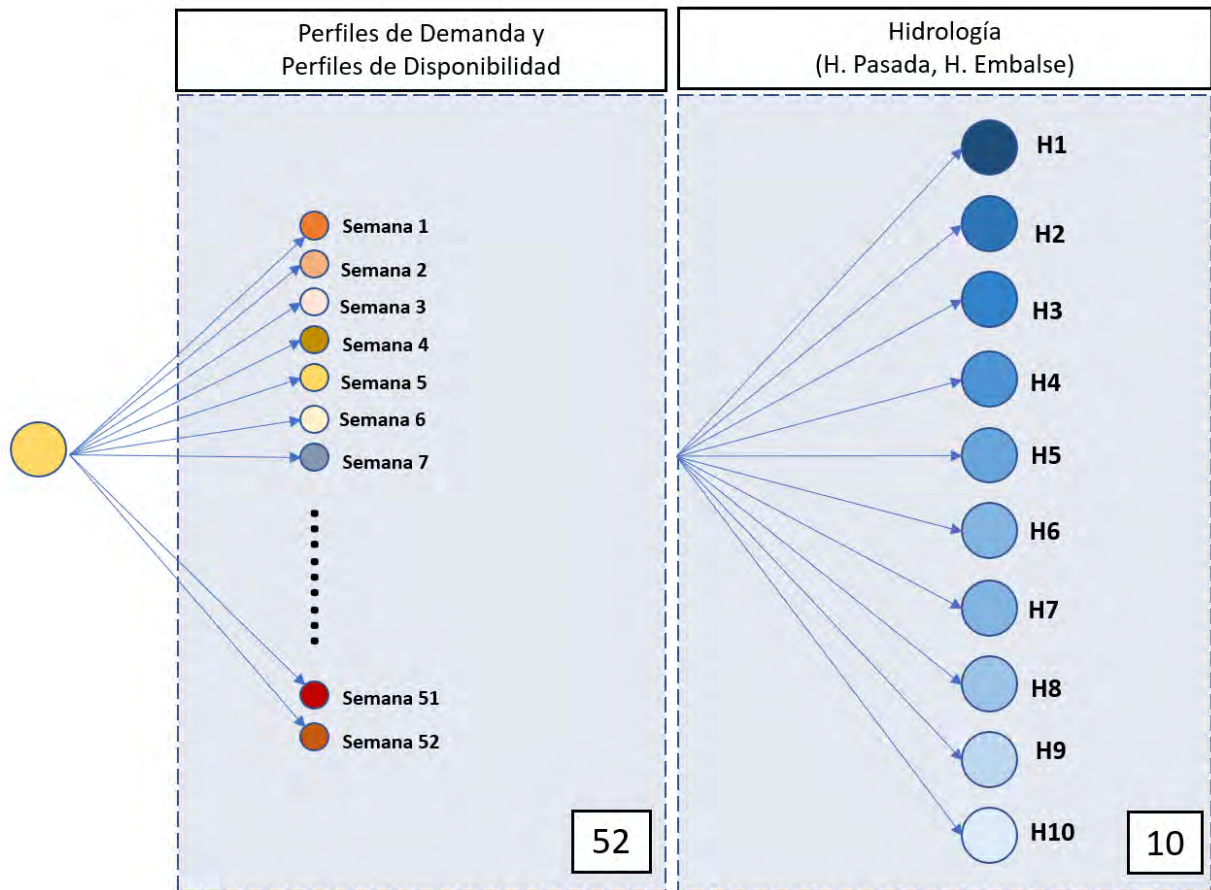


Figura 4.10: Árbol de escenarios considerado.

4.2.8. Otros parámetros

Parámetros globales

La Tabla 4.8 presenta los parámetros globales utilizados en este estudio. Estos parámetros son comunes a los distintos escenarios considerados.

Tabla 4.8: Parámetros globales

Variable	Valor	Unidad
V_{oLL}	10000	\$/MWh
f^{Geo}	0,8	p.u
λ	0,00002	%
SM	3	-
t^{PFC}	0,25	h
t^{SFC}	0,75	h
σ^{Dem}	3	%
σ^{Sol}	3	%
σ^{Win}	5	%

4.3. Resultados y discusión

En la presente sección se presentan los resultados obtenidos de la planificación del SEN al año 2050, para los 9 casos de estudio y las 4 sensibilidades descritas anteriormente.

4.3.1. Capacidades instaladas en generación y almacenamiento

La Tabla 4.9 presenta el portafolio de inversiones en cada una de las tecnologías de generación y sistemas de almacenamiento. Estos resultados se presentan en la Figura 4.11.

Tabla 4.9: Capacidad instalada en generación y almacenamiento

Tecnología	Capacidad instalada [MW]								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Carbón	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gas Natural	4 678	5 021	4 533	6 285	5 005	5 317	6692	6 309	6005
Diésel	2 259	2 333	2 335	1 888	2 555	2 054	2 497	2 412	2 516
Geotermia	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	1 800	2 000	2000
H. Embalse	3 500	3 500	3 500	3 500	3 500	3500	3 500	3 500	3500
H. Pasada	2 775	2 775	2 775	2 775	2 775	2 775	2 775	2 775	2 775
Solar CSP	74	342	137	27	65	58	8	12	47
Baterías (BESS)	5 165	4 212	4 635	3 500	3 693	3 907	3 911	4 299	4 101
H. Bombeo	1 015	1 005	1 392	988	1 507	1 542	188	125	27
Solar FV	20 494	16 506	19 302	15 231	18 880	18 186	14 487	15 649	14 244
Eólica	33 689	37 136	36 434	32 472	32 605	33 993	30 145	30 188	34 196
Total	75 649	75 830	77 043	68 667	72 586	73 332	66 002	67 260	69 410

(a) Capacidad instalada en generación y almacenamiento (casos de estudio)

Tecnología	Capacidad instalada [MW]			
	S1	S2	S3	S4
Carbón		0	0	0
Gas Natural		7119	0	5 275
Diésel		0	0	2569
Geotermia		2 000	2 000	2 000
H. Embalse		3 500	3 500	3 500
H. Pasada		2 775	2 775	2 775
Solar CSP		90	8	3
Baterías (BESS)		4 297	8 686	0
H. Bombeo		1 229	8714	4 127
Solar FV		17 746	55 606	16 841
Eólica		34 250	40 600	36 1420
Total		73 006	121 888	73 233

(b) Capacidad instalada en generación y almacenamiento (sensibilidades)

De manera gráfica, el portafolio de inversiones realizadas en tecnologías de generación y almacenamiento es presentado en la Figura 4.11. A primera vista se observa la gran presencia de las tecnologías solar fotovoltaica y eólica. Es más, en todos los casos de estudio, las tecnologías solar fotovoltaica y eólica son las tecnologías con mayor presencia en la matriz.

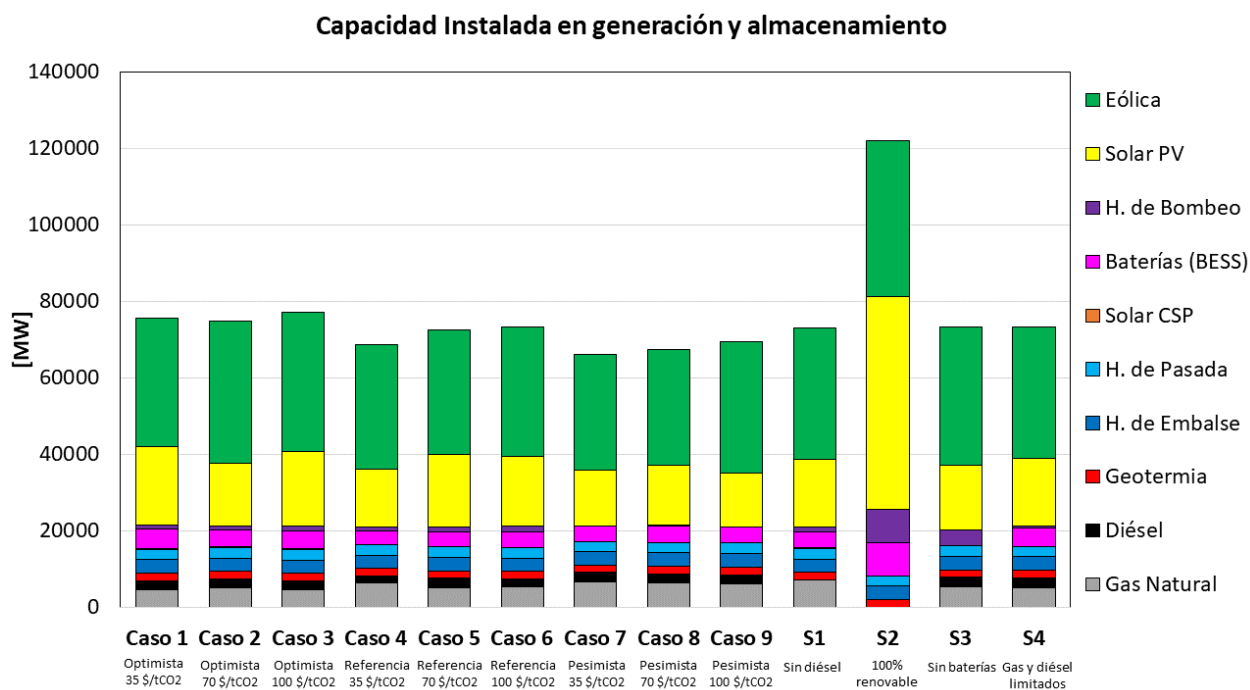


Figura 4.11: Capacidad instalada en generación y almacenamiento.

Un mayor impuesto al carbono favorece un parque más renovable. El impuesto al carbono afecta la señal de inversión en el largo plazo. La consideración del impuesto dentro del costo variable incentiva la inversión en tecnologías renovables más baratas en la operación. El portafolio con mayor presencia de tecnologías renovables (91,09 %) corresponde al Caso 3, caso en que los costos de inversión de las tecnologías renovables son menores y el impuesto al carbono es el más alto. En contraste, el portafolio con mayor presencia fósil (13,92 %) se obtiene en el Caso 7, cuando los costos de inversión de las tecnologías renovables son altos y el impuesto es el más bajo.

La exigencia de un parque 100 % renovable implica mayores inversiones en capacidad instalada. Al comparar⁹ S2 respecto al Caso 6, se observa un aumento del 66,3 % de la capacidad instalada total. Por otra parte, **un parque 100 % renovable requiere de la complementariedad de la tecnología solar fotovoltaica con tecnologías de almacenamiento.** En S2 se obtienen las mayores inversiones en tecnología solar fotovoltaica, baterías (BESS) e hidráulica de bombeo.

Las tecnologías de almacenamiento son habilitantes para un parque cada vez más renovable. En todos los casos de estudio y sensibilidades, las baterías (BESS) tienen

⁹Se compara S2 con el Caso 6, pues, en ambos casos el impuesto y los costos de inversión son idénticos. La diferencia radica en que, en S2 se prohíbe la instalación de cualquier central contaminante.

una participación fundamental. Esta participación en ningún caso es menor al 5% respecto a la capacidad instalada. Adicionalmente, resulta interesante destacar que, cuando se prohíbe la instalación en baterías (S3), la capacidad faltante es cubierta por la tecnología hidráulica de bombeo, otra tecnología de almacenamiento. En resumen, los sistemas de almacenamiento juegan un rol fundamental en cada uno de los casos de estudio, aportando flexibilidad al sistema y permitiendo la entrada de generación variable.

4.3.2. Energía generada según tecnología

Para comprobar el efecto del impuesto al carbono sobre la generación fósil, se presenta la Figura 4.12. Esta muestra la participación que tiene cada una de las tecnologías en la generación total, para los distintos casos de estudio y sensibilidades.

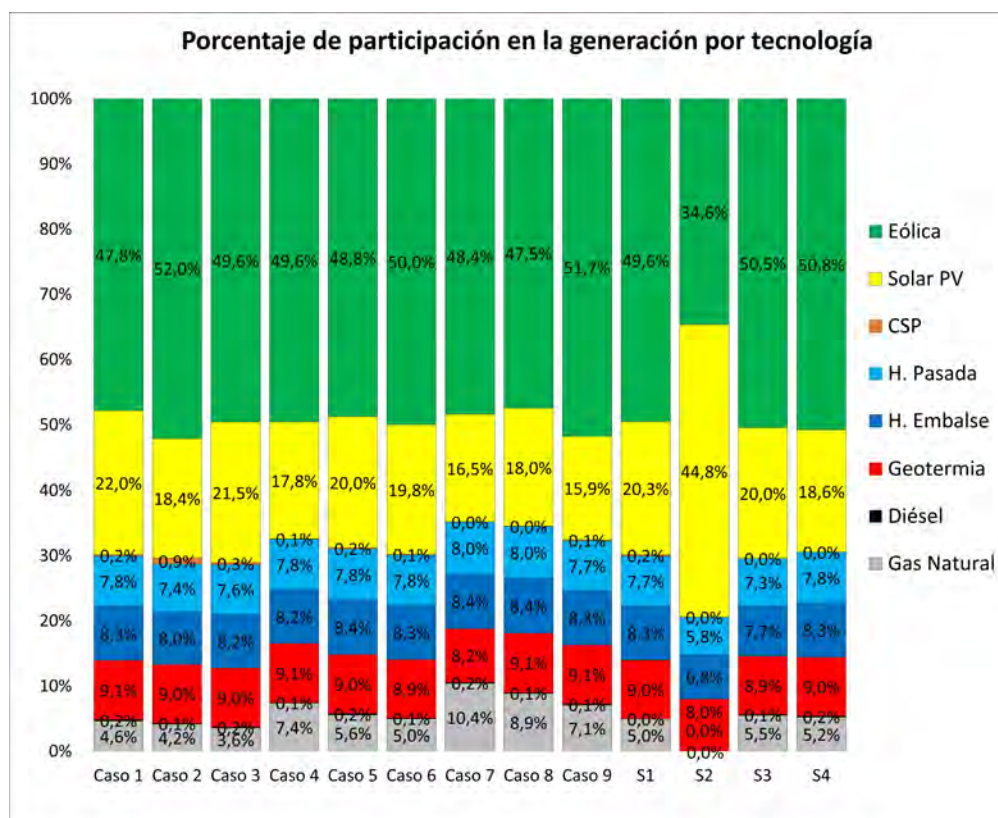


Figura 4.12: Porcentaje de participación en la generación por tecnología.

De la Figura 4.12 destaca el gran porcentaje alcanzado por las tecnologías eólica y solar fotovoltaica. De igual forma, resulta interesante notar la fuerte presencia que tiene la tecnología geotérmica como central de base. En todos los casos, la generación geotérmica es cercana al 9% de la generación total.

En todos los casos, un mayor impuesto se traduce en una menor generación fósil (diésel y gas natural). La Figura 4.12 muestra que, en el Caso 3, las tecnologías contaminantes alcanzan su menor nivel de participación en la generación (un 3,7% de la generación total). Mientras que, la mayor participación se obtiene en el Caso 7 (alcanzando

un 10,6 % de la generación total). Lo anterior es sumamente relevante, pues evidencia que, un aumento del impuesto al carbono se traduce efectivamente en una generación más limpia. En ese contexto, conviene recordar que en este estudio, a diferencia del esquema utilizado actualmente en Chile, el impuesto al carbono es incorporado como un costo variable de las unidades generadoras.

Un aumento del impuesto desde $35 \frac{\$}{tCO_2}$ a un impuesto de $100 \frac{\$}{tCO_2}$, en el caso optimista, produce que la participación de la generación fósil disminuya desde un 4,84 % a un 3,72 % (lo que significa una reducción del 23,18 %). El mismo aumento del impuesto, en el caso pesimista, provoca que la participación de la generación fósil disminuya desde un 10,56 % a un 7,23 % (es decir, una reducción del 31,53 %). Finalmente, el aumento del impuesto, en el caso referencial, provoca que la participación de la generación fósil disminuya desde un 7,48 % a un 5,09 % (una reducción del 31,92 %).

4.3.3. Capacidad instalada de corredores de transmisión

La Tabla 4.10 muestra los resultados de la capacidad instalada en los diferentes corredores de transmisión.

Tabla 4.10: Capacidad instalada de corredores de transmisión

Tecnología	Capacidad Instalada en corredores [MW]								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Corredor 1	1 623	2 071	1 927	2 140	2 113	2 288	2 251	2 262	2 461
Corredor 2	8 030	7 736	8 197	6 847	7 123	7 407	6 080	6 816	6 416
Corredor 3	8 085	8 498	8 191	9 500	8 942	8 741	9 405	9 399	9 386
Total	17 738	18 305	18 314	18 486	18 178	18 436	17 736	18 477	18 263

(a) Capacidad instalada de corredores de transmisión (casos de estudio)

Tecnología	Capacidad instalada en corredores [MW]			
	S1	S2	S3	S4
Corredor 1		1 988	880	2 353
Corredor 2		8 553	14 558	7 835
Corredor 3		9 134	8 535	8 501
Total		19 675	23 973	18 689

(b) Capacidad instalada de corredores de transmisión (sensibilidades)

A partir de los resultados presentados en la Tabla 4.10, se desprende que, no existe un impacto notorio del impuesto al carbono sobre las capacidades instaladas de los corredores de transmisión. Sin embargo, las inversiones requeridas en transmisión son considerables.

Los corredores 2 y 3 requieren una mayor inversión. En dichos corredores se obtienen los valores más altos de capacidad instalada. Las inversiones en los corredores 2 y 3, se justifican por la necesidad de transportar la generación solar y eólica, proveniente de nodos ajenos al nodo que concentra la demanda (nodo 3).

Para alcanzar un parque 100 % renovable se requieren grandes inversiones, no solo en generación sino también en transmisión. A partir de S2 (100 % renovable), se aprecia que, las inversiones en transmisión deben ser sustancialmente mayores que para el resto de los casos de estudio y sensibilidades. En S2, la capacidad instalada en transmisión es un 30 % mayor al Caso 6 (caso que comparte costos de inversión e impuesto). Este mayor costo se explica por el aumento (130 %) en la capacidad instalada del corredor 2, corredor clave para la absorción de la energía solar generada en el norte.

4.3.4. Costos

Los resultados económicos se presentan en la Tabla 4.11. La notación usada se detalla a continuación. Los resultados se exponen en la Figura 4.13.

- **Costos de inversión en generación (Costos Inv Gx):** Costos incurridos en la instalación de generación nueva¹⁰.
- **Costos de inversión en transmisión (Costos Inv Tx):** Corresponden a los costos debido a la instalación de los corredores de transmisión.
- **Costo de operación esperado (Costos Operación Esp):** Incluye los costos de operación, costos de no suministro (costo para el sistema de no abastecer demanda), y los costos asociados al encendido y apagado de las centrales generadoras.
- **Costo de emisiones CO₂ esperado (Costos Emisiones Esp):** Considera los costos asociados puramente a las emisiones de CO₂.

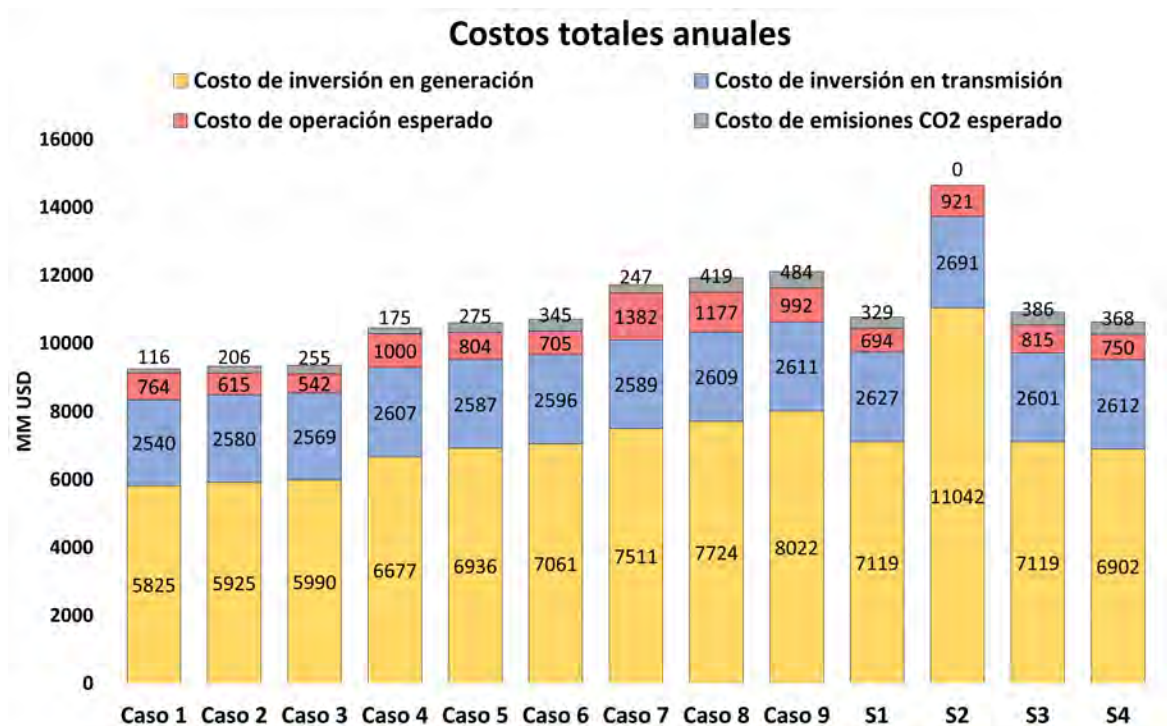


Figura 4.13: Costos totales anuales desagregados.

¹⁰No se consideran los costos asociados a la inversión en centrales hidráulicas preexistentes.

Tabla 4.11: Costos totales anuales desagregados

Costo	Costos totales anuales [MM \$]								
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8	Caso 9
Costos Inv Gx	5 825	5 925	5 990	6 677	6 936	7 061	7 511	7 724	8 022
Costos Inv Tx	2 540	2 580	2 569	2 607	2 587	2 696	2 589	2 609	2 611
Costos Operación Esp	764	615	542	1000	804	705	1 382	1 177	992
Costos Emisiones Esp	116	206	255	175	275	345	247	419	484
Total	9 245	9 326	9 356	10 459	10 602	10 708	11 729	11 930	12 109

(a) Costos totales anuales desagregados (casos de estudio)

Costo	Costos totales anuales [MM \$]			
	S1	S2	S3	S4
Costos Inv Gx	7 119	11 042	7 119	6 902
Costos Inv Tx	2 627	2 691	2 601	2 612
Costos Operación Esp	694	921	815	750
Costos Emisiones Esp	329	0	386	368
Total	10 769	14 653	10 921	10 632

(b) Costos totales anuales desagregados (sensibilidades)

Un aumento del impuesto al carbono encarece los costos totales del sistema, dicho encarecimiento dependerá de los costos de inversión considerados. Ya sea considerando costos de inversión bajos, medios o altos, al aumentar el impuesto al carbono, los costos totales del sistema también aumentan. El aumento en los costos totales (producto del aumento del impuesto), es mayor si se consideran costos de inversión altos.

En particular, si se considera un aumento del impuesto desde 35 a $100 \frac{\$}{tCO_2}$, para los diferentes costos de inversión, se tendrá lo siguiente:

- Aumentar el impuesto al carbono desde 35 a $100 \frac{\$}{tCO_2}$ en el caso optimista, provoca que los costos totales del sistema aumenten en un 1,1%.
- Aumentar el impuesto al carbono desde 35 a $100 \frac{\$}{tCO_2}$ en el caso referencial, provoca que los costos totales del sistema aumenten en un 2,38%.
- Aumentar el impuesto al carbono desde 35 a $100 \frac{\$}{tCO_2}$ en el caso pesimista, provoca que los costos totales del sistema aumenten en un 3,23%.

A medida que el impuesto aumenta, los costos asociados a la operación se reducen. Sin embargo, esta reducción no alcanza a compensar el aumento en los costos de inversión y los costos asociados a las emisiones, produciéndose un aumento en los costos totales del sistema.

Disponer de un parque 100 % renovable es más costoso. Al comparar los costos totales de S2 con el Caso 6, se observa un aumento del 35,83%. Lo anterior, se explica, ya que S2 (100 % renovable) resulta ser una situación difícil de abordar para el sistema, debido a la gran cantidad de generación intermitente y la inexistencia de centrales a diésel o gas que pueden prestar una respuesta rápida. Consecuencia de esto último es la gran cantidad de energía no suministrada esperada en S2 (92 GWh), siendo notablemente mayor al resto de los casos de estudio y sensibilidades. Concretamente, la energía no suministrada esperada es 23 veces mayor en S2, en comparación al Caso 6 (4 GWh).

Un sistema eléctrico sin diésel no es excesivamente más costoso, si se considera un impuesto alto. Nuevamente, si se compara el Caso 6 con S1, se tiene que, prescindir de la tecnología diésel le cuesta al sistema en términos globales un 0,56 % adicional. Un sistema sin diésel es factible y no sumamente costoso, en la medida que exista disponibilidad de gas y se complemente con alguna tecnología de almacenamiento. Cuando el diésel es retirado de la matriz, se producen mayores inversiones en gas natural (33 % adicional).

4.3.5. Emisiones de CO₂

La Tabla 4.3.5 muestra las emisiones de CO₂ anuales esperadas. Se advierte que, **mientras más alto es el impuesto aplicado, menores son las emisiones.** Este comportamiento se presenta gráficamente en la Figura 4.14.

Tabla 4.12: Emisiones de CO₂ anuales esperadas

Emisiones de CO ₂ anuales esperadas [MM tCO ₂]												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	S1	S2	S3	S4
3,32	2,94	2,55	5,00	3,93	3,45	7,04	5,99	4,84	3,29	0,00	3,86	3,68

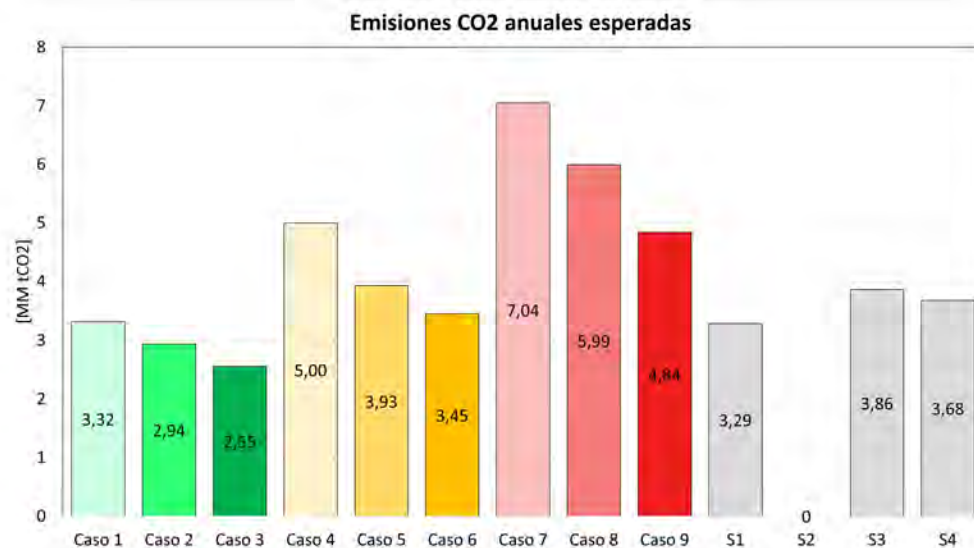


Figura 4.14: Emisiones de CO₂ anuales esperadas.

El impuesto al carbono cumple su propósito de disminuir las emisiones de CO₂. La Figura 4.14 muestra que, sin importar el costo de inversión considerado (optimista, referencial o pesimista), un aumento del impuesto al carbono se traduce en una reducción de emisiones. En concreto, aumentar el impuesto desde $35 \frac{\$}{tCO_2}$ a $100 \frac{\$}{tCO_2}$ reduce las emisiones entre un 23 % (caso optimista) y un 31 % (caso pesimista).

Con respecto a las sensibilidades, **prohibir la instalación de centrales a base de diésel (S1), se traduce en una reducción del 4,7 % de las emisiones esperadas anuales**, en comparación al Caso 6 (caso bajo las mismas condiciones de impuesto y costos de inversión referenciales de S1).

No invertir en baterías impide la reducción de emisiones de CO₂. La prohibición de la instalación de Baterías (BESS) provoca un aumento de 11,8 % en las emisiones esperadas anuales. Dado que la inflexibilidad del parque es suplida con generación fósil.

Limitar la instalación de las centrales de diésel y gas natural (S4), aumenta las emisiones esperadas en un 6,7 %. La prohibición de instalación de gas natural provoca no solo un aumento de la instalación en diésel, sino que también un incremento en la generación usando este tipo de tecnología. En efecto, la generación en diésel aumenta un 68,8 % entre el Caso 6 y S4. De ahí que las emisiones aumenten un 6,7 % entre el Caso 6 (optimista e impuesto alto) y S4 (optimista, impuesto alto, límite a gas y diésel). Cabe destacar en S4 se alcanza la máxima capacidad instalada respecto al diésel (2691 MW).

Emisiones de CO₂ según hidrología

Las Figuras 4.15, 4.16 y 4.17, presentan las emisiones semanales en función de las 10 hidrologías consideradas, para los casos 4,5 y 6 respectivamente. Cada círculo representa uno de los 520 escenarios considerados. El color asignado a los violines¹¹ en cada hidrología responde a su probabilidad (Tabla 4.7).

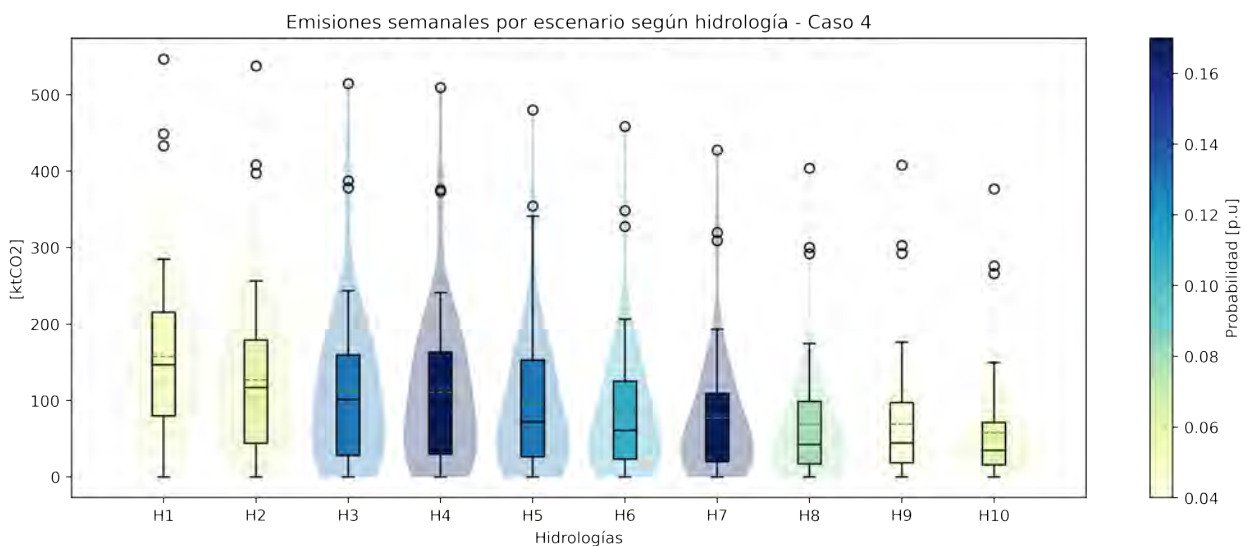


Figura 4.15: Emisiones semanales para distintas hidrologías - Caso 4.

¹¹El diagrama de violín muestra la distribución de los datos y su densidad de probabilidad.

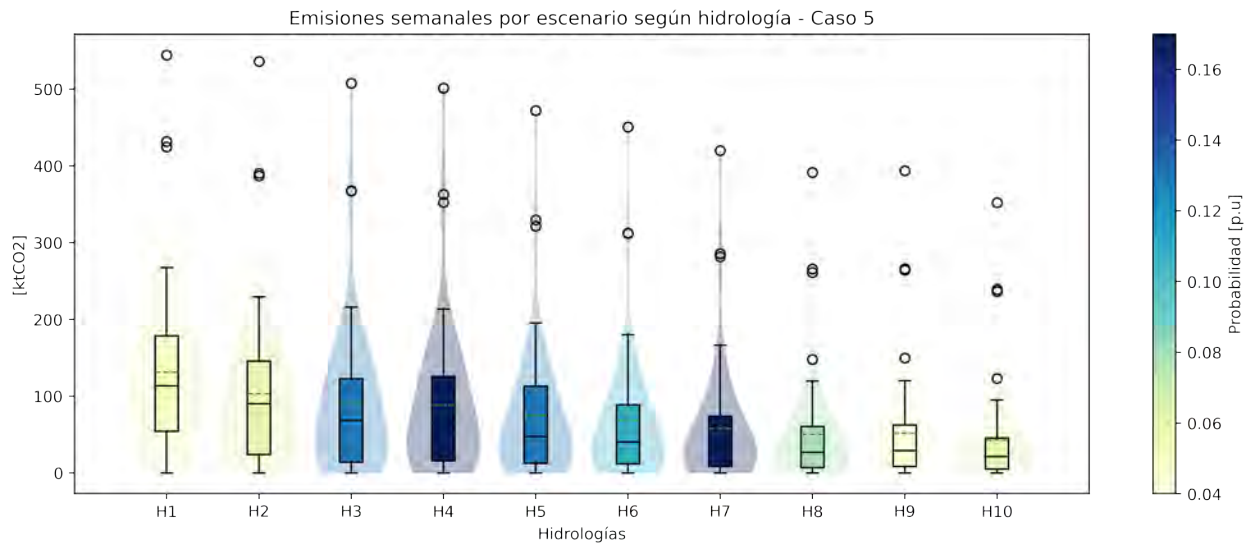


Figura 4.16: Emisiones semanales para distintas hidrologías - Caso 5.

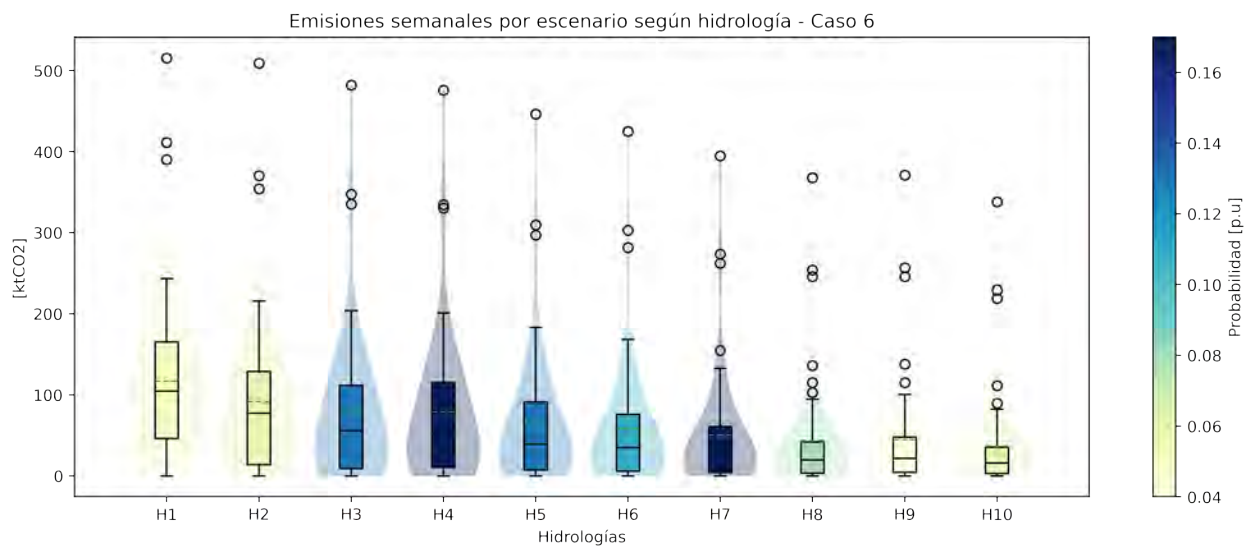


Figura 4.17: Emisiones semanales para distintas hidrologías - Caso 6.

A medida que la hidrología se torna más húmeda, las emisiones disminuyen. No obstante, sin importar la hidrología, existen semanas complejas de operación, que provoca en un aumento considerable de las emisiones y obliga a desprender demanda. En particular, la semana *outlier* para todas las hidrologías es la misma, y destaca por una baja disponibilidad conjunta de los recursos solares y eólicos.

Aprovechando que los gráficos de violín permiten ver la distribución probabilística de la cantidad de emisiones según la hidrología. Se observa que **para hidrologías más húmedas como H9 o H10, las emisiones semanales son menores y su valor se encuentra concentrado y cercano al promedio.** En cambio, hidrologías más secas, como H1 y H2, presentan una forma alargada, dado que el valor de emisiones se encuentra distribuido.

4.3.6. Operación

Además de las emisiones resultantes, revisadas anteriormente, es importante comprobar otras métricas propias de la operación, las cuales permiten un mejor entendimiento del sistema eléctrico bajo estudio. Es así como, la Tabla 4.13 presenta los vertimientos solares y eólicos, la Energía No Suministrada (ENS) y la cantidad de horas con pérdida de carga esperada o LOLE (Loss Of Load Expectation).

Tabla 4.13: Métricas de la operación

Ítem	Valor según caso de estudio								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Vertimiento Solar PV [GWh]	6 138	3 918	4 572	2 314	5 970	4 865	3 523	2 955	3 361
Vertimiento Solar [%]	7,68	9,70	10,05	5,95	6,56	6,42	4,56	4,67	7,45
Vertimiento Eólico [GWh]	11 695	14 772	15 338	9 024	9 974	9 808	6 885	7 046	11 127
Vertimiento Eólico [%]	4,03	2,57	3,00	1,53	3,92	3,18	2,33	1,96	2,30
ENS [GWh]	11,41	4,38	4,31	4,80	4,29	4,07	3,60	3,12	5,94
ENS [%]	0,0076	0,0029	0,0029	0,0032	0,0029	0,0027	0,0024	0,0021	0,0039
LOLE [horas /año]	10,85	4,89	5,14	5,73	5,68	5,70	5,27	4,71	12,16

(a) Resultados para los casos de estudio

Ítem	Valor según sensibilidad			
	S1	S2	S3	S4
Vertimiento Solar PV [GWh]	3 361	27 313	1 850	5 634
Vertimiento Solar [%]	7,31	23,80	8,50	6,27
Vertimiento Eólico [GWh]	11 127	41 492	13 042	9 531
Vertimiento Eólico [%]	2,21	15,66	1,21	3,71
ENS [GWh]	6,92	92,08	6,40	3,49
ENS [%]	0,0046	0,0612	0,0043	0,0023
LOLE [horas /año]	7,24	25,81	6,55	4,89

(b) Resultados para las sensibilidades

Los vertimientos eólico y solar no se ven afectados mayormente por el valor del impuesto al carbono. Pero, estos si se ven afectados por los costos de inversión (ver Anexo B.5).

En promedio, los vertimientos eólico y solar son mayores cuando los costos de inversión de las tecnologías renovables son bajos (caso optimista). Esto se explica debido a las mayores inversiones en las tecnologías eólica y solar.

Adicionalmente, se desprende que, **tener un parque 100 % renovable (S2) impacta sobre la seguridad del sistema**. En S2 se obtiene el valor más alto de LOLE y de ENS. Al comparar el Caso 6 con S2, se observa que, **al disponer de un parque 100 % renovable, las horas con pérdida de carga esperada se duplican**.

Operación en el peor escenario

Uno de los atributos de este estudio es el testeo ante situaciones que resultan estresantes para la operación del sistema. En ese contexto, se presentan las Figuras 4.18, 4.19 y 4.20, que muestran la operación del peor escenario¹² de los 520 escenarios considerados, para los casos de estudio 4, 5 y 6.

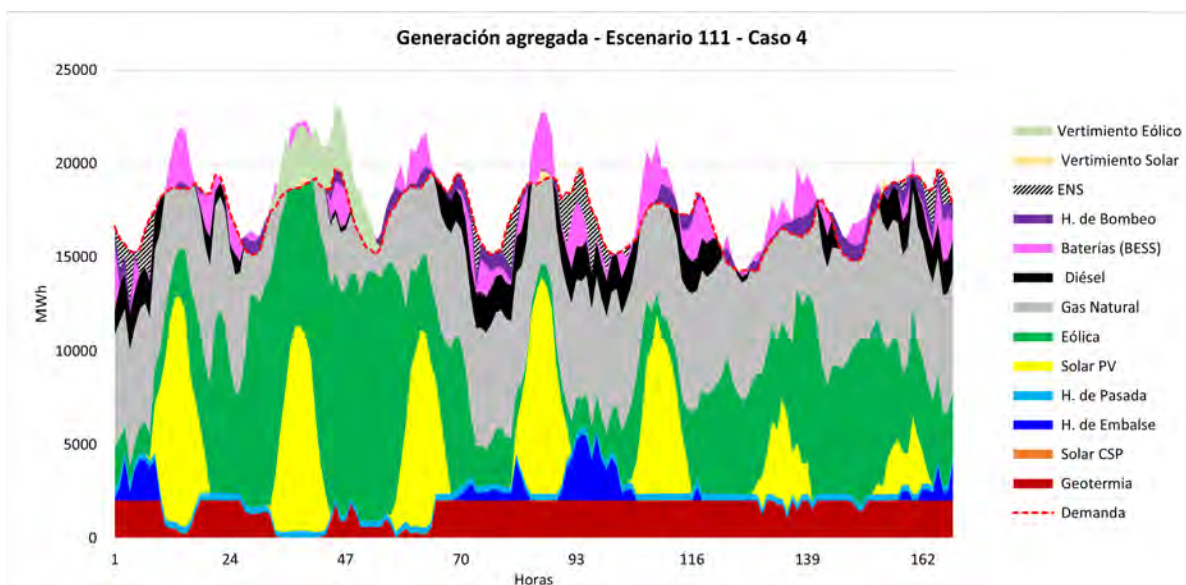


Figura 4.18: Generación agregada - Escenario 111 (Hidrología seca) - Caso 4.

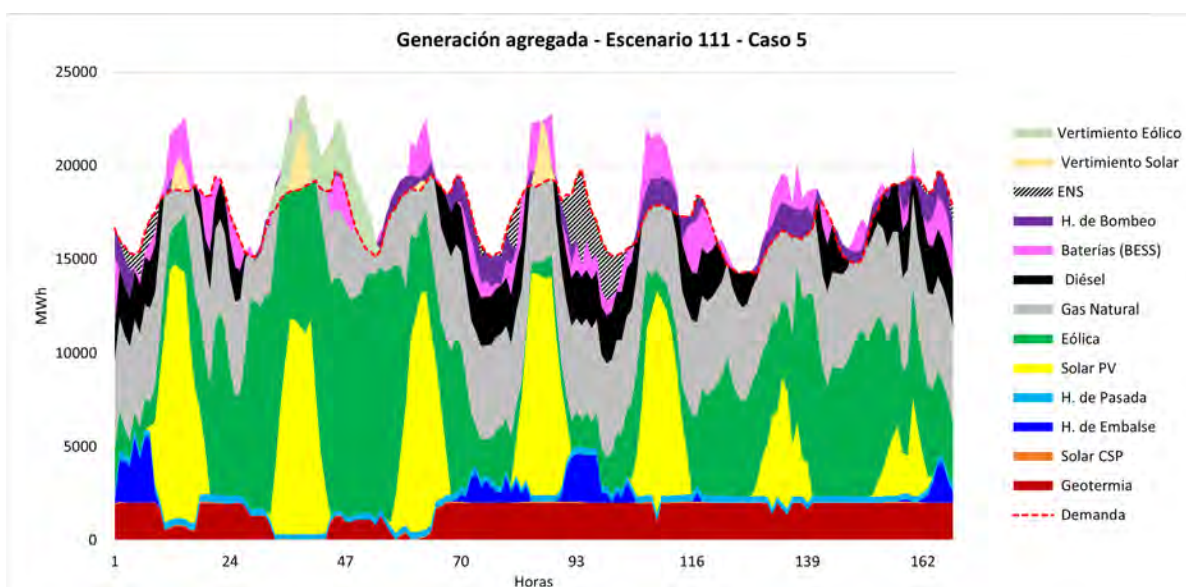


Figura 4.19: Generación agregada - Escenario 111 (Hidrología seca) - Caso 5.

¹²El escenario 111 corresponde a la semana con mayores costos totales, mayor nivel de energía no suministrada y mayores emisiones.

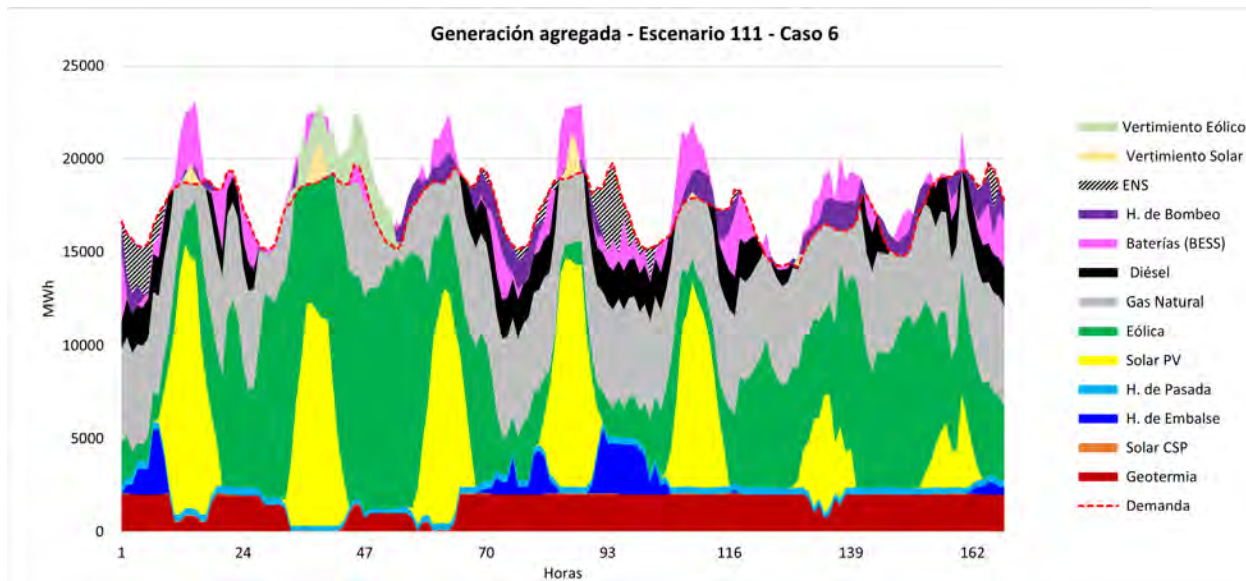


Figura 4.20: Generación agregada - Escenario 111 (Hidrología seca) - Caso 6.

El peor escenario está determinado por la hidrología más seca (H1). La operación refleja los limitados aportes de la generación hidráulica. Adicionalmente, se advierte que, en las horas de mayor estrés¹³, caracterizadas por la baja disponibilidad del recurso eólico, el sistema no logra abastecer la demanda. Nótese, la baja disponibilidad del recurso solar en los días 6 y 7.

El impuesto al carbono repercute en la adaptación del sistema eléctrico frente a situaciones de estrés como las antes descritas. En efecto, **en el peor escenario, a medida que aumenta el impuesto, la energía no suministrada se reduce**. En particular, para el caso referencial, un aumento desde $35 \frac{\$}{tCO_2}$ a un impuesto de $100 \frac{\$}{tCO_2}$ provoca una disminución del 3,81 % de la energía no suministrada.

En resumen, **aumentar el impuesto no solo reduce las emisiones, sino que también permite una mejor adaptación ante situaciones de estrés**, dadas por eventos de baja disponibilidad conjunta de viento, sol y agua, que comprometan una operación segura y eficiente del SEN.

¹³Las horas de mayor estrés, en las cuales se desprende demanda, se encuentran en la mañana del día 1, en la tarde del día 4 y noche del día 7.

Capítulo 5

Conclusiones y Trabajo Futuro

5.1. Conclusiones

La transición energética hacia un sistema eléctrico profundamente descarbonizado requiere de mecanismos regulatorios que incentiven la incorporación de energías renovables al sistema. En este contexto, el impuesto al carbono es uno de los instrumentos clave para avanzar hacia la carbono neutralidad.

A fin de identificar el impacto del impuesto al carbono en el proceso de planificación, se desarrolló un modelo de optimización capaz de resolver el problema de planificación de la generación y transmisión, considerando sistemas de almacenamiento, restricciones de predes-pacho, y el costo variable de las unidades generadoras. Adicionalmente, dada la necesidad de representar la incertidumbre en la operación, el modelo incorpora una multiplicidad de escenarios estocásticos. Por último, para resolver el problema en tiempos computacionales razonables para el alcance de este trabajo, se utiliza el método de descomposición de Benders.

A partir del modelo, se realizó la planificación del SEN al año 2050. Luego, variando el valor del impuesto al carbono y el costo de inversión de las tecnologías renovables, se confeccionaron 9 casos de estudio y un análisis de sensibilidad. A continuación, se presentan las principales conclusiones de este trabajo.

En primer lugar, se evidencia que **el impuesto al carbono afecta la señal de inversión de largo plazo, promoviendo portafolios más renovables**. Respecto a la generación, considerar el impuesto dentro del costo variable de las unidades generadoras, **permite incorporar un mayor volumen de generación renovable, desplazando la generación fósil**.

Siguiendo con lo anterior, se observó que **un aumento del impuesto al carbono favorece la reducción de emisiones del parque generador**. De esta forma, se comprueba la importancia del **impuesto al carbono como un instrumento efectivo para disminuir las emisiones de CO₂**.

Tal como lo indica la teoría económica, aumentar el valor del impuesto incrementa los costos totales del sistema.¹ Sin embargo, esta alza de costos puede ser eficiente si el valor del impuesto está alineado con el costo social de las emisiones definido por la autoridad. En este marco, la política pública resulta fundamental para desarrollar el marco regulatorio e incentivos que permitan una transición socioecológica justa.

El almacenamiento entrega beneficios en los distintos escenarios de operación, ya que aporta flexibilidad al sistema para gestionar la variabilidad de la generación solar y eólica, y acumular energía en periodos de abundancia para entregarla en momentos de escasez.

Siguiendo lo anterior, **la inversión en baterías es una condición habilitante para alcanzar una descarbonización profunda, de manera acelerada, eficiente y segura.** De manera similar, en los diversos casos se observó una presencia importante del gas natural debido a sus atributos de flexibilidad, destacando su relevancia transitoria en el camino para alcanzar la descarbonización.

No se justifican nuevas inversiones en diésel, en la medida que se incorporen tecnologías de almacenamiento. En ninguno de los casos de estudio se llegó a los niveles de instalación en capacidad diésel que se tienen actualmente en Chile. De materializarse las inversiones requeridas en almacenamiento, entregadas por el modelo para los diferentes casos de estudio al año 2050, existirá una sobreinstalación de centrales a base de diésel.

La consideración de hidrologías más secas provoca un aumento en los costos totales y emisiones. De todas maneras, por mucha disponibilidad del recurso hidráulico (hidrología muy húmeda), existen escenarios de profundo estrés para el sistema, en los cuales se debe recortar demanda.

En resumen, la hipótesis planteada al inicio del trabajo es validada. El impuesto al carbono, implementado como parte del costo variable, es un instrumento clave para materializar una reducción de emisiones de CO₂. Por otra parte, incorporar una modelación detallada y abordar la incertidumbre en la operación, permite capturar la importancia de la flexibilidad y valorizar a aquellas tecnologías que la entregan. Finalmente, se destaca el impuesto al carbono como herramienta capaz de adaptar el parque de generación, permitiendo al sistema responder de mejor forma ante situaciones de estrés.

¹Agregar restricciones a un problema de minimización de costos solo puede incrementar el valor de la función objetivo en el óptimo.

5.2. Trabajo Futuro

Con respecto al trabajo futuro se proponen los siguientes puntos de mejora.

- Aumentar el número de nodos del sistema, de esta forma se podrían capturar con mayor detalle diferencias tanto en generación como aquellas asociadas al sistema de transmisión. Esto cobra relevancia dado lo extenso del SEN, y en vista que la ubicación es fundamental a la hora de evaluar proyectos que dependan de los recursos renovables.
- Sorprende la diferencia entre el resultado del modelo presentado y lo observado en las licitaciones de suministro. Será relevante desarrollar modelos o análisis que permitan entender en profundidad los incentivos que efectivamente enfrentan las empresas de generación en los procesos de licitaciones.
- En este estudio se consideran 3 valores de impuesto al carbono, considerar una mayor granularidad en el nivel de impuesto entregaría mayor información de su efecto en la planificación. Sin embargo, debe cuidarse que los tiempos computacionales de este ejercicio sean abordables.
- Una de las sensibilidades estudiadas en este trabajo corresponde a la planificación de un sistema 100 % renovable. En ese sentido, sería atractivo obtener el valor del impuesto a las emisiones necesario para lograr un parque 100 % renovable. De esta manera, se podría contrastar la costo-efectividad de una política que exija un parque 100 % renovable en comparación con la fijación del impuesto a las emisiones.
- En este estudio se realiza una proyección lineal de la demanda. Resulta conveniente incorporar en esta proyección de demanda a nuevos consumos energéticos, como la electromovilidad, electrificación del calor y la producción de hidrógeno verde, cuyo requerimiento de energía durante las horas del día es de suma relevancia.
- Considerar una mayor participación del lado de la demanda. El consumidor asumirá un rol clave en la operación de los sistemas eléctricos, de ahí que su gestión tendrá una implicancia directa sobre la infraestructura requerida. Por tanto, debe ser considerada en ejercicios de planificación.
- Es necesario mejorar los perfiles hidrológicos de las centrales de pasada y realizar una modelación más detallada de las centrales de embalse. Dado que los perfiles de las centrales hidráulicas de pasada utilizados corresponden a una creación sintética a partir de un perfil sistémico y disponibilidades promedio por nodo. Por su parte, las centrales de embalse se modelaron a partir de un factor de capacidad promedio.
- Finalmente, resulta conveniente considerar el efecto del cambio climático, no solo en los afluentes hídricos, sino también en los perfiles de disponibilidad de las centrales solares y eólicas. Por ejemplo, cambios en la frecuencia de los días nublados debido al cambio climático, afectará la generación fotovoltaica.

Bibliografía

- [1] Intergovernmental Panel on Climate Change, “Sixth assessment report of the IPCC,” 2022. [Online]. Available: <https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-3>.
- [2] United Nations, “Paris agreement,” 2015. [Online]. Disponible: https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf.
- [3] Ministry of the Environment, “Ley marco de cambio climático,” 2022. [Online]. Available: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/37455>.
- [4] Ministry of Energy, “Informe de actualización de antecedentes de la planificación energética de largo plazo,” 2020. [Online]. Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20201230_actualizacion_pelp_-_iaa_2020_1.pdf.
- [5] CEPAL, “Efecto del impuesto al co2 en el sector de la energía de países seleccionados de américa latina y el caribe,” 2022. [Online]. Available: <https://www.cepal.org/es/publicaciones/47730-efecto-impuesto-al-co2-sector-la-energia-paises-seleccionados-america-latina>.
- [6] World Bank, “State and trends of carbon pricing,” 2022. [Online]. Available: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/37455>.
- [7] M. L. Weitzman, “Prices vs. Quantities¹²,” *The Review of Economic Studies*, vol. 41, no. 4, pp. 477–491, 10 1974.
- [8] L. H. Goulder and A. R. Schein, “Carbon taxes versus cap and trade: a critical review,” *Climate Change Economics*, vol. 04, no. 03, 2013.
- [9] D. Newbery, “Policies for decarbonizing a liberalized power sector,” *Economics*, vol. 12, no. 1, 2018.
- [10] Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, “Análisis de la información disponible de recursos renovables para generación utilizada en procesos de optimización del sistema eléctrico,” 2020. [Online]. Available: <https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2021/09/09155247/Analisis-informacion-ERNC-estadisticas.pdf>.
- [11] Coordinador Eléctrico Nacional, “Generación real del sistema, agosto 2021,” 2021.

- [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/generacion-real-del-sistema/>.
- [12] A. Pigou, *The Economics of Welfare*, ser. The Economics of Welfare. Macmillan and Company, 1920, no. v. 1.
- [13] D. A. Weisbach and G. E. Metcalf, “The design of a carbon tax,” *Harvard Environmental Law Review*, vol. 33, pp. 499–556, 2009.
- [14] G. Diaz, F. Munoz, and R. Moreno, “Equilibrium analysis of a tax on carbon emissions with pass-through restrictions and side-payment rules,” 2018.
- [15] A. Baranzini, J. C. J. M. van den Bergh, S. Carattini, R. B. Howarth, E. Padilla, and J. Roca, “Carbon pricing in climate policy: seven reasons, complementary instruments, and political economy considerations,” *WIREs Climate Change*, vol. 8, no. 4, p. 462, 2017.
- [16] J. Balbus, J. Greenblatt, R. Chari, D. Millstein, and K. Ebi, “Erratum to: a wedge-based approach to estimating health co-benefits of climate change mitigation activities in the united states,” *Climatic Change*, vol. 127, 03 2015.
- [17] Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, “Starting point for the deployment of carbon pricing mechanisms in Chile,” 2021. [Online]. Available: <https://4echile.cl/wp-content/uploads/2021/04/5.-Options-for-a-mix-of-carbon-pricing.pdf>.
- [18] P. González, “Planificación de la expansión de la generación renovable considerando sistemas de almacenamiento,” Master’s thesis, University of Chile, Santiago, Chile, 2019.
- [19] Banco Interamericano de Desarrollo, “Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos latinoamericanos,” 2014. [Online]. Available: https://downloadapi.paperflite.com/api/2.0/shared_url/5d644ebc0b593a2b6eb40f55/asset/5d644ebc0b593a2b6eb40f54/download.
- [20] A. Flores-Quiroz, R. Palma-Behnke, G. Zakeri, and 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.
- [21] K. Poncelet, E. Delarue, and W. D’haeseleer, “Unit commitment constraints in long-term planning models: Relevance, pitfalls and the role of assumptions on flexibility,” *Applied Energy*, vol. 258, 2020.
- [22] B. F. Hobbs, “Optimization methods for electric utility resource planning,” *European Journal of Operational Research*, vol. 83, no. 1, pp. 1–20, 1995.
- [23] D. Pozo, E. E. Sauma, and J. Contreras, “A three-level static milp model for generation and transmission expansion planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 1, pp. 202–210, 2013.

- [24] Y. Liu, G. Huang, Y. Cai, and C. Dong, “An inexact mix-integer two-stage linear programming model for supporting the management of a low-carbon energy system in china,” *Energies*, vol. 4, no. 10, pp. 1657–1686, 2011.
- [25] J. Nelson, J. Johnston, A. Mileva, M. Fripp, I. Hoffman, A. Petros-Good, C. Blanco, and D. M. Kammen, “High-resolution modeling of the western north american power system demonstrates low-cost and low-carbon futures,” *Energy Policy*, vol. 43, pp. 436–447, 2012.
- [26] I. Sharan and R. Balasubramanian, “Integrated generation and transmission expansion planning including power and fuel transportation constraints,” *Energy Policy*, vol. 43, pp. 275–284, 2012.
- [27] F. Verástegui, Álvaro Lorca, D. Olivares, and M. Negrete-Pincetic, “Optimization-based analysis of decarbonization pathways and flexibility requirements in highly renewable power systems,” *Energy*, vol. 234, p. 121242, 2021.
- [28] A. Pereira and E. Sauma, “Power systems expansion planning with time-varying co2 tax,” *Energy Policy*, vol. 144, p. 111630, 2020.
- [29] F. Munoz, E. Sauma, and B. Hobbs, “Approximations in power transmission planning: Implications for the cost and performance of renewable portfolio standards,” *Journal of Regulatory Economics*, vol. 43, 06 2013.
- [30] C. Benavides, L. Gonzales, M. Diaz, R. Fuentes, G. García Trujillo, R. Palma-Behnke, and C. Ravizza, “The impact of a carbon tax on the chilean electricity generation sector,” *Energies*, vol. 8, pp. 2674–2700, 04 2015.
- [31] J. Benders, “Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems.” *Numerische Mathematik*, vol. 4, pp. 238–252, 1962/63.
- [32] A. J. Conejo, M. Carrión, and J. M. Morales, *Uncertainty Characterization via Scenarios*. Boston, MA: Springer US, 2010, pp. 63–119.
- [33] J. Haro, “Efectos de distintos esquemas tarifarios de transmisión eléctrica en el desarrollo futuro de un sistema eléctrico bajo en carbono,” Master’s thesis, University of Chile, Santiago, Chile, 2020.
- [34] W. Brokering, R. Palma-Behnke, B. Blanco-Contreras, and D. Espín, *Atrapando el Sol en los Sistemas Eléctricos de Potencia*, 1st ed., 12 2018.
- [35] A. Inzunza, F. D. Muñoz, and R. Moreno, “Measuring the effects of environmental policies on electricity markets risk,” *Energy Economics*, vol. 102, 2021.
- [36] R. Andrés, A. A. Ayuso, and G. P. S. de Rozas, *Optimización Bajo Incertidumbre*, 1st ed. Universidad Pontificia Comillas, 2011.
- [37] B. S. Palmintier and M. D. Webster, “Heterogeneous unit clustering for efficient operational flexibility modeling,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 3, pp.

1089–1098, 2014.

- [38] R. Andrés and S. Cerisola, *Optimización Estocástica*, 2nd ed. Universidad Pontificia Comillas, 2016.
- [39] R. Entriken, “Parallel decomposition: Results for staircase linear programs,” *SIAM Journal on Optimization*, vol. 6, no. 4, pp. 961–977, 1996.
- [40] R. Entriken and G. Infanger, “Decomposition and importance sampling for stochastic linear models,” *Energy*, vol. 15, no. 7, pp. 645–659, 1990.
- [41] A. Ruszczyński, “Parallel decomposition of multistage stochastic programming problems,” *Math. Program.*, vol. 58, no. 1–3, p. 201–228, 1993.
- [42] Ministry of Energy, “Informe preliminar planificación energética de largo plazo 2023-2027,” 2021. [Online]. Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pelp2023-2027_informe_preliminar.pdf.
- [43] Ministry of Finance, “Ley n°20780: Reforma tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario,” 2014. [Online]. Available: <https://bcn.cl/37qae>.
- [44] Ministry of Social Development and Family, “Estimación del precio social del co2,” 2017. [Online]. Available: <http://sni.gob.cl/storage/docs/Precio%20Social%20del%20CO2.pdf>.
- [45] OECD and CEPAL, “Evaluaciones del desempeño ambiental: Chile 2016,” 2016. [Online]. Available: <https://www.oecd-ilibrary.org/content/publication/g2g754d9-es>.
- [46] Rodrigo Moreno and Eduardo Pereira and Felipe González, “Informe final: Zonificación del sistema eléctrico nacional chileno para optimizar su despacho económico y seguro,” 2015. [Online]. Available: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_pag_web_pub.get_file?p_file=Estudio_de_Zonificacion_del_Sistema_Electrico_Nacional.pdf.
- [47] Comisión Nacional de Energía, “Capacidad instalada, agosto 2022,” 2022. [Online]. Available: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>.
- [48] Ministry of Energy, “Agenda de energía 2022-2026,” 2022. [Online]. Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/agenda_energia_2022_-_2026.pdf.
- [49] World Health Organization (WHO) and United Nations International Children’s Emergency Fund (UNICEF), *Progresos en materia de agua potable, saneamiento e higiene: informe de actualización de 2017 y línea de base de los ODS*, 2017.
- [50] R. Alvarado y F. de la Vega Planet, “Chile lidera la crisis hídrica en américa latina,” University of Chile, 2022. [Online]. Available: <https://www.uchile.cl/noticias/184816/dia-mundial-del-agua-chile-lidera-la-crisis-hidrica-en-america-latina>.
- [51] Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH and Ministry of

Energy, “Energías renovables en Chile: El potencial eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé,” 2014. [Online]. Available: <http://biblioteca.digital.gob.cl/handle/123456789/510>.

- [52] R. Alvarado y F. de la Vega Planet, “Informe definitivo de previsión de demanda 2019-2039,” Comisión Nacional de Energía, 2020. [Online]. Available: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/01/Informe-Definitivo-de-Previsi%C3%B3n-de-Demanda-2019-2039.pdf>.
- [53] Ministry of Energy and Department of Geophysics University of Chile, “Explorador solar,” 2022. [Online]. Available: <http://solar.minenergia.cl/>.
- [54] Ministry of Energy and Department of Geophysics University of Chile, “Explorador eólico,” 2022. [Online]. Available: <http://eolico.minenergia.cl/>.
- [55] A. Inzunza, R. Moreno, A. Bernales, and 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.

Anexo A

Precios al carbono en el mundo

A.1. Precios al carbono en el mundo

Carbon prices as of April 1, 2022

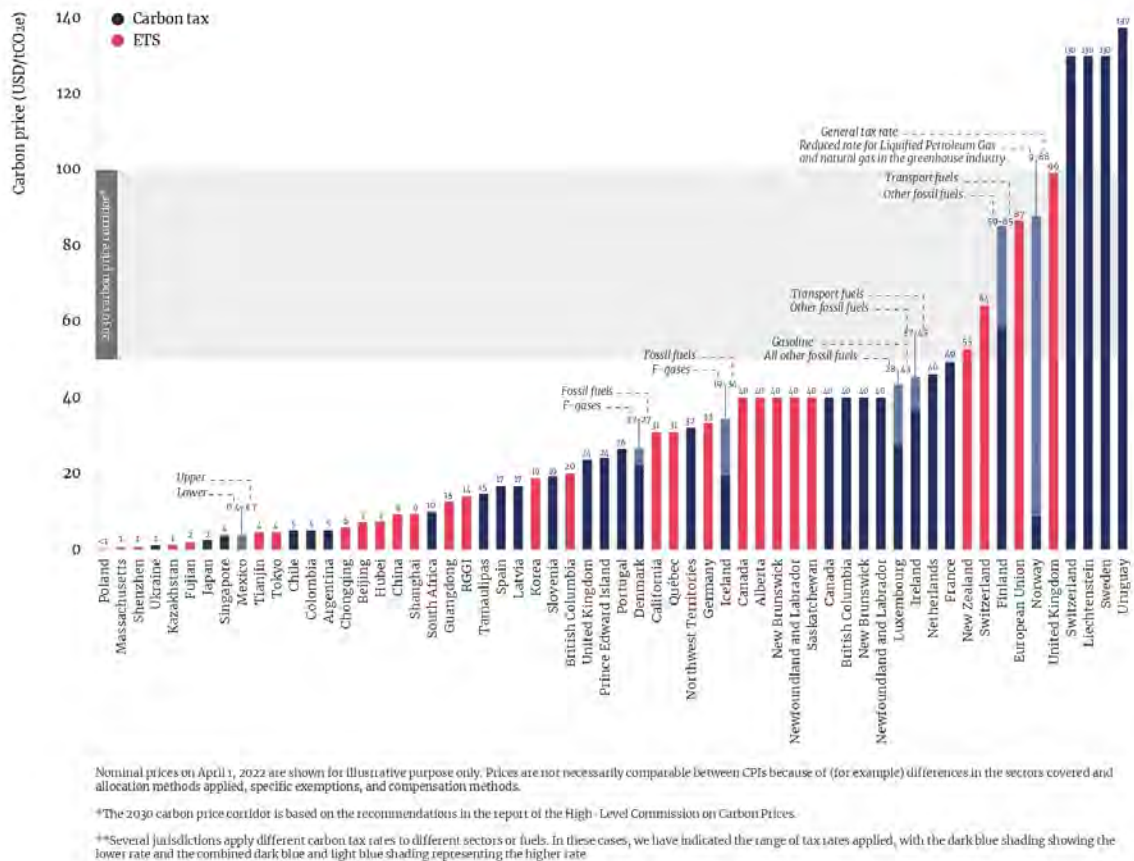


Figura A.1: Precios al carbono en el mundo, a abril de 2022.

Anexo B

Resultados Anexos

B.1. Capacidad instalada en generación y almacenamiento

La Figura B.1 muestra la participación porcentual de cada una de las tecnologías en la matriz eléctrica resultante.

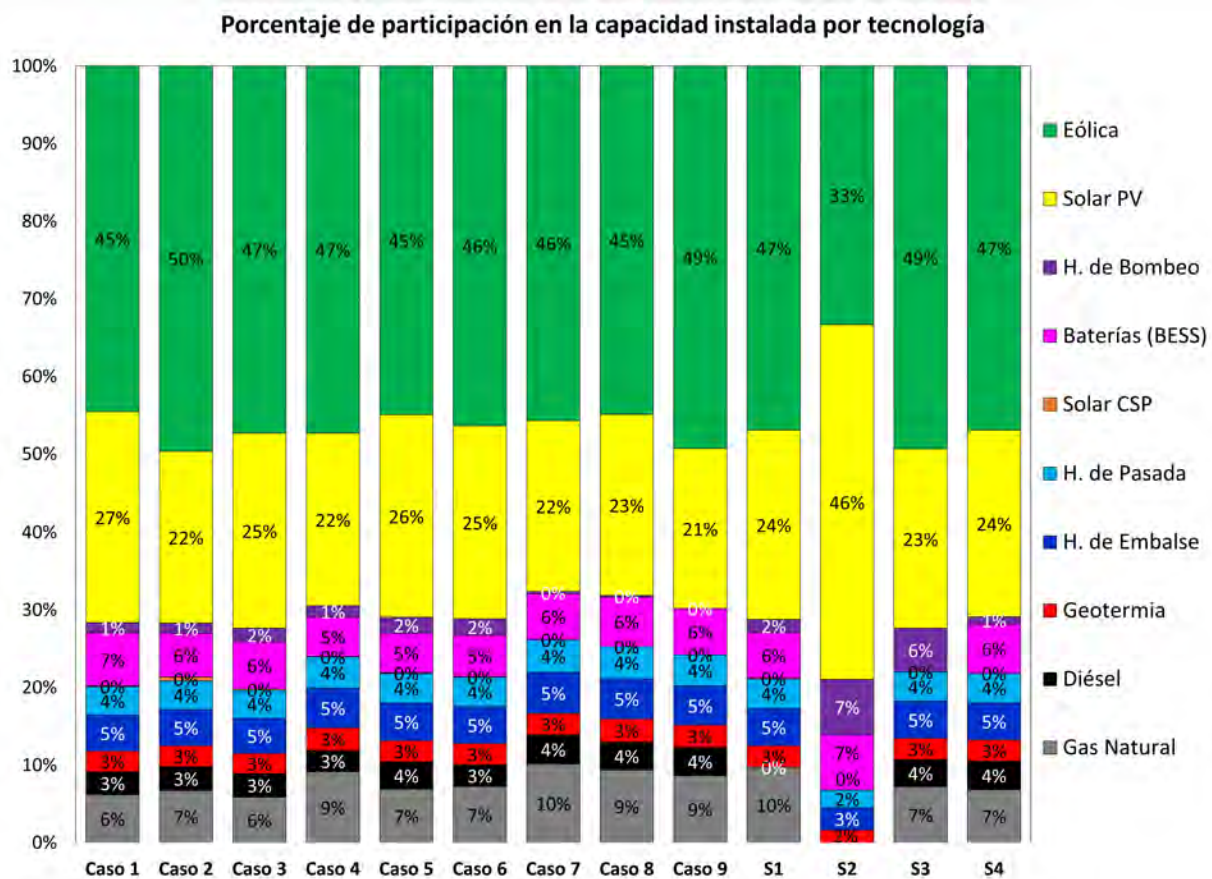


Figura B.1: Capacidad instalada en generación y almacenamiento.

B.2. Capacidad instalada en transmisión

La Figura B.2 muestra la capacidad instalada en cada uno de los corredores.

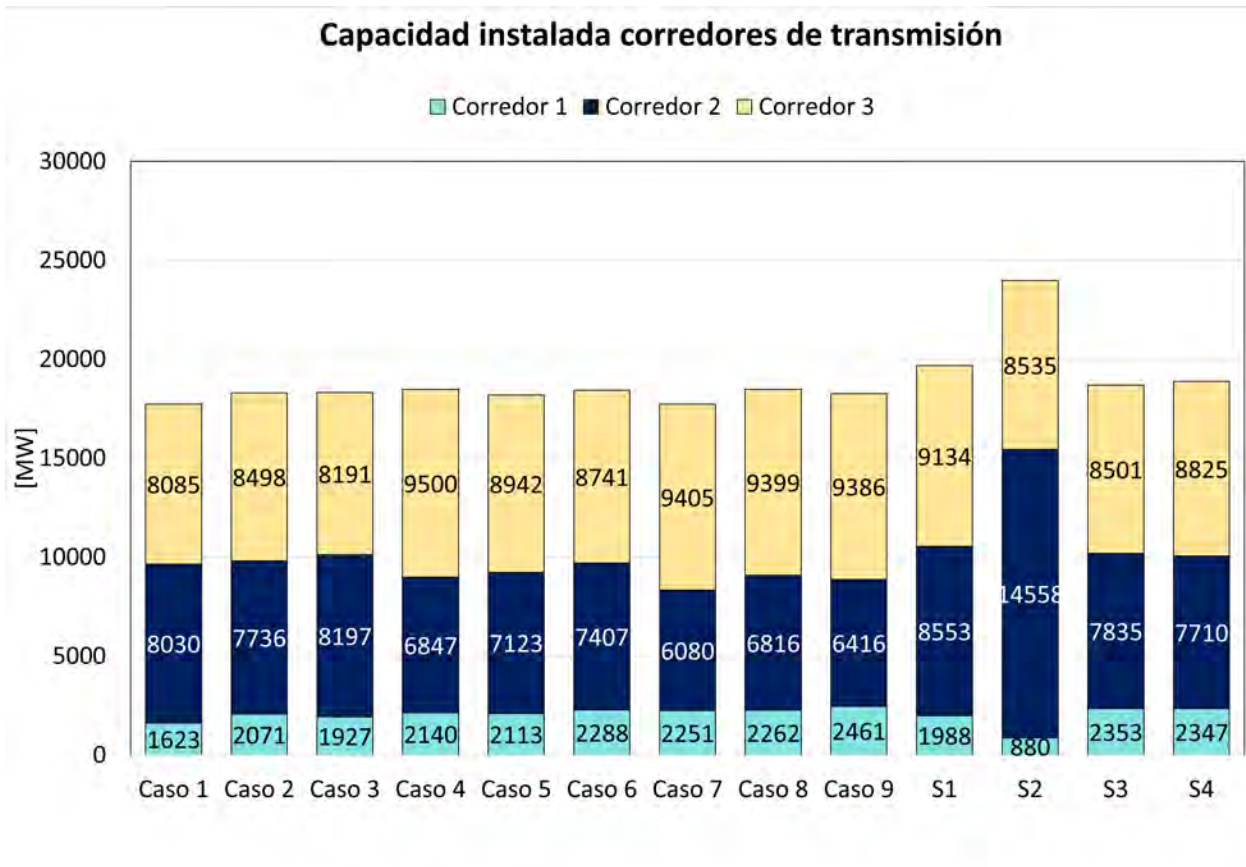


Figura B.2: Capacidad instalada en transmisión.

B.3. Costos de operación esperados

La Figura B.3 muestra los costos asociados a la operación, para los casos de estudio considerados y sensibilidades aplicadas.

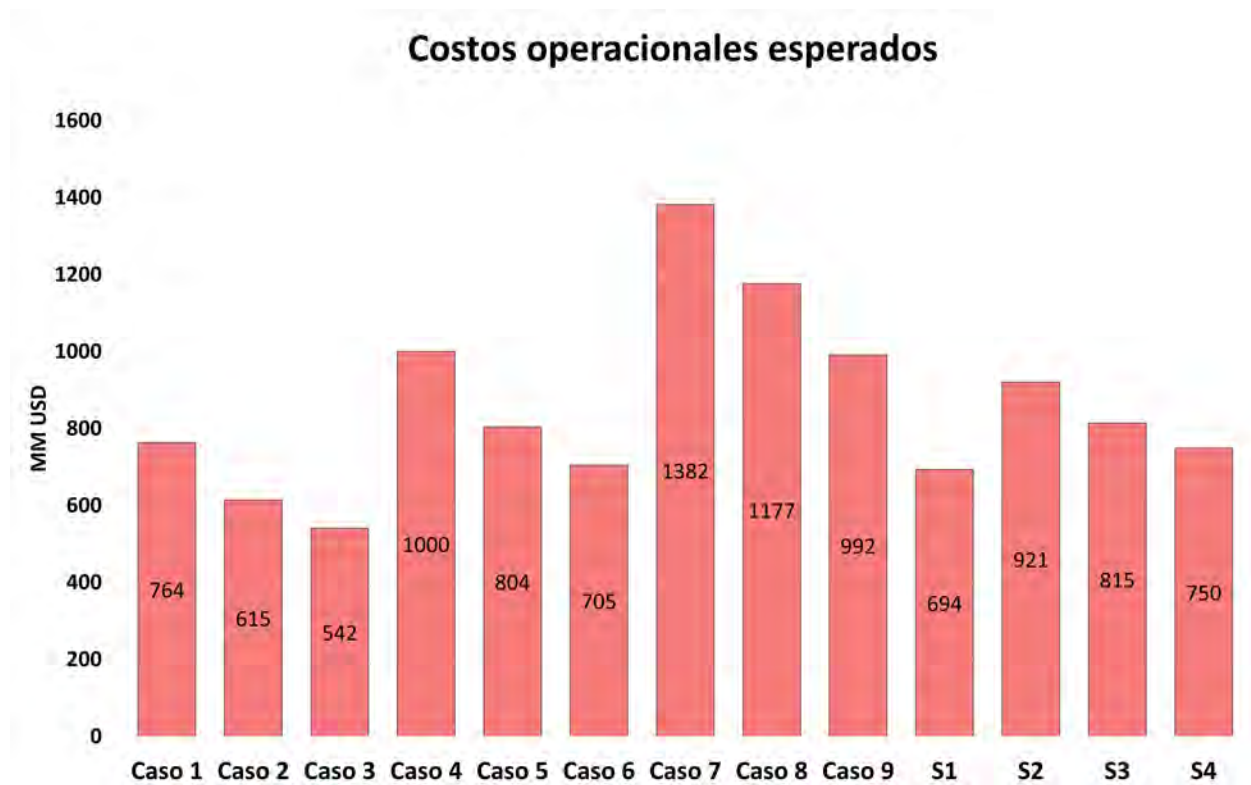


Figura B.3: Costos de operación esperados.

B.4. Costos emisiones de CO₂ esperados

La Figura B.4 muestra los costos asociados a las emisiones de CO₂, para los casos de estudio considerados y sensibilidades aplicadas.

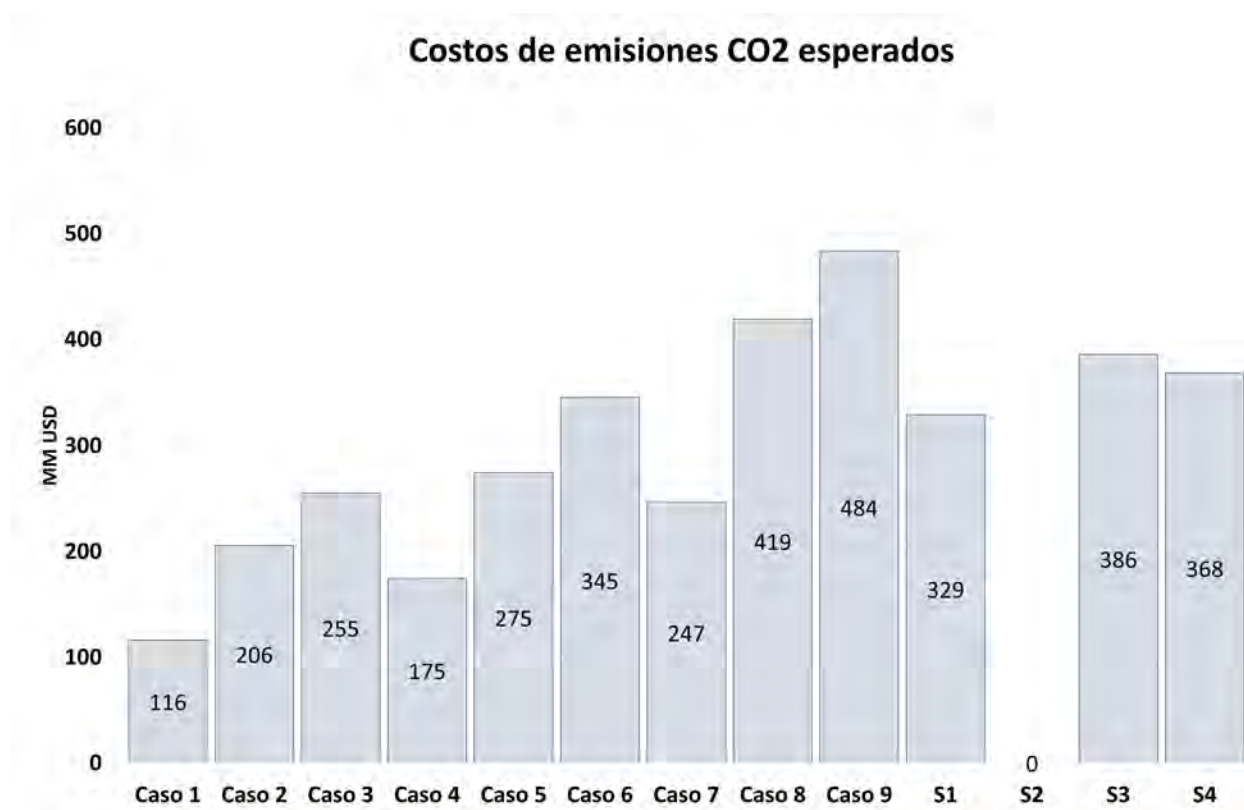


Figura B.4: Costos de emisiones de CO₂ esperados.

B.5. Vertimientos

La Figura B.5 muestra los vertimientos anuales esperados de las tecnologías eólica y solar, para los casos de estudio considerados y sensibilidades aplicadas.

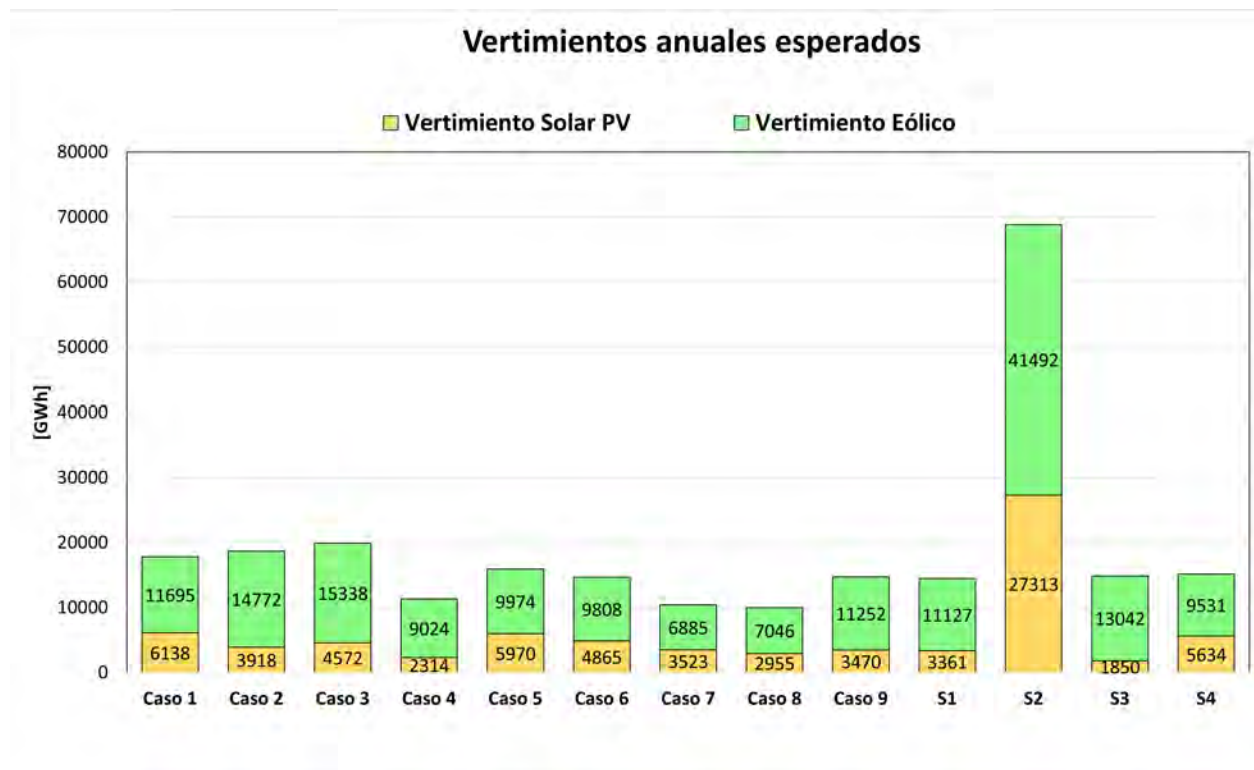


Figura B.5: Vertimientos solares y eólicos.

B.6. Energía no suministrada

La Figura B.6 muestra la energía no suministrada esperada, para los casos de estudio considerados y sensibilidades aplicadas.



Figura B.6: Energía no suministrada.