



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

**EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO BAJO INCERTIDUMBRES
ECONÓMICAS, POLÍTICAS Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

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

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

DANIEL IGNACIO ÁGUILA SOTO

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, ANID Chile - ANID/FONDECYT
1190228 e ISCI 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
Y MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO
DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: DANIEL IGNACIO ÁGUILA SOTO
FECHA: 2023
PROF. GUÍA: RODRIGO MORENO VIEYRA

EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO BAJO INCERTIDUMBRES ECONÓMICAS, POLÍTICAS Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA

En Chile, se ha buscado reducir las emisiones de gases de efecto invernadero promoviendo la descarbonización de la matriz energética y exigiendo mayor participación de energías renovables a través de cuotas. Sin embargo, estas políticas están en constante cuestionamiento debido a su baja ambición. Sumado a esto, la creciente penetración de la generación distribuida y la megasecuía agregan más incertidumbre a los sistemas eléctricos del futuro. En este trabajo se propone un modelo de optimización estocástico multi-etapa que determine las inversiones óptimas en generación renovable, transmisión y almacenamiento para cumplir los desafíos de la expansión de los sistemas eléctricos sujetos a incertidumbre. El modelo analiza el impacto de expandir la generación solo con energía renovable por sobre la exigencia de cuotas, y cuantifica los beneficios de que el operador pueda despachar la generación distribuida. El modelo se aplica a una simplificación del SEN, considerando tres hidrologías, obteniendo como resultado que el despacho de la generación distribuida trae importantes beneficios económicos a la operación del sistema, traducándose en inversiones más eficientes. En cuanto al porcentaje de participación de energías renovables, se determina que la expansión del sistema solo con ERNC, supera en todos los casos a los escenarios de cuotas exigidas.

*Dedicado a la memoria de mi madre
y a la perseverancia de mi padre.*

Agradecimientos

Tomar la decisión de estudiar otra carrera, volver a la universidad y trabajar para poder costearmela no fue una decisión ni un camino fácil. Sin embargo, contar con la confianza y el apoyo de mi papá, mi hermano y mis amigos de toda la vida fue algo impagable. Para ellos va el primer agradecimiento: para mi papá que siempre estuvo para mí en todo (en las buenas, en las malas y en las malísimas), mi hermano que siempre tendió una mano y para Claudio, Cristian, Cristopher, Hans y Hernán quienes siempre me acompañaron, apoyaron y motivaron.

Una vez en la universidad, conocí las personas que hicieron posible culminar esta etapa. Junto a Daniel, Diego, Bastián, Julián, José, Lucas, Luciano y Nicolás, pasamos días y noches completas estudiando, trabajamos juntos, dormimos en el suelo de la kinder, jugamos ping pong, compartimos almuerzos, fuimos al gimnasio, carreteamos, entre muchas otras cosas. Es imposible imaginar estar aquí sin el apoyo de ellos, así que muchas gracias y espero que la vida nos vuelva a encontrar para seguir trabajando juntos.

También agradecer al profesor Rodrigo Moreno, quien me abrió las puertas al magíster, ha confiado en mí y en el proyecto de investigación. Se agradecen las críticas constructivas, el optimismo y la motivación entregada en cada una de nuestras reuniones. De igual forma, dar las gracias por el financiamiento entregado por ANID Chile - ANID/FONDECYT/Regular 1181928, ANID Chile - ANID/FONDECYT 1190228 e ISCI ANID PIA/Apoyo AFB180003. Mención especial para el profesor Alejandro Navarro quien fue el docente que me abrió las puertas a la investigación con un trabajo dirigido en 2019 y quien me sigue apoyando en mis estudios de postgrado.

Finalmente agradecer a Francisca, mi compañera de vida y aventuras, quien ha demostrado una resiliencia y compromiso enorme al estar conmigo durante el proceso de magíster, sin egoísmos, con mucha paciencia y confianza. Espero poder seguir quemando etapas con ella a mi lado.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis	2
1.3. Objetivo general	2
1.4. Objetivos específicos	2
1.5. Estructura del documento	3
2. Estado del arte y contribuciones	4
2.1. Estado del arte	4
2.2. Contribuciones	7
3. Metodología	8
3.1. Nomenclatura	8
3.1.1. Conjuntos e índices	8
3.1.2. Parámetros	9
3.1.3. Variables	10
3.2. Descripción general	11
3.3. Modelo de optimización	13
3.3.1. Función objetivo	13
3.3.2. Restricciones de inversión	13
3.3.3. Restricciones de operación	14
3.4. Algoritmo de solución	17
3.4.1. Descomposición de Dantzig Wolfe	17
3.4.2. Algoritmo de generación de columnas	19
3.4.3. JuDGE	20
4. Resultados y análisis	23
4.1. Descripción de los casos de estudio	23
4.1.1. Árbol de 4 etapas	24
4.1.2. Análisis de granularidad	26
4.2. Datos de entrada	27
4.2.1. Sistema y días representativos	27
4.2.2. Opciones de inversión, incertidumbres y parámetros de JuDGE	28
4.3. Resultados	29
4.3.1. Árbol de 4 etapas	29
4.3.2. Granularidad	41
5. Conclusiones y trabajo futuro	45

Bibliografía	47
Anexos	50
A. Datos y tratamiento	50
A.1. Costos de las tecnologías	50
A.2. Generación distribuida	50
B. Resultados de granularidad	51
B.1. Inversiones en energía eólica	51
B.2. Inversiones en energía solar	53
B.3. Inversiones en geotermia	55
B.4. Inversiones en minihidro	56
B.5. Inversiones en baterías	58
B.6. Inversiones en transmisión	60

Índice de Tablas

4.1.	Características de los nodos del árbol	25
4.2.	Capacidad instalada existente	27
4.3.	Potencial de instalar cada tecnología	27
4.4.	Tecnologías candidatas	28
4.5.	Costos y ahorros promedios por escenario	30
4.6.	Instalación promedio de transmisión según escenarios de cuota	39
4.7.	Instalación promedio de líneas de transmisión según niveles de penetración de la generación distribuida	39
A.1.	Escenarios de costos de inversión	50
A.2.	Escenarios de penetración de generación distribuida	51

Índice de Ilustraciones

3.1.	Diagrama de datos de entrada del modelo multi-etapa	12
4.1.	Árbol de 4 etapas	24
4.2.	Árboles propuestos según granularidad	26
4.3.	Costos de inversión y operación por escenario	29
4.4.	Probabilidad de inversión eólica total por caso	31
4.5.	Probabilidad de inversión solar total por caso	32
4.6.	Probabilidad de inversión geotérmica total por caso	33
4.7.	Probabilidad de inversión en transmisión por caso	34
4.8.	Probabilidad de inversión minihidro por caso	35
4.9.	Probabilidad de inversión total en baterías por caso	36
4.10.	Distribución de los flujos por las líneas según caso	37
4.11.	Cumplimiento de cuotas de energías renovables según caso	38
4.12.	Decisiones de inversión eólicas por árbol, caso C	41
4.13.	Decisiones de inversión geotérmicas por árbol, caso A	42
4.14.	Decisiones de inversión en transmisión por árbol, caso A	43
4.15.	Decisiones de inversión en baterías por árbol, caso A	44
B.1.	Decisiones de inversión eólicas por árbol, caso Base	51
B.2.	Decisiones de inversión eólicas por árbol, caso A	52
B.3.	Decisiones de inversión eólicas por árbol, caso B	52
B.4.	Decisiones de inversión solar por árbol, caso Base	53
B.5.	Decisiones de inversión solar por árbol, caso A	53
B.6.	Decisiones de inversión solar por árbol, caso B	54
B.7.	Decisiones de inversión solar por árbol, caso C	54
B.8.	Decisiones de inversión geotérmicas por árbol, caso Base	55
B.9.	Decisiones de inversión geotérmicas por árbol, caso B	55
B.10.	Decisiones de inversión geotérmicas por árbol, caso C	56
B.11.	Decisiones de inversión en minihidro por árbol, caso Base	56
B.12.	Decisiones de inversión en minihidro por árbol, caso A	57
B.13.	Decisiones de inversión en minihidro por árbol, caso B	57
B.14.	Decisiones de inversión en minihidro por árbol, caso C	58
B.15.	Decisiones de inversión en baterías por árbol, caso Base	58
B.16.	Decisiones de inversión en baterías por árbol, caso B	59
B.17.	Decisiones de inversión en baterías por árbol, caso C	59
B.18.	Decisiones de inversión en transmisión por árbol, caso C	60

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

El cambio climático ha sido una preocupación permanente de la comunidad científica en las últimas décadas, debido a las consecuencias que este puede provocar en la salud de las personas, la agricultura, la vivienda, entre otras actividades humanas fundamentales. Ante esto, la Organización de las Naciones Unidas (ONU) ha intentado promover una agenda que ayude a reducir la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) y a su vez, frenar el acelerado cambio climático [1].

El último gran éxito de la ONU en este sentido fue el Acuerdo de París en 2015, ratificado por Chile el 2017 y cuyo principal objetivo es reducir las emisiones de GEI para limitar el aumento de temperatura global durante el presente siglo en 2°C y esforzarse para llegar sólo a $1,5^{\circ}\text{C}$ [2]. Para lograr este objetivo, el acuerdo exige que los países tomen acciones progresivamente más ambiciosas en materia climática en ciclos de 5 años.

En Chile al 2018, un 77% de las emisiones de GEI provenían del sector energético, que engloba la generación de electricidad y el transporte terrestre, mientras que al 2021, Chile tenía un 46,7% de capacidad instalada en base a combustibles fósiles [3]. Como respuesta ante este escenario, el gobierno de Chile promulgó un decreto de retiro de centrales termoeléctricas a carbón [4], que en su primera etapa busca retirar las ocho termoeléctricas más antiguas al 2024 y reevaluar los siguientes pasos cada 5 años.

Buscando el mismo objetivo de reducir los GEI, el 2019 se promulga un decreto [5] que establece que cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos deberá acreditar ante el Coordinador Eléctrico Nacional, que el 20% de sus retiros anuales corresponda a energías renovables no convencionales, propios o contratados.

Sin embargo, debido al enorme potencial renovable en Chile, esta restricción se ha superado con creces a la fecha y actualmente se discute la forma de aumentar las cuotas para los años venideros. Por lo tanto, es válido preguntarse si la política de cuotas es una manera eficiente de fomentar la participación de energías renovables no convencionales (ERN) en el sistema o si bien, se puede aprovechar de otra forma el enorme potencial renovable en Chile.

Por otra parte, existe un creciente interés en Chile por instalar generación distribuida apoyado por leyes de fomento, disminución de precios de las tecnologías renovables, créditos verdes, entre otros. En este contexto, hay proyecciones que pronostican un crecimiento exponencial de la generación distribuida para los siguientes años [6], por lo que vale la pena preguntarse si esta alta penetración se puede utilizar a favor del sistema eléctrico para reducir sus costos.

En consecuencia, existen variados desafíos para el futuro de las redes eléctricas dados por incertidumbres políticas, económicas, de penetración de generación distribuida, entre otros. Para hacer frente a estas incertidumbres, en este trabajo se diseña un modelo de optimización estocástico multi-etapa, que decide cuáles son las inversiones óptimas que se deben realizar en el futuro, considerando metas climáticas y aprovechando los recursos distribuidos.

1.2. Hipótesis

Demostrar que la expansión de los sistemas eléctricos pueden considerar varias incertidumbres de largo plazo (de tipo económicas, políticas y de los niveles de penetración de generación distribuida) de manera de mitigar los riesgos derivados de dichas incertidumbres mediante decisiones de inversión. Además, se busca demostrar que dichas inversiones que mitigan los riesgos mencionados pueden encontrarse mediante un modelo de optimización estocástico multi-etapa.

1.3. Objetivo general

Determinar la expansión óptima en generación renovable, transmisión y almacenamiento de un sistema eléctrico sujeto a incertidumbres, a través del desarrollo de un modelo de optimización estocástico multi-etapa cuyos escenarios capten las distintas combinaciones posibles de las incertidumbres de largo plazo. Este modelo se aplicará al caso chileno, país rico en potencial ERNC, con creciente penetración de generación distribuida y regido por políticas de cuotas de energías renovables.

1.4. Objetivos específicos

- Formular un modelo de optimización estocástico que entregue como resultado las expansiones óptimas en generación, transmisión y almacenamiento.
- Adaptar el sistema chileno a una topología de red que diferencie claramente los diversos potenciales de instalación de energías renovables y así, definir casos de estudio que permitan verificar si la opción de despachar la generación distribuida y/o agregar líneas de transmisión, modifican significativamente los costos del sistema.
- Implementar la descomposición de Dantzig Wolfe y el algoritmo de generación de columnas a este problema de gran escala, usando la librería `JuDGE`.
- Recolectar, procesar y organizar los datos del sistema chileno para reducir el estudio a condiciones representativas y así mejorar los tiempos de cálculo. Asimismo, definir ventanas de tiempo apropiadas para las épocas, de tal forma de no sobrecargar al modelo con información de baja calidad.

- Determinar los portafolios óptimos de inversión, haciendo énfasis en el tipo y la cantidad de infraestructura que se instala en cada caso, determinando costos, cantidad de generación renovable y otras métricas relevantes que permitan decidir cuáles son las mejores condiciones en las que se debe desarrollar la expansión.
- Sensibilizar el estudio en torno a la cantidad de decisiones que debe tomar el modelo (granularidad), reduciendo el número de etapas hasta pasar de un estudio estocástico a uno determinístico.

1.5. Estructura del documento

Para cumplir los objetivos recién propuestos, el documento en su sección 2, presenta trabajos similares que justifican el desarrollo del presente. En la sección 3, se describe de forma general el modelo de optimización construido, detallando la función objetivo del sistema además de todas las restricciones que involucran un problema de sistemas eléctricos como este. Además, al ser un problema de gran escala, se detalla también la forma en como se implementa para iniciar los cálculos. En la sección 4, se describe el tratamiento y obtención de los datos de entrada, la descripción de los casos de estudio escogidos y se analizan los resultados obtenidos. En la sección 5, se presentan las principales conclusiones y recomendaciones para trabajos futuros que vayan en la misma línea. Posteriormente se presenta una sección de anexos, en la cual se puede encontrar detalles de los datos utilizados y su procesamiento.

Capítulo 2

Estado del arte y contribuciones

2.1. Estado del arte

Debido a su complejidad e importancia, la planificación de sistemas eléctricos ha sido un tema ampliamente estudiado desde diferentes puntos de vista, incluyendo factores como la seguridad, escalas de tiempo, algoritmos de optimización, entre otros. Sin embargo, el cambio climático ha incluido un nuevo criterio a este estudio: mayor participación de energías renovables de fuentes variables para reducir la emisión de gases de efecto invernadero. Esto trae aparejado altos niveles de incertidumbre en el largo plazo, que se suman a los ya existentes, como el crecimiento de la demanda, penetración de generación distribuida, precios de los combustibles, etc.

Es así como [9] advierte la necesidad de contar con un modelo de planificación flexible para enfrentar la alta penetración de energías renovables, ya que este tipo de tecnologías modifica fuertemente la operación del sistema. Por esto, el modelo propuesto integra restricciones de *Unit Commitment*, para estudiar los encendidos, apagados, rampas y reservas de las centrales convencionales bajo alta penetración de energías renovables. Sin embargo, el detalle requerido para agregar este tipo de restricciones, convierte la planificación en un problema de optimización lineal entero-mixto de gran escala, cuya resolución se reduce en tiempo usando la descomposición de Dantzig-Wolfe y el algoritmo de generación de columnas.

La variabilidad de las energías renovables puede complementarse con tecnologías de almacenamiento, como baterías y centrales de bombeo, sin embargo, estas tecnologías exigen una modelación detallada para captar fielmente su operación. En [10] se estudia cómo afecta la resolución temporal utilizada en la inversión en almacenamiento. A través de distintos escenarios, con diferentes características, se concluye que usando ventanas de tiempo menores se logra mayores inversiones en almacenamiento y menores costos en el sistema. Sin embargo, estos escenarios no representan problemas de gran escala, ya que el horizonte temporal es de solo un año.

El uso de almacenamiento abre una nueva arista en la planificación: la transmisión. De acuerdo a [11], la confiabilidad dada por la generación y transmisión, puede ser sustituida por dispositivos flexibles haciendo más estrecha la relación entre planificación y operación. Además, en [12] se estudia la relación entre almacenamiento y transmisión, llegando a la conclusión de que dependiendo de las características del sistema eléctrico estudiado, ambas

opciones pueden ser complementarias. Esta, es la motivación por la cual existen modelos de planificación que integran almacenamiento y transmisión [13] [14] [15] [16] [17] .

En particular, en [13] se estudia cómo las opciones de almacenamiento reducen los requerimientos de líneas de transmisión y favorecen la participación de energía eólica. Con un horizonte de 25 años, el desafío es combinar las incertidumbres de largo plazo con los detalles requeridos por las tecnologías de almacenamiento y la variabilidad de los perfiles eólicos y de demanda. Esto se logra reduciendo el análisis de cada año a 24 condiciones típicas de operación por escenario y minimizando los costos de inversión y operación considerando los pesos de cada escenario, aunque estos están desconectados entre sí.

La consideración de distintos escenarios para robustecer la solución implica riesgo al tomar decisiones y la combinación de incertidumbres de corto y largo plazo puede resultar en un problema de gran costo computacional. En [18], el riesgo se enfrenta usando la métrica CVaR (*Conditional Value at Risk*) en un modelo que puede soportar grandes conjuntos de datos pudiendo incluir 8760 horas y 1000 escenarios. Este modelo considera el control de frecuencia, respuesta de la demanda y la preservación de los niveles de inercia a través de opciones de generación renovables, resolviendo el problema usando una variación de la descomposición de Benders que incluye restricciones de CVaR en el problema maestro. Este estudio, logra ponderar el rol de las energías renovables en la seguridad del sistema eléctrico y resaltar los beneficios de la respuesta de la demanda.

En [14], se estudia la planificación con opciones de transmisión y almacenamiento bajo múltiples escenarios. Para captar la incertidumbre se utiliza un árbol de escenarios que diferencia sus nodos en crecimientos de demanda e incrementos en la capacidad de generación eólica, mientras que para tratar computacionalmente lo grande del problema se utiliza el algoritmo *Nested Benders Decomposition*. Este algoritmo logra una mejora respecto de la descomposición de Benders, ya que reduce considerablemente los tiempos de cálculo.

En [19] se estudia la planificación en transmisión a través de un modelo de cinco niveles, evaluando la inclusión de criterios de seguridad y flexibilidad en sus escenarios, bajo casos determinísticos y basados en el criterio de *Min-Max Regret*. Además de inversiones en transmisión, el modelo considera de forma secuencial la inversión en generación, determinación de reservas, análisis de fallas y acciones correctivas post-contingencia. Para enfrentar el problema de la gran escala, el modelo utiliza la descomposición de Benders logrando concluir que la inversión en dispositivos de transmisión flexible logra reducir el arrepentimiento del modelo.

La descomposición de Benders se erige como una buena estrategia a utilizar para tratar con problemas de gran escala. Sin embargo, bajo este enfoque, los subproblemas esclavos deben ser lineales y, por lo tanto, todas las variables enteras deben estar en el problema maestro, lo que convierte al este en un problema de programación entera de grandes dimensiones [9]. Como alternativa a este enfoque, [7] propone la descomposición de Dantzig-Wolfe y el algoritmo de generación de columnas para enfrentar los problemas de planificación estocástica multi-etapa de sistemas eléctricos. Mientras que, para captar las incertidumbres de largo plazo se trabaja con un árbol de escenarios. El uso de esta metodología se sustenta en la fuerte relajación lineal del problema maestro y la capacidad de cubrir varias etapas sin incrementar sustancialmente el tamaño del problema.

La metodología antes descrita es utilizada en [11], trabajo en el cual se analiza la planificación de sistemas eléctricos reducidos en carbono bajo incertidumbre, considerando como opciones de inversión a dispositivos de flexibilidad operacional y redes inteligentes. A partir de un árbol de escenarios, se modela la incertidumbre como el precio de las tecnologías en cada etapa y se analizan diversas modificaciones de los casos de estudio. Se demuestra en este trabajo, que los costos de los escenarios optimizados de forma estocástica son menores que los costos de arrepentimiento de los mismos escenarios determinísticos.

De la misma forma, el trabajo desarrollado en [15], amplía el estudio a sistemas de mayor tamaño. Aquí el objetivo es determinar la expansión óptima del sistema en transmisión y baterías, considerando como incertidumbre principal la penetración de energía solar. Este modelo se aplica a redes de prueba para posteriormente aplicarlo al caso australiano. En cuanto a resultados, la metodología arrojó resultados precisos en tiempos razonables para el tamaño del problema.

Similarmente, en [16] se utiliza un árbol de escenarios para modelar la penetración de la generación distribuida y la descarbonización de la matriz energética como principales incertidumbres, con el objetivo de encontrar el portafolio óptimo de inversiones en transmisión y almacenamiento (incluyendo baterías y centrales de bombeo). Sin embargo, este trabajo además considera un estudio de granularidad, es decir, estudia las consecuencias de trabajar el mismo árbol de escenarios en 4, 3, 2 y 1 etapa (este último, correspondiente al caso determinístico). Como resultado se obtiene que si el árbol de escenarios se trabaja en forma determinística o en un árbol de 2 etapas, se subestiman las inversiones en baterías.

Una conceptualización más profunda es utilizada en [17]. En este trabajo se utiliza un árbol de escenarios para modelar las incertidumbres provocadas por los costos de los combustibles y el crecimiento de la demanda, con el objetivo de obtener el portafolio óptimo de inversiones en generación, transmisión y almacenamiento. Sin embargo, además de la descomposición de Dantzig-Wolfe y el algoritmo de generación de columnas, se agrega el “intercambio de columnas”. Esto último es un algoritmo en el cual los subproblemas pueden intercambiar información con el objetivo de disminuir los esfuerzos computacionales, logrando así soluciones más precisas en menores tiempos.

De esta forma, la descomposición de Dantzig-Wolfe, el algoritmo de generación de columnas y el uso de árboles de escenarios se han alzado como una potente alternativa para modelar problemas con incertidumbres de largo y corto plazo y al mismo tiempo enfrentar la manejabilidad de los problemas de gran escala, como el de planificación de sistemas eléctricos con energías renovables, almacenamientos y transmisión. Sin embargo, los estudios mostrados no se involucran en el contexto local, en el cual existen políticas climáticas y acciones de los consumidores que pueden afectar fuertemente a la inversión y operación del sistema.

Al respecto, en [20] se analiza la posibilidad de que Chile tenga sistema eléctrico confiable y 100 % renovable. El trabajo demuestra la factibilidad de distintos portafolios de generación que cumplen con las restricciones exigidas, sin embargo, muchos de ellos descansan en la generación hidráulica de embalse y pasada. En el contexto de la megasequía que afecta a Chile desde 2010 hasta la fecha de este trabajo, es preferible fomentar otro tipo de tecnologías cuyo

recurso primario no esté escaso.

Por otra parte, Chile, debido a su ubicación geográfica es vulnerable a los fenómenos de *El Niño* y *La Niña*, que pueden alterar fuertemente las condiciones climáticas del país y afectar a los recursos energéticos. En particular, [21] estudia cómo estos fenómenos climáticos pueden afectar los patrones de viento y qué decisiones de inversión se deben tomar en generación y transmisión para afrontar diferentes niveles de seguridad y contingencias.

En cuanto a políticas, en [22] se analiza el impacto en la expansión del sistema, la implementación de impuestos a emisiones contaminantes en cinco escenarios. Como resultado, se obtiene una tendencia a beneficiar o perjudicar a ciertas zonas y la tendencia a preferir generación hidráulica. Sin embargo, no hay escenarios cuyo objetivo sea la descarbonización del sistema.

En [23] se estudia cómo las políticas ambientales como los portafolios estándar de energías renovables y el impuesto al carbono pueden contribuir a reducir el riesgo en el segmento de generación. Considerando como incertidumbres las hidrologías y los precios de los combustibles bajo un modelo de aversión al riesgo, se proponen diferentes grupos de escenarios que se cumplen bajo cierta probabilidad. Combinando ambas políticas, resultan portafolios de inversión en generación más diversificados y económicamente eficientes desde un enfoque de aversión al riesgo. Sin embargo, las opciones de inversión no son exclusivamente renovables ni existe un plan para retirar centrales en case a carbón.

2.2. Contribuciones

En vista de lo expuesto en la sección anterior, las contribuciones de este trabajo son:

- Formular un modelo de optimización estocástico multi-etapa de expansión en generación, transmisión y almacenamiento de alta resolución temporal, que capte múltiples incertidumbres de largo (costos de las tecnologías, cuotas de energías renovables y penetración de la generación distribuida) y corto (diferentes hidrologías) plazo a través de un árbol de escenarios, manteniendo los perfiles solares y eólicos de forma determinística.
- Analizar los efectos que produce la incertidumbre debida a decisiones políticas en un modelo amplio, como parte de un contexto de diferentes fuentes de incerteza.
- Analizar cómo la operación óptima puede mejorar la planificación de los sistemas eléctricos, pudiendo cuantificar sus beneficios dentro de un marco general de múltiples incertidumbres.

Capítulo 3

Metodología

3.1. Nomenclatura

3.1.1. Conjuntos e índices

Conjuntos

D	Días representativos
G_n	Generadores existentes y candidatos conectados a la barra n
\hat{G}_n	Generadores candidatos conectados a la barra n
G^C	Generadores convencionales
G^R	Generadores renovables
G_{csp}	Generadores CSP
G_{emb}	Generadores hidroeléctricos de embalse
G_ρ, \hat{G}_ρ	Generadores existentes y candidatos que dependen de un perfil de disponibilidad
G_τ, \hat{G}_τ	Generadores térmicos existentes y candidatos
H	Hidrologías
L_n, \hat{L}_n	Líneas existentes y candidatas conectadas a la barra n
M	Nodos del árbol de escenarios
M^S	Nodos que poseen un nodo padre y nodos hijos
N	Barras del sistema
S_n	Almacenamientos existentes y candidatos conectados a la barra n
\hat{S}	Almacenamientos candidatos
S_m	Nodos hermanos
T	Periodos de tiempo
\mathcal{J}_{md}	Columnas añadidas en el nodo m y día d
\wp_k	Nodos desde el nodo raíz al nodo k
\wp_m	Nodos desde el nodo raíz al nodo m

Índices

d	Día representativo
g	Generador
h	Hidrología
l	Línea de transmisión
m	Nodo del árbol de escenarios
n	Barra
s	Almacenamiento
t	Hora

3.1.2. Parámetros

A_{md}	Matriz que acopla las decisiones de inversión y operación en el nodo m	-
c_{md}^T	Vector de costos de inversión en el nodo m	\$/ $(MW \cdot \text{año})$
D_{hnmtdt}	Demanda en la barra n , en la hidrología h , nodo m , día d y hora t	$p.u.$
f_h	Factor de potencia de centrales hidráulicas de embalse	-
\bar{F}_{lm}	Capacidad máxima de la línea l en el nodo m	MW
FOR_g	Tasa de interrupción forzada del generador g	-
h_e	Horas de almacenamiento del embalse e	h
M	Constante suficientemente grande de <i>Big-M</i>	-
N_{gn}	Número máximo de generadores g a instalar en la barra n	-
$\bar{P}_{gm}^{CE}, \underline{P}_{gm}^{CE}$	Energía máxima y mínima almacenada en el CSP g en el nodo m	MW
$\bar{P}_{sm}^{SE}, \underline{P}_{sm}^{SE}$	Energía máxima y mínima almacenada en el almacenamiento s en el nodo m	MW
\bar{P}_{gm}	Potencia máxima del generador g en el nodo m	MW
\bar{P}_{sm}	Potencia máxima del almacenamiento s en el nodo m	MW
\bar{P}_{nm}^{gdf}	Potencia máxima de la generación distribuida fija en la barra n y nodo m	MW
\bar{P}_{nm}^{gdv}	Potencia máxima de la generación distribuida variable en la barra n y nodo m	MW
q_m	Cuota de energía renovable exigida	%
q_{md}^T	Vector de costos de operación en el nodo m	\$/ MW
r	Tasa de descuento	-
SM	Múltiplo solar	-
X_l	Impedancia de la línea l	$p.u.$
$y(m)$	Años de duración del nodo m	Años

Γ_d	Peso del día representativo d	-
η_g^G	Factor de conversión de la energía almacenada a eléctrica del CSP g	%
η_g^{C+}	Eficiencia de carga del CSP g	%
η_g^{C-}	Eficiencia de descarga del CSP g	%
η_s	Eficiencia del almacenamiento g	%
λ_m^j	Variable binaria que selecciona la columna j para cada nodo m	%
ξ_{hgndt}	Disponibilidad del recurso del generador g en la hidrología h , barra n , día d y hora t	<i>p.u.</i>
Π_{gm}	Costo anualizado de inversión del generador g en el nodo m	\$/($MW \cdot \text{año}$)
Π_{lm}	Costo anualizado de inversión la línea l en el nodo m	\$/($MW \cdot \text{año}$)
Π_{sm}	Costo anualizado de inversión del almacenamiento s en el nodo m	\$/($MW \cdot \text{año}$)
Π_g^O	Costo de operación del generador g	\$/ MW
ρ_n	Factor de crecimiento de la demanda en el nodo m	MW
ϕ_h	Probabilidad de la hidrología h	-
ϕ_m	Probabilidad del nodo m	-

3.1.3. Variables

c_j	Vector de costos reducidos en la iteración j	\$
f_{hlmdt}	Flujo por la línea l , en la hidrología h , nodo m , día d y hora t	MW
p_{hgmdt}^{CE}	Energía almacenada en el CSP g , en la hidrología h , nodo m , día d y hora t	MW
p_{hgmdt}^{C+}	Potencia de carga del CSP g , en la hidrología h , nodo m , día d y hora t	MW
p_{hgmdt}^{C-}	Potencia de descarga del CSP g , en la hidrología h , nodo m , día d y hora t	MW
p_{hgmdt}^D	Potencia de uso directo de la central CSP g , en la hidrología h , nodo m , día d y hora t	MW
p_{hgmdt}^{SE}	Energía almacenada en el almacenamiento g , en la hidrología h , nodo m , día d y hora t	MW
p_{hgmdt}^{S+}	Potencia de carga del almacenamiento g , en la hidrología h , nodo m , día d y hora t	MW
p_{hgmdt}^{S-}	Potencia de descarga del almacenamiento g , en la hidrología h , nodo m , día d y hora t	MW
p_{nm}^{gdf}	Potencia entregada por la generación distribuida fija en el nodo m y barra n	MW

p_{nm}^{gdv}	Potencia entregada por la generación distribuida variable en el nodo m y barra n	MW
p_{hgmdt}	Potencia entregada por el generador g , en la hidrología h , nodo m , día d y hora t	MW
p_{hsmdt}	Potencia entregada por el almacenamiento s , en la hidrología h , nodo m , día d y hora t	MW
w_{gmn}	Decisión de instalar el generador g en el nodo m y barra n	-
w_{lmn}	Decisión de instalar la línea l en el nodo m y conectada a la barra n	-
w_{smn}	Decisión de instalar el almacenamiento s en el nodo m y barra n	-
\mathbf{w}_i	Vector de decisiones de inversión en el nodo i	-
\mathbf{y}_{md}	Vector de decisiones de operación en el nodo m y día d	-
\bar{Z}_{IP}	Valor objetivo del problema maestro restringido	\$
\bar{Z}_{LP}	Valor objetivo de la relajación lineal del problema maestro restringido	\$
$\theta_{hlmdt}^{From/To}$	Ángulo de voltaje en la barra $From/To$ a la cual se conecta la línea l en la hidrología h , nodo m , día d y hora t	rad
ν_{md}	Variable dual de la restricción de convexidad en el nodo m y día d	-
π_{md}	Variable dual de la restricción de inversión en el nodo m y día d	-

3.2. Descripción general

Se propone un modelo de programación lineal entero mixto, estocástico y multi-etapa para determinar la inversión óptima en generación renovable, almacenamiento y transmisión para el sistema eléctrico. El modelo minimiza el costo esperado de inversión y operación a través de un árbol de escenarios con diversas incertidumbres.

Como punto de partida, se propone un sistema con capacidades instaladas de generación y transmisión determinadas, además de un plan de expansión en transmisión vigente y conocido. La proyección creciente de la demanda, el plan de descarbonización, además de los perfiles eólicos y solares, son datos que entran al modelo de forma determinística. La ocurrencia de diferentes hidrologías representan la incertidumbre de corto plazo, que se presenta con cierta probabilidad en cada época.

Las incertidumbres de largo plazo del modelo corresponden a la penetración de la generación distribuida, cuotas de energía renovable y precios de las tecnologías, en distintos niveles y escenarios dependiendo del nodo. Con esta información, el modelo debe determinar un portafolio óptimo de expansión considerando generación renovable, transmisión y almacenamiento como se muestra en la figura 3.1. La necesidad de recurrir a las probabilidades para recorrer el árbol de escenarios bajo estas incertidumbres, es lo que le asigna el carácter de estocástico a este modelo.

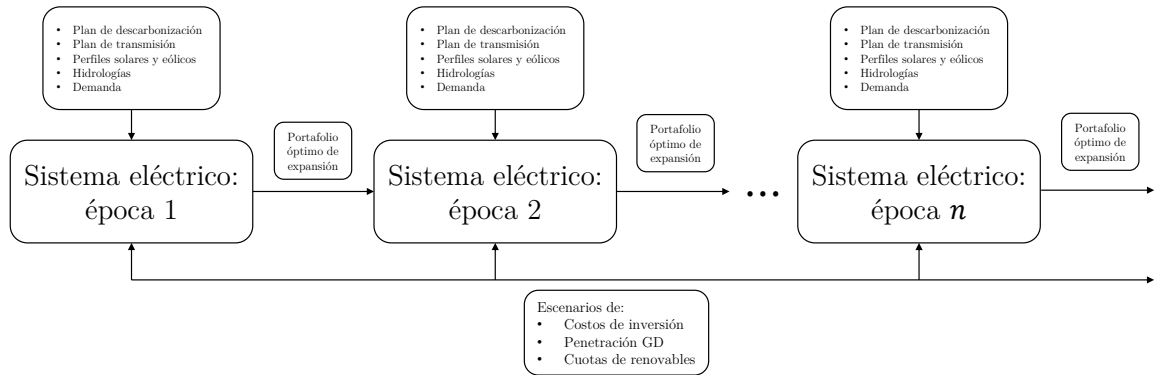


Figura 3.1: Diagrama de datos de entrada del modelo multi-etapa

Como se trabaja solo con opciones en generación renovable, se considera la variabilidad y disponibilidad de recursos eólicos, hídricos y solares en cada barra del sistema. La heterogeneidad de los recursos disponibles en Chile se traduce en distintas opciones de tecnologías y cantidades a instalar en cada barra. Para captar correctamente la variabilidad de los recursos renovables y la operación de los almacenamientos, se trabaja con resolución horaria. Sin embargo, para evitar trabajar con una innecesaria cantidad de datos, el año se modela utilizando días representativos desconectados entre sí. De manera similar, las etapas propuestas consideran periodos de tiempo de cuatro y cinco años, evitando así sobrecargar el modelo con datos de entrada no tan relevantes.

En cuanto a las restricciones del modelo, se consideran solo las fundamentales. En inversión, estas se limitan por la disponibilidad del recurso en cada barra. En operación, se considera el balance de potencia y las potencias máximas de cada tecnología, considerando restricciones de operación particulares de almacenamientos y líneas de transmisión. Además, se restringe la generación convencional exigiendo una cuota de energías renovables, se reduce determinísticamente la capacidad instalada de centrales a carbón durante las etapas y se impide la opción de realizar inversiones en transmisión en la primera etapa.

A pesar de las simplificaciones, este modelo sigue siendo un problema de gran escala, por lo que para producir las soluciones se usará la descomposición de Dantzig Wolfe y el algoritmo de generación de columnas. La descomposición permite separar las restricciones que ligan la operación con la inversión (en un problema maestro), de las restricciones de operación (en subproblemas). Por otra parte, el algoritmo de generación de columnas permite llegar a la solución usando un subconjunto de las columnas totales, agregando columnas solo cuando la solución pueda mejorar. Sin embargo, este proceso se puede facilitar mucho usando `JuDGE.jl`, paquete de `Julia`, que permite realizar todo el proceso anterior definiendo solo los subproblemas de operación. Es decir, a partir de los subproblemas, `JuDGE.jl` construye el problema maestro, realiza la descomposición de Dantzig Wolfe y resuelve usando el algoritmo de generación de columnas.

3.3. Modelo de optimización

3.3.1. Función objetivo

El modelo minimiza los costos de inversión y operación esperados a través de cada nodo del árbol de escenarios, como se muestra en (3.1):

$$\min \sum_{m \in M} \phi_m \left[\frac{I_m + O_m}{(1+r)^{y(m)}} \right] \quad (3.1)$$

Los costos de inversión consisten en los costos anualizados para invertir en nuevos activos tales como centrales, almacenamientos y líneas de transmisión, como se muestra en (3.2):

$$I_m = \sum_{n \in N} \left(\sum_{s \in \hat{S}_n} \Pi_{sm} \bar{P}_{sm} w_{smn} + \sum_{l \in \hat{L}_n} \Pi_{lm} \bar{F}_{lm} w_{lmn} + \sum_{g \in \hat{G}_n} \Pi_{gm} \bar{P}_{gm} w_{gmn} \right), \quad \forall m \in M \quad (3.2)$$

Los costos de operación consideran solo los costos de combustible de centrales convencionales en cada hora y día, ponderados por el peso del día representativo y la probabilidad de que ocurra una determinada hidrología, como se muestra en (3.3):

$$O_m = \sum_{h \in H} \phi_h \sum_{d \in D} \Gamma_d \sum_{t \in T} \sum_{g \in G^C} \Pi_g^O p_{hgmdt}, \quad \forall m \in M \quad (3.3)$$

3.3.2. Restricciones de inversión

Las decisiones de inversión en centrales almacenamiento y líneas se definen como variables enteras positivas, como se muestra en (3.4), (3.5) y (3.6).

$$w_{smn} \in \mathbb{Z}^+, \quad \forall s \in \hat{S}, \forall m \in M, \forall n \in N \quad (3.4)$$

$$w_{gmn} \in \mathbb{Z}^+, \quad \forall g \in \hat{G}, \forall m \in M, \forall n \in N \quad (3.5)$$

$$w_{lmn} \in \mathbb{Z}^+, \quad \forall l \in \hat{L}, \forall m \in M, \forall n \in N \quad (3.6)$$

Debido a los prolongados tiempos de construcción de las líneas de transmisión, se considera un atraso de una etapa entre la toma de decisión y la puesta en marcha de la línea, razón por la cual las decisiones de inversión en líneas deben ser las mismas en todos los nodos hermanos como se muestra en (3.7). En concordancia, se asume que existe un plan de expansión en transmisión vigente y por lo tanto, el modelo no puede tomar decisiones de inversión en líneas en la primera etapa, como se muestra en (3.8).

$$\sum_{i \in \varphi_m} w_{lin} = \sum_{i \in \varphi_k} w_{lin}, \quad \forall l \in \hat{L}, \forall m \in M^S, \forall k \in S_m, \forall n \in N \quad (3.7)$$

$$w_{l1n} = 0, \quad \forall l \in \hat{L}, \forall n \in N \quad (3.8)$$

Finalmente, la cantidad de centrales de cada tecnología y barra debe estar limitada por la disponibilidad del recurso, por lo que existe una cantidad máxima a instalar en cada escenario como se muestra en (3.9).

$$\sum_{i \in \varphi_m} w_{gin} \leq N_{gn}, \quad \forall g \in \hat{G}, \forall m \in M, \forall n \in N \quad (3.9)$$

3.3.3. Restricciones de operación

1. *Balance de potencia y cuotas de renovables:* La ecuación (3.10) asegura el balance de potencia para todas las barras y tiempos en cada nodo del árbol e hidrología, asumiendo que la generación distribuida es despachable como cualquier otro generador. Si esta no es despachable, la generación distribuida se asume como un valor fijo que se resta a la demanda como se muestra en (3.11).

$$\sum_{g \in G_n} p_{hgmdt} + \sum_{s \in S_n} p_{hsmdt} - \sum_{l \in L_n} f_{hlmdt} = \rho_n D_{hnmdt}, \quad \forall h \in H, \forall n \in N, \forall m \in M, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.10)$$

$$\sum_{g \in G_n} p_{hgmdt} + \sum_{s \in S_n} p_{hsmdt} - \sum_{l \in L_n} f_{hlmdt} = \rho_n D_{hnmdt} - P_{nm}^{GD}, \quad \forall h \in H, \forall n \in N, \forall m \in M, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.11)$$

La generación distribuida se constituye de generación fija y variable. Cuando la generación distribuida es despachable, la potencia entregada se modela como se muestra en (3.12). Si no es despachable, las potencias cambian de variables a fijas como se muestra en (3.13).

$$p_{nm}^{GD} = p_{nm}^{gdf} + p_{nm}^{gdv} \xi_{hgndt}, \quad \forall h \in H, \forall n \in N, \forall g \in G_\rho, \forall m \in M, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.12)$$

$$P_{nm}^{GD} = \bar{P}_{nm}^{gdf} + \bar{P}_{nm}^{gdv} \xi_{hgndt}, \quad \forall h \in H, \forall n \in N, \forall g \in G_\rho, \forall m \in M, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.13)$$

Por otra parte, (3.14) asegura que un porcentaje de la demanda del sistema en cada época debe ser provisto por energías renovables.

$$\sum_{n \in N} \sum_{g \in G^R} \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} p_{hgmdt} \leq q_m \sum_{n \in N} \sum_{d \in D} \sum_{t \in T} D_{hnmdt}, \quad \forall h \in H, \forall m \in M \quad (3.14)$$

2. *Restricciones de generadores:* Las potencias que entregan las centrales generadoras existentes y nuevas, están limitadas por su capacidad máxima como se muestra en (3.15) y (3.16) respectivamente.

$$p_{hgmdt} \leq \bar{P}_{gm} (1 - FOR), \quad \forall g \in G_\tau, \forall m \in M, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.15)$$

$$p_{hgmdt} \leq \bar{P}_{gm}(1 - FOR) \sum_{i \in \varphi_m} w_{gin}, \quad \forall g \in \hat{G}_\tau, \forall m \in M, \forall n \in N, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.16)$$

Además, aquellas centrales existentes y nuevas que posean un perfil de disponibilidad de su recurso, tendrán su potencia limitada como se muestra en (3.17) y (3.18) respectivamente.

$$p_{hgmdt} \leq \bar{P}_{gm} \xi_{hgndt}, \quad \forall g \in G_\rho, \forall m \in M, \forall n \in N, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.17)$$

$$p_{hgmdt} \leq \bar{P}_{gm} \xi_{hgndt} \sum_{i \in \varphi_m} w_{gin}, \quad \forall g \in \hat{G}_\rho, \forall m \in M, \forall n \in N, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.18)$$

Por otra parte, se asume conocida la cantidad máxima de energía que pueden proveer los embalses por día en una determinada hidrología, como se muestra en (3.19).

$$\sum_{t \in T} p_{hgmdt} \leq \bar{P}_{gm} f_h h_e, \quad \forall g \in G_{emb}, \forall m \in M, \forall d \in D \quad (3.19)$$

La potencia de salida de las centrales CSP, es una combinación entre una potencia de descarga a partir de un almacenamiento y una potencia se uso directo. Por esto, es que este tipo de tecnologías requiere restricciones de balance de entrada, balance de salida, inventario y capacidad de almacenamiento como se muestra en (3.20), (3.22), (3.23) y (3.24) respectivamente. Para centrales nuevas, se reemplaza (3.20) por (3.21).

$$p_{hgmdt}^{C+} + p_{hgmdt}^D \leq SM \frac{\bar{P}_{gm}}{\eta_g^G} \xi_{hgndt}, \quad \forall h \in H, \forall g \in G_{csp}, \forall m \in M, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.20)$$

$$p_{hgmdt}^{C+} + p_{hgmdt}^D \leq SM \frac{\bar{P}_{gm}}{\eta_g^G} \xi_{hgndt} \sum_{i \in \varphi_m} w_{gin}, \quad \forall h \in H, \forall g \in \hat{G}_{csp}, \forall m \in M, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.21)$$

$$p_{hgmdt}^G = (p_{hgmdt}^{C-} + p_{hgmdt}^D) \eta_g^G \quad \forall h \in H, \forall g \in G_{csp}, \forall m \in M, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.22)$$

$$p_{hgmdt}^{CE} = p_{hgmd(t-1)}^{CE} + p_{hgmdt}^{C+} \eta_g^{C+} - \frac{p_{hgmdt}^{C-}}{\eta_g^{C-}} \quad \forall h \in H, \forall g \in G_{csp}, \forall m \in M, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.23)$$

$$\underline{P}_{gm}^{CE} \leq p_{hgmdt}^{CE} \leq \bar{P}_{gm}^{CE} \quad \forall h \in H, \forall g \in G_{csp}, \forall m \in M, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.24)$$

3. *Restricciones de almacenamientos:* Se considerarán almacenamientos a las baterías y a las centrales de bombeo. Estas últimas tienen potencial de ser instaladas en las costas

chilenas usando agua de mar, razón por la cual se desestiman las restricciones de disponibilidad de agua y, en consecuencia, se modelan de igual forma que una batería. Por lo tanto, los almacenamientos tendrán restricciones de inventario, capacidad y generación como se muestra en (3.25), (3.26) y (3.27) respectivamente.

$$p_{hsmtd}^{SE} = p_{hsmd(t-1)}^{SE} - p_{hsmtd}^{S+} + p_{hsmtd}^{S-} \eta_s, \quad \forall h \in H, \forall s \in \hat{S}, \forall m \in M, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.25)$$

$$\underline{P}_{sm}^{SE} \sum_{i \in \varphi_m} w_{sin}^S \leq p_{hsmtd}^{SE} \leq \overline{P}_{sm}^{SE} \sum_{i \in \varphi_m} w_{sin}^S \quad \forall h \in H, \forall s \in \hat{S}, \forall m \in M, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.26)$$

$$p_{hsmtd}^S = p_{hsmtd}^{S+} - p_{hsmtd}^{S-} \quad \forall h \in H, \forall s \in \hat{S}, \forall m \in M, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.27)$$

4. *Líneas de transmisión*: Los flujos por las líneas existentes y nuevas, están limitadas por sus capacidades máximas como se muestra en (3.28) y (3.29) respectivamente.

$$-\overline{F}_{lm} \leq f_{hlmdt} \leq \overline{F}_{lm}, \quad \forall h \in H, \forall l \in L, \forall m \in M, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.28)$$

$$-\overline{F}_{lm} \sum_{i \in \varphi_m} w_{lin}^L \leq f_{hlmdt} \leq \overline{F}_{lm} \sum_{i \in \varphi_m} w_{lin}^L, \quad \forall h \in H, \forall l \in \hat{L}, \forall m \in M, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.29)$$

Para representar las transferencias de potencia se formula un flujo DC linealizado como se muestra en (3.30). Para líneas nuevas se añade el término de *Big-M* como se muestra en (3.31).

$$\frac{\theta_{hlmdt}^{From} - \theta_{hlmdt}^{To}}{X_l} \leq f_{hlmdt} \leq \frac{\theta_{hlmdt}^{From} - \theta_{hlmdt}^{To}}{X_l}, \quad \forall h \in H, \forall l \in L, \forall m \in M, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.30)$$

$$-M(1 - \sum_{i \in \varphi_m} w_{lin}^L) + \frac{\theta_{hlmdt}^{From} - \theta_{hlmdt}^{To}}{X_l} \leq f_{hlmdt} \leq M(1 - \sum_{i \in \varphi_m} w_{lin}^L) + \frac{\theta_{hlmdt}^{From} - \theta_{hlmdt}^{To}}{X_l}, \quad \forall h \in H, \forall l \in \hat{L}, \forall m \in M, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.31)$$

3.4. Algoritmo de solución

3.4.1. Descomposición de Dantzig Wolfe

Conocido el problema de optimización, y con el objetivo de mejorar la manejabilidad de este problema de programación lineal de gran escala, se reformula el problema en una estructura diagonal por bloques para aplicar la descomposición de Dantzig Wolfe. Para esto, se añaden nuevas variables: z_{smn}^S , z_{lmn}^L y z_{gmn}^G , las cuales representan el total de unidades del almacenamiento s , líneas l y generadores g respectivamente, que han sido instaladas hasta el nodo i . En consecuencia, estas variables deben cumplir con las restricciones (3.32), (3.33) y (3.34).

$$z_{smn} \leq \sum_{i \in \varphi_m} w_{sin}, \quad \forall s \in \hat{S}, \forall n \in N, \forall m \in M \quad (3.32)$$

$$z_{lmn} \leq \sum_{i \in \varphi_m} w_{lin}, \quad \forall l \in \hat{L}, \forall n \in N, \forall m \in M \quad (3.33)$$

$$z_{gmn} \leq \sum_{i \in \varphi_m} w_{gin}, \quad \forall g \in \hat{G}, \forall n \in N, \forall m \in M \quad (3.34)$$

De esta forma, se pueden reemplazar las restricciones (3.16), (3.18), (3.21), (3.26), (3.29) y (3.31) por las restricciones (3.35), (3.36), (3.37), (3.38), (3.39) y (3.40) respectivamente.

$$p_{hgmdt} \leq \bar{P}_{gm} z_{gmn}, \quad \forall g \in \hat{G}_\tau, \forall m \in M, \forall n \in N, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.35)$$

$$p_{hgmdt} \leq \bar{P}_{gm} \xi_{hgndt} z_{gmn}, \quad \forall g \in \hat{G}_\rho, \forall m \in M, \forall n \in N, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.36)$$

$$p_{hgmdt}^{C+} + p_{hgmdt}^D \leq SM \frac{\bar{P}_{gm}}{\eta_g^G} \xi_{hgndt} z_{gmn}, \quad \forall h \in H, \forall g \in \hat{G}_{csp}, \forall m \in M, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.37)$$

$$\underline{P}_{sm}^{SE} z_{smn} \leq p_{hsmdt}^{SE} \leq \bar{P}_{sm}^{SE} z_{smn} \quad \forall h \in H, \forall s \in \hat{S}, \forall m \in M, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.38)$$

$$-\bar{F}_{lm} z_{lm} \leq f_{lmdt} \leq \bar{F}_{lm} z_{lm}, \quad \forall h \in H, \forall l \in \hat{L}, \forall m \in M, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.39)$$

$$-M(1 - z_{lmn}) + \frac{\theta_{hlmdt}^{From} - \theta_{hlmdt}^{To}}{X_l} \leq f_{hlmdt} \leq M(1 - z_{lmn}) + \frac{\theta_{hlmdt}^{From} - \theta_{hlmdt}^{To}}{X_l}, \quad \forall h \in H, \forall l \in \hat{L}, \forall m \in M, \forall d \in D, \forall t \in T \quad (3.40)$$

De esta manera, la reformulación del problema usa la misma función objetivo (3.1), sujeto a las restricciones enumeradas desde (3.10) hasta (3.40) y considerando los reemplazos recién descritos. La estructura de este problema reformulado se muestra en (3.41a)-(3.41i), donde la restricción (3.41b) acopla temporalmente las etapas relacionando la infraestructura disponible en el nodo m con las decisiones de inversión hechas en los nodos predecesores del nodo m . En consecuencia, si esta restricción es relajada, el problema de inversión se podría resolver de forma independiente para cada nodo.

Por otro lado, (3.41d) restringe las decisiones de operación a la infraestructura total disponible en el nodo m , (3.41e) resume las restricciones (3.7) y (3.8), mientras que (3.41e) agrupa todas las restricciones de operación. Finalmente, el conjunto Υ_{md} representa el conjunto factible de decisiones de operación en el nodo m y en el día d .

$$\min \sum_{m \in M} \sum_{i \in \varphi_m} \phi_m \mathbf{c}_m^T \mathbf{w}_i + \sum_{m \in M} \sum_{d \in D} \Gamma_d \phi_m \mathbf{q}_{md}^T \mathbf{y}_{md} \quad (3.41a)$$

$$s.a. : \quad \mathbf{z}_{md} \leq \sum_{i \in \varphi_m} \mathbf{w}_i, \quad \forall d \in D, \forall m \in M \quad (3.41b)$$

$$\mathbf{A}_{md} \mathbf{y}_{md} \leq \mathbf{z}_m, \quad \forall d \in D, \forall m \in M \quad (3.41c)$$

$$\mathbf{B}_m \mathbf{w}_m \leq 0, \quad \forall m \in M \quad (3.41d)$$

$$\mathbf{y}_{md} \in \Upsilon_{md}, \quad \forall d \in D, \forall m \in M \quad (3.41e)$$

$$\mathbf{w}_m \leq \bar{\mathbf{w}}_m, \quad \forall m \in M \quad (3.41f)$$

$$\mathbf{z}_{md} \leq \bar{\mathbf{z}}_m, \quad \forall d \in D, \forall m \in M \quad (3.41g)$$

$$\mathbf{w}_m \in \mathbb{Z}^+, \quad \forall m \in M \quad (3.41h)$$

$$\mathbf{z}_{md} \in \mathbb{Z}^+, \quad \forall d \in D, \forall m \in M \quad (3.41i)$$

Se define la región factible de infraestructura disponible en el nodo m y día d , en (3.42).

$$\Psi_{md} = \{\mathbf{z}_{md} \in \mathbb{Z}^+ | \exists \mathbf{y}_{md} \in \Upsilon_{md}, \mathbf{A}_{md} \mathbf{y}_{md} \leq \mathbf{z}_{md}, \mathbf{z}_{md} \leq \bar{\mathbf{z}}_m\} \quad (3.42)$$

Esta región es un poliedro acotado y entero, por lo que cada punto en Ψ_m puede ser representado como una combinación de un número finito de puntos enteros $\{\hat{\mathbf{z}}_m^j\}_{j=1}^{j_m}$. Por otro lado, para cada vector de infraestructura disponible, existe un plan óptimo de operación $\hat{\mathbf{y}}_m^j$. En consecuencia, \mathbf{z}_m puede ser reescrito de acuerdo a (3.43), (3.44) y (3.45).

$$\mathbf{z}_{md} = \sum_{j=1}^{j_m} \lambda_{mj}^j \hat{\mathbf{z}}_{mj}^j \quad (3.43)$$

$$\sum_{j=1}^{j_m} \lambda_{mj}^j = 1 \quad (3.44)$$

$$\lambda_{mj}^j \in \{0, 1\} \quad (3.45)$$

Así, el problema maestro de la descomposición de Dantzig Wolfe se obtiene sustituyendo (3.43) y agregando (3.44) y (3.45) en (3.41), obteniendo el problema (3.46).

$$\min \sum_{m \in M} \phi_m \mathbf{c}_m^T \mathbf{w}_m + \sum_{m \in M} \sum_{d \in D} \sum_{j=1}^{j_{md}} \Gamma_d \phi_m \mathbf{q}_{md}^T \hat{\mathbf{y}}_{md}^j \lambda_{md}^j \quad (3.46a)$$

$$s.a. : \sum_{j=1}^{j_{md}} \hat{\mathbf{z}}_{md}^j \lambda_m^j \leq \sum_{i \in \varphi_m} \mathbf{w}_i, \quad \forall m \in M, \forall d \in D, \quad [\pi_{md}] \quad (3.46b)$$

$$\sum_{j=1}^{j_{md}} \lambda_{md}^j = 1, \quad \forall m \in M, \forall d \in D, \quad [\mu_{md}] \quad (3.46c)$$

$$\lambda_{md}^j \in \{0, 1\}, \quad \forall m \in M, \forall d \in D, \quad \forall j \in \mathcal{J}_{md} \quad (3.46d)$$

$$\mathbf{B}_m \mathbf{w}_m \leq 0, \quad \forall m \in M \quad (3.46e)$$

$$\mathbf{w}_m \leq \bar{\mathbf{w}}_m, \quad \forall m \in M \quad (3.46f)$$

$$\mathbf{w}_m \in \mathbb{Z}^+, \quad \forall m \in M \quad (3.46g)$$

3.4.2. Algoritmo de generación de columnas

En la práctica, no es posible enumerar todos los vectores factibles de infraestructura disponible y su plan de operación asociado, razón por la cual estos se producen usando el algoritmo de generación de columnas. Básicamente, el algoritmo utiliza solo un subconjunto de columnas en el problema maestro y agrega más columnas en la medida de que sean necesarias.

Inicialmente se formula el problema maestro con un limitado número de columnas, para luego obtener los valores duales π_m y μ_m al resolver su relajación lineal. Estos valores son usados para resolver el problema (3.47) para cada nodo m , el cual decide si es necesario o no agregar nuevas columnas. El costo reducido de una nueva columna está representado por (3.47a) y si una columna arroja un costo reducido negativo, esta mejorará el valor objetivo del problema maestro por lo que será agregada a este. Si ninguna columna tiene costo reducido negativo, entonces la relajación lineal del problema maestro ha sido resuelta de forma óptima.

$$sp(m, d) : \quad \min \quad \Gamma_d \phi_m \mathbf{q}_{md} \mathbf{y}_{md} - \mathbf{z}_{md} \pi_{md} - \mu_{md} \quad (3.47a)$$

$$s.a. : \quad \mathbf{A}_{md} \mathbf{y}_{md} \leq \mathbf{z}_{md} \quad (3.47b)$$

$$\mathbf{y}_{md} \in \Upsilon_{md} \quad (3.47c)$$

$$\mathbf{z}_{md} \leq \bar{\mathbf{z}}_m \quad (3.47d)$$

$$\mathbf{z}_{md} \in \mathbb{Z}^+ \quad (3.47e)$$

Sin embargo, iterar hasta que ninguna columna posea costo reducido negativo puede tardar mucho tiempo, razón por la cual se puede detener el algoritmo utilizando un criterio de convergencia. En este caso se usará el *MIPGap* definido en (3.48) y el algoritmo se detendrá cuando este sea menor que cierto valor deseado. El *MIPGap* calcula básicamente el error entre el valor objetivo del problema maestro restringido y el valor objetivo de la relajación lineal sumado a los costos reducidos de las variables en la iteración j con respecto a esta última suma.

$$MIPGap = \frac{\bar{Z}_{IP} - (\bar{Z}_{LP} + \sum_{j=1}^n \bar{c}_j)}{(\bar{Z}_{LP} + \sum_{j=1}^n \bar{c}_j)} \quad (3.48)$$

3.4.3. JuDGE

JuDGE.jl es un paquete de código abierto de **Julia**, usado para resolver problemas estocásticos de expansión de capacidad de varias etapas mediante la descomposición de Dantzig Wolfe. Los modelos para JuDGE.jl se construyen usando **JuMP**, el lenguaje de modelado algebraico en **Julia**, y se resuelven aplicando repetidamente problemas de programación entero mixtos [7] [8].

Para implementar un problema en JuDGE, inicialmente se debe definir un árbol de escenarios. Este puede ser uno simétrico usando `narytree(depth::Int, degree::Int)`, donde `depth` es la profundidad de la etapa (el nodo raíz tiene profundidad cero) y `degree` es la cantidad de nodos hijo que tiene cada nodo padre. También puede usarse un árbol personalizado, el cual se lee desde un archivo `csv` especificando el nombre del nodo, su nodo padre y profundidad, para después cargarlo usando `tree_from_file(filename::String)`.

Los datos de entrada que dependen de cada nodo, se recomienda cargarlos como diccionarios asociados al árbol recién definido. Este es el caso de los costos de inversión de cada tecnología, el factor de crecimiento de la demanda, las cuotas de energía renovable, la capacidad instalada de generación distribuida, la entrada de líneas de transmisión de acuerdo al plan de expansión vigente, la capacidad instalada de centrales a carbón (en caso de des-carbonización de la matriz) y cualquier otro dato de entrada que varíe a través de cada etapa.

A continuación, se definen los subproblemas asociados a cada nodo que, debido a la descomposición de Dantzig Wolfe hecha, se resuelven de forma independiente. Para esto, se define una función en **Julia** (`function sub_problems(node)` por ejemplo) en la cual se plantea el problema de optimización de los subproblemas. Tanto los subproblemas como el problema maestro, pueden ser resueltos con *solvers* como *Gurobi*, *CPLEX* o *GLPK*, indicando los atributos y parámetros con los cuales se quiere optimizar. Particularmente importante es el atributo *MIPGap* que será utilizado en este caso.

Dentro de la función de los subproblemas se definen las variables de expansión, los costos de inversión, las variables de operación y las restricciones. Se definen las variables de expansión usando la macro `@expansion(model, variable, args...)` donde `model` se refiere al subproblema, `variable` es el nombre de la variable que puede ser acotada de inmediato (`0<=exp_var<=10` por ejemplo) y `args` corresponde a los argumentos opcionales de la variable. Dentro de estos argumentos se puede indicar si la variable es entera (`Int`) o binaria (`Bin`), además de establecer atrasos entre la toma de la decisión y la puesta en marcha de la nueva tecnología (`lag`), y limitar la duración de la inversión en caso de que el horizonte temporal de estudio supere la vida útil de la tecnología (`duration`).

A la fecha de este trabajo, JuDGE.jl no tiene implementada una macro que permita directamente incluir costos de inversión anualizados, es decir, que una vez hecha la inversión, se siga cobrando la cuota en las siguientes etapas. Sin embargo, esto se puede lograr calculando previamente las anualizaciones y cobrarlas como costos de mantención usando la macro `@ongoingcosts(model, expr)`, donde `model` se refiere al subproblema y `expr` es la expresión que explicita el costo anualizado de la inversión (`inv_cost[node][1]*exp_var` por ejemplo).

Las variables de operación se pueden definir de la misma forma que se hace en JuMP, usando la macro `@variable(model, expr, args..., kw_args...)`, donde es importante destacar que estas variables pueden ser números, vectores o matrices que se pueden acotar dentro del mismo argumento, al igual que en la macro `@expansion`. De igual forma, las restricciones también se definen como en JuMP usando la macro `@constraints(model, expr)`, teniendo en cuenta que en el subproblema solo se deben especificar las restricciones de operación del problema.

Para finalizar el subproblema, se define la función objetivo de acuerdo a la macro de JuMP `@objective(model::Model, sense, func)` donde `sense` se refiere a si se maximiza (Max) o minimiza (Min) y `func` es la función objetivo. Es importante destacar que la función objetivo del subproblema son solo los costos de operación (ecuación (3.3)) en este caso) debido a la descomposición hecha.

Una vez definidos los subproblemas, JuDGE.jl construye el problema maestro usando la siguiente macro:

```
JuDGEModel(tree::AbstractTree,
    probabilities,
    sub_problem_builder::Function,
    solver;
    discount_factor=1.0,
    risk=RiskNeutral(),
    sideconstraints=nothing,
    check=true,
    perfect_foresight=false)
```

Esta macro permite relacionar los elementos antes descritos como el árbol, la función que define los subproblemas y el *solver* (incluyendo los atributos como el *MIPGap*), además de otros parámetros importantes como el factor de descuento (`discount_factor`) y la forma en que se distribuyen las probabilidades (`probabilities`). Respecto a esto último, se puede usar una distribución de probabilidades condicionales uniforme usando el comando `ConditionallyUniformProbabilities` o también se puede definir una distribución diferente de probabilidades definiéndolas inicialmente en el árbol.

Además, existen parámetros opcionales como la aversión al riesgo (`risk`), restricciones especiales para cada nodo (restricciones de presupuesto por ejemplo, en `sideconstraints`), validación del modelo JuDGE (`check`) y una característica experimental (`perfect_foresight`) que ayuda a calcular el el valor esperado de la información perfecta.

A continuación se resuelve el problema maestro antes planteado usando la siguiente macro:

```
solve(judge::JuDGEModel;
    termination::Termination=Termination(),
    max_no_int::Int=typemax(Int),
    blocks::Union{Nothing,Vector{Vector{AbstractTree}}}=nothing,
    warm_starts::Bool=false,
    optimizer_attributes::Union{Nothing,Function}=nothing,
    mp_callback::Union{Nothing,Function}=nothing,
```

```
prune::Float64=Inf,  
heuristic::Union{Nothing,Function}=nothing,  
verbose::Int=2)
```

Dentro de los múltiples parámetros de esta macro se destaca **termination**, que agrega más criterios de convergencia para finalizar el algoritmo. Por ejemplo, **rlx_reltol** es la tolerancia relativa entre el valor objetivo del problema maestro relajado y la cota inferior de cada iteración, **reltol** es la tolerancia relativa entre el mejor valor objetivo factible entero y la cota inferior, **inttol** es la máxima desviación que pueden tener las variables binarias o enteras de soluciones factibles enteras, entre otros.

Finalmente, usando **resolve_subproblems(judge::JuDGEModel)** para resolver los subproblemas y **write_solution_to_file(jmodel::JuDGEModel,filename::String)** para exportar los resultados en **csv**, se puede comenzar con el algoritmo. De esta manera, **JuDGE.jl** cubre todas las necesidades del problema de optimización planteado en las secciones anteriores, motivo por el cual es utilizado para obtener los resultados de esta modelación.

Capítulo 4

Resultados y análisis

4.1. Descripción de los casos de estudio

Para resolver el problema de expansión del sistema eléctrico se usa una topología de dos barras unidas por una línea de transmisión, la cual se analiza con un árbol de 24 escenarios en 4 épocas, correspondientes a los años 2021, 2025, 2030 y 2035. Las probabilidades condicionales de los nodos del árbol se reparten de manera uniforme y estos se diferencian entre sí en los costos de inversión de las tecnologías (3 escenarios), la penetración de la generación distribuida (3 escenarios) y la cuota exigida de energía renovable (8 escenarios).

Los nodos además, consideran una correlación entre los costos de inversión de las tecnologías y la penetración de la generación distribuida. Es por esto que cuando los precios de las tecnologías son bajos, el escenario de penetración de la generación distribuida es alto y viceversa. Mientras que, la cuota de energía renovable no tiene una relación directa con los criterios anteriores, por lo que las ramificaciones del árbol consideran las combinaciones de diferentes porcentajes de cuotas independiente de los otros criterios. Se considera energía renovable a la generación eólica, solar, minihidro y geotérmica, tanto instalada por el sistema como en generación distribuida.

Cada nodo considera la ocurrencia de una hidrología seca, media y húmeda con una probabilidad determinada, y el modelo retira de forma determinística el 50 % la capacidad instalada de carbón al 2025 y el 100 % al 2030. Además, existe un plan de expansión vigente que pone en servicio mayor capacidad de transmisión en los años 2021, 2025 y 2030.

Los casos de estudio a analizar consideran la expansión del sistema usando solo energías renovables y se diferencian en la posibilidad de tener opción de transmisión extra y en la posibilidad de hacer que la generación distribuida sea despachable, como se muestra a continuación:

- **Caso Base:** No hay opción de transmisión extra y la generación distribuida no es despachable.
- **Caso A:** Hay opción de transmisión extra y la generación distribuida no es despachable.
- **Caso B:** No hay opción de transmisión extra y la generación distribuida es despachable.
- **Caso C:** Hay opción de transmisión extra y la generación distribuida es despachable.

Para estos casos de estudio, se realizan dos análisis: un árbol de 4 etapas y un análisis de granularidad considerando árboles de 3, 2 y 1 etapa. Esto último, para estudiar cómo afecta el número de decisiones por etapa en las decisiones de inversión.

4.1.1. Árbol de 4 etapas

El árbol de 24 escenarios se distribuye en 4 etapas con 43 nodos como se muestra en la figura 4.1 y sus características se muestran en la tabla 4.1.

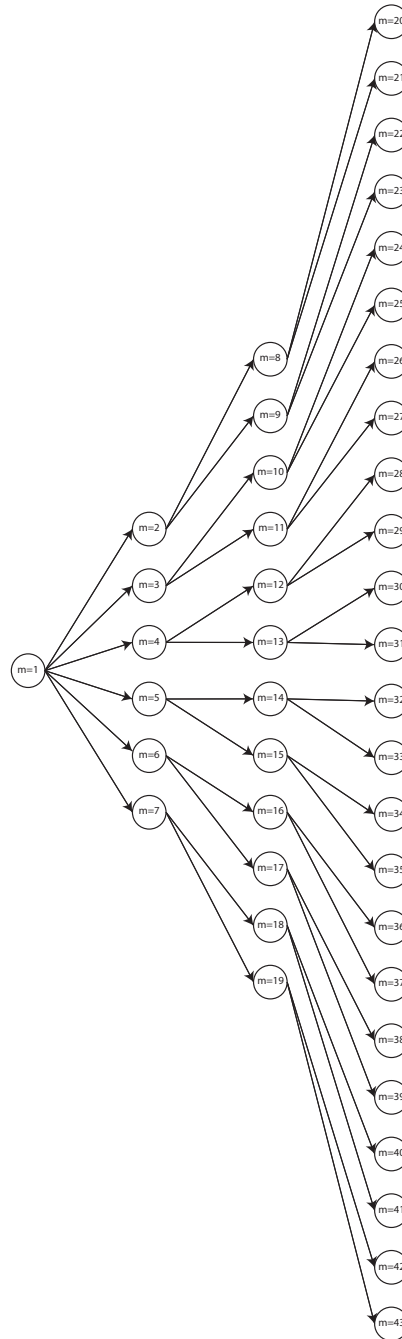


Figura 4.1: Árbol de 4 etapas

Tabla 4.1: Características de los nodos del árbol

Nodo	Probabilidad	Etapa	Escenario	Costos	Penetración GD	Cuota (%)
1	1	1	S1-S24	Medios	-	20
2	1/6	2	S1-S4	Altos	Baja	30
3	1/6	2	S5-S8	Altos	Baja	20
4	1/6	2	S9-S12	Medios	Media	30
5	1/6	2	S13-S16	Medios	Media	20
6	1/6	2	S17-S20	Bajos	Alta	30
7	1/6	2	S21-S24	Bajos	Alta	20
8	1/12	3	S1, S2	Altos	Baja	60
9	1/12	3	S3, S4	Altos	Baja	40
10	1/12	3	S5,S6	Altos	Baja	60
11	1/12	3	S7, S8	Altos	Baja	40
12	1/12	3	S9, S10	Medios	Media	60
13	1/12	3	S11,S12	Medios	Media	40
14	1/12	3	S13, S14	Medios	Media	60
15	1/12	3	S15, S16	Medios	Media	40
16	1/12	3	S17, S18	Bajos	Alta	60
17	1/12	3	S19, S20	Bajos	Alta	40
18	1/12	3	S21, S22	Bajos	Alta	60
19	1/12	3	S23, S24	Bajos	Alta	40
20	1/24	4	S1	Altos	Baja	70
21	1/24	4	S2	Altos	Baja	60
22	1/24	4	S3	Altos	Baja	70
23	1/24	4	S4	Altos	Baja	60
24	1/24	4	S5	Altos	Baja	70
25	1/24	4	S6	Altos	Baja	60
26	1/24	4	S7	Altos	Baja	70
27	1/24	4	S8	Altos	Baja	60
28	1/24	4	S9	Medios	Media	70
29	1/24	4	S10	Medios	Media	60
30	1/24	4	S11	Medios	Media	70
31	1/24	4	S12	Medios	Media	60
32	1/24	4	S13	Medios	Media	70
33	1/24	4	S14	Medios	Media	60
34	1/24	4	S15	Medios	Media	70
35	1/24	4	S16	Medios	Media	60
36	1/24	4	S17	Bajos	Alta	70
37	1/24	4	S18	Bajos	Alta	60

38	1/24	4	S19	Bajos	Alta	70
39	1/24	4	S20	Bajos	Alta	60
40	1/24	4	S21	Bajos	Alta	70
41	1/24	4	S22	Bajos	Alta	60
42	1/24	4	S23	Bajos	Alta	70
43	1/24	4	S24	Bajos	Alta	60

4.1.2. Análisis de granularidad

El árbol de 24 escenarios de la figura 4.1 se distribuye en 3 etapas con 55 nodos, 2 etapas con 73 nodos y una etapa con 96 nodos, siendo este último caso un estudio determinístico. Un esquema del estudio propuesto se muestra en la figura 4.2, donde se observa que la disminución de las etapas incide en la cantidad de decisiones que deben tomarse en cada época y en consecuencia, en un aumento de la cantidad de nodos.

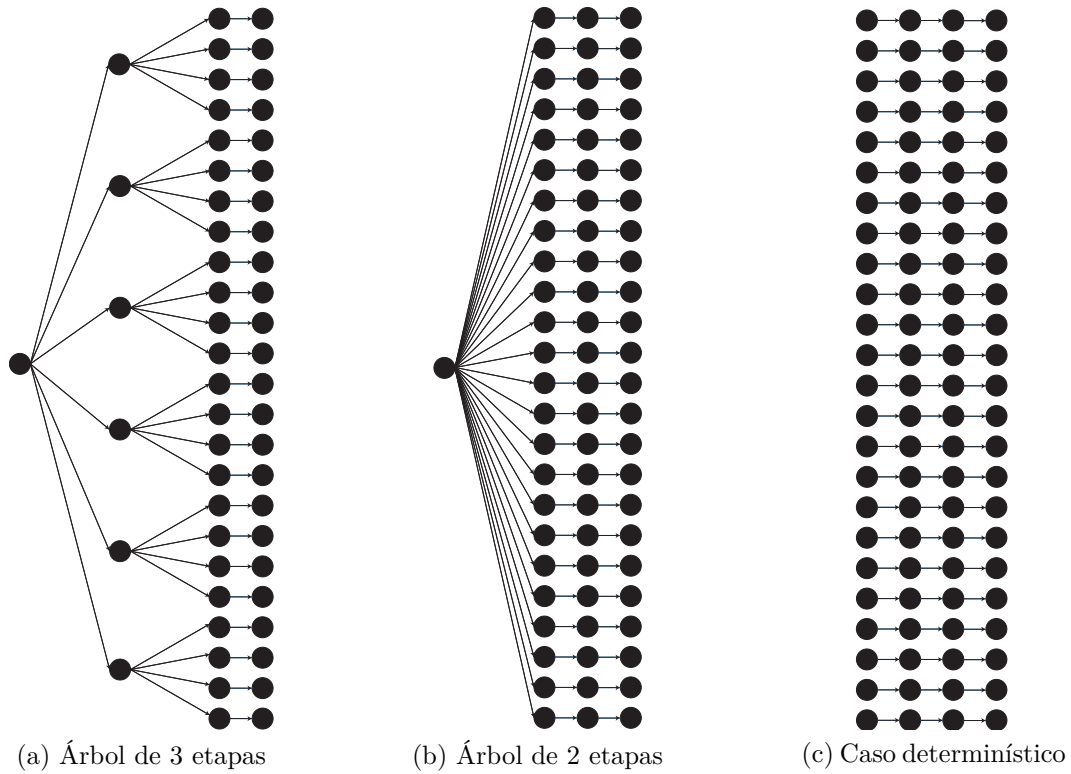


Figura 4.2: Árboles propuestos según granularidad

Las características de los nodos que se agregan al árbol son idénticas a los nodos descritos en la tabla 4.1. Para el árbol de 3 etapas, se duplican los nodos de la tercera época del árbol de 4 etapas, mientras que para el de 2 etapas se repiten cuatro veces los nodos de la segunda época y para el caso determinístico, el nodo raíz se repite en cada escenario.

4.2. Datos de entrada

4.2.1. Sistema y días representativos

La red propuesta en esta investigación se basa en la partición del SEN propuesta en [24], desde la cual se extraen dos zonas. La zona norte comienza en la barra Lagunas y finaliza en la zona comprendida entre las barras Cardones y Pan de Azúcar, mientras que la zona sur comienza en la zona anterior y finaliza en la zona comprendida entre las barras Cautín y Puerto Montt. Estas zonas están separadas por una línea de transmisión cuya capacidad se estima en 2250 MW de acuerdo a [25].

En concordancia con esta separación [24], se pueden definir las capacidades instaladas por zona como se muestra en la tabla 4.2. A la fecha de este trabajo, no hay baterías ni centrales de bombeo instaladas.

Tabla 4.2: Capacidad instalada existente

Tecnología	Capacidad instalada en zona norte (MW)	Capacidad instalada en zona sur (MW)
Carbón	4188	1707
Gas Natural	1505	2459
Diesel	887	2124
Solar PV	2776	1067
Eólica	1578	938
Geotermia	45	0
Solar CSP	110	0
Embalse	0	4080
Pasada	0	2685

Debido a que cada zona tiene recursos naturales diferentes, también son diferentes los potenciales de instalar determinadas tecnologías [26] [27] como se muestra en la tabla 4.3.

Tabla 4.3: Potencial de instalar cada tecnología

Tecnología	Potencial de instalar en zona norte (GW)	Potencial de instalar en zona sur (GW)
Solar PV	1174	957
Eólica	19,2	25.2
Geotermia	1,5	0,5
Solar CSP	552,4	0
Minihidro	0	14,5
Baterías	∞	∞
Bombeo	∞	0

Por otra parte, y de acuerdo a [5], se establece la cuota inicial de energía renovable en 20 %, mientras que los factores de crecimiento de la demanda se obtienen de la proyección de [28]. Estos factores se establecen en 10.515 MW, 12.033 MW, 13.974 MW y 18.462 MW para los años 2021, 2025, 2030 y 2035 respectivamente. Además, la distribución de demandas entre la zona norte y sur se obtiene de [24].

Las probabilidades de cada hidrología se calculan de acuerdo a [29], clasificando los años hidrológicos en 3 grupos. De esta forma, las probabilidades de ocurrencia de cada hidrología son 26,2 %, 40,9 % y 32,9 % para escenarios húmedos, medios y secos respectivamente. La hidrología también incide en el factor de planta de los embalses, por lo que de acuerdo a [24], estos se sitúan en 0,7051, 0,5216 y 0,1595 para escenarios húmedos, medios y secos respectivamente.

De acuerdo a [30], existen dos proyectos de líneas de transmisión relevantes que conectan las zonas antes descritas: Punta Sierra - Nueva Pelambres de 1160 MW en 2023 y Kimal - Lo Aguirre de 3000 MW en 2027. Debido a la discretización de épocas hechas, se decide repartir la entrada de la nueva capacidad de transmisión en 580 MW en 2021, 2960 MW en 2025, y 4160 MW en 2030 y 2035. Estas capacidades se agregan a la capacidad existente de 2250 MW en cada época.

Los días representativos se obtienen usando *PCA* y *K-means* [34], sobre una matriz de datos de demandas [37], perfiles eólicos [36], perfiles solares [35] y perfiles hídricos [18] (húmedo, medio y seco por separado) de 13 años disponibles. Usando este algoritmo, se determina que la cantidad óptima de días representativos es 25, además de obtener sus perfiles y respectivos pesos.

4.2.2. Opciones de inversión, incertidumbres y parámetros de JuD-GE

Se proponen opciones de inversión en generación renovable, almacenamiento y líneas de transmisión como se muestra en la tabla 4.4, detallando la potencia, zona donde es factible instalar y la cantidad de etapas de atraso entre la toma de la decisión y la puesta en marcha de la tecnología. Como el modelo utiliza variable entera, los resultados obtenidos decidirán la cantidad a instalar de cada una de las opciones.

Tabla 4.4: Tecnologías candidatas

Tecnología	Potencia (MW)	Zona	Etapas de atraso
Solar	100	Norte y Sur	0
Eólica	100	Norte y Sur	0
Geotérmica	100	Norte y Sur	0
Minihidro	100	Sur	0
Baterías	100	Norte y Sur	0
Solar CSP	100	Norte	0
Bombeo	500	Norte	1
Línea	500	-	1

Para la tecnología Solar CSP, los parámetros que se usan son 13 horas, $\eta_g^G = 0,38$, $\eta_g^{C+} = \eta_g^{C-} = 0,98$. Las baterías propuestas son de 4 horas y de una eficiencia $\eta_s = 0,85$ [31], mientras que las centrales hidráulicas de bombeo se consideran de 18 horas y una eficiencia $\eta_s = 0,8$. Las energías máximas de estas tecnologías se establecen en 90 % del total, mientras que las mínimas son de 10 % para solares CSP y 20 % para baterías e hidráulicas de bombeo.

La proyección de costos de las tecnologías se obtienen directamente de [32], usando los mismos tres escenarios allí descritos (disponibles en el anexo), mientras que la proyección de las cuotas es propuesta para obtener casos en los que se exijan aumentos rápidos, medianos y lentos de energías renovables. Las proyecciones de penetración de generación distribuida se obtienen directamente de [6], también usando los escenarios propuestos y distribuyendo la generación distribuida fija y variable de acuerdo a [33] (disponible en el anexo). A modo de simplificación, se asume que la generación distribuida variable es netamente solar y la fija es diesel.

Al implementar este modelo en JuDGE, simplemente se define un `MIPGap=>0,001` para los subproblemas. En el maestro se usa un factor de descuento de `discount_factor=0.65123`, `"Method"=>2` para resolver el problema con el método del punto interior (como se recomienda en [9]), el mismo `MIPGap` del subproblema, además de `rlx_reltol=0.01`, `reltol=0.001` e `inttol=0.0001` como criterios de convergencia para finalizar el algoritmo.

4.3. Resultados

4.3.1. Árbol de 4 etapas

Análisis de costos

En la figura 4.3 se muestran los costos de inversión y operación por cada escenario, donde se cumple estrictamente que mientras mayor es el costo de inversión del caso, menor será su costo de operación. Los casos que menos invierten son el Base y el A de forma muy parecida, mientras que los casos que invierten más son el B y el C.

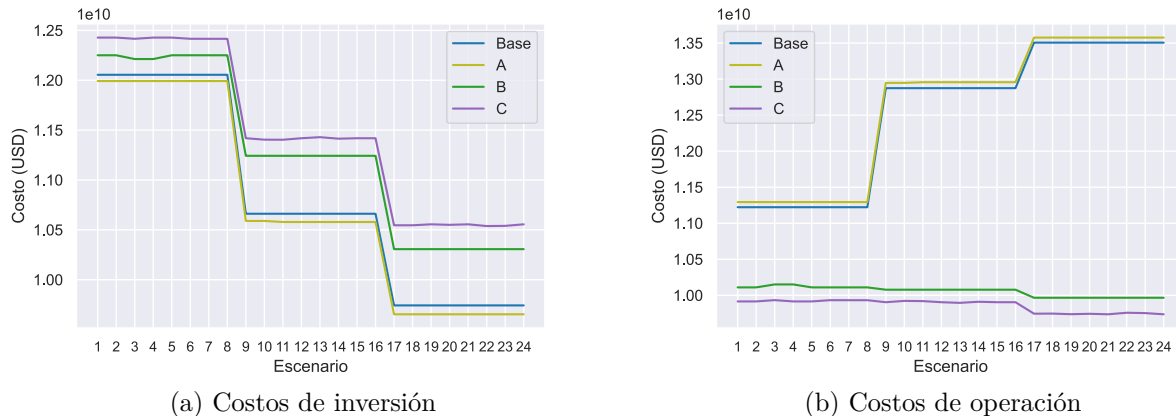


Figura 4.3: Costos de inversión y operación por escenario

En otras palabras, aquellos casos en que la generación distribuida es despachable invierten más, ya que no están obligados a usar la generación distribuida y pueden hacer un uso más eficiente de los recursos disponibles. Esto último incide directamente en una reducción de los costos de operación y una mayor holgura para realizar inversiones. De la misma manera se explica que el caso Base y el A inviertan menos: al obligarlos a despachar la generación distribuida existe una ineficiencia en los costos de operación, encareciéndolos, haciendo que la única forma de reducir los costos totales sea invertir menos.

En cuanto a los escenarios, se observa en la figura 4.3.a una relación inversa entre los costos de inversión y la penetración de la generación distribuida en todos los casos. Los escenarios del 1 al 8 tienen baja penetración, del 9 al 16 media y del 17 al 24 alta (ver tabla 4.1), coincidiendo con costos de inversión altos, medios y bajos respectivamente. Esto, es debido a que si se instala menos generación distribuida, el sistema está obligado a invertir en más infraestructura para suplir la demanda sin escatimar en costos.

Comparando los costos de inversión entre el caso Base y el A, pareciera que invertir en líneas de transmisión es más eficiente que invertir en generación y almacenamiento, ya que el caso A teniendo todas las opciones, invierte en líneas y tiene costos de inversión menores que el caso Base en todos los escenarios. Sin embargo, cuando se analizan los costos totales de acuerdo a la tabla 4.5, el ahorro promedio apenas alcanza el 0,01 %.

Algo similar ocurre al comparar los casos B y C, ya que el caso C invierte en líneas teniendo todas las opciones disponibles logrando tener el menor costo de operación. Sin embargo, al comparar los costos totales, los escenarios en promedio del caso C cuestan un 0,01 % más caros que en el caso B. En consecuencia, las inversiones en líneas no varían significativamente los costos totales, solo forman parte de un conjunto de soluciones dentro de los parámetros de optimalidad de este estudio.

Tabla 4.5: Costos y ahorros promedios por escenario

Caso	Costo promedio de escenarios (MM USD)	Ahorro promedio por escenario (%)
Base	23.353	-
A	23.350	0,01
B	21.317	8,71
C	21.320	8,70

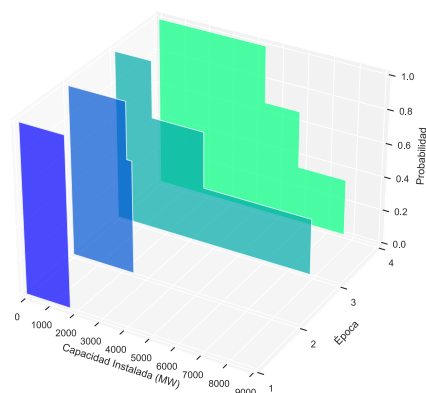
De acuerdo a la tabla 4.5, el criterio que reduce significativamente el costo de los escenarios es el despacho de la generación distribuida ya que los casos B y C tienen ahorros en sus escenarios respecto del caso base de 8,71 % y 8,70 % respectivamente. Esto se explica debido a que en estos casos el sistema tiene mayor libertad de tomar decisiones y por lo tanto, puede tomarlas de forma más eficiente.

En particular, en un contexto en el que sólo se invierte en generación renovable, los costos de operación debieran ser bajos. Sin embargo, en los casos Base y A son considerablemente más altos que en los casos B y C, debido a la obligación de despachar esta generación distribuida incluyendo aquella generación diesel. Por este motivo, se explica el comportamiento de

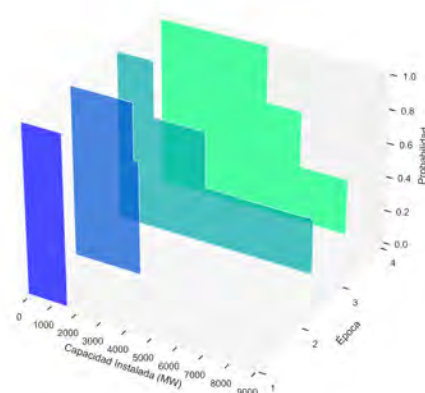
los costos de operación de la figura 4.3.b en los casos Base y A, ya que en escenarios donde la penetración de la generación distribuida es mayor, mayores son los costos de operación también. En contraste, en los casos B y C se observa una correlación inversa: en los escenarios de mayor penetración de la generación distribuida, los costos de operación son menores.

Por otra parte, y de acuerdo a la figura 4.3, tanto en inversión como en operación y en todos los casos, los 24 escenarios se pueden clasificar en 3 grupos de comportamiento muy similar: del 1 al 8, del 9 al 16 y del 17 al 24. Cada grupo de escenarios tiene en común el nivel de penetración de generación distribuida y de costos de inversión, sin embargo se diferencian en la cuota de energía renovable exigida (ver tabla 4.1). Como esta es la única diferencia dentro de cada grupo y los costos resultaron prácticamente iguales, se deduce que la cuota de energía renovable no es un criterio relevante para este estudio, situación que será analizada posteriormente.

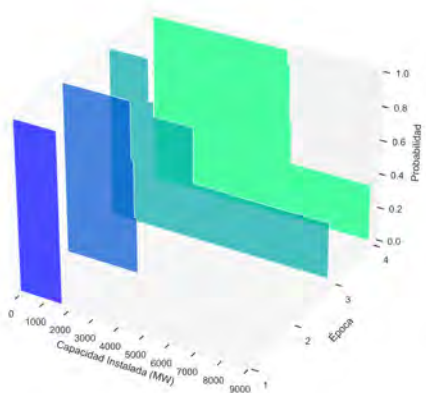
Análisis de inversiones por época



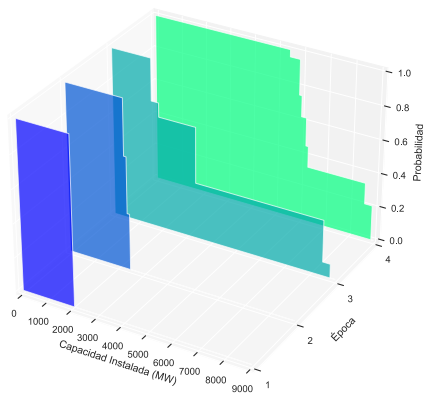
(a) Caso Base



(b) Caso A



(c) Caso B

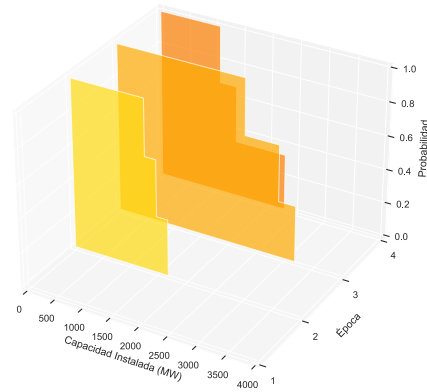


(d) Caso C

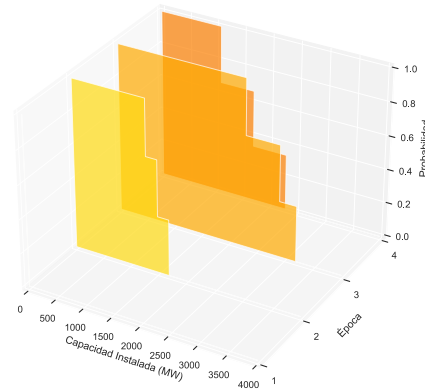
Figura 4.4: Probabilidad de inversión eólica total por caso

En la primera época, correspondiente al nodo raíz y año 2021, solo se realizan inversiones en energía eólica en la zona sur. Esta decisión se justifica en que la mayor cantidad de demanda está en la zona sur, por lo que el modelo prefiere instalar generación renovable que funcione las 24 horas para reducir los costos de operación actuales y futuros, en desmedro de la generación solar cuyo costo de inversión es más barato, pero sus perfiles de radiación en esta zona son más bajos y no pueden generar todo el día.

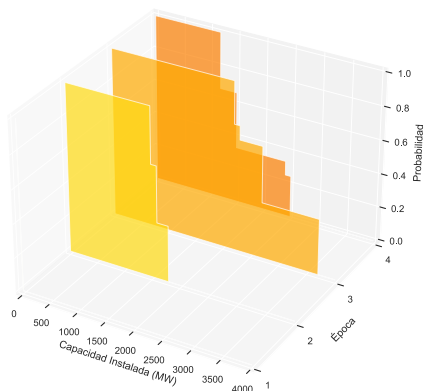
En la segunda época, correspondiente a 6 nodos en el año 2025, se retira un 50% de la capacidad instalada de carbón y la demanda crece un 14%. Ante esto, el modelo hace fuertes inversiones en energía solar y eólica en la zona norte, mientras continúa en menor medida la inversión eólica en la zona sur. La fuerte inversión en la zona norte se debe a que retirar un 50% de la generación a carbón representa un 31,6% de la capacidad térmica instalada, razón por la cual el modelo debe hacer grandes inversiones en energías renovables para suplir esa pérdida. En la zona sur el impacto es menor, ya que el retiro de generación a carbón solo representa un 8,2% de la generación convencional instalada (térmicas y embalses).



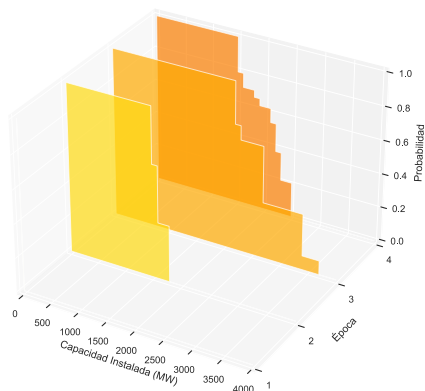
(a) Caso Base



(b) Caso A



(c) Caso B



(d) Caso C

Figura 4.5: Probabilidad de inversión solar total por caso

En la figura 4.4 se puede ver cómo aumenta la capacidad instalada total de energía eólica en la segunda época, en todos los casos y con probabilidad 1 en capacidades entre 2000 MW y 3000 MW. Por otra parte, en la figura 4.5 se puede ver el inicio de la inversión solar en la segunda época (exclusivamente en la zona norte) y cómo con probabilidad igual a 1 se instala más capacidad en los casos con generación distribuida despachable (B y C) debido a la holgura de inversión mencionada anteriormente. Se deduce entonces, que en la segunda época es suficiente invertir en las tecnologías más baratas para hacer frente a la pérdida de carbón.

Durante la tercera época, correspondiente a 12 nodos en el año 2030, vuelve a crecer la demanda un 14% y se descarboniza totalmente la matriz energética. Ante esto, el modelo instala energía eólica de formas muy variables de acuerdo al escenario, ya que con probabilidad 1 se instalan cerca de 1000 MW, pero la inversión puede llegar con menor probabilidad a más de 8000 MW. En tanto, la inversión en energía solar vuelve a incrementarse y de forma exclusiva en la zona norte, ya que la pérdida del 50% restante de capacidad instalada a carbón representa un 46,2% de la capacidad térmica instalada que va quedando.

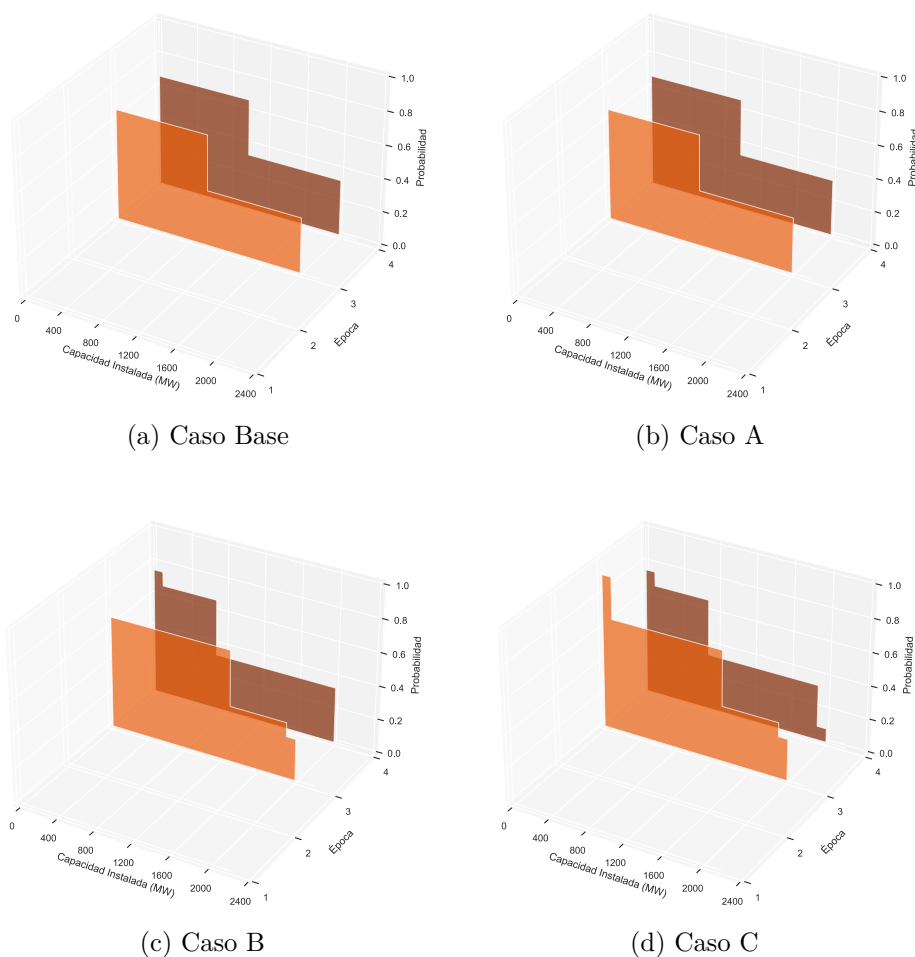


Figura 4.6: Probabilidad de inversión geotérmica total por caso

Sin embargo, para suplir completamente la pérdida de generación a carbón, no basta con energía eólica y solar, ya que el modelo comienza a instalar energía geotérmica. Esta elección se toma por criterios territoriales y técnicos, ya que en la zona norte se instala mayor cantidad de geotermia debido a la gran pérdida de capacidad instalada y, por otra parte, esta tecnología al no depender de un perfil puede reemplazar de mejor forma al carbón. Este mismo criterio técnico fomenta la instalación de geotermia en la zona sur, ya que la siguiente tecnología más barata después de la solar y eólica es la minihidro, que también depende de un perfil, no puede reemplazar correctamente al carbón perdido y no se instala.

En la figura 4.6 se muestra que la probabilidad de invertir en geotermia no alcanza al 1 en ningún caso. Sin embargo, con probabilidad cercana al 0,8 se instalan cerca de 800 MW en los casos sin generación distribuida despachable (Base y A) y 1200 MW en los casos con generación distribuida despachable (B y C), debido nuevamente a la holgura en la inversión de los casos B y C.

Además, en la tercera época se toma la decisión de invertir en nuevas líneas de transmisión, solo para evacuar los excesos de energía producidos por la gran inversión en generación hecha en el norte, ya que no se observan congestiones en ningún caso (ver figura 4.7). Por otra parte, nuevamente se observa una mayor capacidad de inversión en el caso con generación distribuida despachable (caso C), ya que de acuerdo a la figura 4.7 con probabilidad 1 instala 500 MW y con menor probabilidad puede instalar hasta 1500 MW. Mientras que, para el caso A solo existe una probabilidad de 0,75 de instalar 500 MW.

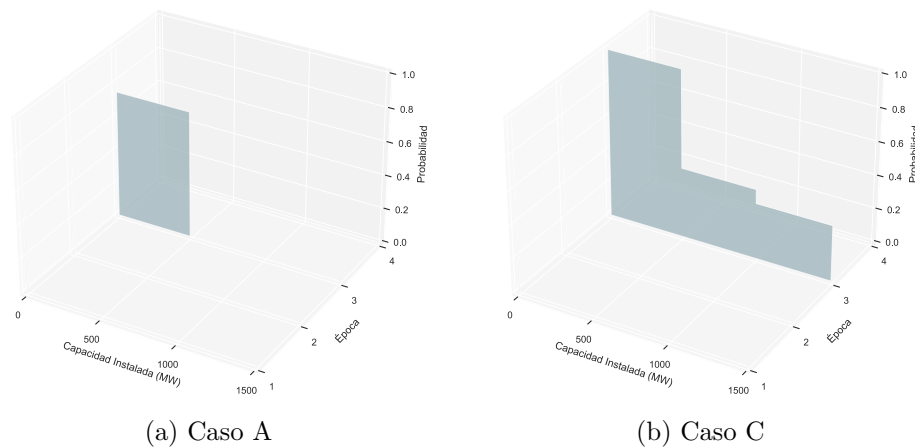
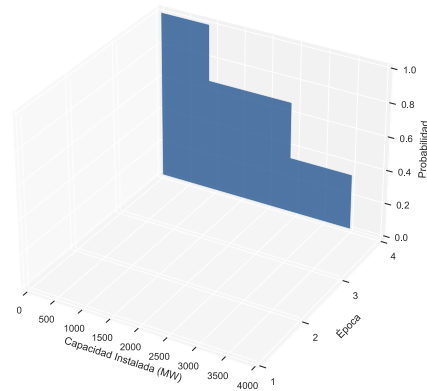


Figura 4.7: Probabilidad de inversión en transmisión por caso

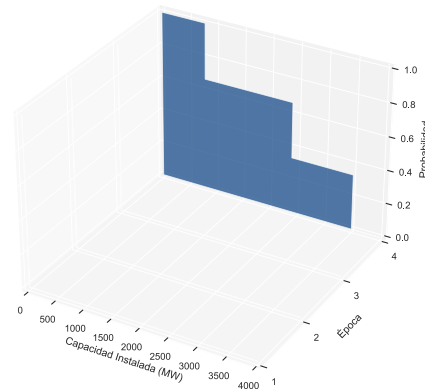
En la cuarta época, correspondiente a 24 nodos en el año 2035, no existe capacidad instalada de carbón y la demanda tiene un explosivo crecimiento de 33%. Para hacer frente a esta situación, el modelo instala más generación eólica que en la época anterior (entre 4000 MW y 6000 MW), nuevamente con mayores capacidades de probabilidad 1 en los casos B y C (figura 4.4), priorizando levemente la zona sur. En cuanto a generación solar, se observa una disminución en las inversiones respecto a la etapa anterior, debido a que el modelo es reacio a instalar energía solar en la zona sur y ya posee bastante en la zona norte.

En cuanto a geotermia, los casos Base y A invierten de forma similar a la época anterior, debido a que en esta época los precios están más bajos. Al contrario, en los casos B y C se instala menor cantidad de geotermia (figura 4.6) debido a que en la época anterior se hizo una inversión más grande. Es decir, en los casos con generación distribuida despachable, ocurre un adelanto de las inversiones en geotermia debido a su mayor capacidad de invertir.

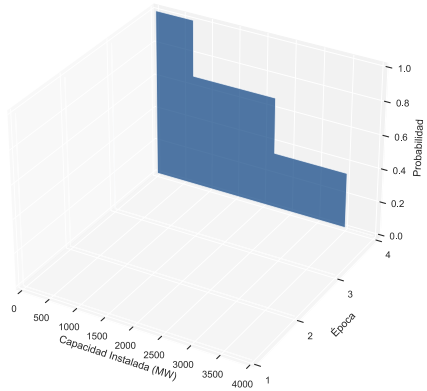
Por otra parte, en esta época se invierte en minihidro en la zona sur, donde la probabilidad 1 se da con mayor capacidad en los casos Base y A (figura 4.8). Esta diferencia se explica en que la mayor holgura para invertir de los casos B y C, evita la instalación de minihidros a favor de otras tecnologías más baratas como la eólica y solar, o más constantes como la geotermia.



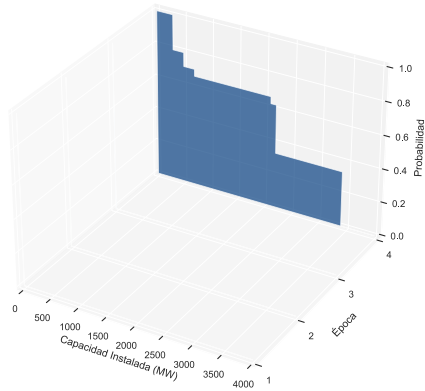
(a) Caso Base



(b) Caso A



(c) Caso B



(d) Caso C

Figura 4.8: Probabilidad de inversión minihidro por caso

En esta época también se instalan baterías, con variadas capacidades y probabilidades, pero todas menores a 0.6 como se muestra en la figura 4.9. Sin embargo, en los casos Base y A, las baterías se instalan exclusivamente en la zona norte mientras que en los casos B y C se instalan en ambas zonas.

La menor holgura para realizar inversiones de los casos Base y A, repercute en que se priorice la instalación de baterías en la zona donde se invirtió más en energías renovables. Mientras que, la instalación de baterías en la zona sur se hace menos prioritaria debido a la menor inversión renovable y a los 8600 MW de generación convencional que siguen instalados (gas natural, diesel y embalses).

En síntesis, el modelo enfrenta dos grandes desafíos: la descarbonización y los aumentos de demanda. En ambos casos, la energía eólica surge como la principal tecnología que ayuda a suplir la demanda bajo estas condiciones, tanto en la zona norte como en la sur. La energía solar apoya la descarbonización del norte, ya que esta tecnología se instala solo en esa zona y el aumento de su inversión se correlaciona con las pérdidas de capacidad instalada de carbón.

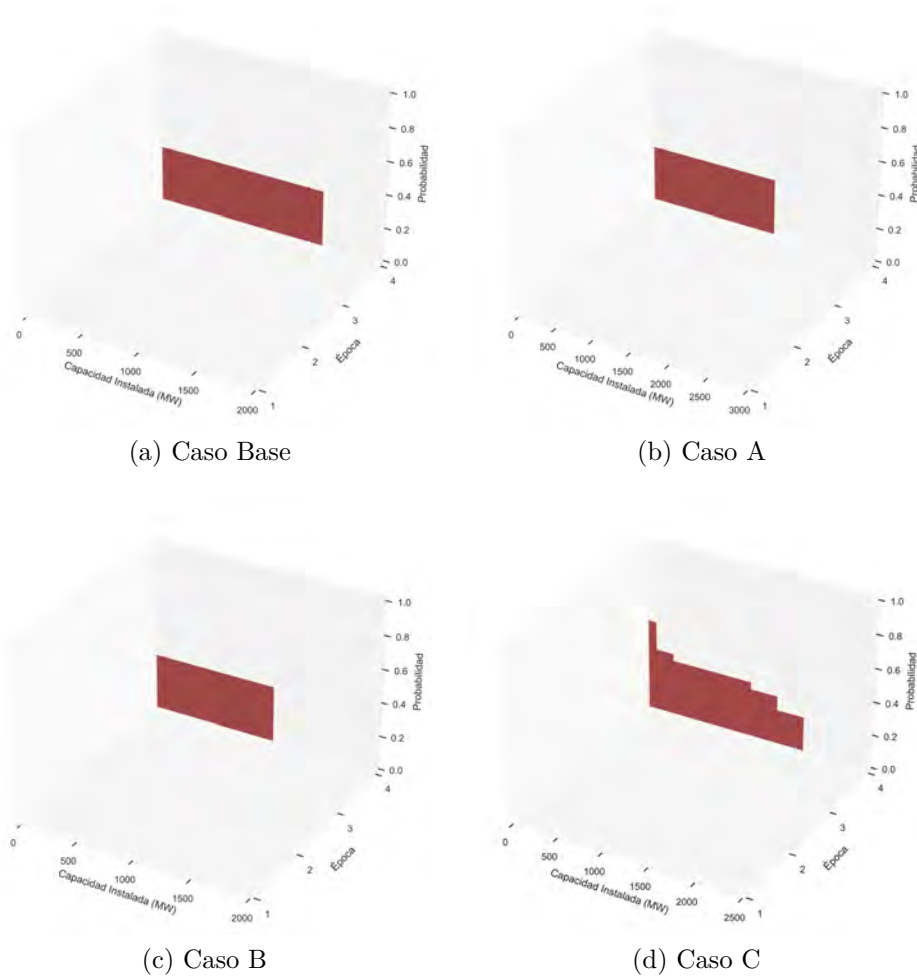


Figura 4.9: Probabilidad de inversión total en baterías por caso

La geotermia se instala cuando se descarboniza totalmente el sistema (tercera etapa) y cuando la demanda aumenta explosivamente (cuarta etapa), tanto en la zona norte como sur. De esta forma, la geotermia es una tecnología atractiva para el sistema, debido a que se prefiere por sobre la minihidro cuyo costo es menor. La generación minihidro se instala solo en la cuarta etapa, con probabilidad 1 cerca de los 500 MW para apoyar el crecimiento de la demanda en el sur.

En cuanto a almacenamientos, solo se instalan baterías en desmedro de otras tecnologías candidatas como las centrales de bombeo y la solar CSP, que en ningún caso ni escenario se instalan. La inversión en baterías solo se utiliza para captar los excesos de energía generados en ambas zonas y no como un complemento de la inversión en generación solar y eólica.

Las líneas de transmisión solo ayudan a evacuar los excesos de energía desde el norte al sur, como se muestra en la figura 4.10 en la cual las potencias negativas representan los flujos de norte a sur. Se observa en los diagramas que la mediana casi siempre está en valores negativos y que a medida que avanzan las épocas esta se vuelve cada vez más negativa, además de que no existen congestiones. Por otra parte, las decisiones de inversión en líneas son más bien bajas, por lo que se deduce que el plan de expansión vigente soporta bien los desafíos del modelo.

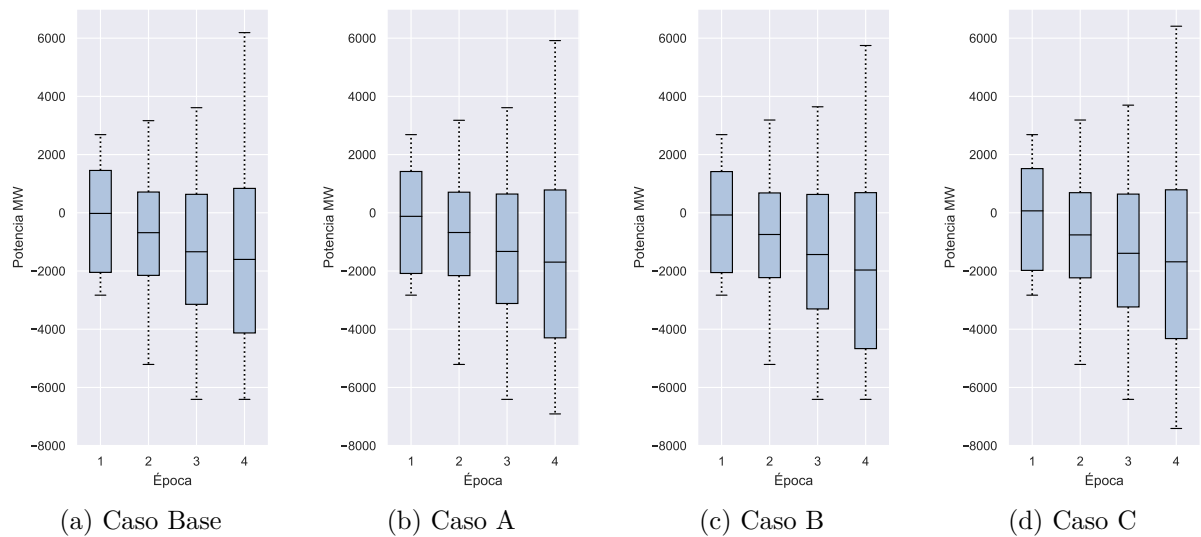


Figura 4.10: Distribución de los flujos por las líneas según caso

Finalmente, en el análisis de todos los casos, se observa que los casos con generación distribuida despachable favorecen las inversiones e incluso, adelantan la instalación de geotermia debido a la holgura de costos de inversión dada por el mejor manejo de los costos de operación.

Análisis de cuotas de renovables

En la figura 4.11 se muestran los cumplimientos de cuotas de energías renovables en cada caso. Se observa que en ninguno de los 43 nodos del árbol, para ninguna etapa y en ningún caso, la cuota de energías renovables es una restricción que se active. En otras palabras, las inversiones hechas por el modelo siempre superan el porcentaje de energías renovables exigido para cada nodo. Esto significa que si la expansión del sistema se realiza exclusivamente con energías renovables, la restricción de cuotas no se hace necesaria.

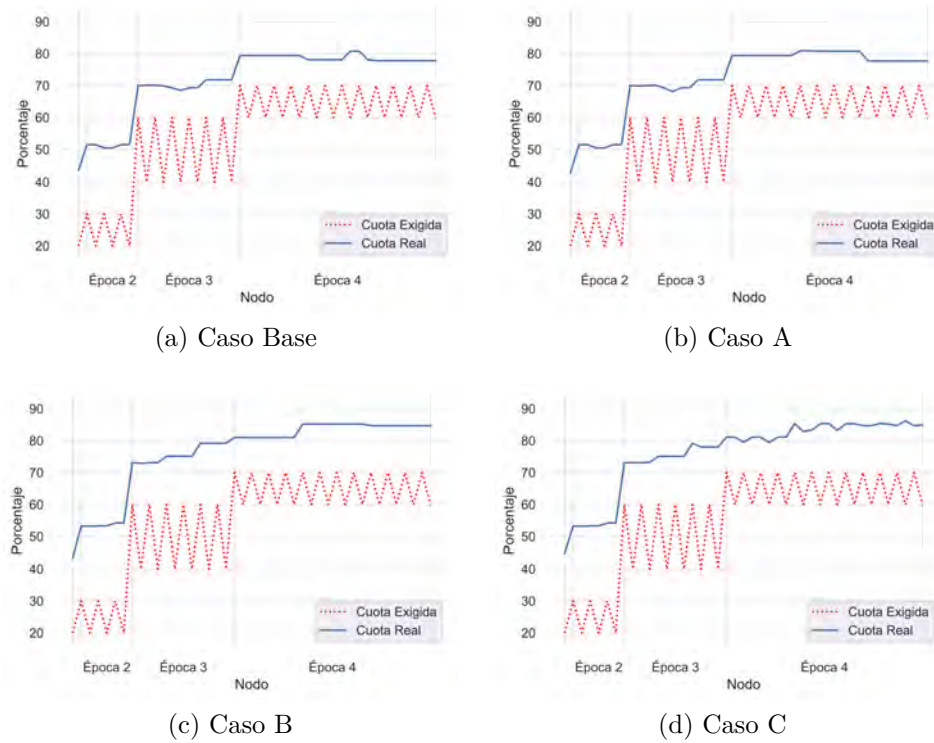


Figura 4.11: Cumplimiento de cuotas de energías renovables según caso

Considerando todos los casos, en promedio, la primera época alcanza una cuota cercana al 43,8 %, la segunda en torno al 52,4 %, la tercera un 73,0 % y la cuarta un 81,3 %, muy por encima de las expectativas propuestas. Es más, la figura 4.11 muestra que los casos que superan con mayor holgura la cuota son los aquellos con generación distribuida despachable (B y C). Estos casos superan, en promedio, al caso Base y A en la primera época en torno al 0,65 %, 2,4 % en la segunda, 5,36 % en la tercera y 4,55 % en la cuarta. Esto reafirma lo dicho en análisis anteriores: el manejo más eficiente de los costos de operación permite invertir más y, como se puede invertir solo en energías renovables, la cuota real es más alta.

La tabla 4.6 muestra cómo las inversiones en transmisión (que se hacen solo en la tercera época) se relacionan con los distintos escenarios de porcentajes de cuota exigida. Se observa que los escenarios en los que se instala más transmisión en promedio, no tienen que ver con la cuota final de la cuarta etapa, ya que se instala más a pesar de tener un horizonte de cuota de 60 % o 70 %. Tampoco tiene que ver con las exigencias más altas, ya que el caso C instala más partiendo de cuotas bajas.

La mayor inversión en transmisión se explica en que en algunos nodos del árbol, la generación renovable en el norte es ligeramente más alta que en otros, por lo que se requiere más líneas. Sin embargo, como se explicó anteriormente, la generación renovable es totalmente indiferente de la cuota exigida y por lo tanto, la cuota tampoco es un criterio relevante para la instalación de líneas. Bajo estas condiciones entonces, no se hace necesaria la mayor instalación de líneas de transmisión en concordancia con la mayor exigencia de cuotas.

Tabla 4.6: Instalación promedio de transmisión según escenarios de cuota

Escenarios	Evolución de la cuota en cada época (%)	Instalación promedio de transmisión Caso A (MW)	Instalación promedio de transmisión Caso C (MW)
S1, S9, S17	20, 30, 60, 70	500	833
S2, S10, S18	20, 30, 60, 60	500	833
S3, S11, S19	20, 30, 40, 70	333	833
S4, S12, S20	20, 30, 40, 60	333	833
S5, S13, S21	20, 20, 60, 70	333	1000
S6, S14, S22	20, 20, 60, 60	333	1000
S7, S15, S23	20, 20, 40, 70	333	833
S8, S16, S24	20, 20, 40, 60	333	833

Análisis de penetración de la generación distribuida

De acuerdo al árbol descrito en la tabla 4.1, los escenarios están separados de acuerdo a su nivel de penetración de generación distribuida como se muestra en las primeras dos columnas de la tabla 4.7. Además, como se muestra en la misma tabla, existen diferencias importantes en la instalación promedio de líneas de transmisión entre los casos A y C: para todos los niveles de penetración de la generación distribuida, en el caso C se instala igual o mayor capacidad de líneas.

Tabla 4.7: Instalación promedio de líneas de transmisión según niveles de penetración de la generación distribuida

Nivel de penetración de la generación distribuida	Escenarios	Instalación promedio de transmisión Caso A [MW]	Instalación promedio de transmisión Caso C [MW]
Bajo	S1-S8	500	500
Medio	S9-S16	125	625
Alto	S17-S24	500	1500

Lo anterior se explica debido a que en el caso A, la generación distribuida no es despachable y, por lo tanto, su despacho automático ayuda a satisfacer la demanda de forma localizada y con mayor proporción en la zona sur (zona de mayor demanda), evitando la necesidad de instalar mayor capacidad de líneas de transmisión. Sin embargo, esta inyección automática de energía se realiza aunque no sea económicamente eficiente ya que, a pesar de que existe un 16 % de capacidad instalada diesel en los recursos distribuidos, esta tecnología inyecta un 53 % de la generación distribuida promedio por escenario.

El alto costo de la generación distribuida explica las diferencias entre los distintos niveles de penetración en el caso A. El caso de penetración media, coincide con los escenarios de mayores costos totales y la menor capacidad de instalación en transmisión, mientras que los niveles bajos y altos de penetración coinciden con los escenarios de menores costos totales y mayor capacidad de instalación en transmisión.

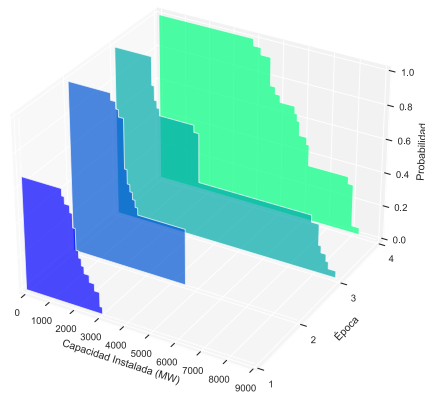
Al contrario, en el caso C, el despacho de la generación distribuida hace caer las inyecciones de energía por diesel al 5 % en promedio por escenario. Sin embargo, esto trae como consecuencia que los recursos distribuidos totales inyecten un 40 % menos de energía que en el caso A, perjudicando mayormente a la zona sur que posee más demanda y más capacidad instalada de recursos distribuidos. Por lo tanto, resulta necesario traer energía desde la zona norte a la zona sur a través de líneas de transmisión y/o invertir en más generación. Debido a los bajos costos de operación del caso C, existe mayor holgura para realizar inversiones, explicando así, los resultados de la tabla 4.7.

Este último argumento explica también la correlación entre mayor penetración de la generación distribuida y la mayor capacidad de las líneas a instalar. Para escenarios bajos, medios y altos de penetración de la generación distribuida existe una disminución de inyecciones de recursos distribuidos en promedio por escenario de 38,9 %, 39,0 % y 42,8 % respectivamente. En consecuencia, mientras menos energía inyecten los recursos distribuidos, mayor será la necesidad de líneas de transmisión.

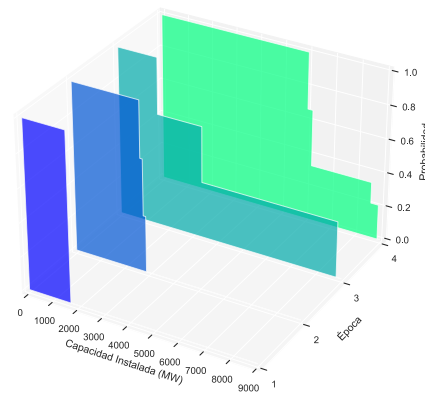
4.3.2. Granularidad

Al analizar los resultados obtenidos en los árboles determinístico, de 2 y 3 etapas, se observa que no hay diferencias profundas y estructurales respecto del árbol de 4 etapas. La generación eólica y solar siguen siendo la base del sistema, acompañada por geotermia en la tercera y cuarta época y minihidro solo en la cuarta. Las decisiones de invertir en líneas se siguen tomando en la tercera época y en cuanto a almacenamientos, solo se instalan baterías. Las diferencias se expresan en las probabilidades, las capacidades instaladas y en algunos adelantos y retrasos de inversiones, las que se detallan a continuación.

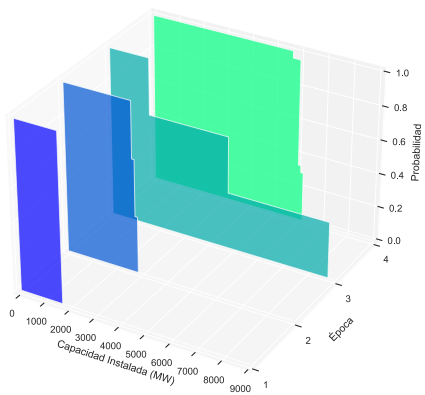
De acuerdo a la figura 4.2, tanto los árboles de 2, 3 y 4 etapas comparten el mismo y único nodo raíz, por lo tanto las decisiones que el modelo toma en ese nodo son únicas, de probabilidad 1 y las soluciones, considerar todos los nodos siguientes. En cambio, el árbol determinístico posee todos sus escenarios separados, por lo que se podrían tomar hasta 24 decisiones diferentes en la primera época. Lo anterior se ilustra en la figura 4.12, en la cual se muestra que en la primera época, el caso determinístico instala capacidades eólicas mayores que en los otros árboles, pero con probabilidades mucho menores.



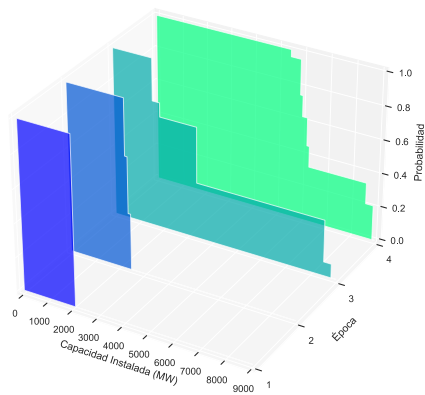
(a) Árbol determinístico



(b) Árbol 2 etapas



(c) Árbol 3 etapas

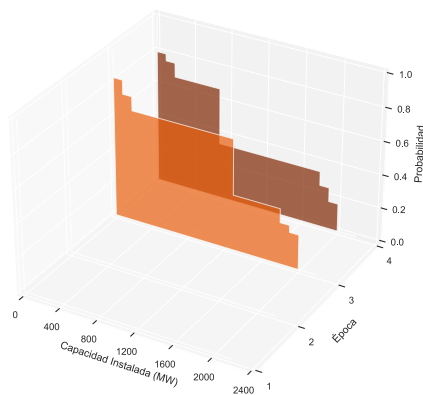


(d) Árbol 4 etapas

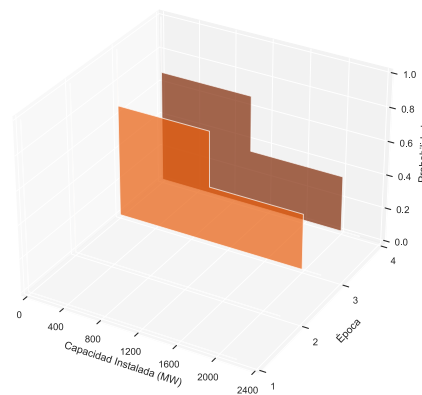
Figura 4.12: Decisiones de inversión eólicas por árbol, caso C

Para todos los árboles, la primera etapa instala solo energía eólica. Sin embargo, se puede observar en la figura 4.12, que en la segunda etapa el caso determinístico instala más capacidad con menor probabilidad. Esta situación se repite en la tercera y cuarta etapa. Es decir, los árboles de 2, 3 y 4 etapas entregan mayores certezas que el caso determinístico, ya que sus distribuciones de probabilidad son menos dispersas y muestran con más claridad las capacidades a instalar con probabilidad 1. Algo similar ocurre en el caso solar: a pesar de que no hayan grandes diferencias en las capacidades instaladas, la dispersión de probabilidad es alta en el caso determinístico.

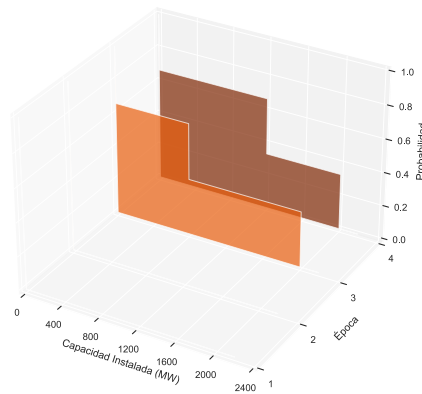
Respecto de los árboles de 2, 3 y 4 etapas, se observa un leve adelantamiento de inversión eólica al aumentar la granularidad. El árbol de 4 etapas instala más en la época 1 que los árboles de 2 y 3 etapas, mientras que en la época 2 la relación se invierte. Caso contrario ocurre en la geotermia: se observa un atraso en las inversiones al aumentar la granularidad. Como se muestra en la figura 4.13, en la tercera etapa del caso determinístico, se instala más capacidad con mayor probabilidad que en la cuarta etapa. Al aumentar la granularidad, estas inversiones prefieren retrasarse a la cuarta etapa, con capacidades y probabilidades similares en los árboles de 2 y 4 etapas y con mayor capacidad en el árbol de 3 etapas.



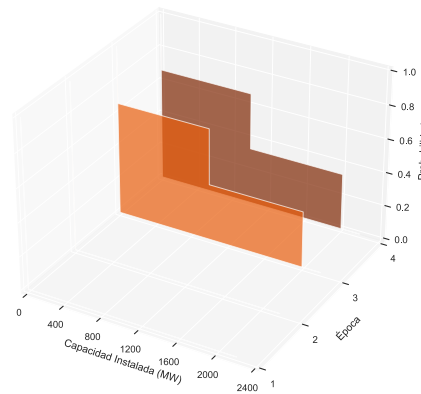
(a) Árbol determinístico



(b) Árbol 2 etapas



(c) Árbol 3 etapas



(d) Árbol 4 etapas

Figura 4.13: Decisiones de inversión geotérmicas por árbol, caso A

Se deduce entonces que a mayor granularidad, los árboles tienden a instalar generación variable como energía eólica y solar, con mayor probabilidad y capacidad. Mientras que, a menor granularidad, los árboles prefieren generación fija como la geotermia. Esto repercute en la inversión en minihidros: ya que el caso determinístico instala 2000 MW de esta tecnología con probabilidad 1, mientras que los árboles de 2, 3 y 4 etapas apenas alcanzan los 600 MW. En otras palabras, al ser la energía eólica y solar la base del sistema y considerando que los árboles con menor granularidad disminuyen sus probabilidades y capacidades instaladas, esto obliga al modelo a instalar más minihidros en el futuro compensar las inversiones no hechas.

En transmisión, los casos determinísticos son los que más tienden a aumentar la probabilidad de invertir. Esto se ilustra en la figura 4.14, donde el caso determinístico tiene probabilidad 1 de instalar 500 MW, mientras que los otros árboles no tienen inversiones con tal probabilidad. Los árboles de 2, 3 y 4 etapas tienen una tendencia a aumentar la probabilidad de instalar 500 MW, alcanzando 0,8 en el árbol de 4 etapas. Este comportamiento va en línea con las inversiones geotérmicas: los casos determinísticos prefieren la inversión fija y constante, mientras que la granularidad flexibiliza las inversiones.

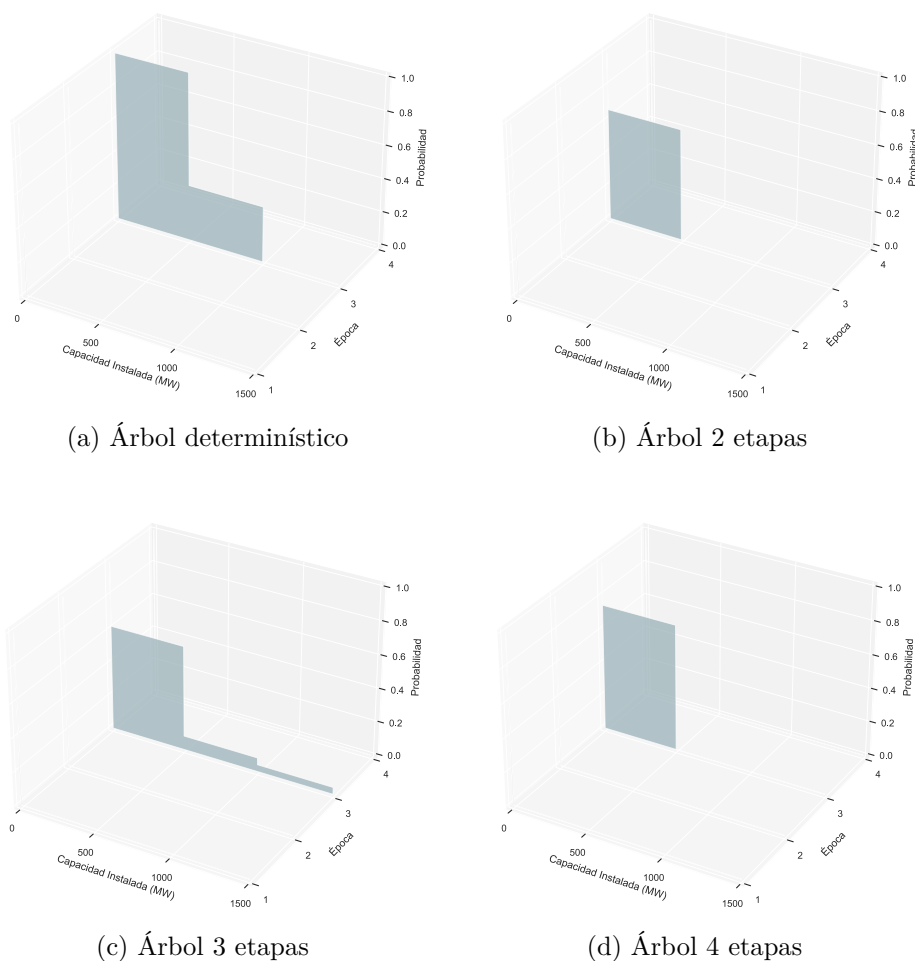
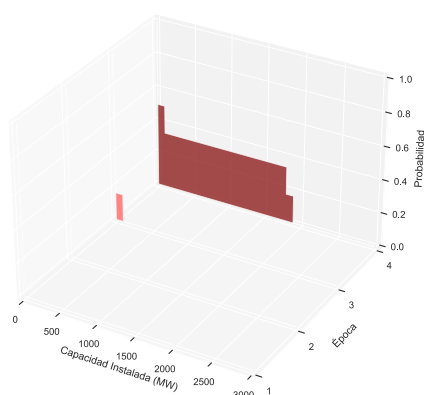


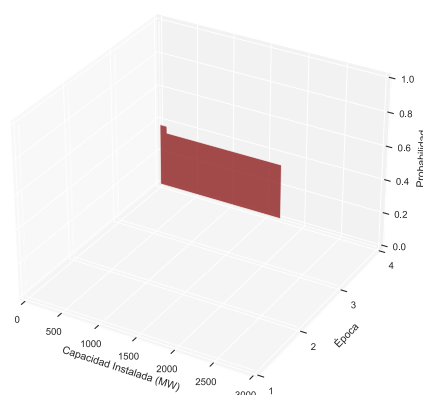
Figura 4.14: Decisiones de inversión en transmisión por árbol, caso A

Existe una leve intención de adelantar la inversión en baterías en el caso determinístico y reducir la probabilidad o la capacidad a instalar conforme aumenta la granularidad. En la figura 4.15 se ilustra la situación descrita, evidenciando el leve adelantamiento de la inversión hacia la tercera etapa del caso determinístico, la reducción de capacidad en el árbol de 2 etapas, la reducción de probabilidad en el árbol de 3 etapas y la reducción de ambos criterios en el árbol de 4 etapas.

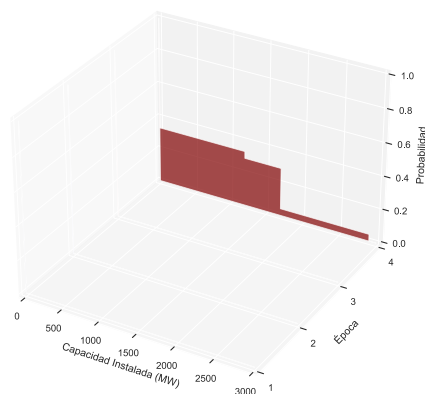
Correlacionando la figura 4.15 con la 4.14, se observa que a pesar que el caso determinístico instale líneas de transmisión con mayor probabilidad y capacidad, también tiene el mismo criterio para instalar baterías. Mientras que, en los casos de 2, 3 y 4 etapas existe una competencia entre líneas y baterías. Esto se ilustra mejor para el caso de 4 etapas, el cual posee menor probabilidad y capacidad de inversión en baterías, teniendo la mayor probabilidad de inversión en líneas.



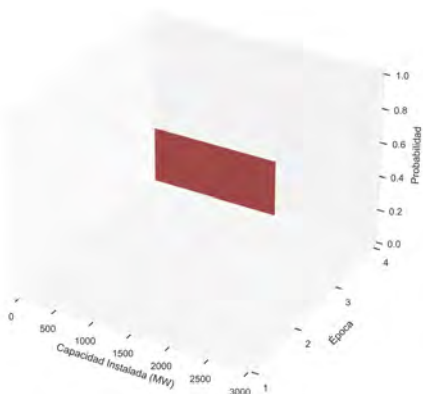
(a) Árbol determinístico



(b) Árbol 2 etapas



(c) Árbol 3 etapas



(d) Árbol 4 etapas

Figura 4.15: Decisiones de inversión en baterías por árbol, caso A

En síntesis, la mayor granularidad fomenta la instalación de energías eólicas y solares, que son las tecnologías más baratas propuestas y de mayor variabilidad. La menor granularidad muestra una tendencia a instalar infraestructura fija y constante, como las líneas de transmisión y la geotermia, además de asegurar el suministro con la instalación de baterías.

Capítulo 5

Conclusiones y trabajo futuro

El análisis de resultados permitió validar la hipótesis de investigación, ya que las distintas incertidumbres planteadas, generaron importantes diferencias en los portafolios de expansión del sistema y en las métricas estudiadas, a partir del modelo estocástico multi-etapa propuesto.

La capacidad de despachar la generación distribuida produjo una significativa disminución de costos totales del sistema, ya que que al resolver el problema de expansión de la red, los escenarios en promedio cuestan un 8,70% y 8,71% más baratos que el caso Base, para los casos C y B respectivamente. Lo anterior, se explica en que el control sobre la generación distribuida permite disminuir los costos de operación y tener mayor holgura para invertir.

Las opciones de inversión en transmisión no fueron relevantes para reducir los costos de los escenarios: el caso A redujo el costo promedio en un 0,01% respecto del caso base, mientras que el caso C lo encareció en un 0,01% respecto del caso B. Por lo tanto, el plan de expansión vigente de transmisión basta para mantener el sistema funcionando sin congestiones ni sobrecostos, razón por la cual se explica que el modelo invierta poco en capacidad de transmisión.

En cuanto a las principales inversiones, los 4 casos de estudio demuestran que la tecnología que sustenta la descarbonización y el crecimiento de la demanda es la eólica, tanto en la zona norte como sur, llegando a instalar más de 4000 MW con probabilidad 1 en 2035. En particular, la descarbonización de la zona norte significa un retiro de 37,8% de la capacidad instalada al 2021, razón por la cual la energía solar ayuda a suplir esta pérdida instalando cerca de 2000 MW con probabilidad 1 el año 2030.

La geotermia es la siguiente tecnología que respalda los desafíos del modelo, ya que en la tercera y cuarta época instala alrededor de 1600 MW con probabilidades cercanas a 0,75. En los casos de generación distribuida despachable, la mayor inversión en capacidad se adelanta a la tercera época. Por otro lado, la generación minihidro solo es un apoyo a la zona sur en la cuarta época, instalando entre 200 MW y 500 MW con probabilidad 1 dependiendo del caso. En cuanto a almacenamientos, solo se instalan baterías en la cuarta época para no verter la gran generación renovable del norte, con probabilidades cercanas a 0,4 y alrededor de 1500 MW de capacidad.

El análisis de granularidad permitió además determinar que la cantidad de etapas que posee el modelo incide directamente en las decisiones de inversión que se toman. A mayor granularidad se invierte más en tecnologías eólicas y solares, mientras que con menor granularidad se prefiere geotermia y líneas de transmisión. Estas preferencias se expresan en mayores probabilidades de inversión, mayores capacidades y/o adelantamientos, razón por la cual debe considerarse que la granularidad afecta a las decisiones tomadas al realizar estudios como este.

En cuanto a la mayor inclusión de energías renovables al expandir la generación solo con ERNC, versus la política de exigencia de cuotas de renovables, los resultados fueron categóricos. La cuota de renovables es una restricción que nunca se activa, ya que la expansión de la generación con ERNC sobrepasa con holgura, en todos los casos propuestos, a la cuota exigida. Las cuotas reales de energía renovable superan entre un 7,7 % y un 34,2 % a la cuota exigida dependiendo del caso, la época y el escenario. De esta forma, la política de cuotas no influye en este estudio, es decir, no afecta a ninguna de las decisiones de inversión en generación, transmisión o almacenamiento.

Respecto a la despachabilidad de la generación distribuida, esta influye en la inversión en líneas de transmisión, ya que cuando esta no es despachable se instala menor o igual capacidad de líneas que cuando es despachable. El caso no despachable implica una inyección automática (aunque económicamente ineficiente) de energía, ayudando a suplir la demanda y requiriendo menor capacidad de líneas de transmisión. Para el caso despachable, el modelo despacha mayormente generación distribuida renovable, produciendo menor energía en total a partir de recursos distribuidos en comparación al caso no despachable. Esto se traduce en una necesidad por mayor capacidad de nuevas líneas de transmisión.

Como trabajo futuro se propone dividir el sistema en más barras, para lograr una descripción más detallada de la red de transmisión y así, tomar decisiones de inversión en líneas con mayor especificidad. Además, sabiendo que la energía eólica es la tecnología más usada para enfrentar los desafíos del modelo en todo el sistema y que la energía solar es usada para la hacer frente a la descarbonización en la zona norte, la división en más barras permitirá evaluar diferentes perfiles de disponibilidad para identificar mejor los lugares, tiempos y capacidades de las inversiones óptimas.

Otro aspecto que mejoraría el detalle del modelo, es la duración de las épocas. Para este trabajo, las épocas comprendían 4 ó 5 años y si duraran menos, se podrían evaluar con mayor granularidad temporal y detalle aspectos como los tiempos de construcción de las centrales y de las líneas.

Por otra parte, se propone ampliar el modelo de generación distribuida a uno que incluya baterías. Si el modelo usado no incluye almacenamientos y produjo ahorros importantes en el costo del sistema, un modelo con baterías podría reducir aún más los costos, gestionar mejor los recursos disponibles e impactar en las decisiones en infraestructura que tome el modelo.

Finalmente, como la expansión del sistema con energías renovables tiene una altísima participación de las mismas, se propone ampliar el modelo analizando restricciones de seguridad, con el fin de conseguir un sistema libre de carbón y con alta generación renovable, pero al mismo tiempo seguro y confiable.

Bibliografía

- [1] Organización de las Naciones Unidas. “¿Qué es el cambio climático?” Naciones Unidas, Acción por el Clima. <https://www.un.org/es/climatechange/what-is-climate-change> (accedido el 2 de enero de 2023).
- [2] Organización de las Naciones Unidas. “El acuerdo de París” Naciones Unidas, Acción por el Clima. <https://www.un.org/es/climatechange/paris-agreement> (accedido el 2 de enero de 2023).
- [3] N. García, “Matriz energética y eléctrica en Chile”, Biblioteca del Congreso Nacional de Chile, Asesoría técnica parlamentaria, N°SUP: 132113, septiembre de 2021.
- [4] Ministerio de energía. (2020, 13 de marzo). *Decreto n.º 50, Aprueba acuerdos de retiro de centrales termoeléctricas a carbón.*
- [5] Ministerio de economía, fomento y reconstrucción. (2019, 21 de diciembre). *Decreto con Fuerza de Ley n.º 4/20018, Fija texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N°1, de minería, ley general de servicios eléctricos, en materia de energía eléctrica.*
- [6] E2BIZ, “Proyección de la Generación Distribuida en los sectores residencial, comercial e industrial en Chile”, Santiago, Para Subsecretaría de Energía, 2021.
- [7] K. Singh, A. Philpott y K. Wood, “Dantzig-Wolfe decomposition for solving multistage stochastic capacity-planning problems”, *Operations Research*, vol. 57, n.º 5, pp. 1271–1286, 2009.
- [8] Electric Power Optimization Centre. “JuDGE.jl: Julia decomposition for generalized expansion”. JuDGE documentatios. <https://epoc-nz.github.io/JuDGE.jl/docs/> (accedido el 2 de enero de 2023).
- [9] A. Flores-Quiroz, R. Palma-Behnke, G. Zakeri, y R. Moreno, “A column generation approach for solving generation expansion planning problems with high renewable energy penetration,” *Electric Power Systems Research*, vol. 136, pp. 232 – 241, 2016.
- [10] G.Díaz, A. Inzunza, R. Moreno, “The importance of time resolution, operational flexibility and risk aversion in quantifying the value of energy storage in long-term energy planning studies,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 112. 797-812. 10.1016/j.rser.2019.06.002, 2019.
- [11] R. Moreno, A. Street, J. Arroyo, y P. Mancarella, “Planning low-carbon electricity systems under uncertainty considering operational flexibility and smart grid technologies,” *Philosophical Transactions of The Royal Society A Mathematical Physical and Engineering Sciences*, vol. 375, 07 2017.
- [12] C. Bustos, et al., “Energy storage and transmission expansion planning: Substitutes or

- complements?,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 12, no. 8, pp. 1738–1746, 2018.
- [13] A. J. Conejo, Y. Cheng, N. Zhang, and C. Kang, “Long-term coordination of transmission and storage to integrate wind power,” *CSEE J. Power Energy Syst.*, vol. 3, no. 1, pp. 36–43, 2017.
- [14] P. Falugi, I. Konstantelos and G. Strbac, “Planning With Multiple Transmission and Storage Investment Options Under Uncertainty: A Nested Decomposition Approach,” in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 4, pp. 3559–3572, July 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2774367.
- [15] H. Otárola. “Co-optimising network and storage systems investments through stochastic optimisation via column generation algorithms,” Tesis (magíster en ciencias de la ingeniería, mención eléctrica) Universidad de Chile, 2019.
- [16] Moya, Bastian Moreno, Rodrigo Püschel-Løvengreen, Sebastian Costa, Alysson Mancarella, Pierluigi. (2022). Uncertainty representation in investment planning of low-carbon power systems. *Electric Power Systems Research*. 10.1016/j.epsr.2022.108470.
- [17] A. Flores-Quiroz and K. Strunz, “A distributed computing framework for multi-stage stochastic planning of renewable power systems with energy storage as flexibility option,” *Appl. Energy*, vol. 291, no. March 2021, p. 116736, Jun. 2021.
- [18] A. Inzunza, R. Moreno, A. Bernales, y H. Rudnick, “Cvar constrained planning of renewable generation with consideration of system inertial response, reserve services and demand participation,” *Energy Economics*, vol. 59, pp. 104 – 117, 2016.
- [19] A. Moreira, G. Strbac, R. Moreno, A. Street, y I. Konstantelos, “A five-level milp model for flexible transmission network planning under uncertainty: A min-max regret approach,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, pp. 486–501, 01 2018.
- [20] H. Godoy-Valle, “Planificación confiable de un sistema eléctrico 100 % renovable en Chile,” *Memoria de Pregrado*, Universidad de Chile, Santiago, Chile, Abril 2017.
- [21] A. Moreira, D. Pozo, A. Street, E. Sauma, y G. Strbac, “Climate-aware generation and transmission expansion planning: A three-stage robust optimization approach,” *European Journal of Operational Research*, vol. 295, no. 3, pp. 1099–1118, 2021.
- [22] D. Quiroga, E. Sauma, y D. Pozo, “Power system expansion planning under global and local emission mitigation policies,” *Applied Energy*, vol. 239, pp. 1250–1264, 2019.
- [23] A. Inzunza, F. Muñoz y R. Moreno, “Measuring the effects of environmental policies on electricity markets risk,” *Energy Economics*, Volume 102, 2021, 105470, ISSN 0140-9883, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105470>.
- [24] R. Moreno, E. Pereira, y F. González, “Zonificación del sistema eléctrico nacional chileno para optimizar su despacho económico y seguro”, Centro de Energía, Informe Final, Diciembre 2015.
- [25] Coordinador Eléctrico Nacional. “Documentos de operación”. Programas de operación. <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/programas-de-operacion-2021/> (accedido el 2 de enero de 2023).
- [26] Ministerio de Energía, “Mesa de Geotermia: Informe Final”, Julio 2018, consultado el 16-03-2021. [En línea] Disponible en: <http://www.minenergia.cl/mesa-geotermia/>
- [27] C. Santana, M. Falvey, M. Ibarra, y M. García, “Energías renovables en Chile: El potencial

- eólico, solar e hidroeléctrico de Arica a Chiloé”, Ministerio de Energía, Tech. Rep., 2014.
- [28] Comisión Nacional de Energía, “Informe preliminar de previsión de demanda 2021-2041. Sistema eléctrico nacional y sistemas medianos”, Santiago, diciembre de 2021.
 - [29] Coordinador Eléctrico Nacional. “Reportes, estadísticas y plataformas de uso frecuente”. Estadísticas caudales - Cálculo de potencia. <https://www.coordinador.cl/reportes-y-estadisticas/#Estadisticas> (accedido el 2 de enero de 2023).
 - [30] Coordinador Eléctrico Nacional, “Propuesta de expansión de la transmisión. Proceso de planificación de la transmisión 2021”, Santiago, enero de 2021.
 - [31] A. Inzunza, F. Muñoz, y R. Moreno, “Comparing the risk-mitigating effects of environmental policies in electricity markets”, Noviembre 2019, no publicado.
 - [32] Ministerio de energía. “Proyecciones de costos”. Costos de inversión y LCOE. <https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-de-costos> (accedido el 2 de enero de 2023).
 - [33] Energía Abierta. “Pequeños medios de generación”. <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/pequenos-medios-de-generacion-en-chile/> (accedido el 2 de enero de 2023).
 - [34] E. Kaloyanova. “How to Combine PCA and K-means Clustering in Python?” 365DataScience. <https://365datascience.com/tutorials/python-tutorials/pca-k-means/> (accedido el 2 de enero de 2023).
 - [35] Ministerio de energía. “Explorador Solar”. <https://solar.minenergia.cl/exploracion> (accedido el 2 de enero de 2023).
 - [36] Ministerio de energía. “Explorador Eólico”. <https://eolico.minenergia.cl/exploracion> (accedido el 2 de enero de 2023).
 - [37] Coordinador Eléctrico Nacional. “Demanda real”. Operación. <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/demanda-real/> (accedido el 2 de enero de 2023).

Anexos

Anexo A. Datos y tratamiento

A.1. Costos de las tecnologías

Los costos de inversión se obtienen directamente de [32] usando los mismos tres escenarios. Luego de anualizarse con una tasa de 10 %, los costos obtenidos se multiplican por la duración de la época. Los costos anualizados obtenidos se muestran en A.1.

Tabla A.1: Escenarios de costos de inversión

Año	Escenario	Costos de inversión $\$/ (MW \cdot \text{año})$							
		Solar	Eólica	Baterías	PSH	Línea	Geotermia	CSP	Minihidro
2021	Medio	334584	499669	594124	674294	62241	2145798	2067441	1148990
2025	Alto	384966	597545	646908	1104513	76825	2503866	2472417	1374058
	Medio	367506	563261	530686	806376	76825	2503866	2253749	1374058
	Bajo	336729	507422	464898	709948	76825	2503866	2035540	1374058
2030	Alto	366136	583339	543842	1104513	76825	2425835	2344707	1374058
	Medio	322947	499587	434195	806376	76825	2425835	1913801	1374058
	Bajo	280227	416323	313586	709948	76825	2425835	1483358	1374058
2035	Alto	343621	555421	543842	1104513	76825	2348230	2205971	1374058
	Medio	295384	416870	407879	806376	76825	2348230	1817331	1374058
	Bajo	247147	368324	282883	709948	76825	2348230	1428233	1374058

A.2. Generación distribuida

De acuerdo a [33], se estimó que las capacidades instaladas de PMGD y asociadas a Net Billing al 2021, correspondían a un 16 % de energía proveniente de fuentes fijas y un 84 % proveniente de fuentes variables. Para simplificar el análisis se asumió que ese 84 % corresponde a energía solar (que es 71,5 % realmente) y el 16 % corresponde a generación diesel (que es un 12,7 % realmente). Suponiendo además que estos porcentajes no cambian en el tiempo, se estimaron los escenarios de penetración distribuida como muestra la tabla A.2 de acuerdo a los valores entregados por [6].

Tabla A.2: Escenarios de penetración de generación distribuida

Año	Escenario	Capacidad Fija Norte (MW)	Capacidad Variable Norte (MW)	Capacidad Fija Sur (MW)	Capacidad Variable Sur (MW)
2025	Bajo	9,5	50,4	84,6	444,3
	Medio	16	84	129,6	680,4
	Alto	11,2	58,9	137,6	772,4
2030	Bajo	12,6	66,3	105,4	553,5
	Medio	36,8	193,2	307,1	1612,8
	Alto	33,6	176,4	371,1	1948,8
2035	Bajo	13	68	110,3	578,8
	Medio	50,4	264,6	325,5	1709,4
	Alto	128	672	536,1	2814,1

Anexo B. Resultados de granularidad

B.1. Inversiones en energía eólica

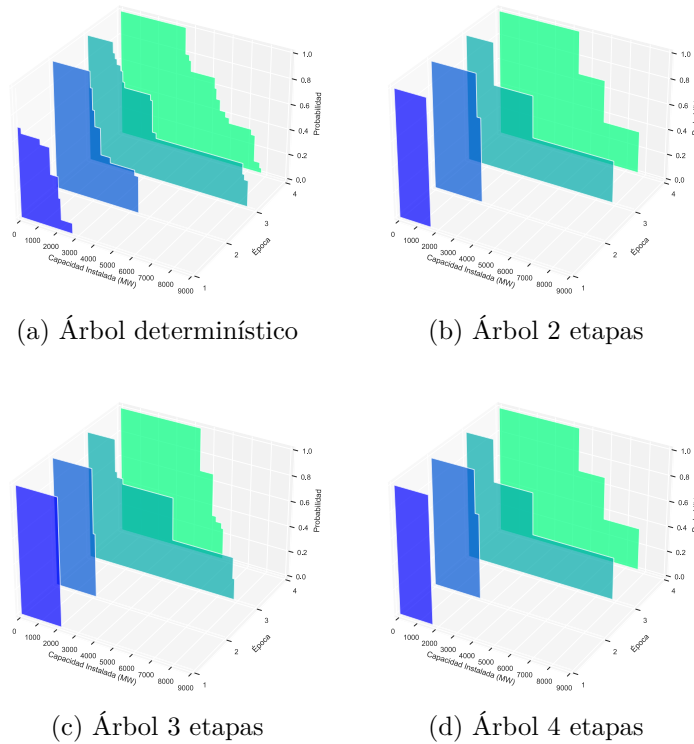
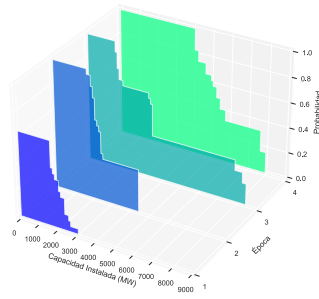
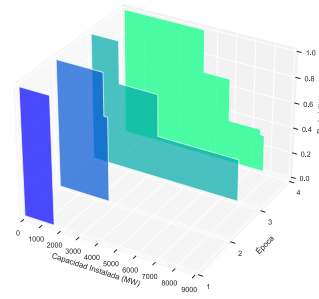


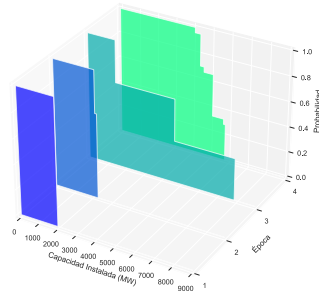
Figura B.1: Decisiones de inversión eólicas por árbol, caso Base



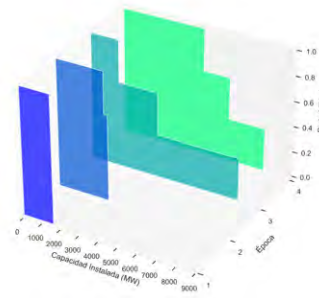
(a) Árbol determinístico



(b) Árbol 2 etapas

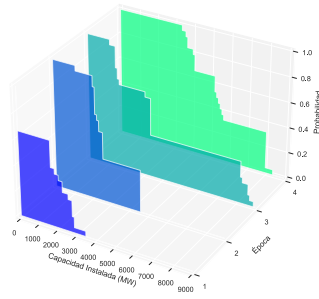


(c) Árbol 3 etapas

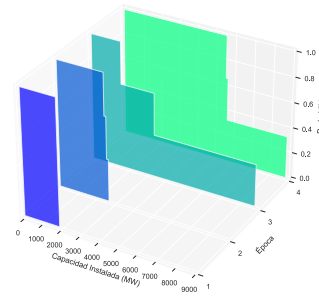


(d) Árbol 4 etapas

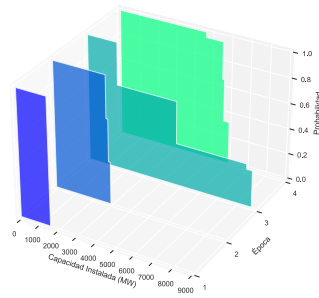
Figura B.2: Decisiones de inversión eólicas por árbol, caso A



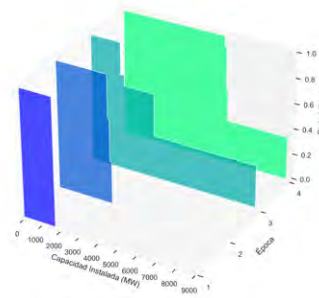
(a) Árbol determinístico



(b) Árbol 2 etapas



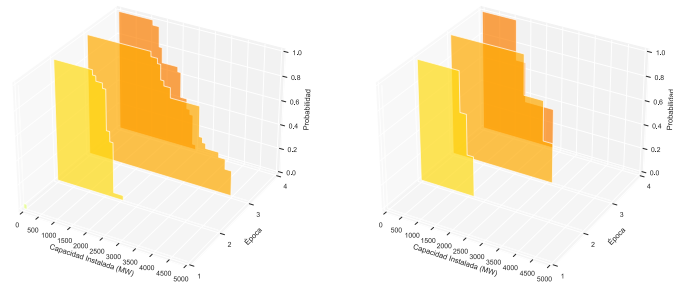
(c) Árbol 3 etapas



(d) Árbol 4 etapas

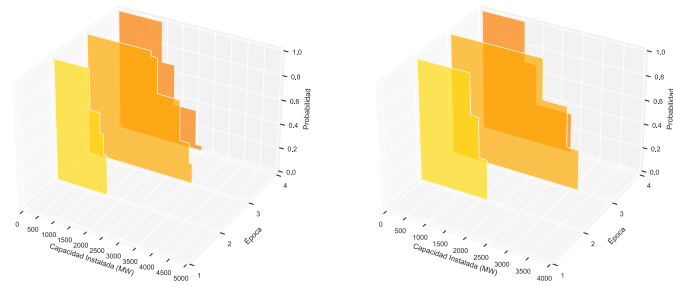
Figura B.3: Decisiones de inversión eólicas por árbol, caso B

B.2. Inversiones en energía solar



(a) Árbol determinístico

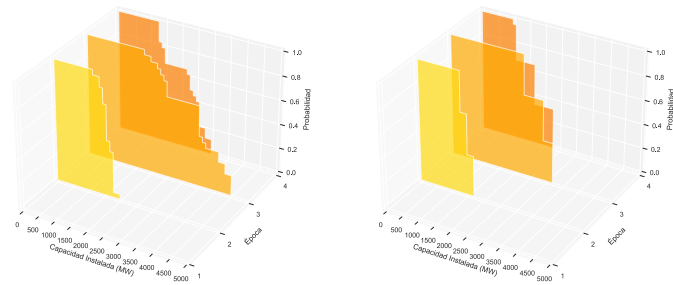
(b) Árbol 2 etapas



(c) Árbol 3 etapas

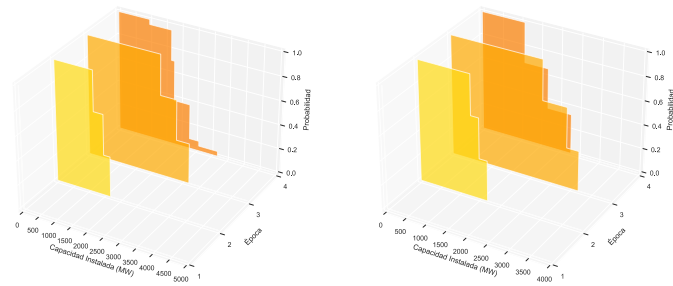
(d) Árbol 4 etapas

Figura B.4: Decisiones de inversión solar por árbol, caso Base



(a) Árbol determinístico

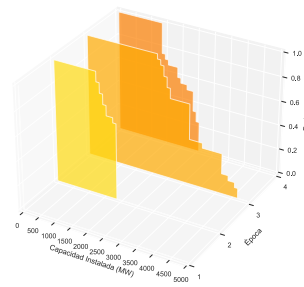
(b) Árbol 2 etapas



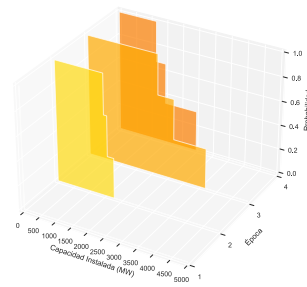
(c) Árbol 3 etapas

(d) Árbol 4 etapas

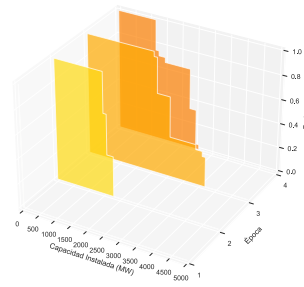
Figura B.5: Decisiones de inversión solar por árbol, caso A



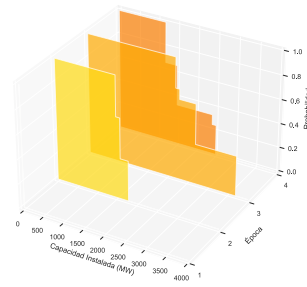
(a) Árbol determinístico



(b) Árbol 2 etapas

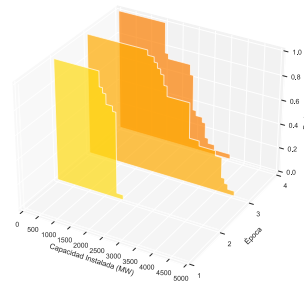


(c) Árbol 3 etapas

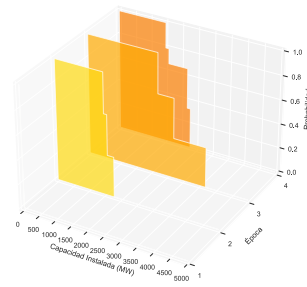


(d) Árbol 4 etapas

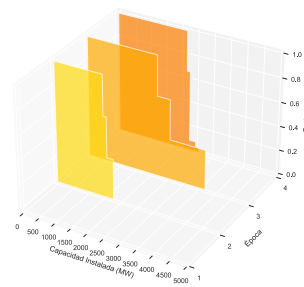
Figura B.6: Decisiones de inversión solar por árbol, caso B



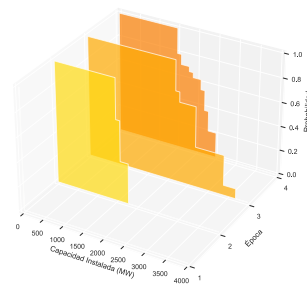
(a) Árbol determinístico



(b) Árbol 2 etapas



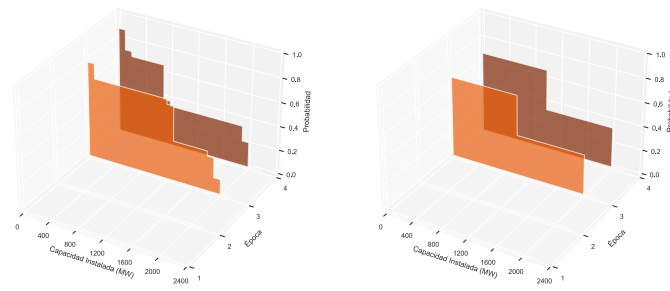
(c) Árbol 3 etapas



(d) Árbol 4 etapas

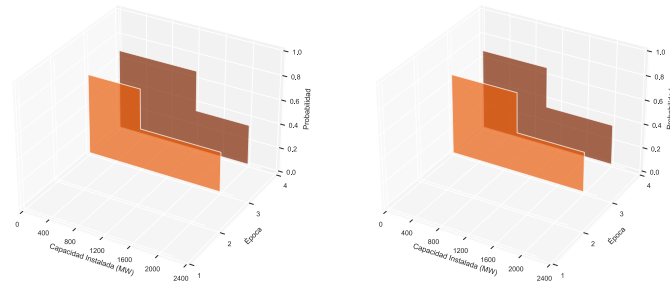
Figura B.7: Decisiones de inversión solar por árbol, caso C

B.3. Inversiones en geotermia



(a) Árbol determinístico

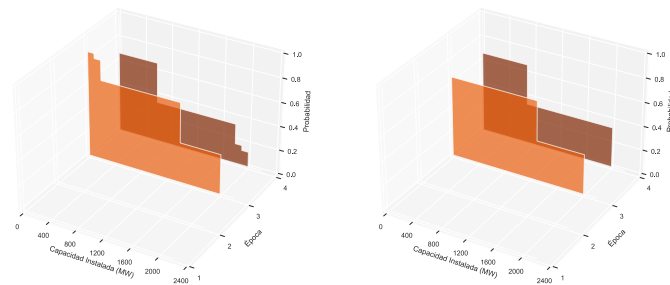
(b) Árbol 2 etapas



(c) Árbol 3 etapas

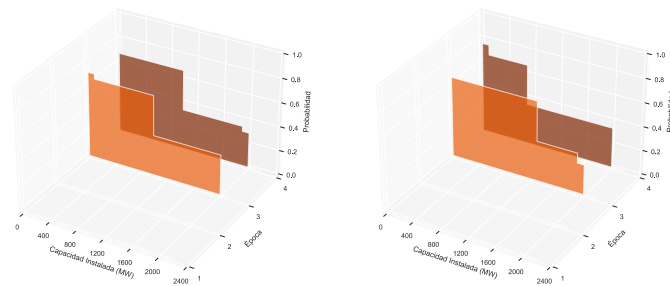
(d) Árbol 4 etapas

Figura B.8: Decisiones de inversión geotérmicas por árbol, caso Base



(a) Árbol determinístico

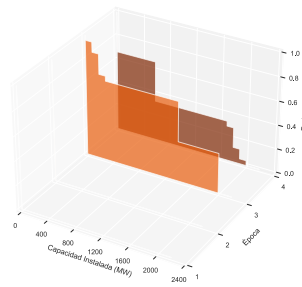
(b) Árbol 2 etapas



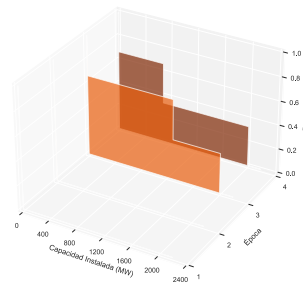
(c) Árbol 3 etapas

(d) Árbol 4 etapas

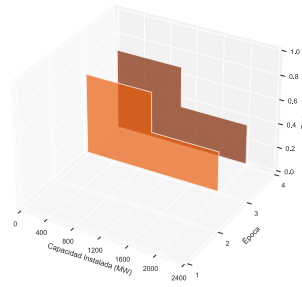
Figura B.9: Decisiones de inversión geotérmicas por árbol, caso B



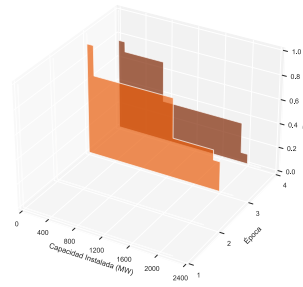
(a) Árbol determinístico



(b) Árbol 2 etapas



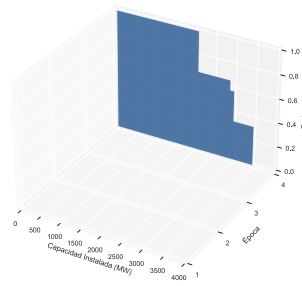
(c) Árbol 3 etapas



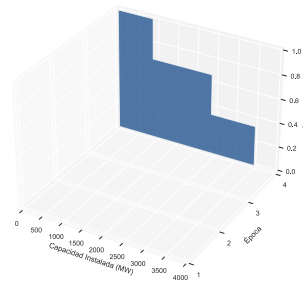
(d) Árbol 4 etapas

Figura B.10: Decisiones de inversión geotérmicas por árbol, caso C

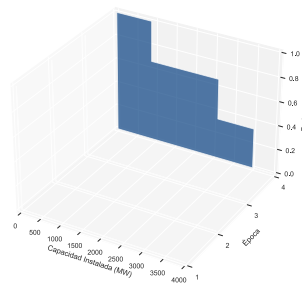
B.4. Inversiones en minihidro



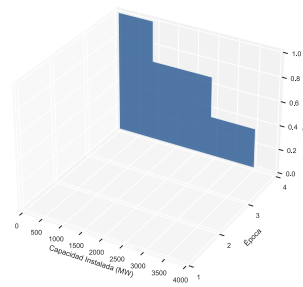
(a) Árbol determinístico



(b) Árbol 2 etapas

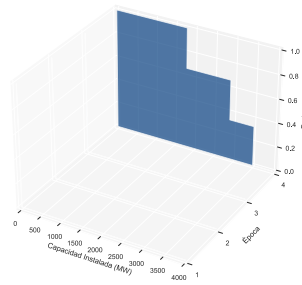


(c) Árbol 3 etapas

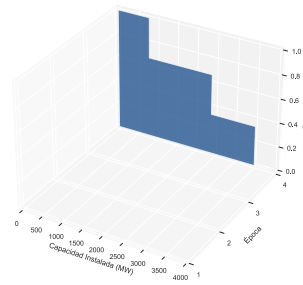


(d) Árbol 4 etapas

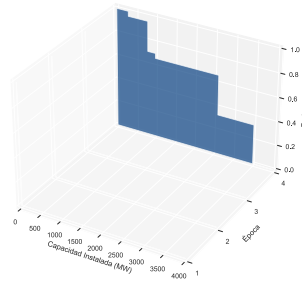
Figura B.11: Decisiones de inversión en minihidro por árbol, caso Base



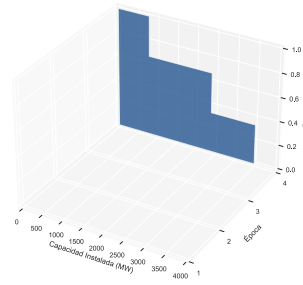
(a) Árbol determinístico



(b) Árbol 2 etapas

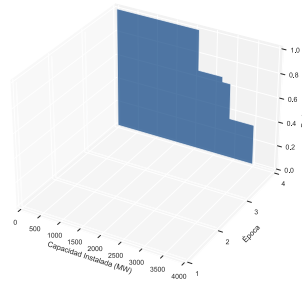


(c) Árbol 3 etapas

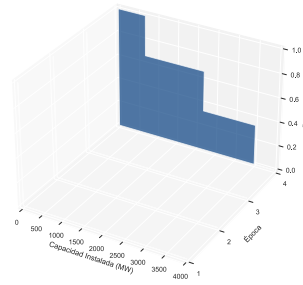


(d) Árbol 4 etapas

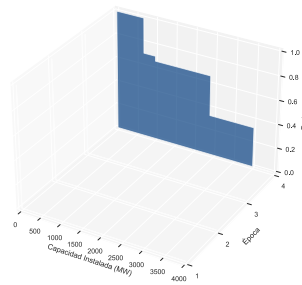
Figura B.12: Decisiones de inversión en minihidro por árbol, caso A



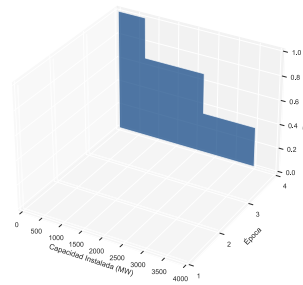
(a) Árbol determinístico



(b) Árbol 2 etapas

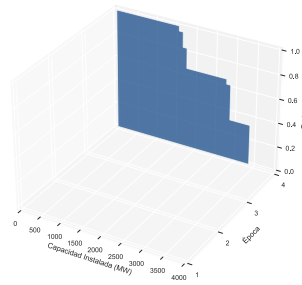


(c) Árbol 3 etapas

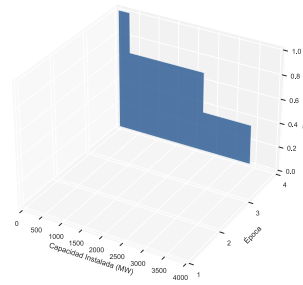


(d) Árbol 4 etapas

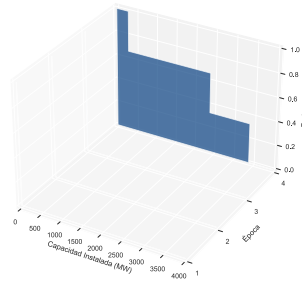
Figura B.13: Decisiones de inversión en minihidro por árbol, caso B



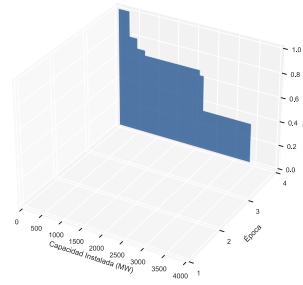
(a) Árbol determinístico



(b) Árbol 2 etapas



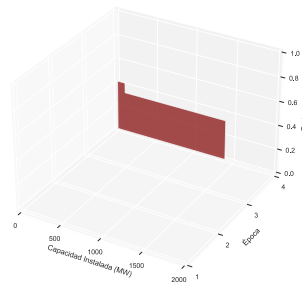
(c) Árbol 3 etapas



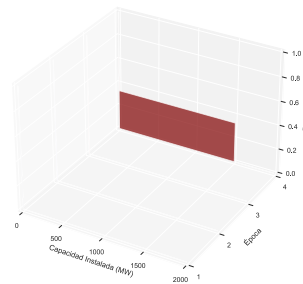
(d) Árbol 4 etapas

Figura B.14: Decisiones de inversión en minihidro por árbol, caso C

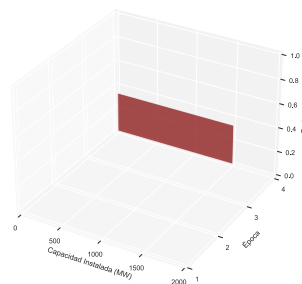
B.5. Inversiones en baterías



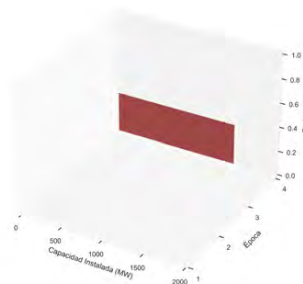
(a) Árbol determinístico



(b) Árbol 2 etapas

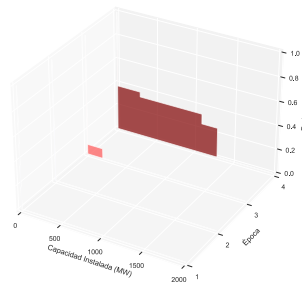


(c) Árbol 3 etapas

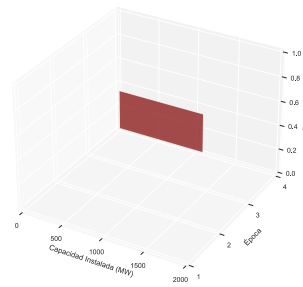


(d) Árbol 4 etapas

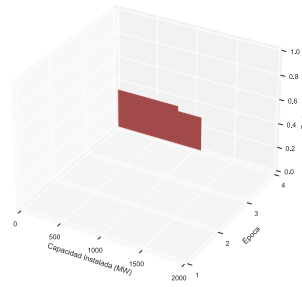
Figura B.15: Decisiones de inversión en baterías por árbol, caso Base



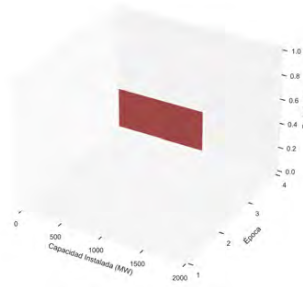
(a) Árbol determinístico



(b) Árbol 2 etapas

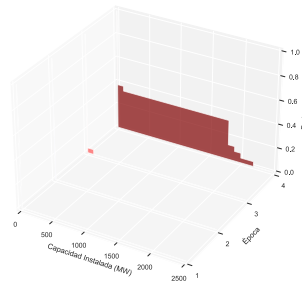


(c) Árbol 3 etapas

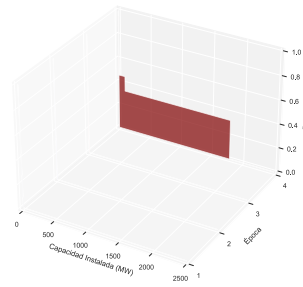


(d) Árbol 4 etapas

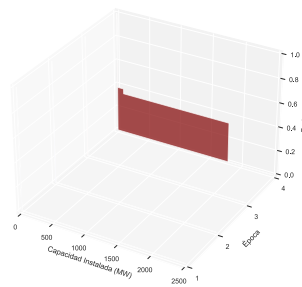
Figura B.16: Decisiones de inversión en baterías por árbol, caso B



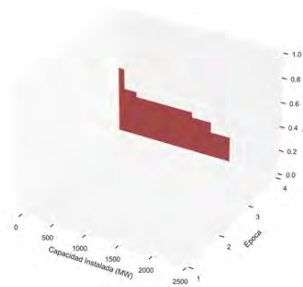
(a) Árbol determinístico



(b) Árbol 2 etapas



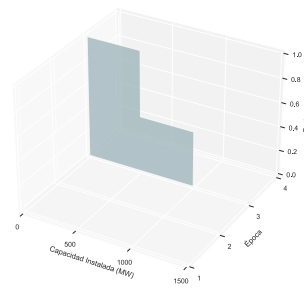
(c) Árbol 3 etapas



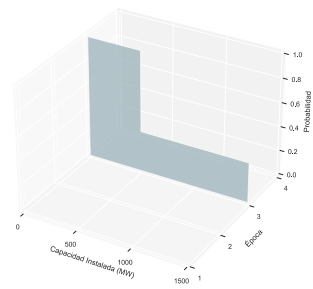
(d) Árbol 4 etapas

Figura B.17: Decisiones de inversión en baterías por árbol, caso C

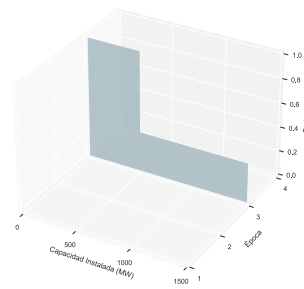
B.6. Inversiones en transmisión



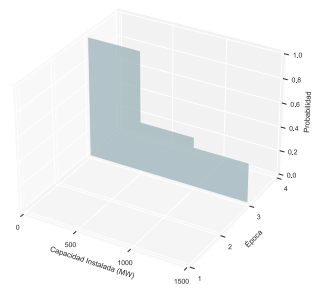
(a) Árbol determinístico



(b) Árbol 2 etapas



(c) Árbol 3 etapas



(d) Árbol 4 etapas

Figura B.18: Decisiones de inversión en transmisión por árbol, caso C