UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INDUSTRIAS
SANTIAGO - CHILE

MODELO DE EXPANSIÓN DE CAPACIDAD DE UN SISTEMA DE POTENCIA CONSIDERANDO INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES Y ALMACENAMIENTO

JOAQUÍN EDUARDO HERNÁNDEZ CELIS

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL INDUSTRIAL

PROFESOR GUÍA : RODRIGO MENA BUSTOS

PROFESOR CO-REFERENTE : PABLO VIVEROS GUNCKEL

AGOSTO, 2022

RESUMEN EJECUTIVO

En el presente trabajo de memoria se estudia el diseño e implementación de un modelo de expansión de capacidad de largo plazo, que considera GEP, TEP, almacenamiento de energía, y la integración de modelos de generación renovable específicos que logran capturar detalles operacionales de las tecnologías de generación eléctrica fotovoltaica, eólica e hidráulica de pasada. Este modelo tiene por objetivo determinar un plan de inversión a costo mínimo considerando la integración de un impuesto a las emisiones CO_2.

El modelo propuesto captura a través de una formulación MILP, distintas características propias de un sistema eléctrico, integrando el uso de días representativos, restricciones de rampa, sistemas de almacenamiento, aumentos de capacidad de naturaleza discreta, retiros de capacidad, y cambios en los costos de inversión y operación del sistema a lo largo de su horizonte de planificación. En particular, se presenta un caso de estudio por el cual se busca evaluar el impacto provocado por la implementación de diferentes políticas de impuesto a las emisiones CO_2, a través de tres escenarios, con valores bajos, medios y altos para este. El caso de estudio utilizado se basa en el sistema IEEE 39-Bus para simular el funcionamiento de un sistema eléctrico durante 20 años, el cual está sujeto a un perfil de demanda particular en cada nodo y debe responder al aumento de esta demanda en el tiempo a través de decisiones de inversión y operación. Dicho modelo es abordado de forma determinista, resolviéndolo de forma individual para cada escenario propuesto, siendo implementado a través de la plataforma Pyomo bajo el lenguaje de programación Python, y es resuelto con el solver Gurobi 9.5.0.

Los resultados obtenidos muestran que los planes de expansión pertenecientes a escenarios con mayores impuestos a las emisiones CO_2 logran reducir las emisiones totales durante el periodo en estudio entre un 10 % y 20 % con respecto al escenario bajo, mientras que esto conlleva, al mismo tiempo, un aumento de entre un 3 % y 8 % en el costo total, al comparar los escenarios con mayor impuesto en contraposición al de impuesto más bajo. Finalmente, se proponen posibles extensiones de este modelo para ser utilizado en casos donde se integre de forma endógena la incertidumbre relacionada a sus parámetros.

Índice de Contenidos

1. Problema de investigación **1**

2. Objetivos **3**
2.1. Objetivo General 3
2.2. Objetivos Específicos 3

3. Marco teórico **4**
3.1. Expansión de capacidad de sistemas eléctricos 4
3.1.1. Representación de la red eléctrica 7
3.1.2. Representación del tiempo 8
3.1.3. Representación del mercado eléctrico 10
3.1.4. Representación de la incertidumbre 11
3.1.5. Técnicas de resolución 12

4. Metodología **14**
4.1. Modelo propuesto 14
4.1.1. Conjuntos 15
4.1.2. Parámetros 16
4.1.3. Variables 19
4.1.4. Función Objetivo 20
4.1.5. Restricciones 22
4.1.6. Modelos de generación 28
4.2. Caso de estudio 30
4.2.1. Demanda Eléctrica 30
4.2.2. Transmisión 34
4.2.3. Generación 34
4.2.4. Tecnologías de Generación renovables 37
4.2.5. Almacenamiento 40
4.2.6. Políticas Medioambientales y escenarios propuestos 41

5. Análisis de resultados **43**
5.1. Costos totales 43
5.2. Plan de expansión 45
5.2.1. Expansión de Generación 45
5.2.2. Expansión de Almacenamiento 50

5.2.3. Expansión de Transmisión 51
5.3. Análisis del despacho y generación de energía 54
5.4. Análisis de LCOE y LCOS 59
5.5. Análisis de emisiones 64

6. Conclusiones **67**

Referencias **70**

A. Anexos **78**
A.1. Hoja técnica sistema IEEE-39 Bus 78
A.2. Modelo de generación Eólica 80
A.3. Modelo de Generación Solar Fotovoltaica 81
A.3.1. Módulo de Radiación 82
A.3.2. Módulo de Temperatura 83
A.3.3. Módulo de Capacidad 83
A.3.4. Módulo de Operación 84
A.3.5. Módulo del Inversor 84
A.4. Modelo de generación Hidráulica 85
A.5. Cálculo de serie de tiempo de demandas año 2020 87
A.6. Recopilación de costos de generación disponibles en la literatura. 89
A.7. Recopilación de costos de almacenamiento disponibles en la literatura. . . 90

Índice de Tablas

4.3. Características de los generadores por defecto y tecnologías elegidas para representar el sistema IEEE-39. 35
4.4. Tabla resumen de costos base relacionados al portafolio de tecnologías disponibles 36
4.5. Tabla resumen de parámetros de operación para el portafolio de tecnologías disponibles 36
4.6. Tabla resumen de costos y parámetros de operación para el sistema de almacenamiento de energía 41
4.7. Proyecciones de costo del impuesto a emisiones CO_2 por tonelada 42

5.1. Descomposición por tipo de costo/inversión a lo largo del horizonte de planificación para los distintos escenarios propuestos 44
5.2. Capacidad operativa de generación y almacenamiento durante el año 2040 para cada escenario 45
5.3. LCOE y LCOS de cada una de las tecnologías estudiadas 61

A.1. Demanda en cada nodo del sistema IEEE-39 78
A.2. Características de los generadores por defecto del sistema IEEE-39 78
A.3. Información técnica de las lineas de transmisión entre los nodos i y j para el sistema IEEE-39 79
A.4. Valor de K en función del tipo de turbina 86

Índice de Figuras

3.1. Estructura del problema de optimización asociado al modelamiento de expansión de capacidad 5

4.1. Diagrama de la red de nodos y generadores del sistema IEEE 39 bus . . . 30
4.2. Demandas anuales en cada nodo de la red para el año 2021 33
4.3. Perfil de demanda horaria agregada para toda la red durante el año base considerando días representativos seleccionados 33
4.4. Cambios en costos de inversión como porcentaje de los costos base y costos por MBtu de combustible a lo largo del horizonte de planificación . . 37
4.5. Vista satelital de la zona de Taltal donde se emplaza la torre con el anemómetro que toma las mediciones de viento 38
4.6. Vista de relieve y satelital de los Andes 39
4.7. Vista de relieve y satelital de la zona del río Biobío en su desembocadura Pangue 39
4.8. Factores de capacidad obtenidos en base a los modelos de generación renovable presentados en conjunto con data real correspondiente a los días elegidos 40
4.9. Cambio en el costo de inversión para tecnologías de almacenamiento como porcentaje de sus costos base 41
4.10. Proyecciones de costo del impuesto a emisiones CO_2 para cada escenario 42

5.1. Plan de expansión y retiro de capacidad de generación a lo largo de horizonte de planificación para cada escenario 46
5.2. Diagrama de la red de nodos del sistema IEEE 39 bus incluyendo referencia a peaks de demandas durante el año 2021 47
5.3. Capacidad de generación operativa al comienzo del año 2040 en cada escenario 48
5.4. Plan de expansión almacenamiento a lo largo del horizonte de planificación en cada nodo 51
5.5. Expansión de transmisión a lo largo del horizonte de planificación en cada linea 53
5.6. Despacho agregado anual durante el horizonte de planificación para cada escenario 55
5.7. Despacho horario 2021 comparado a 2040 para cada escenario 56

5.8. Curtailment de energía renovable durante el horizonte de planificación para cada escenario 58
5.9. Comparativa de valores LCOE y LCOS para las tecnologías estudiadas . . 62
5.10. Emisiones CO_2 acumuladas a lo largo del horizonte de planificación para cada escenario propuesto 64
5.11. Comparativa de costos totales de cada plan con respecto a las emisiones CO_2 asociadas a cada uno de ellos 65
5.12. Emisiones CO_2 anuales durante el horizonte de planificación para cada escenario 65
5.13. Cambio porcentual en las emisiones CO_2 anuales con respecto al año 2021 para cada escenario 66

A.1. Esquema de módulos del modelo de generación fotovoltaica 82
A.2. Comparativa de costos disponibles en la literatura estudiada para diferentes tecnologías de generación 89
A.3. Comparativa de costos de inversión, costos de O&M fijos y O&M variables disponibles en la literatura estudiada 90

1 | Problema de investigación

Ante la creciente cantidad de desafíos energéticos y medioambientales por los que está pasando nuestra sociedad, es imperativo no escatimar ni en inversión de capital humano, ni en recursos materiales a la hora de planificar, de la mejor manera posible, la forma en que los sistemas eléctricos responderán ante el futuro (Ministerio de Energía, 2018b). Esto en un contexto donde existe mayor presión desde distintos organismos internacionales que buscan lograr, de forma conjunta, una reducción significativa en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y su consecuente efecto en el calentamiento global (Ministerio de Energía, 2020; UNFCCC, 2021).

El panorama mundial en cuanto a la generación de GEI y la creciente demanda de energía eléctrica se caracteriza por el gran impacto que tiene esta industria, la que representa un 36 % de las emisiones de GEI totales dentro de las economías avanzadas, y un 32 % para el caso de Chile (International Energy Agency, 2020; Ministerio de Energía, 2019).

Dada la estrecha relación entre el crecimiento de un país y el aumento en su consumo de energía, es necesario asegurar en el tiempo la disponibilidad de ésta a través de políticas públicas que tengan por objetivo proveer de sistemas eléctricos robustos y resilientes, capaces de dar abasto a los requerimientos de cada país (Ministerio de Energía, 2018a). En Chile, esta situación es, a su vez, enmarcada por esfuerzos en busca de descarbonizar el país, por medio del progresivo retiro de centrales basadas en el uso de combustibles fósiles, y su reemplazo por tecnologías de generación renovable como, por ejemplo, la fotovoltaica y eólica. Sin embargo, esta transición conlleva asumir con mayor énfasis el desafío de planificar la expansión y operación de los sistemas eléctricos de forma suficientemente flexible como para lograr balancear adecuadamente oferta y demanda de energía,

aún en escenarios de alta incertidumbre y disponibilidad limitada de capacidad de generación (Impram *et al.*, 2020).

Considerando la escala y complejidad de tomar decisiones que logren abordar eficazmente las dimensiones de esta problemática, es que diversos investigadores se han embarcado en el estudio de herramientas cada vez más sofisticadas que logren integrar apropiadamente diferentes características de la planificación de expansión, considerando los objetivos de estudio particulares que se tenga en cada caso y la factibilidad de implementación de estos (Gacitua *et al.*, 2018).

Tales herramientas han sido estudiadas desde hace varias décadas a través de la utilización de modelos de expansión de capacidad en contexto de sistemas de potencia (Maloney *et al.*, 2020). Estos modelos, dependiendo del alcance y finalidad que posean según cada caso, se enfocan en la planificación de expansión de capacidad de generación o GEP (Generation Expansion Planning) y la planificación de expansión de capacidad de transmisión, o TEP (Transmission Expansion Planning). Estos modelos han sido abordados tanto de forma secuencial como integrada, y se han estudiado distintas técnicas para su resolución a través de optimización matemática (Gacitua *et al.*, 2018; IAEA, 1984).

Motivado por la gran utilidad que prestan estas herramientas, es que el siguiente trabajo propone diseñar e implementar un modelo de optimización de largo plazo para la planificación de la expansión de un sistema eléctrico, basado en la red eléctrica IEEE 39-Bus y que busca evaluar la efectividad de distintos planes de expansión de largo plazo, producto del análisis de tres escenarios que abordarán la implementación de tres diferentes políticas medioambientales. De forma conjunta, también se estudiará el costo monetario e impacto ambiental producto de cada uno de estos planes.

A modo de guía para esta investigación, se buscará dar respuesta a las siguientes interrogantes relacionadas a la situación anteriormente expuesta:

¿Cuál es la utilidad que proporciona la planificación de expansión de sistemas eléctricos a través de modelos de optimización para un tomador de decisiones? ¿Cuál es el trade-off, en cuanto a costos monetarios y cambios en las decisiones de expansión y generación, que implica la implementación de políticas medioambientales más estrictas en este contexto? ¿Qué dificultades implica la implementación del modelo propuesto?

2 | Objetivos

2.1. Objetivo General

Diseñar e implementar un modelo matemático de expansión de capacidad de largo plazo, que considere la integración de energías renovables y tecnologías de almacenamiento, en un sistema de potencia que, a su vez, logre determinar un plan de inversión a costo mínimo para distintos escenarios de políticas medioambientales.

2.2. Objetivos Específicos

- Determinar el impacto en las decisiones de planificación producto de políticas medioambientales más estrictas, comparando la reducción de emisiones de GEI con el costo total de cada plan de expansión.
- Estudiar las tecnologías e iniciativas vigentes relacionadas a la expansión de sistemas eléctricos presentes en el estado del arte.
- Integrar modelos de generación renovable dentro del modelo de expansión de capacidad que logren capturar con mayor detalle la operación de este tipo de tecnologías.
- Evaluar la factibilidad de la resolución del modelo propuesto a través de técnicas de optimización matemática.

3 | Marco teórico

3.1. Expansión de capacidad de sistemas eléctricos

El proceso de planificación de la expansión de sistemas de potencia ha sido estudiado de forma extensa en la literatura a través de la resolución de dos problemas: por un lado, el problema de expansión de capacidad de generación o GEP (Generation Expansion Planning) y, por otro, el problema de expansión de capacidad de transmisión, o TEP (Transmission Expansion Planning).

El problema de GEP determina el plan de expansión óptimo para las centrales de generación eléctrica, considerando como restricciones principales la satisfacción de demanda esperada y el límite de capacidad instalada para cada unidad de generación. Por su parte, el problema de TEP determina el plan óptimo de expansión de la red de transmisión eléctrica, encargándose, además, de considerar una representación adecuada del flujo eléctrico dentro de aquella red.

Ambos problemas han sido típicamente abordados de forma secuencial, es decir, una vez se resuelve el problema de GEP, su solución es utilizada para obtener un plan que resuelva TEP de forma concordante. Sin embargo, en trabajos más recientes, como el de Maloney *et al.* (2019) han probado la utilidad de abordar ambos problemas de forma simultánea, concluyendo que esta última metodología es a lo menos igual de efectiva que el método secuencial, y permite, además, mayor flexibilidad a la hora de aprovechar oportunidades económicas, especialmente en modelos con alta penetración de energías renovables.

En su forma conjunta, la planificación de expansión y transmisión de capacidad, de

aquí en adelante, por simplicidad, llamada planificación de expansión (EP), representa comúnmente un problema de optimización de dos etapas a través de un horizonte de largo plazo, donde, primero, se toman decisiones de inversión de expansión de capacidad, y luego, en base a estas se toman decisiones de operación. Esto significa que, una vez se decide cuándo, dónde y cuánta capacidad se instalará, se tomarán decisiones de cómo operativizar ésta, a través del despacho, transmisión o almacenamiento de energía en la red, a la vez que se responde a las restricciones de expansión y operación que imponga el sistema en estudio (Maloney *et al.*, 2020; Verástegui *et al.*, 2019).

Un esquema de este problema se presenta en la figura 3.1 y, a continuación, el conjunto de ecuaciones (3.1) representa a este como un problema de optimización en su forma compacta:

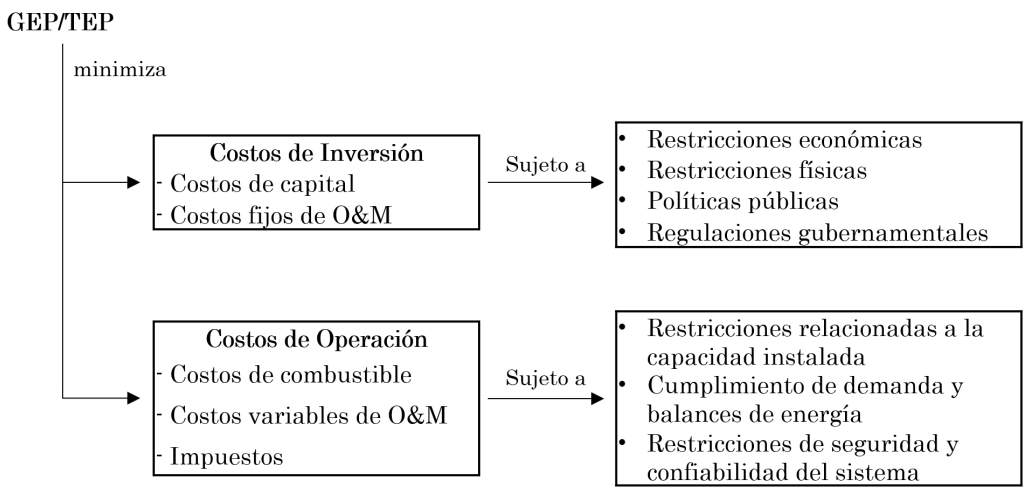


Figura 3.1: Estructura del problema de optimización asociado al modelamiento de expansión de capacidad. Fuente: Elaboración propia.

$$\min_{\mathbf{x}\in X} \left(c^\top \mathbf{x} + Q(\mathbf{x})\right) \tag{3.1a}$$

s.a.

$$A\mathbf{x} \leq H \tag{3.1b}$$

La ecuación (3.1a) representa la función objetivo del problema, la cual busca minimizar el costo total de la suma de los costos de inversión y operación del sistema a lo largo

de un horizonte de planificación, donde $\mathbf{x}$ es el vector de decisiones de inversión, y $c^\top$ es un vector que representa los costos relacionados a la instalación de capacidad. La expresión (3.1b) representa restricciones presupuestarias, límites de instalación de capacidad, decisiones predefinidas, o políticas y requerimientos gubernamentales. Mientras tanto, los costos de operación del sistema están definidos por $Q(\mathbf{x})$, que, a su vez, es el resultado de la solución del problema de segunda etapa (3.2).

$$Q(\mathbf{x}) = \min_{\mathbf{y} \in Y(\mathbf{x})} (q^\top \mathbf{y}) \tag{3.2a}$$

$$\text{s.a.}$$

$$B\mathbf{y} \leq k - V\mathbf{x} \tag{3.2b}$$

$$Z\mathbf{y} \geq w \tag{3.2c}$$

En este problema, la función (3.2a) busca minimizar el costo de operación del sistema, donde $\mathbf{y}$ representa el vector de decisiones de operación, tales como el despacho, transporte o almacenamiento energía. El vector $q^\top$ simboliza costos relacionados al consumo de combustible, costos variables de operación y mantención (O&M) , costos relacionados a impuestos o penalizaciones a la generación eléctrica, o cualquier otro costo atribuible a la operación misma del sistema. Cabe notar que $\mathbf{y}$ está limitado por las decisiones de inversión $\mathbf{x}$ tomadas en la etapa previa, configurando al conjunto $Y(\mathbf{x})$ y dando cuenta de la naturaleza de dos etapas del problema completo. Por último, las restricciones (3.2b) y (3.2c) se encargan de relacionar las variables de decisión $\mathbf{x}$ e $\mathbf{y}$, representando: límites de despacho o transmisión de energía debido a la capacidad instalada, balances de energía entre nodos, requerimientos de demanda, y el cumplimiento de restricciones que apunten a la seguridad, confiabilidad y economía del sistema.

Si bien, la formulación antes presentada corresponde a un modelo determinista resuelto en dos etapas, este puede ser adaptado para representar modelos con formulaciones más complejas, utilizando la misma o una versión modificada de la estructura compuesta por (3.1a)-(3.2c), pudiendo configurar modelos estocásticos, como lo presenta el trabajo de Sen y Higle (1999) para un modelo GEP o Munoz y Watson (2015), que aborda de forma

conjunta GEP y TEP. Cabe considerar que, en el modelo antes descrito, no se especifica la naturaleza de sus variables. En caso de especificar que estas fueran continuas, el modelo sería denominado de programación lineal (LP), mientras que, si este incluyese variables enteras y/o binarias, este sería de tipo entero-mixto (MILP). Adicionalmente, existen modelos que incluyen formulaciones de tipo no-lineal (NLP) que presentan un alto nivel de complejidad, debido a la carga computacional que representa su resolución, e instan, con frecuencia, a la implementación de sofisticados métodos de resolución adaptados a la estructura particular de cada problema (Delgado *et al.*, 2013; Gacitua *et al.*, 2018).

Así, aunque la utilización de variables enteras, mixtas, o formulaciones no-lineales, complejizan las formulaciones y la posterior resolución de modelos de expansión, estas muchas veces son necesarias para poder representar adecuada y precisamente, ciertas características como el problema de Unit Commitment (UC), que describe el encendido y apagado de generadores, lo que implica la utilización de variables binarias que permiten representar esa acción (Bergh *et al.*, 2014; Wijekoon *et al.*, 2019; Zhou *et al.*, 2021), o en el caso de representar aumentos de capacidad de naturaleza discreta, donde las variables que modelan esa decisión, también adoptarían esa propiedad (Min *et al.*, 2018). Por último, el caso de no linealidad puede darse en situaciones donde el investigador busque representar el comportamiento eléctrico de una red utilizando el set completo de ecuaciones que modelan el flujo AC, en particular, Yadav *et al.* (2019) además de presentar esta formulación de flujo, integra una función objetivo que considera maximización de bienestar social a través de una formulación no-lineal.

3.1.1. Representación de la red eléctrica

Según Camilo *et al.* (2019) y Hemmati *et al.* (2013), la elección de cómo representar la red es clave en cuanto al nivel de detalle que abordará el modelo, y en este contexto, en la literatura se encuentran principalmente tres formas en las cuales se ha abordado la representación del flujo de energía en la red. Estas son: a través de un modelo de transporte o también llamado pipeline, un modelo de flujo DC o corriente continua, y por medio de un modelo de flujo AC o corriente alterna.

El modelo de transporte es la representación más simple, permitiendo modelar a través

de tuberías (pipelines) el flujo de energía eléctrica en el sistema, sin tener en consideración las leyes físicas que rigen esta acción y concentrandose solo en considerar la energía como una sustancia que es transportada por tuberías. A cambio, esta formulación permite representar matemáticamente el problema de flujo de forma lineal, y con sencillez en cuanto a las restricciones que aporta al problema. Ambas características son apreciadas al momento de diseñar modelos de expansión de largo plazo, los cuales, dada su envergadura, son de por sí complejos de resolver incluso bajo formulaciones lineales (Pineda y Morales, 2018; Spyrou *et al.*, 2017).

La representación de flujo DC permite, bajo algunos supuestos, modelar el flujo eléctrico en una red considerando su comportamiento como corriente continua, a través de la linealización de las restricciones de su representación AC. Esto permite representar la red eléctrica de forma más simple (debido a que se mantiene la linealidad de las restricciones que aporta al modelo), pero manteniendo un grado aceptable de precisión en su análisis. Más aún, se ha observado que el alto grado de detalle que proporciona el modelo AC, no siempre compensa el esfuerzo extra que implica su resolución (Bergh *et al.*, 2014), y es por ello, que la representación DC suele utilizarse en modelos de EP como muestran los trabajos de Jabr (2013); Moradi-Sepahvand y Amraee (2021) y Sun *et al.* (2018).

Por su parte, la representación de flujo AC es la más precisa comparada a los dos modelos presentados anteriormente, ya que es la que mejor refleja las leyes físicas por las que se rige la electricidad (Bergh *et al.*, 2014). Sin embargo, esta representación aporta restricciones altamente no-lineales al modelo y, por consecuencia, alta complejidad computacional en su manipulación, por lo que suele ser utilizada en modelos que incluyen, a lo menos, un tipo de técnica suficientemente sofisticada capaz de facilitar su resolución (Hemmati *et al.*, 2013; Tabares *et al.*, 2022; Yadav *et al.*, 2019; Zhang *et al.*, 2013).

3.1.2. Representación del tiempo

Dado que la representación de cada hora para un horizonte de largo plazo llevaría a que la resolución del modelo fuese computacionalmente intratable, es que diversos investigadores han optado por abordar la representación de parámetros tiempo-dependientes a través de técnicas que logran mantener un buen grado de representación de la realidad,

pero manteniendo la factibilidad de resolución del modelo.

Así, una de las técnicas más comunes para el modelamiento de estos parámetros, y en particular, para la demanda eléctrica, ha sido el utilizar curvas de duración de demanda (LDC) que agrupan distintos niveles de demanda, según la frecuencia en que se presentan dentro de un periodo de tiempo, y que permiten representar la serie de tiempo de demandas como un número finito de bloques de demanda, lo cual disminuye el tamaño del problema, y su complejidad (Pineda y Morales, 2018; Wiskich, 2014).

A pesar de la eficiencia computacional que ofrece el método anteriormente descrito, este tiene la desventaja de que ignora el sentido cronológico de los parámetros tratados y, en consecuencia, no permite la correcta representación de restricciones tiempo-dependientes. Esta situación deja fuera del análisis la inclusión de restricciones relacionadas a capacidad de rampa y/o de UC, lo cual puede ocasionar la infravaloración de los requerimientos de flexibilidad del sistema. Además, tampoco permite considerar el comportamiento de la disponibilidad y despacho de energía renovable, al no ser capaz de representar correctamente los perfiles horarios intradía relacionados a esta (Verástegui *et al.*, 2019).

Otra técnica ampliamente utilizada es la de representar parámetros tiempo-dependientes a través de un conjunto reducido de días, semanas o estados de un sistema, que son representativos del horizonte de planificación (Pineda y Morales, 2018; Wogrin *et al.*, 2016). Este conjunto, en particular, tiene la ventaja de que está conformado por elementos ordenados cronológicamente, lo que sí permite tratar restricciones de rampa y UC, ya que mantiene el sentido temporal intradía de los parámetros utilizados en ellas.

En la literatura, el foco de investigación yace en el cómo se implementa la elección de estos días o periodos representativos. Pudiendo encontrarse trabajos que utilizan técnicas de heurística para la elección de estos, por ejemplo, Fripp (2012) considera un horizonte de un año, representándolo con dos días para cada mes y eligiendo uno de forma aleatoria, y otro como aquel donde exista el mayor peak de demanda de aquel mes. Otros estudios consideran técnicas de agrupamiento (clustering), como K-means (Dehghan *et al.*, 2016; Zhang *et al.*, 2020), fuzzy clustering (Buchholz *et al.*, 2019; ElNozahy *et al.*, 2013) o hierarchical clustering (Domínguez y Vitali, 2021; Pineda y Morales, 2018; Verástegui *et al.*, 2019), siendo estas o modificaciones de ellas, las más utilizadas en la literatura

disponible.

Además de considerar técnicas para representar los espacios de tiempo durante el estudio, otro tópico de interés a la hora de representar horizontes de tiempo de largo plazo es el desafío de modelar adecuadamente el fin de este. Esto se debe a que, en muchos casos, los horizontes de planificación son más cortos que la vida útil de las tecnologías de generación o líneas de transmisión en las que invierten, por lo que, al calcular su costo económico al final del horizonte, este es distorsionado al no poder considerar el resto de su vida útil (Camilo *et al.*, 2019; Maloney *et al.*, 2019). Para abordar esta problemática, frecuentemente se opta por ponderar el último periodo del horizonte de planificación por un multiplicador que simule el costo de continuar operando el sistema durante varios años extra. Por ejemplo, Maloney *et al.* (2019) añade un ponderador de 30 años en los costos de inversión y operación en el último año de su horizonte, mientras que Spyrou *et al.* (2017), añade un multiplicador al costo de operación del último año de funcionamiento de un sistema para simular el paso de 40 años extra posteriores al fin de su horizonte de planificación original.

3.1.3. Representación del mercado eléctrico

Convencionalmente, el problema de EP ha sido estudiado desde el punto de vista de un único actor que aborda el problema de GEP y TEP de forma centralizada, que procura obtener planes de expansión que minimicen costos de inversión sujetos a restricciones de satisfacción de demanda y un adecuado nivel de confiabilidad del sistema. Este planteamiento es equivalente a una estructura monopólica donde un operador es dueño de toda la infraestructura, como puede ser un ente estatal, y este cuenta con información completa del sistema, como proyecciones de demanda, capacidad existente, precios de combustible, planes futuros de inversión, y retornos esperados sobre estas (Sadeghi *et al.*, 2017).

Por otro lado, la progresiva irrupción de entes privados a la industria de energía eléctrica ha empujado a la creación de mercados eléctricos descentralizados, donde los proveedores de generación no necesariamente son responsables de cumplir con demandas eléctricas, sin embargo, son motivados a participar en este mercado, con el interés de maximizar su beneficio económico. En este sentido, los horizontes de planificación para EP

se acortan, debido a la mayor incertidumbre provocada por los efectos de la competencia de mercado, que, bajo la visión de un inversionista, implica asumir mayores riesgos, y tomar decisiones más complejas, ya que, en este caso, la planificación debe considerar los efectos retroactivos que sus decisiones puedan provocar en las de los otros partícipes del mercado (Hemmati *et al.*, 2013; Xu *et al.*, 2006).

Estas interacciones se han modelado con frecuencia a través de la implementación de teoría de juegos, la cual estudia diferentes escenarios donde existe competencia perfecta entre los participantes, y escenarios donde estos se comportan como oligopolios con gran poder de mercado, configurando competencias de tipo Cournot, Bertrand y Stackelberg (Camilo *et al.*, 2019). Dependiendo de si compiten eligiendo simultáneamente la cantidad de energía despachada (Jin y Ryan, 2014) (Cournot) o el precio de venta de esta (Bertrand), o si toman decisiones de forma secuencial, donde existe una o más empresas líderes, y otras empresas más pequeñas, donde la líder toma decisiones considerando la posible mejor reacción de sus seguidores, y estos, a su vez, responden considerando aquello. El trabajo de Garces *et al.* (2009) muestra un ejemplo de este último caso donde la solución al problema de dos etapas que propone se alcanza con un equilibrio Stackelberg.

3.1.4. Representación de la incertidumbre

Como parte importante de la planificación eléctrica, es necesario considerar la incertidumbre como un factor inherente a la planificación de expansión de capacidad, puesto que ignorarla puede llevar a que las soluciones obtenidas a través del modelo sean poco confiables o no económicas (Maluenda *et al.*, 2018).

Dentro de los parámetros asociados a incertidumbre más frecuentemente estudiados, se encuentran la volatilidad de la demanda horaria, y su proyección en el largo plazo, precios de los combustibles, costos de capital y de operación (Handayani *et al.*, 2019), disponibilidad de recursos (Min *et al.*, 2018), cortes de suministro (Billinton *et al.*, 1974; Dehghan *et al.*, 2016; Nemati *et al.*, 2018), nuevas políticas públicas (Arancibia *et al.*, 2016), cambios medioambientales (Chandramowli *et al.*, 2016; Li *et al.*, 2016) o condiciones de mercado inciertas (Doménech Martínez *et al.*, 2020). Notando, además, que la incertidumbre en la planificación dentro de mercados no regulados es mayor a los que sí

lo están, debido a que el planificador central tiene información perfecta de las condiciones de mercado en este último caso, no así en el primero, donde al existir otros competidores, no se tiene acceso a sus costos (Hemmati *et al.*, 2013). Debido a lo anterior, la inclusión del análisis de la incertidumbre en modelos EP es una temática ampliamente estudiada en la literatura. Es así, que hoy en día es común que se utilicen modelos basados en formulaciones de tipo estocástica o de optimización robusta para representar de forma más precisa la incertidumbre propia de los parámetros de estos modelos.

La programación estocástica busca abordar la incertidumbre a través de la obtención de un plan óptimo para el promedio de un conjunto de escenarios deterministas, que a su vez es representativo de la distribución de probabilidad de los parámetros bajo incertidumbre del problema (Harsha y Dahleh, 2015; Verástegui *et al.*, 2019). Esta metodología tiene la desventaja de que al aumentar la cantidad de valores que pueden tomar los parámetros inciertos, más escenarios será necesario analizar, y por lo tanto, más compleja será la resolución del problema. Es por esta razón que este tipo de modelamientos suelen ir acompañados con la implementación de técnicas de reducción de escenarios, procurando dejar la menor cantidad posible de estos, y a la vez, mantener un nivel adecuado de precisión en la representación del problema original (Feng y Ryan, 2013; Munoz y Watson, 2015).

Por otro lado, la optimización robusta (OR) busca modelar la incertidumbre a través de rangos de valores posibles para los parámetros asociados a esta, lo que permite obtener una solución óptima para el problema, que, además, es válida para cualquier valor que tomen los parámetros inciertos, mientras se mantengan dentro de los rangos antes descritos. Por esta misma razón, OR suele asociarse con planes de expansión/operación más conservadores, debido a su tendencia a ser la solución para el peor escenario posible dentro de los rangos de los parámetros inciertos (Abdalla *et al.*, 2020).

3.1.5. Técnicas de resolución

Debido al alto interés por incorporar características que aporten un mayor grado de fidelidad a la representación de diversos fenómenos estudiados en la literatura relacionada a EP, es que la resolución de los problemas resultantes se torna cada vez más compleja si

sólo se consideran técnicas clásicas de resolución.

Ya sea debido a la incorporación de incertidumbre, a complejas mecánicas de mercado, o formulaciones bajo modelos MILP o NLP, es que se han estudiado en paralelo diversas técnicas para lograr resolver problemas que incorporen estas u otras características de interés para los investigadores. Así, en la literatura, se encuentra que esta situación es abordada, principalmente, a través de metodologías analíticas y/o metaheurísticas.

Las metodologías analíticas se basan en un enfoque altamente matemático, y se valen de técnicas de optimización, como programación dinámica (DP) (Arancibia *et al.*, 2016), programación lineal (LP), programación no lineal (NLP), mixta (MIP), cuadrática (QP), técnicas de branch and bound (B&B) (Delgado *et al.*, 2013), y de descomposición, siendo la más ampliamente utilizada dentro de esta última categoría, la de descomposición de Benders (BD) (Jabr, 2013; Ramirez *et al.*, 2020). Estas técnicas permiten encontrar estrategias óptimas sobre problemas con funciones diferenciables y continuas, motivo por el cual resultan impráctcas al momento de analizar problemas donde no se cumplan estas condiciones (Sadeghi *et al.*, 2017). Por otro lado, existen técnicas metaheurísticas que se han desarrollado para resolver ese tipo de problemas, o aquellos donde sí es posible implementar métodos analíticos, pero aquello sería muy costoso en cuanto a tiempo o recursos computacionales a utilizar.

La metodología de una metaheurística se basa, principalmente, en una técnica de optimización iterativa que explora exhaustivamente el espacio de soluciones de un problema, en busca de soluciones óptimas a través de diversos algoritmos. En la literatura se encuentran técnicas inspiradas en comportamientos y fenómenos observables en la naturaleza, como algoritmos genéticos (GA) (Pereira y Saraiva, 2010), optimización por enjambre de partículas (PSO) (Hemmati *et al.*, 2016; Zolfaghari Moghaddam, 2019), colonia de hormigas (ACO) (Leite da Silva *et al.*, 2010), sistemas expertos (ES) (Hester, 2012), evolución diferencial (ED) (Ramkumar y Rajesh, 2021), programación evolutiva (EP) (Vrionis *et al.*, 2020), entre otros. En contraste, si bien estas técnicas son en principio más simples de implementar que las de tipo analítico, estas no garantizan que la solución obtenida sea un óptimo global y, además, tienen una probabilidad más alta de que la búsqueda de soluciones resulte divergente (Hemmati *et al.*, 2013).

4 | Metodología

A continuación, en la sección 4.1, se detalla de forma conjunta el modelo propuesto y se señalan sus conjuntos, parámetros, variables, función objetivo y restricciones. Luego, en la sección 4.2, se listan los datos de entrada usados para el caso de estudio.

4.1. Modelo propuesto

En vista de los antecedentes expuestos en la sección anterior, la formulación propuesta es un modelo lineal entero mixto (MILP), que tiene por objetivo minimizar el valor presente de la inversión y costos asociados a la expansión y operación de un sistema eléctrico, considerando GEP y TEP en un mercado regulado donde existe un solo controlador.

El modelo en cuestión da cuenta de un sistema eléctrico compuesto de nodos y arcos, donde los nodos n representan distintas locaciones geográficas caracterizadas por contar con demanda eléctrica, y por ser capaces de instalar capacidad de generación y/o almacenamiento sobre ellas. Estas locaciones están unidas entre sí a través de líneas de transmisión representadas por arcos indexados por v, que, a su vez, pueden ser representados de la forma (i, j) donde i y j son locaciones diferentes, conformando una red eléctrica de arcos y nodos, representada por los conjuntos $\mathcal{L}$ y $\mathcal{N}$, respectivamente.

En cada nodo, las decisiones de expansión de capacidad de generación y almacenamiento están acotadas a las opciones disponibles en los portafolios correspondientes de tecnologías de generación, determinado por el conjunto $\mathcal{G}$, y el de tecnologías de almacenamiento $\mathcal{S}$.

Por último, las variables de decisión están sujetas a dos niveles temporales: el primero conformado por periodos pertenecientes al conjunto $\mathcal{P}$, indexado por p, comprendiendo

típicamente periodos de un año para decisiones de inversión en expansión de capacidad, y un segundo nivel conformado por espacios de tiempo pertenecientes a un conjunto $\mathcal{T}$, indexado por t, típicamente del orden de horas, para decisiones operativas relacionadas al despacho de energía desde la capacidad instalada en los nodos hacía los focos de demanda, ya sea en el mismo nodo origen, o en algún otro al que esté conectado.

4.1.1. Conjuntos

$\mathcal{P}$	Conjunto de años (periodos) a lo largo del horizonte de planificación indexados por p.
$\mathcal{T}$	Conjunto de espacios de tiempo t durante todo el horizonte de planificación (horas).
$\mathcal{T}_p$	Subconjunto de espacios de tiempo t pertenecientes al periodo p.
$\mathcal{N}$	Conjunto de nodos n de la red.
$\mathcal{L}$	Conjunto de lineas de transmisión v, donde v es un par ordenado (i, j) de nodos conectados por una línea eléctrica.
$\mathcal{G}$	Conjunto de tecnologías de generación disponibles a implementar indexadas por g.
$\mathcal{S}$	Conjunto de tecnologías de almacenamiento disponibles a implementar indexadas por s.
$\mathcal{G}^{unit}$	Subconjunto de tecnologías de generación limitadas a aumentos discretos de capacidad ($\mathcal{G}^{unit} \subseteq \mathcal{G}$).
$\mathcal{G}^{rw}$	Subconjunto de tecnologías de generación relacionadas a recursos renovables ($\mathcal{G}^{rw} \subseteq \mathcal{G}$).
$\mathcal{G}^{nrw}$	Subconjunto de tecnologías de generación no relacionadas a recursos renovables ($\mathcal{G}^{nrw} \subseteq \mathcal{G}$)
$\mathcal{P}_p$	Conjunto de periodos anteriores a p (con p incluido).
GFX	Conjunto de tuplas de la forma (g,p,n) donde el aumento de capacidad de generación para la tecnología g, en el nodo n y el periodo p está predeterminada.

TFX Conjunto de tuplas de la forma (p,v) donde el aumento de capacidad de transmisión para la linea v,y el periodo p está predeterminado.

BFX Conjunto de tuplas de la forma (s,p,n) donde el aumento de capacidad de almacenamiento tipo s, en el nodo n, y el periodo p está predeterminado.

4.1.2. Parámetros

β Costo fijo de operación y mantención para lineas eléctricas como porcentaje de su costo de inversión por MW y km construido [%]

B_v Susceptancia de la línea v [p.u.].

$BX^{fix}_{s,p,n}$ Capacidad de almacenamiento predefinida a instalar tipo s, en el nodo n y durante el periodo p [MW].

C^{CO2}_p Impuesto por tonelada métrica de CO_2 emitido en el periodo p [USD/-ton].

C^{ENS} Costo de energía no suministrada [USD/MWh].

$CG^{ex}_{g,p}$ Costo de capital para la construcción de capacidad de generación de tecnología g en el periodo p [USD/MW].

CG^{fix}_g Costos fijos de operación y mantención anuales para la tecnología g [USD/MW · año] .

$CG^{fuel}_{g,p}$ Costos de combustible por MWh de energía generada por la tecnología g en el año p [USD/MWh].

$CG^{O\&M}_g$ Costos variables de operación y mantención por MWh de energía generada por la tecnología g [USD/MWh].

$CST^{EX}_{s,p}$ Costo de expansión de capacidad de almacenamiento tipo s [USD/MWh].

$CST^{fix}_{s,p}$ Costo fijo de operación y mantención anuales por MWh instalado tipo s [USD/MWh · año].

$CB^{O\&M}_{s,p}$ Costos variables de operación y mantención por MWh de energía suministrada utilizando baterías tipo s [USD/MWh].

CT_v^{ex}	Costo de capital para la construcción de capacidad de transmisión en la línea v [USD/MW · Km].
FE_g	Factor de emisiones equivalentes, reflejando cantidad de toneladas de CO_2 generadas por MWh de energía eléctrica generada con la tecnología g.
$G_{g,n,t}^{CAP}$	Factor de capacidad para la tecnología g durante el espacio de tiempo t [%].
$GX_{g,p,n}^{fix}$	Capacidad de generación g predefinida a instalar en el nodo n durante el periodo p [MW].
$GX_{g,p,n}^{ret}$	Capacidad de generación tipo g, en el nodo n instalada previa al estudio que se planea retirar durante el periodo p [MW].
$KB_{s,n}^{max}$	Máxima capacidad de almacenamiento tipo s, posible de instalar en el nodo n [MW]
$KG_{g,n}^{max}$	Máxima capacidad de expansión de la tecnología g en el nodo n [MW].
KT_v^{max}	Máxima capacidad de expansión en la línea v [MVA].
lg_v	Largo de cada línea de transmisión v [Km].
$load_{n,t}$	Demanda en el nodo n durante el espacio de tiempo t [MW].
LS_g	Vida útil de cada tecnología de generación g [año(s)].
r	Tasa de descuento para proyectos eléctricos.
$Ramp_g^{dw}$	Capacidad de rampa en bajada de cada tecnología como porcentaje de su capacidad instalada [%].
$Ramp_g^{up}$	Capacidad de rampa en subida de cada tecnología como porcentaje de su capacidad instalada [%].
RC_g^{capex}	Cambio porcentual anual proyectado en los costos de capital para cada tecnología g [%].
RC^{CO2}	Aumento porcentual anual en el impuesto a las emisiones de CO_2 [%]
RC_g^{fuel}	Aumento porcentual anual proyectado en los costos de combustible para cada tecnología g [%].
RC^{load}	Aumento porcentual anual esperado en la demanda eléctrica de la red [%].

S_0	Potencia base aparente del sistema durante el año base [MVA].
σ	Penetración máxima de energía renovable como porcentaje de la demanda cubierta del sistema [%].
ST_s^{EP}	Energy to power ratio de la tecnología de almacenamiento s [hrs]
ST_s^{rt}	Round trip efficiency de la tecnología de almacenamiento s [%].
$TX_{v,p}^{fix}$	Capacidad de transmisión predefinida a instalar en la línea v durante el periodo p [MW].
U_g^{GX}	Tamaño del aumento discreto de capacidad de generación usando las tecnologías $g \in \mathcal{G}^{unit}$ [MW/unidad].
wg_t	Número de horas representadas por el espacio de tiempo t durante cualquier periodo p [horas].

4.1.3. Variables

$GX_{g,p,n}$ Expansión de capacidad en tecnología de generación g durante el año p, y construida en el nodo n [MW].

$UGX^{int}_{g,p,n}$ Número de plantas generadoras construidas usando tecnologías $g \in \mathcal{G}^{unit}$, en el año p, y en el nodo n [Unidades].

$KGX_{g,p,n}$ Capacidad instalada y operativa de generación tipo g al inicio del año p, y dentro del nodo n [MW].

$TX_{p,v}$ Capacidad de transmisión instalada en la línea v en el año p [MW]

$KTX_{p,v}$ Capacidad operativa de transmisión en la línea v hasta el año p [MVA]

$BX_{s,p,n}$ Expansión de potencia instalada de almacenamiento tipo s, en el nodo n y periodo p [MW].

$KBX_{s,p,n}$ Capacidad de almacenamiento tipo s instalada y operativa en el nodo n, al comienzo del periodo p [MW].

$P_{g,n,t}$ Cantidad de energía generada usando la tecnología de generación g, durante el espacio de tiempo t y ubicada en el nodo n [MWh]

$DW_{n,t}$ Demanda no suministrada dentro del nodo n durante el espacio de tiempo t [MWh].

$\theta_{v,t}$ Diferencia de ángulos de fase entre los nodos conectados por la línea de transmisión v durante el espacio de tiempo t [rad]

$BL_{s,n,t}$ Nivel de carga de las baterías tipo s, en el nodo n y durante el espacio de tiempo t [MWh].

$BD_{s,n,t}$ Energía descargada desde baterías tipo s, en el nodo n y durante el espacio de tiempo t [MWh]

$BC_{s,n,t}$ Energía cargada en baterías tipo s, en el nodo n y durante el espacio de tiempo t [MWh].

4.1.4. Función Objetivo

$$\text{mín} \sum_{p \in P} \frac{1}{(1+r)^p} \Big(IE_p + OPE_p \Big) \tag{4.1}$$

$$IE_p = \sum_{n \in N} \Big(\sum_{g \in G} GX_{g,p,n} CG^{ex}_{g,p} + KGX_{g,p,n} CG^{fix}_{g} + \sum_{s \in St} BX_{s,p,n} CB^{EX}_{s,p} + KBX_{s,p,n} CB^{fix} \Big) + \sum_{v \in L} \Big(TX_{v,p} lg_v CT^{ex}_v + KTX_{v,p} lg_v CT^{ex} \beta \Big) \tag{4.2}$$

$$OPE_p = \sum_{t \in \mathcal{T}_p} wg_t \Big(\sum_{n \in N} \Big(\sum_{g \in G} P_{g,n,t} (CG^{O\&M}_{g,p} + CG^{fuel}_{g,p} + FE_g C^{CO2}_p) \Big) + \Big(\sum_{s \in St} BD_{s,n,t} CB^{O\&M}_s \Big) + C^{ENS} DW_{t,n} \Big) \tag{4.3}$$

La función objetivo del modelo (4.1) busca minimizar el valor presente de los costos asociados al plan de expansión y operación a lo largo del horizonte de planificación. Esta función se compone de un factor de actualización asociado a una tasa de descuento $r\,\%$, que actúa para cada periodo p, sobre los costos anuales de inversión y operación, los cuales han sido agrupados en los términos IE_p y OPE_p, respectivamente.

$IE_p[US\$]$, corresponde a la suma de los costos anualizados asociados a la inversión en expansión de capacidad de generación, almacenamiento y transmisión, junto a los costos fijos asociados a la operación y mantención (O&M) de la capacidad previamente construida de cada una de estas categorías (4.2). En esta agrupación, $GX_{g,p,n}[MW]$ representa una variable de decisión que da cuenta de la cantidad de capacidad de generación tipo g a construir durante el periodo p, y en el nodo n, mientras que $KGX_{g,p,n}[MW]$ es una variable de decisión que refleja la cantidad total de capacidad ya instalada de tecnología g en el nodo n, y que está disponible al comienzo del periodo p. Estas variables están acompañadas de sus costos tanto de inversión por MW expandido, y de O&M anuales fijos por MW de capacidad existente, representados por los parámetros $CG^{ex}_{g,p}[\frac{US\$}{MW}]$ y $CG^{fix}_{g}[\frac{US\$}{MW}]$.

La variable de decisión $BX_{s,p,n}[MW]$ representa la cantidad de capacidad de almacenamiento tipo s a instalar en el nodo n, durante el periodo p. Así mismo, $KBX_{s,p,n}[MW]$ representa la cantidad total de capacidad de almacenamiento tipo s ya instalada en el nodo n, y que está disponible para ser usada al comienzo del periodo p. $CB^{EX}_{s,p}[\frac{US\$}{MW}]$ indica los costos de inversión asociados a la expansión de capacidad de almacenamiento tipo s. $CB^{fix}[\frac{US\$}{MW}]$ son los costos anuales fijos atribuibles a O&M de la capacidad tipo s ya instalada en el nodo n.

Las variables de decisión $TX_{v,p}[MW]$y $KTX_{v,p}[MW]$, indican respectivamente la capacidad de transmisión a expandir en la línea v durante el periodo p, y la capacidad total de transmisión instalada hasta el periodo p en la línea de transmisión v. Finalmente, $CT^{ex}_{v}[\frac{US\$}{MW \cdot Km}]$ indica el costo de inversión asociado a la expansión de capacidad y al largo de las líneas, el cual es expresado por $lg_v[Km]$. En cuanto a los costos de O&M anuales asociados a la capacidad ya instalada, estos se expresan como un $\beta\%$ de los costos de expansión de capacidad de transmisión.

En paralelo, la expresión $OPE_p[US\$]$ corresponde a la suma de los costos de operación anualizados con relación a las decisiones de generación, transmisión y almacenamiento de energía a nivel horario (4.3). Dentro de esta expresión, wg_t es el peso asociado a cada espacio de tiempo t durante un año, y tiene como objetivo permitir modelar una serie de tiempo predefinida a través de la ponderación del número de veces que t se observa dentro del año a representar.

$P_{g,n,t}[MWh]$ representa la variable de decisión que determina la cantidad de energía que se generará desde la capacidad instalada tipo g en el nodo n durante el espacio de tiempo t. $CG^{O\&M}_{g,p}[\frac{US\$}{MWh}]$ y $CG^{fuel}_{g,p}[\frac{US\$}{MWh}]$ representan el costo de O&M variable y el costo del combustible consumido por cada MWh de energía generado a través de tecnología g, en un periodo p. $C^{CO2}_{p}[\frac{US\$}{ton}]$ es el impuesto por tonelada de emisiones de CO_2 emitidas. $FE_g[\frac{ton\$}{MWh}]$ refleja la cantidad de toneladas de CO_2 que son liberadas producto de la generación de un MWh de energía a través de la tecnología g. Estos últimos dos parámetros permiten calcular los impuestos a pagar en US$ por MWh generado a través de cada tecnología g, en el periodo p.

La variable de decisión $BD_{s,n,t}[MWh]$ representa la cantidad de energía despachada en

MWh desde el sistema de almacenamiento tipo s, instalado en el nodo n, durante algún espacio de tiempo t. $CB_s^{O\&M}[\frac{US\$}{MWh}]$ es el costo de O&M variable asociado al uso de la tecnología de almacenamiento tipo s. $DW_{t,n}$ es una variable de decisión que determina la demanda no suministrada en MWh dentro del nodo n, en un espacio de tiempo t. Por último, el parámetro $C^{ENS}[\frac{US\$}{MWh}]$ cuantifica el costo de no atender un MWh de demanda de energía en cualquier nodo.

4.1.5. Restricciones

Restricciones: Expansión de la capacidad de generación

Las restricciones relacionadas a decisiones de expansión de generación se detallan a continuación:

$$GX_{g,p,n} = GX_{g,p,n}^{fix} \qquad \forall (g,p,n) \in GFX \qquad (4.4)$$

$$\sum_{p' \in \mathcal{P}_p} (GX_{g,p',n} - GX_{g,p',n}^{ret}) = KGX_{g,p,n} \qquad \forall p < LS_g, \forall g \in \mathcal{G}, \forall n \in \mathcal{N} \qquad (4.5)$$

$$KGX_{g,p-1,n} + GX_{g,p,n} - GX_{(g,p-LS_g,n)} = KGX_{g,p,n} \qquad \forall p \geq LS_g, \forall g \in \mathcal{G}, \forall n \in \mathcal{N} \qquad (4.6)$$

$$KGX_{g,p,n} \leq KG_{g,n}^{max} \qquad \forall p \in \mathcal{P}, \forall g \in \mathcal{G}, \forall n \in \mathcal{N} \qquad (4.7)$$

$$GX_{g,p,n} = U_g^{GX} UGX_{g,p,n}^{int} \qquad \forall g \in \mathcal{G}^{unit}, \forall p \in \mathcal{P}, \forall n \in \mathcal{N} \qquad (4.8)$$

La restricción (4.4) fija la decisión de expandir capacidad de generación según la variable $GX_{g,p,n}[MW]$ para cada tecnología g, nodo n y periodo p, donde el parámetro $GX_{g,p,n}^{fix}[MW]$ este definido. La restricción (4.5) define la capacidad instalada de generación tipo g, al comienzo de cada periodo p, a través de la variable $KGX_{g,p,n}[MW]$, considerando retiros de capacidad previamente definidos según el parámetro $GX_{g,p,n}^{ret}[MW]$. La restricción (4.6), de forma similar a la restricción (4.5), define la capacidad operativa de generación considerando retiros de capacidad, sin embargo, esta restricción considera no sólo retiros predefinidos, sino que también aquellos retiros de capacidad producto del agotamiento de la vida útil $LS_g[años]$ de la capacidad instalada durante el horizonte de

planificación (Heuberger *et al.*, 2017). La restricción (4.7) define la máxima capacidad posible a ser instalada en cada nodo, para cada tipo de tecnología de generación, lo que limita la capacidad operativa a instalar allí, según el parámetro $KG^{max}_{g,n}[MW]$. Finalmente, la restricción (4.8) da cuenta de que los aumentos de capacidad para tecnologías indexadas por el conjunto $\mathcal{G}^{unit}$ están limitados a aumentos de capacidad discretos en proporción al tamaño de planta especificado por $U^{GX}_{g}[\frac{MW}{unidad}]$ para cada tecnología g perteneciente al conjunto $\mathcal{G}^{unit}$, configurando así a la variable de decisión $UGX^{int}_{g,p,n}[unidades]$ que representa al número de plantas de generación tipo g a instalar.

Restricciones: Expansión de la capacidad de Transmisión

Las restricciones relacionadas a decisiones de expansión de transmisión se detallan a continuación:

$$TX_{p,v} = TX^{fix}_{p,v} \qquad \forall (p,v) \in TFX \tag{4.9}$$

$$TX_{0,v} = KTX_{0,v} \qquad \forall v \in \mathcal{L} \tag{4.10}$$

$$TX_{p,v} + KTX_{p-1,v} = KTX_{p,v} \qquad \forall p > 0 \in \mathcal{P}, \forall v \in \mathcal{L} \tag{4.11}$$

$$KTX_{p,v} \leq KTX^{max}_{v} \qquad \forall p \in \mathcal{P}, \forall v \in \mathcal{L} \tag{4.12}$$

La restricción (4.9) fija la decisión de expandir la capacidad de transmisión según la variable $TX_{p,v}[MW]$ para cada linea v y periodo p, donde el parámetro $TX^{fix}_{p,v}[MW]$ este definido. Las restricciones (4.10) y (4.11) definen la capacidad operativa de transmisión en MW al comienzo de cada periodo p y en cada línea v, a través de la variable de decisión $KTX_{p,v}[MW]$, que, a su vez, es determinada por las decisiones previas acumuladas de instalación de capacidad definidas por la variable $TX_{p,v}[MW]$. Por último, la restricción (4.12) limita la capacidad máxima de transmisión operativa que es posible de mantener en cada línea v, determinada por el parámetro $KTX^{max}_{v}[MW]$.

Restricciones: Expansión de la capacidad de Almacenamiento

Las restricciones relacionadas a decisiones de expansión de capacidad de almacenamiento se detallan a continuación:

$$BX_{s,p,n} = BX^{fix}_{s,p,n} \qquad \forall (s,p,n) \in BFX \tag{4.13}$$

$$BX_{s,0,n} = KBX_{s,0,n} \qquad \forall s \in \mathcal{S}, \forall n \in \mathcal{N} \tag{4.14}$$

$$BX_{s,p,n} + KBX_{s,p-1,n} = KBX_{s,p,n} \qquad \forall s \in \mathcal{S}, \forall p > 0 \in \mathcal{P}, \forall n \in \mathcal{N} \tag{4.15}$$

$$KBX_{s,p,n} \leq KB^{max}_{s,n} \qquad \forall s \in \mathcal{S}, \forall p \in \mathcal{P}, \forall n \in \mathcal{N} \tag{4.16}$$

La restricción (4.13) hace referencia a los aumentos de capacidad de almacenamiento predefinidos de acuerdo al parámetro $BX^{fix}_{s,p,n}[MW]$, y que restringen a la variable $BX_{s,p,n}[MW]$ para cada tecnología de almacenamiento s, periodo p y nodo n en donde $BX^{fix}_{s,p,n}[MW]$ esté definido. Las restricciones (4.14) y (4.15) definen a la variable $KBX_{s,p,n}[MW]$, es decir, la capacidad de almacenamiento operativa tipo s al comienzo de cada periodo p y ubicada en el nodo n, de acuerdo con las decisiones de expansión previas correspondientes a la variable $BX_{s,p,n}[MW]$. Por último, la restricción (4.16) limita la capacidad operativa máxima tipo s posible a instalar en cada nodo n, según el parámetro $KB^{max}_{s,n}[MW]$.

Restricciones: Operación del sistema de generación

Las restricciones relacionadas a decisiones de generación de energía se detallan a continuación:

$$P_{g,n,t} \leq G^{CAP}_{g,n,t} KGX_{g,p,n} \qquad \forall t \in \mathcal{T}_p, \forall p \in \mathcal{P}, \forall g \in \mathcal{G}^{rw}, \forall n \in \mathcal{N} \tag{4.17}$$

$$P_{g,n,t} \leq KGX_{g,p,n} \qquad \forall t \in \mathcal{T}_p, \forall p \in \mathcal{P}, \forall g \in \mathcal{G}^{nrw}, \forall n \in \mathcal{N} \tag{4.18}$$

$$P_{g,n,t} - P_{g,n,t-1} \leq Ramp^{up}_g KGX_{g,p,n} \qquad \forall t > 0 \in \mathcal{T}_p, \forall p \in \mathcal{P}, \forall n \in \mathcal{N}, \forall g \in \mathcal{G} \tag{4.19}$$

$$P_{g,n,t-1} - P_{g,n,t} \leq Ramp^{dw}_g KGX_{g,p,n} \qquad \forall t > 0 \in \mathcal{T}_p, \forall p \in \mathcal{P}, \forall n \in \mathcal{N}, \forall g \in \mathcal{G} \tag{4.20}$$

$$\sum_{g \in G^{rw}} \sum_{n \in N} P_{g,n,t} \leq \sigma \sum_{n \in \mathcal{N}} load_{n,t} \qquad \forall t \in \mathcal{T} \tag{4.21}$$

La restricción (4.17) atiende a la limitante relacionada a la disponibilidad de recursos naturales para las tecnologías de generación g indexadas por el subconjunto $\mathcal{G}^{rw}$. Esta limita la cantidad máxima de energía posible de despachar $P_{g,n,t}$ en función de su capacidad instalada operativa $KGX_{g,p,n}$ y el porcentaje máximo de uso que puede utilizar de esta, determinado por su factor de capacidad $G^{CAP}_{g,t,n}[\,\%]$, que dependerá de la disponibilidad del recurso natural correspondiente a la tecnología g, en el nodo n, en cada espacio de tiempo t. El cálculo de este parámetro se comenta en mayor detalle en la sección 4.1.6.

Para el resto de las tecnologías de generación g, es decir, aquellas pertenecientes al conjunto $\mathcal{G}^{nrw}$, la cantidad de energía posible a despachar sólo está limitada por la capacidad de generación instalada en cada nodo según $KGX_{g,p,n}$ (4.18). Por otro lado, las restricciones (4.19) y (4.20) hacen referencia a las limitantes técnicas de rampa tanto de subida, como de bajada con las que cuenten las distintas tecnologías, donde $Ramp^{up}[\,\%]$ y $Ramp^{dw}[\,\%]$ representan, como un porcentaje de la capacidad de generación instalada total $KGX_{g,p,n}$, el cambio máximo que pueda existir en la cantidad de energía que se está suministrando al sistema entre un espacio de tiempo y otro. Finalmente, la restricción (4.21) hace referencia a la limitante de penetración de energía renovable con respecto al total de energía despachada por la red, a través del parámetro $\sigma[\,\%]$, que representa el porcentaje máximo de energía renovable que es posible de suministrar al sistema con respecto al total de la demanda que se busca satisfacer en cada espacio de tiempo t, con el propósito de asegurar la estabilidad del sistema (EirGrid, 2018; Fanglei *et al.*, 2020; Johnson *et al.*, 2020).

Restricciones: Operación del sistema de Transmisión

Las restricciones relacionadas a decisiones de transmisión de energía se detallan a continuación:

$$\left(\begin{array}{l} \sum_{g\in\mathcal{G}} P_{g,n,t} + \sum_{j\in\{(j,n)\in\mathcal{L}\}} B_{(j,n)}\theta_{(j,n),t}S_0 - \\ \sum_{j\in\{(n,j)\in\mathcal{L}\}} B_{(n,j)}\theta_{(n,j),t}S_0 + \\ \sum_{s\in S_t} (BD_{s,n,t} - BC_{s,n,t}) + DW_{n,t} \end{array}\right) = load_{n,t} \qquad \forall t \in \mathcal{T}_p, \forall p \in \mathcal{P}, \forall n \in \mathcal{N} \quad (4.22)$$

$$-KTX_{p,v} \leq B_v\theta_{(v,t)}S_0 \leq KTX_{p,v} \qquad \forall v \in \mathcal{L}, \forall t \in T \quad (4.23)$$

La restricción (4.22) modela el balance de energía dentro de cada nodo n. Donde $\sum_{g\in\mathcal{G}} P_{g,n,t}$ simboliza la energía total en MWh generada dentro de este. $\sum_{j\in\{(j,n)\in\mathcal{L}\}} B_{(j,n)}\theta_{(j,n),t}S_0$ y $\sum_{j\in\{(n,j)\in\mathcal{L}\}} B_{(n,j)}\theta_{(n,j),t}S_0$ representan la cantidad de energía en MWh importada y exportada desde y hacia n, respectivamente, donde $B_{(j,n)}[p.u.]$ es la susceptancia de la línea que va desde el nodo j al nodo n. $\theta_{(n,j),t}[rad]$ es una variable de decisión que representa la diferencia de ángulos de fase de los voltajes entre los nodos n y j, y S_0 es la potencia base del sistema eléctrico, medida en MVA. Cabe notar que lo anterior es resultado de simplificar la red eléctrica asumiendo un flujo DC, en lugar de AC según lo estipulado en Bergh *et al.* (2014).

El termino $BD_{s,n,t} - BC_{s,n,t}$ representa la cantidad de energía neta en MWh descargada o cargada, según corresponda, desde o hacia los sistemas de almacenamiento instalados en el nodo n según las variables de decisión $BD_{s,n,t}[MWh]$, en el caso de la descarga, y $BC_{s,n,t}[MWh]$ para el caso de carga de energía en cada nodo n, tecnología de almacenamiento s y espacio de tiempo t.

Por último, $load_{n,t}$ es la demanda local en MWh que debe atender el nodo n durante cada espacio de tiempo t. Mientras que $DW_{n,t}[MW]$ es una variable de decisión que permite balancear la ecuación en caso de que no se logre suministrar completamente la demanda del nodo, a cambio del pago de una multa o un alto costo por esta energía que no pudo ser suministrada por el sistema.

La restricción (4.23) hace referencia a la máxima potencia eléctrica que puede circular a través de la línea v, que, a su vez, está limitada a la capacidad operativa instalada en ella según la variable $KTX_{p,v}[MW]$. Cabe destacar que esta restricción aplica en ambas direcciones del paso de energía a través de la línea v.

Restricciones: Operación sistema de Almacenamiento

Las restricciones relacionadas a decisiones de almacenamiento de energía se detallan a continuación:

$$BC_{s,n,t} \leq KBX_{s,p,n} \qquad \forall s \in \mathcal{S}, \forall n \in \mathcal{N}, \forall t \in \mathcal{T} \tag{4.24}$$

$$BD_{s,n,t} \leq KBX_{s,p,n} \qquad \forall s \in \mathcal{S}, \forall n \in \mathcal{N}, \forall t \in \mathcal{T} \tag{4.25}$$

$$BL_{s,n,t-1} + St_s^{rt} BC_{s,n,t} - BD_{s,n,t} = BL_{s,n,t} \qquad \forall s \in \mathcal{S}, \forall n \in \mathcal{N}, \forall t \in \mathcal{T} \tag{4.26}$$

$$BL_{s,n,t} \leq St^{EP} KBX_{s,n,p} \qquad \forall s \in \mathcal{S}, \forall n \in \mathcal{N}, \forall t \in \mathcal{T}_p, \forall p \in \mathcal{P} \tag{4.27}$$

Las restricciones (4.24) y (4.25) representan los límites de la energía, en MWh, que los sistemas de almacenamiento instalados son capaces de extraer o entregar a la red según las variables de decisión $BC_{s,n,t}$ y $BD_{s,n,t}$, las cuales son limitadas por la capacidad de almacenamiento operativa instalada en cada nodo, definida por $KBX_{s,p,n}$.

La restricción (4.26) modela el balance de energía al interior de los sistemas de almacenamiento tipo s en cada nodo donde exista capacidad instalada de estos. La variable de desición $BL_{s,n,t}$ da cuenta del nivel de energía almacenada en MWh hasta el fin del periodo t, para cada nodo n que posea capacidad de almacenamiento tipo s. La cantidad de energía almacenada puede aumentar a través de la variable de decisión $BC_{s,n,t}$, que determina la cantidad de energía que se extraerá del sistema en MWh, considerando que existen pérdidas relacionadas a la eficiencia de cada tecnología s, las cuales son determinadas por el parámetro $St^{EP}[\,\%]$, el cual indica que sólo un porcentaje del total de la energía que se extrae de la red logrará ser almacenada. Por otro lado, la variable de decisión $BD_{s,n,t}$ representa la descarga de energía en MWh desde el almacenamiento tipo s hacia la red.

Por último, la restricción (4.27) determina la cantidad máxima de energía en MWh

posible de almacenar a través de la variable $BL_{s,n,t}$, la cual es modelada como la multiplicación de la capacidad de almacenamiento instalada $KBX_{s,n,p}[MW]$, por la capacidad de retener energía en el tiempo de cada tecnología tipo s, según el parámetro $St^{EP}[Horas]$.

4.1.6. Modelos de generación

Como se puede apreciar en la ecuación (4.17) de la sección anterior, el parámetro $G^{CAP}_{g,n,t}$ permite cuantificar el porcentaje utilizable de la capacidad de generación instalada tipo g perteneciente al conjunto de tecnologías renovables $\mathcal{G}^{rw}$, y el valor de este se puede obtener directamente a través de fuentes de información de uso público, para diferentes zonas geográficas y tecnologías de generación, o puede ser calculado a través de modelos de generación implementados internamente dentro del modelo de expansión, como es el caso propuesto a continuación:

Generación Eólica

Para la generación eólica, se propone utilizar un modelo de generación que utiliza como input principal una serie de tiempo $V_{t,n}[\frac{m}{s}]$ que contiene la velocidad del viento para cada zona n y espacio de tiempo t de interés para el estudio, la cual se introduce a una función que calcula, considerando parámetros técnicos de una turbina previamente identificada, la potencia $P(V_{t,n})[MW]$ que podría ser capaz de generar aquella turbina con las condiciones de viento introducidas. Luego, esta potencia teórica se divide por la potencia nominal $P_{nom}[MW]$ que podría desarrollar en condiciones ideales, como describe la ecuación (4.28), y se obtiene un factor numérico $G^{CAP}_{wind,n,t}[\,\%]$ que es igual al porcentaje de la potencia instalada total que efectivamente podría generar la turbina, en las condiciones de viento identificadas para el nodo n y cada espacio de tiempo t de interés. El modelo completo utilizado se puede encontrar en el anexo A.2.

$$G^{CAP}_{wind,n,t} = \frac{P(V_{t,n})}{P_{nom}}\,\% \tag{4.28}$$

Generación Fotovoltaica

De forma similar al caso de generación eólica, se propone utilizar un modelo de generación fotovoltaica (PV, por su nombre en inglés) para el calculo del factor de capacidad correspondiente $G^{CAP}_{pv,n,t}$. El input necesario para este cálculo, es una serie de tiempo para cada nodo n que comprenda los espacios de tiempo t de interés para el estudio, y que contenga la información de radiación global $Glb_{t,n}[\frac{kWh}{m^2da}]$, radiación directa $Dir_{t,n}[\frac{kWh}{m^2da}]$, radiación difusa $Dif_{t,n}[\frac{kWh}{m^2da}]$, radiación reflejada $Sct_{t,n}[\frac{kWh}{m^2da}]$, y velocidad de viento a baja altura $V_{t,n}[\frac{m}{s}]$. Esta información es introducida a la función (4.29), que en base a la información técnica de un panel PV predefinido, calcula la potencia $P(Glb_{t,n}, Dir_{t,n}, Dif_{t,n}, Sct_{t,n}, V_{t,n})[kW]$ posible a generar, dados los parámetros introducidos para la radiación solar y velocidad del viento en cada nodo n y espacio de tiempo t. Luego, este valor es dividido por la potencia nominal $P_{nom}[kW]$ que es capaz de generar dicho panel en condiciones ideales, obteniendo un factor que relaciona la capacidad de generación eléctrica del panel bajo las condiciones climáticas introducidas, con respecto a la potencia nominal de este mismo, y logrando así calcular $G^{CAP}_{pv,t,n}[\,\%]$. El modelo completo utilizado se puede encontrar en el anexo A.3.

$$G^{CAP}_{PV,n,t} = \frac{P(Glb_{t,n}, Dir_{t,n}, Dif_{t,n}, Sct_{t,n}, V_{t,n})}{P_{nom}}\,\% \tag{4.29}$$

Generación Hidráulica de pasada (RoR)

De forma similar a los modelos presentados anteriormente, a continuación se comenta la metodología simplificada para el calculo de $G^{CAP}_{Hidro,n,t}$ correspondiente al factor de capacidad para la tecnología de generación hidráulica de pasada (abreviada hidro). Este modelo utiliza como único input una serie de tiempo con información del caudal de agua $Q_{t,n}[\frac{m^3}{s}]$ disponible en los nodos n y espacios de tiempo t de interés. Esta información es introducida a la función (4.30), la cual calcula, en base a la información técnica de una turbina hidráulica predeterminada, la potencia $P(Q_{t,n})[kW]$ que podría generar en las condiciones de caudal provistas. En paralelo, también se calcula la potencia nominal $P_{nom}[kW]$ que genera aquella turbina en condiciones ideales. La división de ambas cantidades, según la ecuación (4.30), permite calcular $G^{CAP}_{Hidro,n,t}[\,\%]$. El modelo completo propuesto se puede

encontrar en el anexo A.4.

$$G^{CAP}_{Hidro,n,t} = \frac{P(Q_{t,n})}{P_{nom}} \% \tag{4.30}$$

4.2. Caso de estudio

La siguiente sección se basa en el modelo presentado en la sección 4.1, y detalla las características del caso de estudio propuesto, junto a los escenarios a analizar.

4.2.1. Demanda Eléctrica

La red eléctrica a estudiar se basa en el sistema IEEE-39 bus "New England", el cual es un sistema eléctrico de 39 nodos, y 46 líneas de transmisión, como muestra la figura 4.1, el cual es ampliamente utilizado para simulación de redes eléctricas (Athay *et al.*, 1979; MATPOWER, 2015; Pai, 1989).

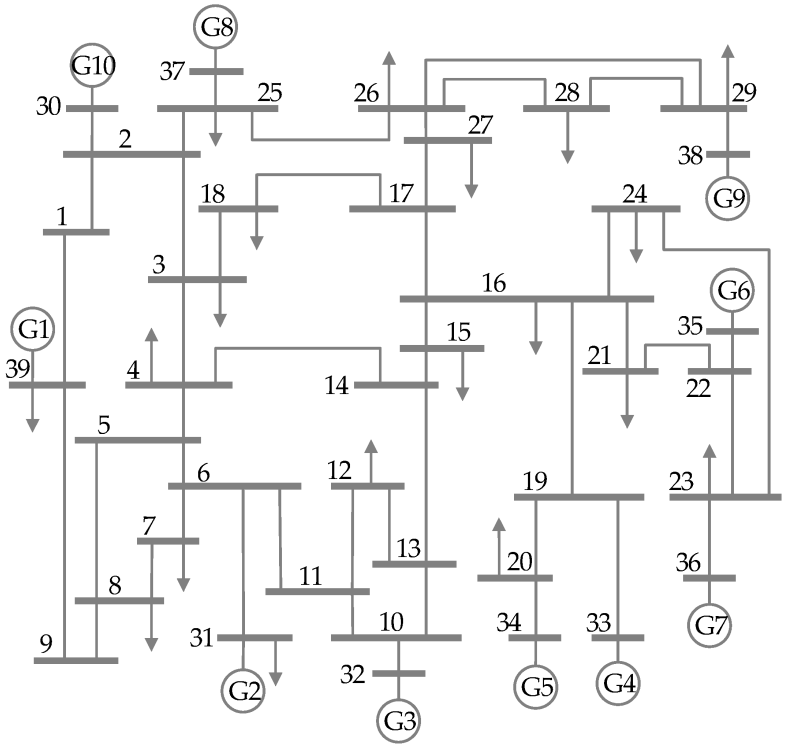


Figura 4.1: Diagrama de la red de nodos y generadores del sistema IEEE 39 bus.
Fuente: Jin *et al.* (2019)

Se considerará a cada nodo como un foco de demanda caracterizado por n, y que tiene una demanda horaria definida por el parámetro $load_{n,t}[MWh]$ para cada hora de un horizonte de planificación de 20 años. Este parámetro se definirá basándose en las cargas puntuales que describe el sistema IEEE-39 bus en su hoja técnica, en la cual se describe un valor de demanda estática para cada uno de sus 39 nodos $(d_1, \ldots, d_{39})$ según MATPOWER (2015) (ver detalle en A.1). Además, se enriquece esta data agregándole variabilidad intradía para cada hora, y se ajusta sobre ella el perfil de demanda horaria agregada del sistema eléctrico nacional (SEN) durante el año 2020, disponible en Coordinador Eléctrico Nacional. Este perfil de demanda es representado por los valores $D_1, \ldots, D_{8760}$ correspondientes a cada hora, de un año de 365 días. El detalle del cálculo matricial realizado para el ajuste del perfil de demandas SEN sobre las cargas puntuales del IEEE-39 se puede encontrar el anexo A.5.

Debido a la complejidad computacional que implica considerar cada una de las horas de cada año del horizonte de planificación, es que para este estudio se ha determinado utilizar días representativos para facilitar esto. En particular, se utilizarán cuatro días para simular cada año, es decir 96 horas, y se asigna el parámetro wg como el equivalente a $\frac{8760}{96}$ para cada una de ellas.

Los días a representar se eligieron usando el perfil de demandas 2020 del SEN, y se apuntó a que que los días seleccionados pudiesen poner a prueba el funcionamiento del modelo ante diferentes condiciones de demanda intradía, es por ello que los cuatro días seleccionados se eligieron teniendo en cuenta esto y se buscó: el día con mayor varianza intradía en su demanda horaria, el día con mayor demanda agregada total, el día con menor demanda agregada total, y el día con el mayor peak horario de demanda del año.

Se considera al perfil de demandas SEN como la serie D_1 a D_{8760} caracterizando cada hora de un año, y, de forma auxiliar, se define k_1^j hasta k_{24}^j, como el conjunto de horas pertenecientes a cada día k^j, que a su vez pertenece al conjunto J, el cual contiene los días 1 a 365. Luego, a continuación, se detallan los cálculos realizados para obtener cada día representativo:

$$\text{máx}\left\{\frac{\sum_{i=k_1^j}^{k_{24}^j}(D_i - \sum_{i=k_1}^{k_{24}} D_i/24)^2}{24-1} \qquad \forall j \in \{1, ..., 365\}\right\} \tag{4.31}$$

$$\text{máx}\left\{\sum_{i=k_1^j}^{k_{24}^j} D_i \qquad \forall j \in \{1, ..., 365\}\right\} \tag{4.32}$$

$$\text{mín}\left\{\sum_{i=k_1^j}^{k_{24}^j} D_i \qquad \forall j \in \{1, ..., 365\}\right\} \tag{4.33}$$

$$\text{máx}\left\{\text{máx}\left\{D_{k_1^1}, ..., D_{k_{24}^1}\right\}, ..., \text{máx}\left\{D_{k_1^{365}}, ..., D_{k_{24}^{365}}\right\} \qquad \forall j \in \{1, ..., 365\}\right\} \tag{4.34}$$

- Para buscar el día con mayor varianza en su demanda intradía, se calcula la varianza entre de las demandas diarias D_i pertenecientes a cada día k^j y se separa el valor máximo del conjunto resultante según (4.31), el cual corresponde al día 2 del año en estudio, es decir, **02/Enero**.

- Para el caso del día con mayor demanda agregada en un solo día, se calcula la suma de las demandas horarias intradía, para cada día k^j, y luego se busca el máximo valor dentro del conjunto resultante según (4.32). El resultado corresponde a k^{28}, que corresponde a **28/Enero**.

- Para el día con menor demanda agregada del año, el proceso es similar al anterior, en este, se extrae el mínimo del conjunto de sumas como muestra (4.33). El cual corresponde al día 262, es decir **19/Septiembre**.

- Por último, el día donde existe el mayor peak de demanda se calcula a través de la búsqueda del máximo valor de entre las demandas intradía, para cada día k^j, como muestra (4.34). Luego, se calcula el valor más alto dentro del conjunto resultante. Así, se obtiene que el mayor peak de demanda horaria en el año fue durante en la hora 8664, que pertenece al día **28/Diciembre**.

Como paso final en el cálculo del parámetro de demanda $load_{n,t}[MWh]$, una vez se obtienen los días representativos y sus respectivas demandas horarias, estos sólo repre-

sentarían el perfil de demanda para el año base, y es por esto que se utiliza un factor de escalamiento que da cuenta del aumento anual esperado en la demanda eléctrica del sistema, $RC^{load}[\,\%]$, que en este caso tiene un valor de 2.38 % anual, obtenido desde CNE (2020b), y que busca proyectar la demanda para el resto del horizonte de planificación como muestra la expresión (4.35), donde para cada valor de demanda $d_{t,n}$ durante el año base, se calcula su valor proyectado $load_{n,t}$ para cada hora, de cada nodo y durante cada año. Notando que en el caso propuesto, se entenderá que los periodos p, serán trabajados como años, y los espacios de tiempo t, como horas.

$$load_{n,t} = d_{t,n}(1 + p \cdot RC^{load}) \qquad \forall p \in \mathcal{P}, \forall n \in \mathcal{N} \tag{4.35}$$

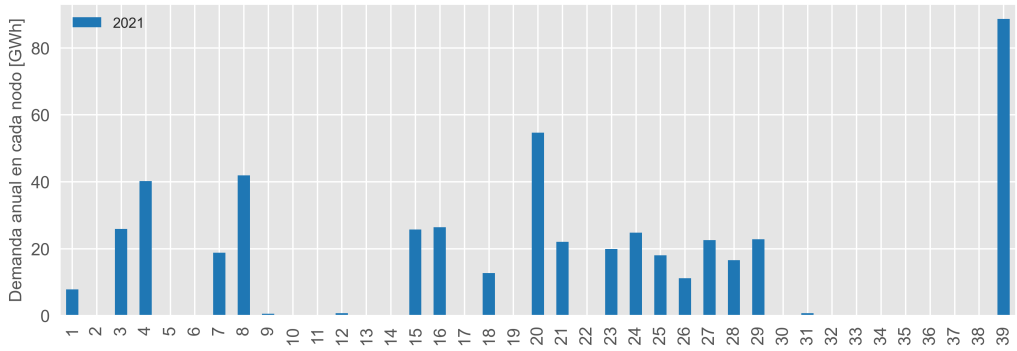


Figura 4.2: Demandas anuales en cada nodo para el año 2021. Fuente: Elaboración propia.

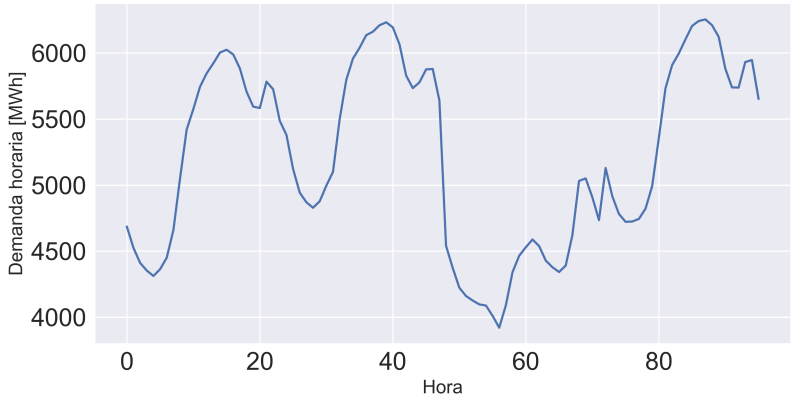


Figura 4.3: Perfil de demanda horaria agregada para toda la red durante el año base considerando días representativos seleccionados. Fuente: Elaboración propia.

Como resultado del proceso anterior, en la figura 4.2 se muestra la demanda anual para cada nodo de la red, y en la figura 4.3 se muestra el perfil de demanda total para cada hora durante el mismo periodo.

4.2.2. Transmisión

El sistema de transmisión se basa en las 46 lineas existentes para la red IEEE-39, donde no se construirán nuevas lineas, pero sí se podrán expandir las lineas ya existentes. Esto se configura a través del parámetro $TX_{v,p}^{fix}$, fijando la instalación de las capacidades base especificadas en la hoja técnica del sistema (según A.3) durante el periodo 0. En cuanto a su expansión, el costo de expandir la capacidad de transmisión de cualquier linea es de \$2,437.02 [USD/MW · Km] (NREL, 2021) y los costos fijos asociados a mantenerlas operativas es $\beta = 3\,\%$ del costo de inversión. Por último, se ha determinado que KT_{v}^{max}, es decir la máxima capacidad posible a expandir en cada tramo de linea sea el doble de su capacidad por defecto durante el comienzo del horizonte de planificación como hicieron en el trabajo de Pineda y Morales (2018), y el largo de cada linea es calculado en base a su reactancia base según las estimaciones hechas por el equipo de PSCAD (2018).

4.2.3. Generación

Las tecnologías de generación y sus capacidades instaladas iniciales para el caso en estudio son las indicadas en la hoja técnica del sistema IEEE-39, el cual cuenta con una potencia instalada de 6297.871 MW, distribuida a través de distintos generadores ubicados entre los nodos 30 a 39. Las tecnologías elegidas para representar cada uno de estos generadores se indica en la tabla 4.3. En cuanto al portafolio de tecnologías de generación disponibles para la expansión del sistema, se pretende analizar la expansión de la red a través de plantas de energía nuclear, capacidad hidroeléctrica de pasada (Hidro RoR), centrales de turbina de gas de ciclo combinado (CCGT), centrales de turbina gas/petróleo de ciclo abierto (OCGT), centrales termoeléctricas a carbón, paneles fotovoltaicos y turbinas eólicas on-shore. Cabe destacar que para el sistema IEEE-39, el nodo 39 representa la interconexión con otros sistemas eléctricos cercanos, y este fue modelado a basándose

en una central a carbón con altas emisiones CO_2 (referida en este trabajo como 'Carbón extra'). Además, en cuanto a la posible expansión de capacidad a lo largo de la red, se destacan dos supuestos importantes, el primero es que, dadas las condiciones especiales del nodo 39, no se podrá ni expandir su capacidad ya instalada, ni instalar algún otro tipo de tecnología en él, el segundo es que, dado que la generación hidráulica necesita de condiciones geográficas muy específicas para poder instalarse de forma adecuada, se ha hecho el supuesto de que esta solo podrá ser expandida en la forma de aumentos de capacidad por sobre la ya instalada por defecto en el nodo 30, sin poder hacer lo mismo en ningún otro nodo.

Tabla 4.3: Características de los generadores por defecto y tecnologías elegidas para representar el sistema IEEE-39. Fuente: MATPOWER (2015)

#	Nodo	Tipo	Tecnología	Potencia [MW]
1	30	hydro	Hidro RoR	250
2	31	nuke01	Nuclear	677.871
3	32	nuke02	Nuclear	650
4	33	fossil02	Carbon	632
5	34	fossil01	CCGT	508
6	35	nuke03	Nuclear	650
7	36	fossil04	OCGT (gas/petroleo)	560
8	37	nuke04	Nuclear	540
9	38	nuke05	Nuclear	830
10	39	interconnection	Carbón extra	1000

Las características de estas tecnologías se detallan en las tablas 4.4 y 4.5 junto a sus costos de expansión $CG^{ex}_{g,p}$ [MMUSD/MW], de O&M fijos CG^{fix}_{g} [MMUSD/MW·año] y variables $CG^{O\&M}_{g}$ [USD/MWh], sus costos relacionados a consumo de combustible $CG^{fuel}_{g,p}$ [USD/MWh], consumo calorífico h_g [MMBtu/MWh], y cantidad de emisiones CO_2 por MWh generado, simbolizado por FE_g. Estos datos fueron extraídos desde CNE (2020a); EIA (2020,0); LAZARD (2021a); NREL (2021) y se ha usado el promedio de ellos como base para el caso propuesto (el detalle de los distintos valores encontrados en la bibliografía se puede encontrar en el anexo A.7). Para el caso de la tecnología 'Carbón extra', esta se basa en los datos de la tecnología 'Existing Coal Operating' disponible en LAZARD (2021a).

Tabla 4.4: Tabla resumen de costos base relacionados al portafolio de tecnologías disponibles. Fuente: Elaboración propia

Tecnología	$CG^{ex}_{g,p}$ MMUSD/MW	CG^{fix}_{g} MMUSD/MW·año	$CG^{O\&M}_{g}$ USD/MWh	FE_g [ton CO2/MWh]	$CG^{fuel}_{g,p}$ [USD/MWh]
Nuclear	8.297	0.132	3.31	0.000	8.886
Coal	3.862	0.058	4.97	0.813	13.725
Hidro RoR	4.194	0.037	1.35	0.000	0.000
OCGT	0.771	0.015	4.44	0.518	87.457
CCGT	0.987	0.018	3.11	0.334	21.965
Wind	1.364	0.029	0.00	0.000	0.000
PV	1.043	0.015	0.00	0.000	0.000
Interconexión	0.000	0.030	8.30	1.050	17.255

Tabla 4.5: Tabla resumen de parámetros de operación para el portafolio de tecnologías disponibles. Fuente: Elaboración propia

Tecnología	LS_g [años]	$Ramp^{up}_{g}$	$Ramp^{dw}_{g}$	FE_g [ton CO2/MWh]	U^{GX}_{g} [MW]	h_g [MMBtu/MWh]
Nuclear	40	15 %	15 %	0.000	2200	10.45
Coal	40	15 %	15 %	0.813	600	9.47
Hidro RoR	50	100 %	100 %	0.000	-	-
OCGT	20	50 %	50 %	0.518	237	9.24
CCGT	20	30 %	30 %	0.334	550	6.37
Wind	20	100 %	100 %	0.000	-	-
PV	20	100 %	100 %	0.000	-	-
Interconexión	40	15 %	15 %	1.050	600	11.9

Este estudio considera el desarrollo tecnológico a través del horizonte de planificación, lo que implica la posibilidad de que los costos de inversión para las distintas tecnologías varíen en el tiempo. En este caso, se usaron las proyecciones de un futuro con innovación moderada (Moderate Technology Innovation Scenario) para los cambios en los costos de las diferentes tecnologías según NREL (2021). En la figura 4.4(a), se muestran los cambios en los costos de capital proyectados para la expansión de capacidad para cada año del horizonte de planificación como porcentaje de los costos base del año 2021. Se prevé que la tecnología que más disminuirá sus costos es la fotovoltaica, luego le sigue la eólica que, para el año 2040, se proyecta que sus costos sean casi un 55 % y un 65 % de sus costos base, respectivamente. Este estudio también considera el cambio previsto en los costos de combustibles que utilizan las tecnologías de generación no renovable, considerando las

proyecciones de IEA (2021), EIA (2019) y NREL (2021), en la figura 4.4(b) se muestran los costos de combustible por millón de Btu previstos para el periodo 2021-2040. Por último, el caso propuesto propone utilizar una tasa de descuento del 8.9 %, que es la utilizada por el NREL (2021) para las evaluaciones económicas de sus proyectos energéticos.

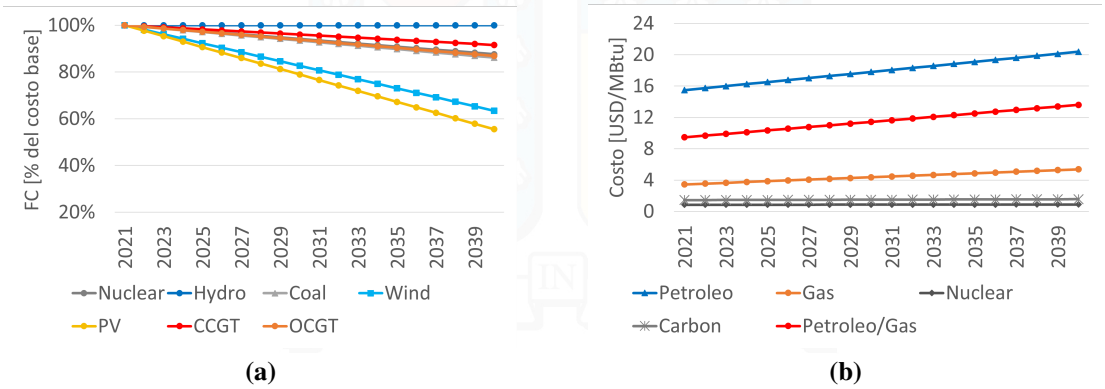


Figura 4.4: Cambios en costos de inversión como porcentaje de los costos base (a) y costos por MBtu de combustible (b) a lo largo del horizonte de planificación.
Fuente: Elaboración Propia

4.2.4. Tecnologías de Generación renovables

Como se comentó en la sección 4.1.6, la capacidad de generación para tecnologías basadas en fuentes renovables está sujeta a la disponibilidad de recursos naturales y esto se plasma dentro del modelo propuesto a través del parámetro $G^{CAP}_{g,n,t}$, el cual restringe la potencia máxima posible a utilizar para despachar energía con respecto a la capacidad total instalada para tecnologías de generación renovable. Dicho parámetro puede ser incluido en el modelo directamente en caso de contar con las fuentes de información necesarias para ello, o se puede calcular en base a modelos de generación específicos para cada tecnología. Este último es el enfoque utilizado para el caso de estudio propuesto, el cual considera modelos de generación renovable para cada tecnología, integrando información geográfica real para el calculo de $G^{CAP}_{g,n,t}$. Las tecnologías renovables, además de estar limitadas a la disponibilidad de los recursos naturales, se propone también considerar la existencia de una cuota de penetración máxima de energía renovable en el despacho de energía, σ de 40 %, de a cuerdo con el trabajo de Fanglei *et al.* (2020), donde logran un sistema de

potencia de frecuencia estable utilizando aquel porcentaje.

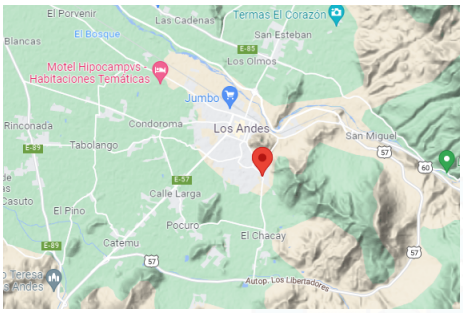
Generación Eólica

La generación eólica se modelará según lo descrito en 4.28, utilizando como información de entrada las mediciones de CNE/GTZ (2019) durante el año 2019 en una torre a 110mt de altura en la zona de Taltal, Chile (ver 4.5) y se hace el supuesto de que este perfil de viento es el mismo para todos los nodos del sistema.

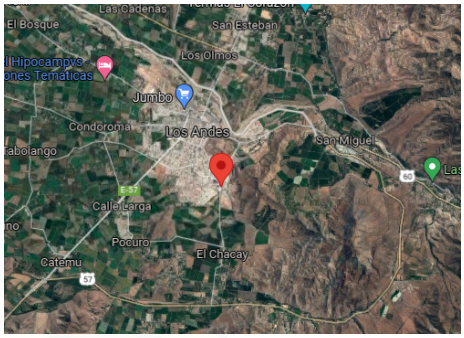
Figura 4.5: Vista satelital de la zona de Taltal donde se emplaza la torre con el anemómetro que toma las mediciones de viento. Fuente: DGF (2019)

Generación Fotovoltaica

Para el caso de la generación fotovoltaica (PV), esta se modelará según lo descrito en 4.29, donde se utilizará información geográfica de la ciudad de Los Andes (ver 4.6) durante el año 2016 incluyendo mediciones de radiación global, directa, difusa, reflejada y velocidad del viento como input de la función que calcula la potencia generada por el sistema de paneles que este modelo representa. Nuevamente se toma como supuesto que las características solares de esta zona se dan de forma similar para el resto de los nodos.



(a) Vista de relieve.



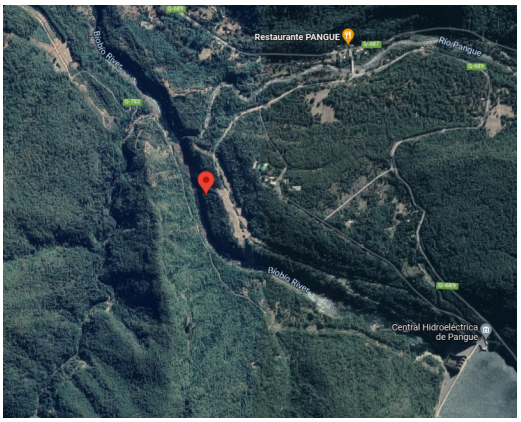
(b) Vista satelital.

Figura 4.6: Vista de relieve (a) y satelital (b) de los Andes. Fuente: Google (2021b)

Generación Hidráulica de pasada (RoR)

Por último, para el caso de la generación de potencia de tipo hidráulica de pasada, esta se modelará según lo expuesto en 4.30, donde la data de entrada corresponderá a mediciones de caudal promedio entre los años entre 2016 y 2019 cercano a la zona de la unión de los cauces del río Biobío y Pangue, en la región del Biobío, Chile (ver 4.7) obtenidos desde DGA (2019).

(a) Vista de relieve.



(b) Vista satelital.

Figura 4.7: Vista de relieve y satelital de la zona del río Biobío en su desembocadura Pangue. Fuente: Google (2021a)

Factores de capacidad resultantes

Los resultados del cálculo de factores de capacidad usando la metodología descrita en 4.1.6, junto a la información antes detallada, se puede ver en la figura 4.8 donde se han graficado los factores de capacidad de las tecnologías renovables para cada hora del año base. Considerando además, que estos factores serán iguales en cada nodo y año del horizonte de planificación.

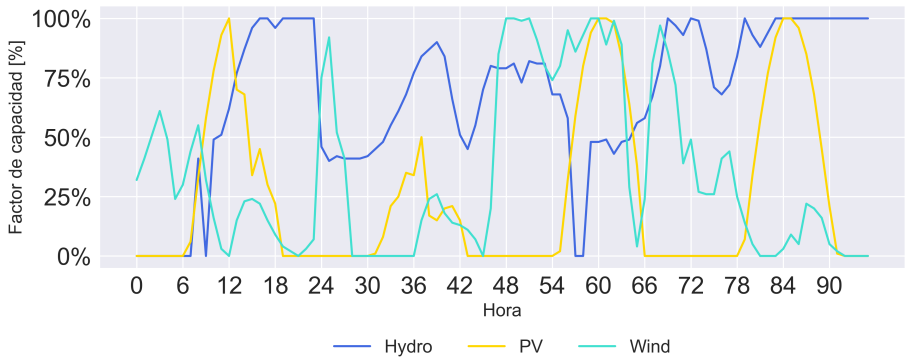


Figura 4.8: Factores de capacidad obtenidos en base a los modelos de generación renovable presentados en conjunto con data real correspondiente a los días elegidos en 4.2.1.
Fuente: Elaboración propia.

4.2.5. Almacenamiento

El caso propuesto solamente considera la opción de instalar capacidad de almacenamiento de energía a través de baterías de litio (Li-Ion) con la intención de brindar mayor flexibilidad en la operación al sistema. Los costos asociados a la instalación $CST^{EX}_{s,p}$, costos de O&M fijos $CST^{fix}_{s,p}$ y variables $CST^{O\&M}_{s,p}$ de esta tecnología se detallan en la tabla 4.6 y fueron considerados como el promedio de los datos indicados en los trabajos de EIA (2021a); NREL (2021); PNNL (2019), excepto para el caso de los costos variables de operación y mantenimiento, ya que al considerar costos fijos más altos indicados en EIA (2021a) y NREL (2021), se trabaja bajo el supuesto de que estos ya incluyen el aseguramiento del correcto funcionamiento de las baterías durante su vida útil y, por ende, ya incluye los costos variables relacionados a la operación del sistema en cada ciclo de carga y descarga (Cole *et al.*, 2021). En el anexo A.7 se puede encontrar mayor detalle de los

costos asociados disponibles en la literatura utilizada.

Tabla 4.6: Tabla resumen de costos y parámetros de operación para el sistema de almacenamiento de energía. Fuente: Elaboración propia.

Parámetro	Unidad	Li-Ion
$CST_{s,p}^{EX}$	[MMUSD/MW]	1.468
$CST_{s,p}^{fix}$	[MMUSD/MW·año]	0.024
$CST_{s,p}^{O\&M}$	[USD/MWh]	0.00
ST_{s}^{rt}	[%]	0.86
ST_{s}^{EP}	[hrs]	4

De forma similar a las tecnologías de generación, se pretende incluir el potencial desarrollo tecnológico de las tecnologías de almacenamiento a través de integrar al modelo el cambio esperado en los costos de capital asociados a estas. En este caso, como se ve en la figura 4.9, se espera que para el año 2040 las baterías de litio cuesten casi un 55 % de su costo base al año 2021 según las proyecciones de NREL (2021).

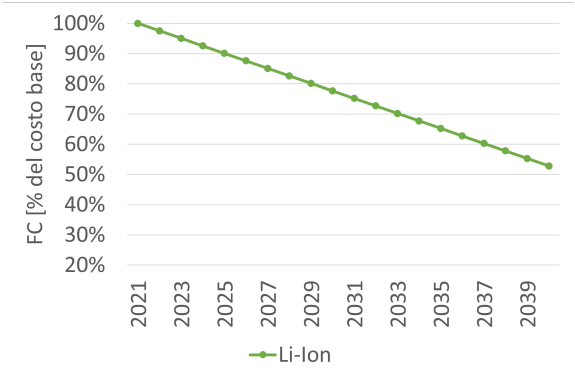


Figura 4.9: Cambio en el costo de inversión para tecnologías de almacenamiento como porcentaje de sus costos base. Fuente: Elaboración propia.

4.2.6. Políticas Medioambientales y escenarios propuestos

El modelo en estudio considera el impacto de medidas gubernamentales para reducir las emisiones de GEI a través de un impuesto directo a las emisiones de CO_2 por tonelada generada. Actualmente, en Chile este impuesto es de 5 USD/ton (García Bernal, 2018), y según las proyecciones de IEA (2021) en su escenario de políticas anunciadas (Stated

Policies) que toman en consideración los esquemas de fijación de precios de carbono existentes o ya anunciados, se prevé que Chile debiese adoptar un costo de 8 USD/ton para el año 2025, y de 20 USD/ton para el año 2040, mientras que en Europa, para el año 2025, debiese ser en promedio de 34 USD/ton y para el año 2040, de 52 USD/ton. El estudio también indica un escenario de "Desarrollo sustentable"(DS) que indica que para el año 2025, este impuesto debiese ser de 63 USD/ton y de 140 USD/ton para el año 2040, y busca hacer referencia a un escenario donde los países desarrollados se comprometen en el corto plazo a cumplir con las metas de reducción de emisiones a nivel internacional.

Tabla 4.7: Proyecciones de costo del impuesto a emisiones CO_2 por tonelada. Fuente: IEA (2021)

Escenario	2025[USD/tCO_2]	2040 [USD/tCO_2]
Chile	8	20
Europa	32	52
Desarrollo Sustentable	63	140

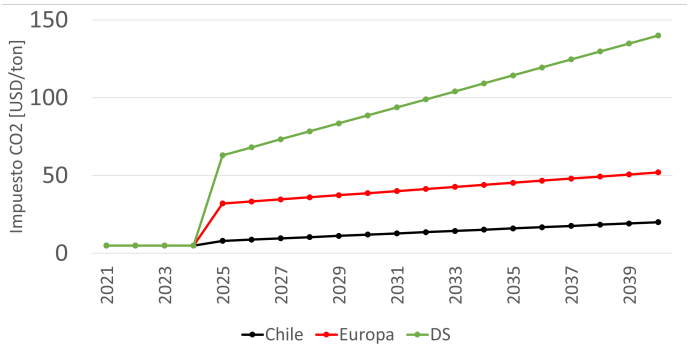


Figura 4.10: Proyecciones de costo del impuesto a emisiones CO_2 para cada escenario. Fuente: Elaboración propia.

Para este estudio se analizarán estos tres escenarios de forma independiente, los cuales comienzan con un impuesto de 5 USD/ton hasta el año 2025, y adoptan el valor inicial correspondiente al escenario chileno, europeo o de desarrollo sustentable (como muestra la tabla 4.7), aumentando linealmente año a año hasta llegar a la meta 2040 de cada uno de estos, como muestra la figura 4.10, y así generando tres escenarios con los mismos nombres, de aquí en más Chile, Europa y Desarrollo sustentable, abreviado DS. El costo total de cada plan, a lo largo del horizonte de planificación, será descontado con una tasa de descuento del 8.9 %, similar a la que usa NREL (2021) en sus modelos de evaluación financiera para proyectos energéticos.

5 | Análisis de resultados

La siguiente sección presenta los resultados de resolver el modelo propuesto en la sección 4.1 para todos sus escenarios, considerando los valores de entrada detallados en la sección 4.2.

5.1. Costos totales

Se resuelve el modelo descrito en las secciones 4.1 y 4.2 con sus tres escenarios usando la plataforma Pyomo, y el solver comercial Gurobi 9.5.0, en un computador de escritorio con procesador de 4.2GHz, 4 núcleos y 24GB de RAM.

Se define, además, que la tolerancia de convergencia de optimalidad sea del 1 %, en busca de, potencialmente, disminuir los tiempos de resolución del problema, los cuales, son de tres horas en promedio para cualquiera de sus escenarios.

La tabla 5.1 describe el costo total de cada plan, junto a la descomposición por tipo de costo e inversión implicada en expansión de capacidad de generación, transmisión y almacenamiento, también incluye costos fijos y variables de O&M, junto a impuestos relacionados a emisiones CO_2, consumo de combustible y demanda no suministrada. Cabe notar que los costos relacionados a las inversiones, tanto en tecnología como en transmisión eléctrica, previamente definidas y operativas previo al primer periodo del horizonte de planificación (2021), están consideradas dentro del costo total del plan, sin embargo, se hace la distinción en el cuadro resumen de separar estos costos al incluir la palabra 'base' en su nombre.

Como resultado principal del análisis de costos, se observa que los planes que consideran impuestos a las emisiones de carbono más altos (C_p^{CO2}), en este caso, Europa y

Tabla 5.1: Descomposición por tipo de costo/inversión a lo largo del horizonte de planificación para los distintos escenarios propuestos (en millones de USD). Fuente: Elaboración propia.

		Escenario		
Item	Unidad	Chile	Europa	DS
Inv. Generación base	[10^6 US$]	32,198.7	32,198.7	32,198.7
Inv. Transmisión base	[10^6 US$]	1,637.8	1,637.8	1,637.8
Inv. Generación	[10^6 US$]	2,692.8	3,219.3	4,163.7
Inv. Transmisión	[10^6 US$]	7.4	7.4	12.7
Inv. Almacenamiento	[10^6 US$]	13.0	102.6	-
Costos O&M fijos Generación	[10^6 US$]	5,329.5	5,423.5	5,587.8
Costos O&M fijos Transmision	[10^6 US$]	493.6	493.9	494.9
Costos O&M fijos Almacenamiento	[10^6 US$]	2.1	9.8	-
Costos O&M Variables Generación	[10^6 US$]	1,828.9	1,746.5	1,682.0
Costos O&M Variables Almacenamiento	[10^6 US$]	-	-	-
Impuestos CO2	[10^6 US$]	1,038.5	2,470.9	4,714.6
Costos de combustible	[10^6 US$]	8,189.4	7,805.5	7,442.4
Demanda no suministrada	[10^6 US$]	15.9	-	-
Costo total	[10^6 US$]	53,447.6	55,116.0	57,934.7
Costo total s/ considerar año base	[10^6 US$]	19,611.0	21,279.4	24,098.1

DS, tienen costos de un 3 % y 8 % más altos en comparación al escenario Chile, respectivamente. Sin embargo, si se considera el costo total de los planes, sin tomar en cuenta la inversión predefinida tanto para las líneas de transmisión y para los generadores operativos previo al año 2021 (base), se observa que esta diferencia es de un 9 % y 23 % con respecto al escenario Chile, respectivamente, lo cual da cuenta del verdadero impacto económico producto del cambio en la política de impuestos a las emisiones CO_2 de cada escenario.

Dicho impacto se ve reflejado en la transición existente entre los costos de combustible con respecto a la inversión en generación, costos asociados a O&M de esta, y los impuestos pagados relacionados a emisiones CO_2. Lo anterior se debe a que, como se verá en mayor detalle en las siguientes secciones, en favor de evitar el alto coste de emitir CO_2 en los casos Europa y DS, se opta con mayor interés por expandir la capacidad de generación del sistema con tecnologías no contaminantes, lo cual conlleva una disminución en los costos de combustible, pero aumenta la inversión necesaria para construir, operar y mantener dicha capacidad, pudiendo recurrir, incluso, a invertir dinero extra en almacenamiento de energía que aporte en el uso eficaz de la capacidad de generación renovable instalada.

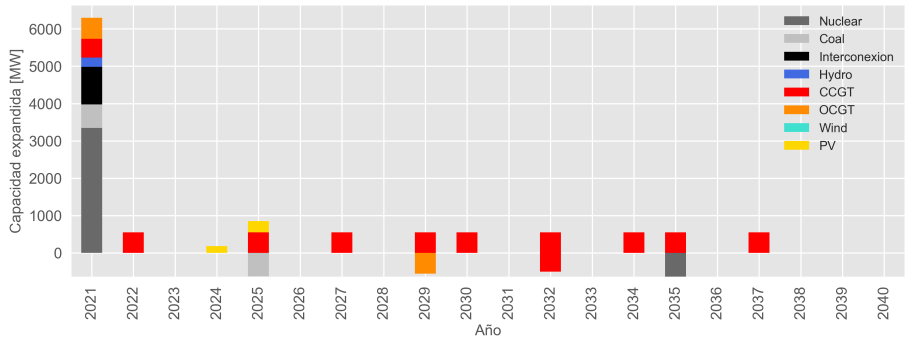
5.2. Plan de expansión

5.2.1. Expansión de Generación

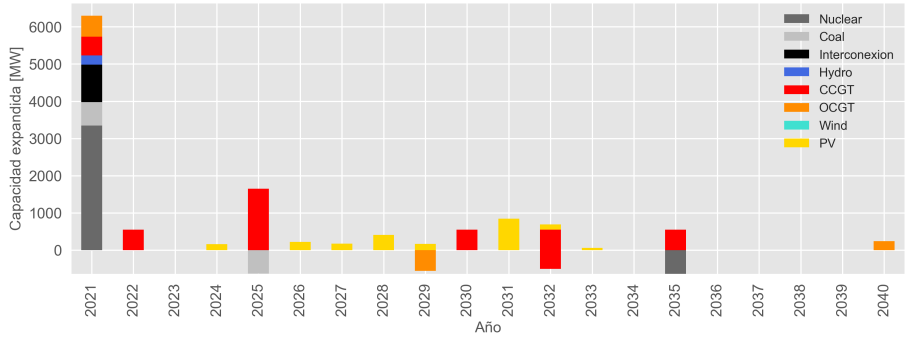
Como se comentó anteriormente, a través del costo total del plan de expansión y operación para cada escenario, se observa que con mayores impuestos a las emisiones se incurrió en menores costos de combustible, pero mayores en expansión y mantención de capacidad de generación. Como se puede ver en la tabla 5.2, tal hecho se explica en base a que en tales escenarios (Europa y DS) se optó por instalar más capacidad de generación, expandiendo respectivamente, cerca de 9 % y 19 % extra de potencia instalada, en comparación al caso Chile. Por otro lado, se aprecia que este cambio de paradigma se da en un contexto donde los altos impuestos a las emisiones CO_2 justifican la inversión en instalación y operación de tecnologías no contaminantes como PV y eólica. Sin embargo, y como se analizará en esta sección, estos argumentos, aún en su caso más favorable, no logran motivar la creación de planes de expansión con integración renovable mayor al 27 % de la capacidad total instalada (situación observable en el escenario DS).

Tabla 5.2: Capacidad operativa de generación y almacenamiento durante el año 2040 para cada escenario (en cantidad de MW de potencia instalada). Fuente: Elaboración propia.

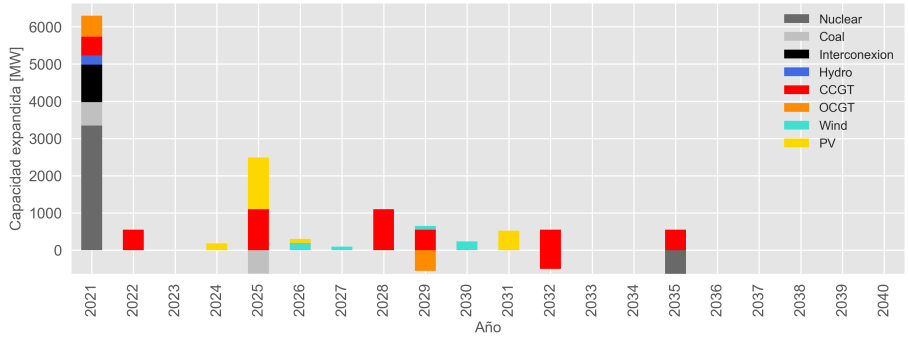
Tecnología	Unidad	Escenario		
		Chile	Europa	DS
Wind	[MW]	0	0	614
PV	[MW]	483	2163	2195
Hydro	[MW]	250	250	250
Total generación renovable	[MW]	733	2413	3059
Nuclear	[MW]	2698	2698	2698
Coal	[MW]	0	0	0
OCGT	[MW]	0	237	0
CCGT	[MW]	4950	3850	4400
Interconexion	[MW]	1000	1000	1000
Total generación	[MW]	9381	10198	11156
Batería Li-Ion	[MW]	15	442	0
Total Almacenamiento	[MW]	15	442	0



(a) Chile



(b) Europa



(c) Desarrollo Sustentable

Figura 5.1: Plan de expansión y retiro de capacidad de generación a lo largo de horizonte de planificación para cada escenario. Fuente: Elaboración Propia

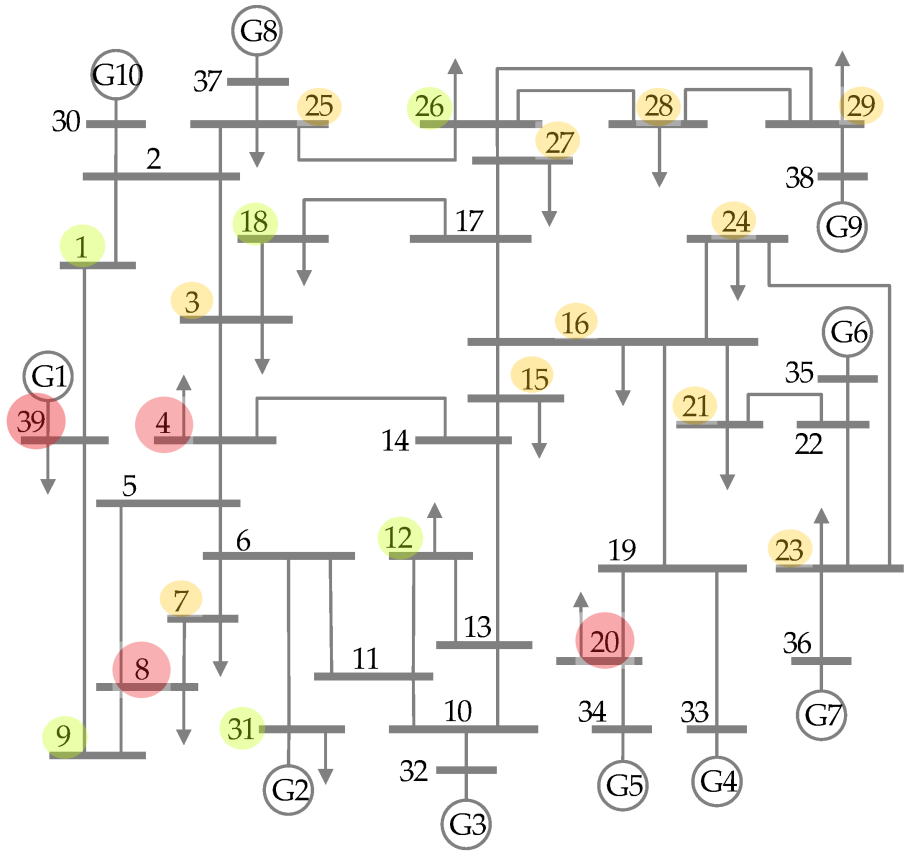
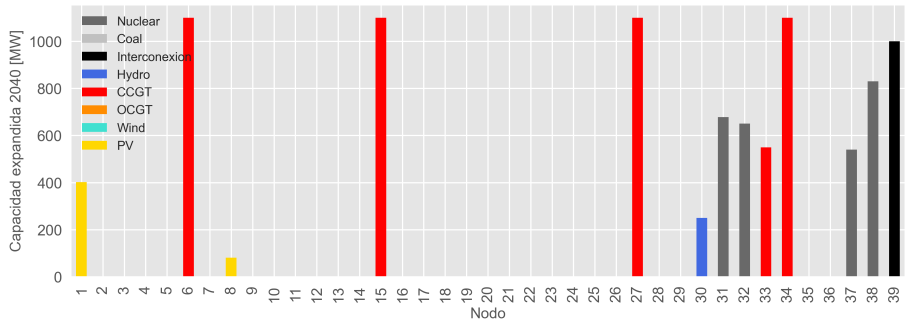
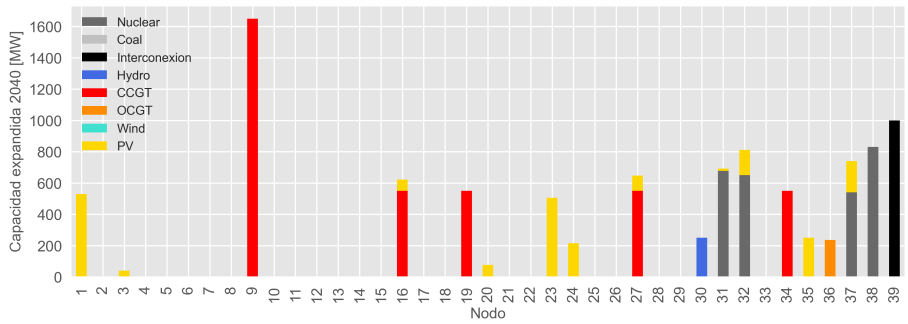


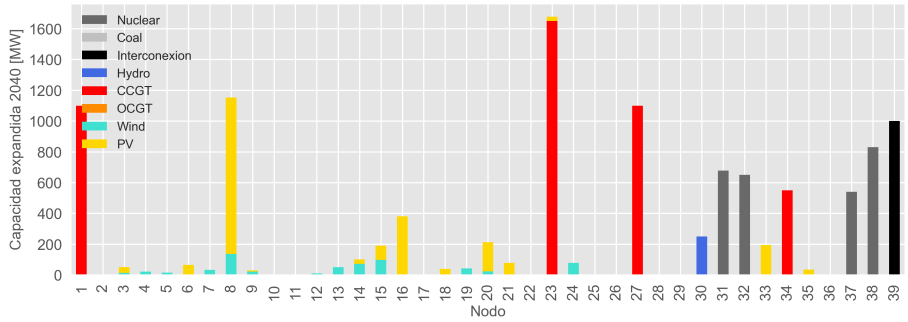
Figura 5.2: Diagrama de la red de nodos del sistema IEEE 39 bus incluyendo referencia a peaks de demandas durante el año 2021. En rojo, nodos con demandas peak sobre 400MWh (altas); en amarillo, peaks entre 200 y 400 MWh (medias); y en verde, peaks menores a 200MWh (bajas). Fuente: Jin *et al.* (2019)



(a) Chile



(b) Europa



(c) Desarrollo Sustentable

Figura 5.3: Capacidad de generación operativa al comienzo del año 2040 en cada escenario. Fuente: Elaboración Propia

Otro punto a destacar de los planes de expansión para cada caso, es la forma en que se responde ante los retiros predeterminados de capacidad de generación que sirven de capacidad base, como la nuclear, carbón y CCGT, y también aquellas que ayudan en los peaks de demanda como las centrales OCGT. Esto ultimo se debe a que, como se puede ver en la figura 5.1, para el caso Chile se opta por expandir en su mayoría con centrales CCGT, supliendo así casi en su totalidad los retiros de capacidad predefinidos y, a la

vez, dando solución al aumento de demanda esperada en el sistema eléctrico. Cabe notar que se hace poco uso de las tecnologías renovables, con solo 483 MW extra de capacidad PV instalados, los cuales aportan al sistema únicamente en periodos de alta necesidad de rampa, como peaks de demanda (ver 5.7). Por su parte, en el escenario Europa, al tener un mayor impuesto a las emisiones, se genera un mayor interés por instalar generación PV, sin embargo, sigue primando la generación CCGT a la hora de suplir grandes retiros de capacidad base. Se destaca, en este caso, que la planificación se ve beneficiada de la capacidad PV, al no estar limitada por aumentos discretos de capacidad, es así que durante los años 2024 a 2033, las decisiones de expansión capacidad usando esta tecnología fueron del orden de los 200, 100, 50 e incluso 10 MW, lo que permitió un uso eficiente de recursos al no tener que incurrir en costos fijos de operación por instalar capacidad que no necesariamente tendrá un alto nivel de utilización. Finalmente, en cuanto al escenario DS, se puede ver que, al tener el mayor impuesto a las emisiones de CO_2, se incentiva la expansión de capacidad de tecnologías de generación PV, y eólica, siendo el único escenario donde se opta por instalar ambas al mismo tiempo. No obstante, se aprecia nuevamente que la tecnología CCGT es la elegida para afrontar los retiros de capacidad programados en la planificación de este último escenario.

En cuanto a la forma en que están emplazados los aumentos de capacidad de generación, se observa que, en referencia a la figura 5.2, los nodos con mayores demandas son el 4, 8 ,20 y 39, luego le siguen con demandas medias el 3, 7, 15, 16, 21, 23, 24, 25, 27, 28 y 29, y aquellos con demandas bajas están en los nodos 1, 9, 12, 18, 26 y 31. En este contexto, se puede ver en la figura 5.3, que para el escenario Chile se da prioridad a la expansión de capacidad en los nodos 1, 6, 15, 27 y 34, por sobre cualquier otro nodo de la red, estableciendo así, un plan de expansión donde la capacidad de generación se concentra en pocos nodos, y desde estos se despacha donde sea requerida por la demanda a través de la red.

En cuanto al escenario Europa, se observan inversiones en capacidad de generación distribuidos en una mayor cantidad de nodos, sin existir aumentos de capacidad mayores a 600MW en alguna tecnología especifica, salvo el caso del nodo 9, donde se opta por instalar poco más de 1600MW de capacidad CCGT, que se ubica cercano a los focos de

demanda en el nodo 4, 8, 7 y 39. Por otro lado, el resto de los aumentos de capacidad se ubican también muy cercanamente a los focos de demanda o directamente sobre estos, como es el caso de la capacidad instalada en los nodos 16, 24, 27 y 23.

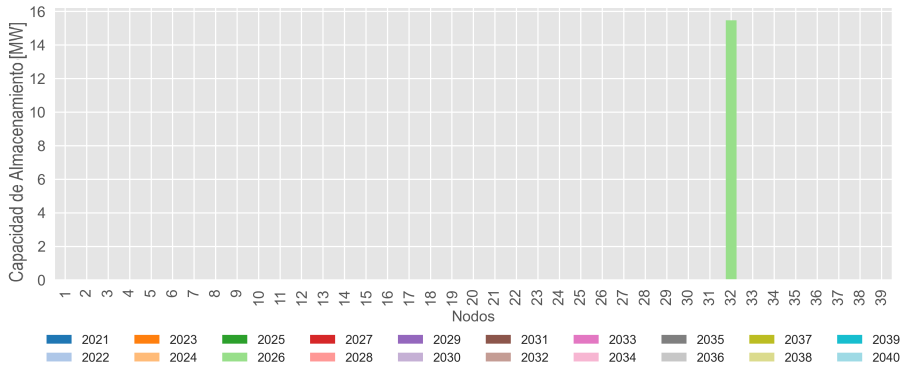
Finalmente, en el escenario DS, se opta por decisiones de expansión de capacidad de generación de menor tamaño, pero distribuidas en una mayor cantidad de nodos, abarcando casi desde el 3 al 21 con aumentos de capacidad PV y/o eólica menores a los 400 MW de potencia. En este ámbito destaca el caso del nodo 8 y 23, donde el primero cuenta con una capacidad instalada combinada PV y eólica de cerca de 1.100 MW, y el segundo, cuenta con 1.600 MW de potencia CCGT. Esto último da cuenta de una estrategia que busca instalar capacidad de generación, ya sea directamente sobre los nodos demanda o al menos de forma cercana a ellos.

5.2.2. Expansión de Almacenamiento

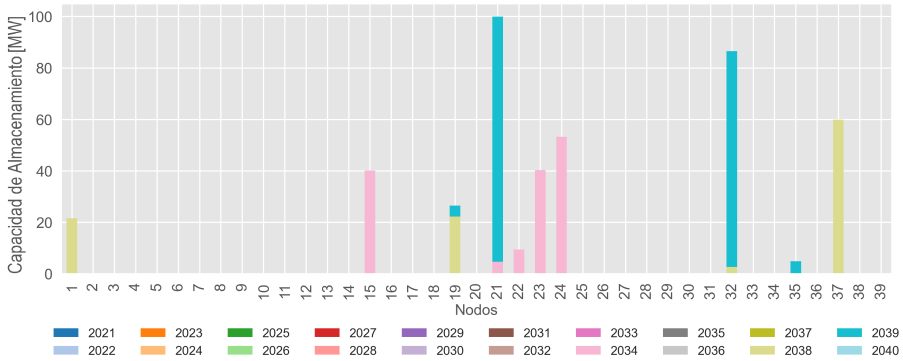
En relación a las decisiones de expansión de capacidad de almacenamiento, en la figura 5.4 se puede ver el plan de expansión asociado a estas. Dando cuenta de que sólo se instala almacenamiento en los escenarios Chile y Europa. En particular, en el escenario Chile únicamente se instalan aproximadamente 16MW de potencia de almacenamiento en el nodo 32 y, como se analiza en el gráfico 5.3, en este nodo también se emplazan cerca de 600 MW de potencia base tipo nuclear. Es así que la decisión de posicionar esta pequeña cantidad de capacidad de almacenamiento en esta zona podría explicarse por el aporte de flexibilidad que esta proveería a la capacidad de generación instalada en el nodo, situación que se comentará en mayor detalle en la sección 5.3.

Por otro lado, en cuanto al escenario Europa, se puede apreciar que durante el comienzo del año 2033 se opera con una potencia instalada de almacenamiento de 148MW, y una capacidad de 592MWh, distribuida principalmente sobre nodos de demanda media, como el 15, 21, 23 y 24. Luego, al comienzo del año 2037 se instalan 106MW/424MWh en los nodos 1, 19 y 37, y para el año 2039 se instalan en total 188MW/752MWh en los nodos 19, 21, 32 y 35, prestando servicio principalmente al suministro de energía sobre los nodos 15, 16, 21, 22, 23 y 20. Cabe destacar que estos aumentos de capacidad se ejecutan en los últimos 10 años del horizonte de planificación situación que se explica, en parte, debido a

los bajos costos que se proyecta tenga este tipo de tecnología en el futuro, como muestra la figura 4.9.



(a) Chile



(b) Europa

Figura 5.4: Plan de expansión almacenamiento a lo largo del horizonte de planificación en cada nodo (se ha excluido el escenario DS ya que no instala capacidad de almacenamiento).
Fuente: Elaboración Propia

5.2.3. Expansión de Transmisión

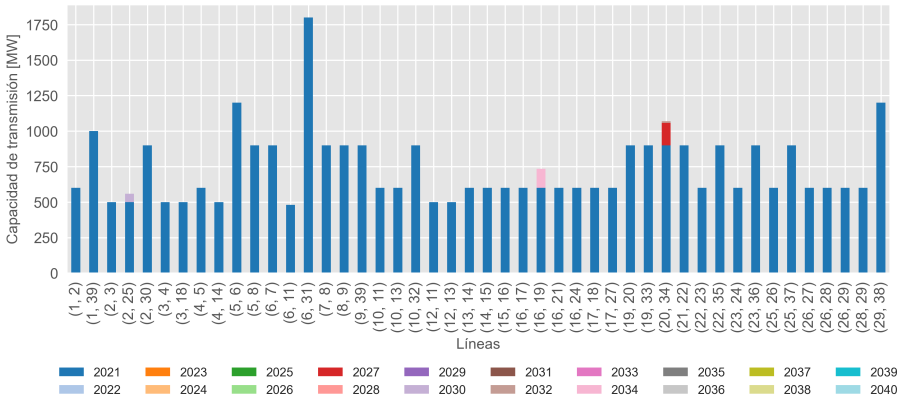
Como se puede ver en la figura 5.5, el plan de expansión de la capacidad de transmisión se apoya en gran medida de la capacidad existente al inicio del año 2021, y se limita a aumentos de capacidad de menor cantidad en sólo algunas lineas de la red. Esto se debe a que la capacidad predefinida del sistema, previo al horizonte, es suficiente para permitir el flujo de energía desde los generadores a los nodos durante los primeros años de operación, lo que permite que los planes se limiten a comenzar a instalar capacidad extra recién en el sexto año de operación en el escenario Chile, y durante el cuarto año en los escenarios

Europa y DS.

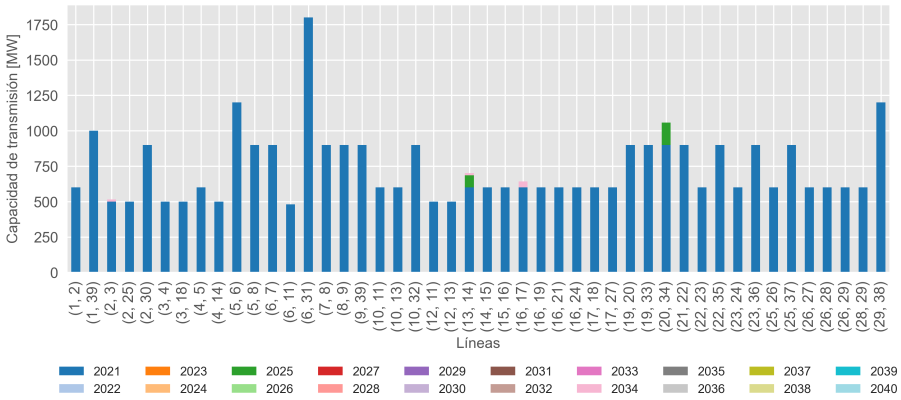
En el caso Chile, se elije expandir la capacidad de transmisión de las líneas que unen los nodos 16-19 y 20-34, esto en ayuda directa a la gran capacidad de generación que se instala en los nodos 15 y 34, lo que permite mayor libertad en el despacho de energía desde estos hacia los nodos demanda cercanos a ellos. No se observa una relación directa que de cuenta de algún tipo de sincronización en cuanto a los periodos en los cuales existen aumentos de capacidad de generación con respecto a las decisiones de expansión de transmisión, sino que estas últimas son una respuesta a la necesidad de despachar aún más energía desde generadores previamente construidos, dado el aumento de demanda anual en la red.

Para el caso Europa, se observa que los aumentos de capacidad de transmisión operativos al año 2026 coinciden con la puesta en marcha de cerca de 1500MW de capacidad de generación extra en el mismo periodo. Los aumentos de capacidad de transmisión, en este caso, benefician a las líneas que conectan los nodos 20-34 y 13-14, lo que facilita que los generadores instalados en los nodos 34 y 32, respectivamente, tengan mejores condiciones para despachar energía a los nodos de gran demanda cercanos, como el 8 y 20.

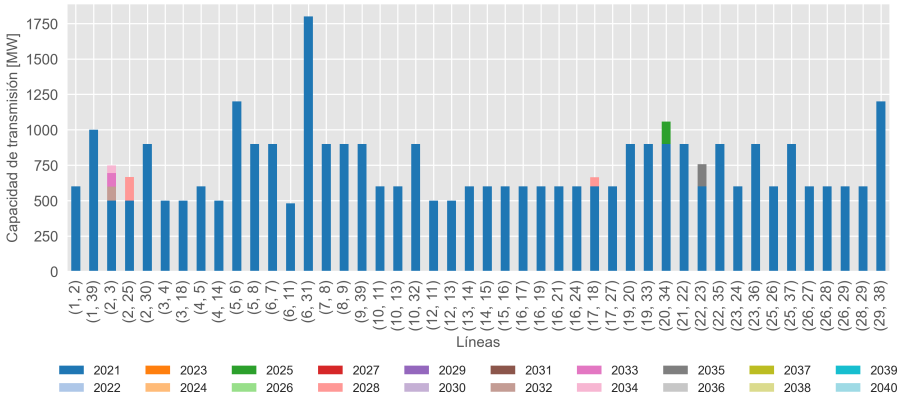
Por último, para el escenario DS, se explica que las decisiones de expansión de capacidad de transmisión estén distribuidas en mayor cantidad de lineas, ya que las decisiones de inversiones en capacidad de generación en este escenario también lo están. Notablemente, y como sucede en los otros 2 escenarios, se opta por mejorar la línea existente entre los nodos 20-34, dada la importancia que representa al ser capaz de dirigir potencia desde el nodo 34 al foco de alta demanda en el nodo 20. Por otro lado, el resto de los aumentos de capacidad de transmisión van orientados a mejorar la transmisión de energía a través del corredor 2-25, 2-3 y 17-18, que permite que la energía de los generadores ubicados en los nodos 1, 37 y 27 pueda circular de mejor forma hacia los nodos demanda cercanos.



(a) Chile



(b) Europa



(c) Desarrollo Sustentable

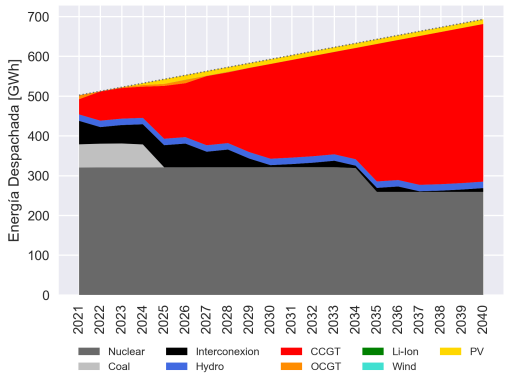
Figura 5.5: Expansión de transmisión a lo largo del horizonte de planificación en cada linea. Fuente: Elaboración Propia

5.3. Análisis del despacho y generación de energía

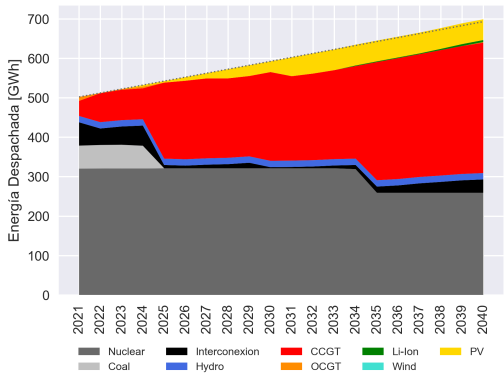
En cuanto a las decisiones de generación y almacenamiento de energía a lo largo de la planificación, como se puede ver en la figura 5.6, durante todo el horizonte de planificación y en los tres escenarios, la generación nuclear y CCGT predominan en el mix de generación, y son ampliamente afectadas por los retiros predefinidos de capacidad, mostrando notoriamente la baja en suministro de capacidad base cuando estos toman efecto. A nivel horario, se puede ver en la figura 5.7 que, durante los primeros años, la forma en que se genera energía es prácticamente igual en todos los escenarios debido a que el impuesto a las emisiones CO_2 es el mismo hasta el año 2025 y las decisiones de inversión que se toman hasta entonces también son similares. A partir del mismo año las decisiones de inversión y operación varían en vista de los cambios a la política de impuestos CO_2, como muestra la figura 4.10 de la sección anterior.

En cuanto a cada escenario, en el caso Chile, y como se comenta en la sección 5.2.1, se le da una alta preferencia a la instalación de capacidad CCGT. Esta situación es en parte salvaguardada por las pequeñas inversiones en generación PV y capacidad de almacenamiento que aportan principalmente en los peaks de demanda de cada día representado, sin embargo, en este escenario se dejan 26.75MWh como demanda no atendida en el nodo 38 durante un peak de demanda del año 2026 , lo que hace más notorio el hecho de que el sistema no contaba con suficiente capacidad durante aquel año y debe pagar un sobreprecio al no ser este capaz de suministrar esa energía al sistema con sus propios generadores. Se observa, pese a esto, que esta situación no se repite durante el resto de la planificación, dado que en los años siguientes se continúa invirtiendo en capacidad de generación, lo que permite al sistema poder responder con mayores cantidades de rampa entre una hora y otra, evitando tener que pagar el alto costo de las multas por demanda no suministrada.

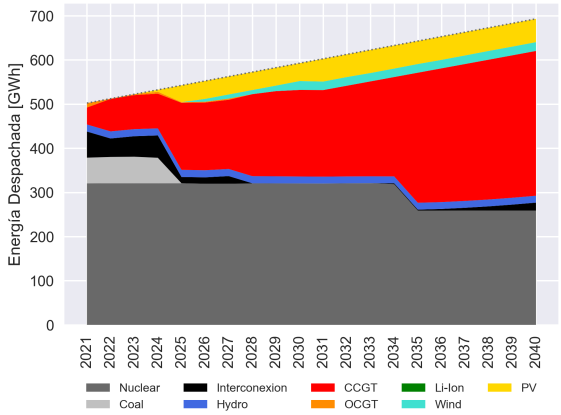
A diferencia del escenario Chile, en el escenario Europa la generación PV y el despacho a través de baterías están más presentes en el mix de generación, y como se puede ver en la figura 5.7-**(d)**, nuevamente se da la situación en que estas tecnologías ayudan a despachar energía durante los peaks de demanda, a la vez que se aprovecha de suministrar energía que comparativamente tiene un menor costo, ya que se evita incurrir en el pago de



(a) Chile



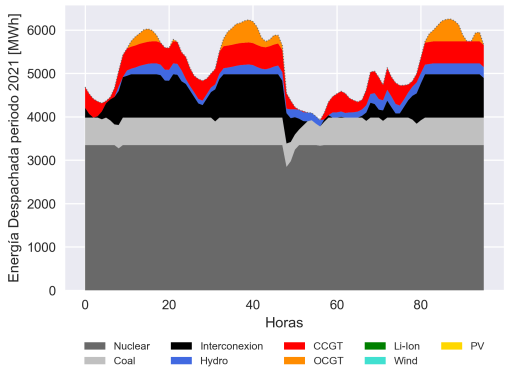
(b) Europa



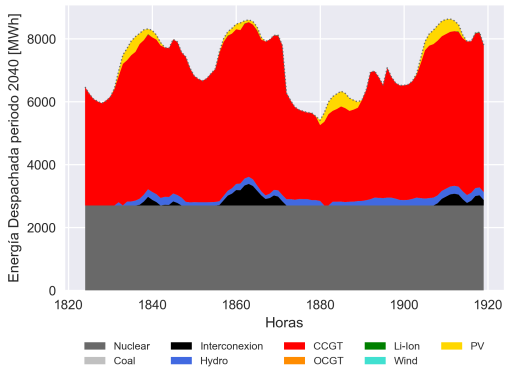
(c) Desarrollo Sustentable

Figura 5.6: Despacho agregado anual durante el horizonte de planificación para cada escenario. Fuente: Elaboración Propia

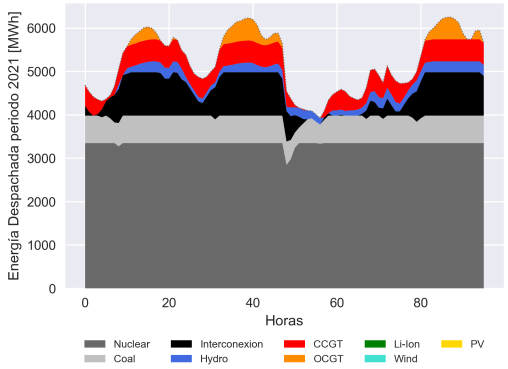
impuestos a las emisiones CO_2 y, además, no tiene costos variables asociados, aunque esta solo se logra aprovechar durante los espacios de tiempo en los cuales exista disponibilidad de recurso natural, por lo que su uso es limitado. Adicionalmente, se aprecia que las baterías son cargadas en su mayor parte por energía PV, aunque también se ve que, en ciertos periodos, la generación tipo CCGT aporta en esta tarea, como se puede ver en aquellas horas donde se está generando por sobre la demanda del sistema (marcada como una línea punteada sobre la figura 5.7-(**d**)), en este caso, el rol de las baterías es tanto una forma de aprovechar la disponibilidad del recurso natural, como también como medio para aportar capacidad de punta al sistema cuando este lo necesite.



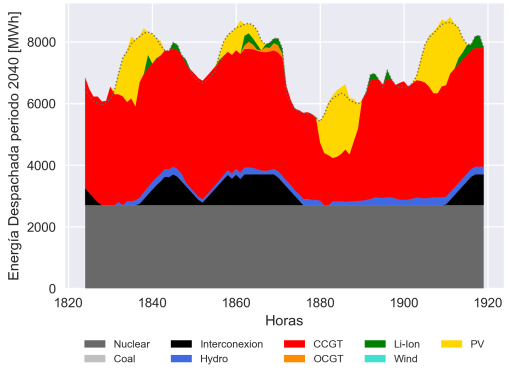
(a) Chile-2021



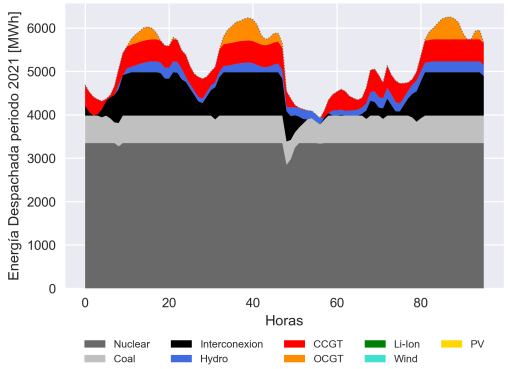
(b) Chile-2040



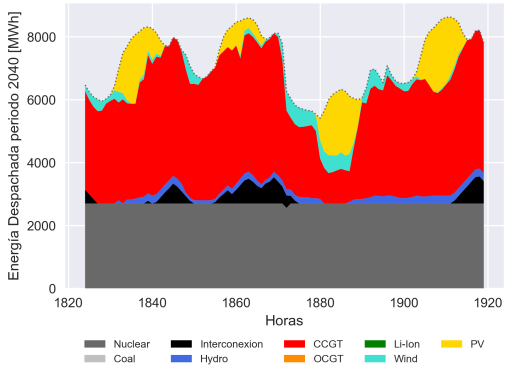
(c) Europa-2021



(d) Europa-2040



(e) Desarrollo sustentable - 2021



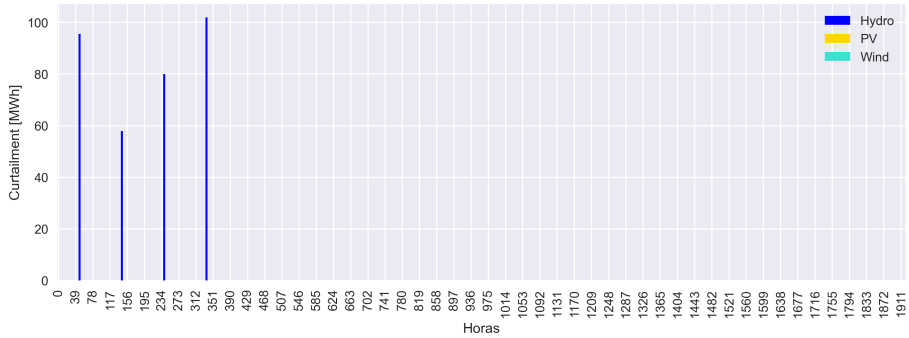
(f) Desarrollo sustentable - 2040

Figura 5.7: Despacho horario 2021 comparado a 2040 para cada escenario.
Fuente: Elaboración Propia

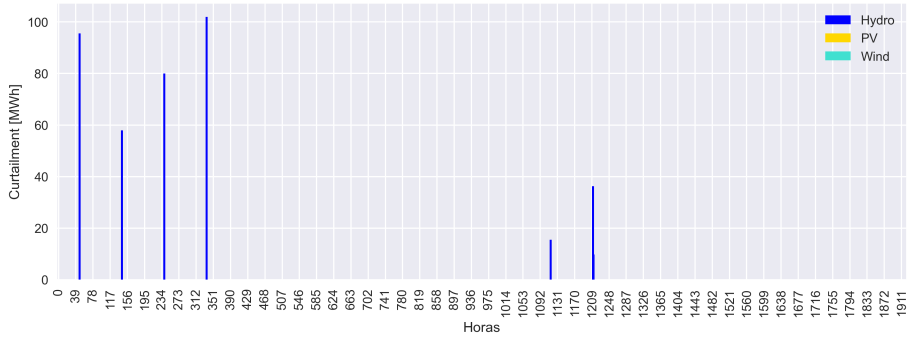
El escenario DS es el único caso donde se instala generación eólica, a la vez que se instala aún mayor cantidad de capacidad de generación PV en comparación a los otros 2 casos. Estas inversiones buscan disminuir la necesidad de despachar energía a través

de CCGT, dado el costo del impuesto a las emisiones CO_2 de este escenario. Otro punto a destacar de este, es la presencia de curtailment renovable como muestra la figura 5.8, donde, si bien se observa que en todos los escenarios existe curtailment de generación hidráulica durante el primer periodo, este se da a causa de la poca flexibilidad del sistema al comienzo del horizonte. Pese a lo anterior, en el escenario DS, sistemáticamente se deja de suministrar energía disponible proveniente desde todas las fuentes renovables durante las 11 y 15 hrs del día tres de cada año (ver figura 5.8(d)). Esto se debe a que se alcanza la cuota de penetración renovable descrita en la ecuación (4.21), que para este caso se fijó en 40 % buscando mantener la estabilidad del sistema ante el suministro de energías renovables, como se comenta en la descripción del caso de estudio en 4.2.4.

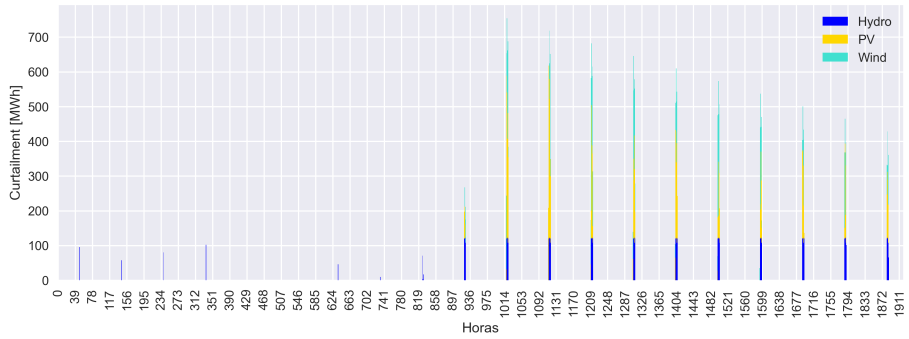
En este escenario también se observa que para el año 2040 se cuenta con mayor capacidad instalada de tipo CCGT en comparación al caso Europa, aun considerando el alto costo del impuesto a las emisiones CO_2 del escenario DS. Esto se explica porque, aun cuando el algoritmo de optimización busca instalar capacidad de generación renovable y utilizarla debido a su bajo costo, instalar mayor capacidad renovable es impráctico, dado que, como muestra la figura 5.8, la cuota de penetración renovable ya se ha alcanzado, por lo que cualquier MW extra de generación renovable no podría ser utilizado para suministrar energía al sistema. Debido a lo anterior, se toma como decisión la instalación de capacidad CCGT, no sujeta a la restricción (4.21), y de relativo bajo costo por MWh despachado comparativo a sus pares no-renovables. Lo anterior también explica la decisión de no instalar capacidad de almacenamiento en este escenario, ya que, en primer lugar, toda la capacidad de generación de energía renovable buscará despachar directamente al sistema dentro de lo permisible por la restricción de penetración renovable y la disponibilidad de recursos renovables, y en segundo lugar, la tecnología CCGT es capaz de despachar energía sin depender de la disponibilidad de algún factor externo, salvo de su combustible, por lo que almacenar este tipo de energía resulta poco económico, desincentivando la instalación de capacidad de almacenamiento de energía en este caso.



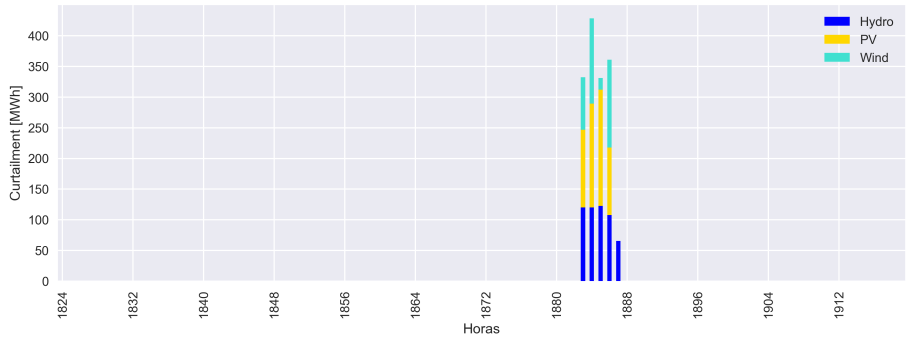
(a) Chile



(b) Europa



(c) Desarrollo Sustentable



(d) Desarrollo Sustentable - Detalle año 2040

Figura 5.8: Curtailment de energía renovable durante el horizonte de planificación para cada escenario. Fuente: Elaboración Propia

5.4. Análisis de LCOE y LCOS

Con el objetivo de comparar el desempeño de las tecnologías en estudio y tener un punto de referencia con los costos de generación disponibles en la literatura, a continuación se utiliza la metodología de Levelized Cost of Energy (LCOE) y Levelized Cost of Storage (LCOS) en base a los trabajos de IEA (2020); IRENA (2015); Schmidt *et al.* (2019) para generar este análisis. Ambas herramientas representan el precio mínimo para el cual la energía generada o suministrada por estas tecnologías debiese venderse con tal de cubrir los costos de inversión, mantención y operación a través de su vida útil, y esto lo logran calculando la suma descontada de todos sus costos de inversión y operación a lo largo de la vida útil de cada tecnología, y dividir estos por la cantidad de energía total que generaron o suministraron a un sistema durante ese tiempo. El resultado es el costo promedio de suministro de energía que estas tecnologías ofrecen.

Cabe mencionar, que en este caso el análisis se hace al término del horizonte y no se incluye la vida útil restante de las inversiones de generación, y almacenamiento, lo que provoca la potencial sobrestimación del valor final de los indicadores LCOE y LCOS.

A continuación, se detallan las componentes del LCOE (5.1) y LCOS (5.2), a través de la nomenclatura para variables y parámetros utilizados en el modelo presentado en este trabajo, donde $GX_{s,p,n}CG^{ex}_{g,p}[US\$]$ representa la inversión en expansión de generación, $BX_{s,p,n}CST^{EX}_{s,p}[US\$]$ representa la inversión en expansión de almacenamiento, mientras que $KGX_{s,p,n}CG^{fix}_{g}[US\$]$ y $KBX_{s,p,n}CST^{fix}_{s,p}[US\$]$ representan los costos fijos asociados a O&M de la capacidad ya instalada tanto para generación, como almacenamiento de energía. $P_{g,n,t}[MWh]$, $BC_{s,n,t}[MWh]$ y $BD_{s,n,t}[MWh]$ representan la cantidad de energía despachada por las tecnologías de generación, la cantidad de energía cargada en las baterías y la energía despachada desde estas, respectivamente. Luego, $CG^{O\&M}_{g,p}[\frac{US\$}{MWh}]$y $CST^{O\&M}_{s,p}[\frac{US\$}{MWh}]$ dan cuenta de los costos variables de O&M asociados tanto a la generación, como al almacenamiento de energía, $CG^{fuel}_{g,p}[\frac{US\$}{MWh}]$ representa el costo del combustible consumido, $FE_gC^{CO2}_p[\frac{US\$}{MWh}]$ es el costo a pagar relacionado a impuestos a emisiones CO_2 y wg_t es el número de horas representativas de cada hora t dentro de los días representativos seleccionados.

$$LCOE = \frac{\sum_p^{\mathcal{P}} \sum_n^{\mathcal{N}} \sum_g^{\mathcal{G}} \frac{1}{(1+r)^p} \left(GX_{s,p,n} CG_{g,p}^{ex} + KGX_{s,p,n} CG_g^{fix} + \sum_t^{\mathcal{T}_p} wg_t P_{g,n,t} \left(CG_{g,p}^{O\&M} + CG_{g,p}^{fuel} + FE_g C_p^{CO2} \right) \right)}{\sum_p^{\mathcal{P}} \sum_n^{\mathcal{N}} \sum_g^{\mathcal{G}} \sum_t^{\mathcal{T}_p} \frac{1}{(1+r)^p} wg_t P_{g,n,t}} \left[\frac{USD}{MWh} \right] \quad (5.1)$$

$$LCOS = \frac{\sum_p^{\mathcal{P}} \sum_n^{\mathcal{N}} \sum_s^{\mathcal{S}} \frac{1}{(1+r)^p} \left(BX_{s,p,n} CST_{s,p}^{EX} + KBX_{s,p,n} CST_{s,p}^{fix} + \sum_t^{\mathcal{T}_p} wg_t BC_{s,n,t} CST_{s,p}^{O\&M} \right)}{\sum_p^{\mathcal{P}} \sum_n^{\mathcal{N}} \sum_s^{\mathcal{S}} \sum_t^{\mathcal{T}_p} \frac{1}{(1+r)^p} wg_t BD_{s,n,t}} \left[\frac{USD}{MWh} \right] \quad (5.2)$$

La tabla 5.3 presenta los LCOE y LCOS de forma desagregada, de cada tecnología, en cada escenario, según el aporte que generan a su valor LCOE/LCOS, sus costos de Inversión, O&M (costos de operación y mantención fijos y variables), costos de combustible, pago de impuestos relacionados a emisiones CO_2 y la suma de todas estas componentes. Luego, en la figura 5.9 se comparan los valores obtenidos con respecto a los de tecnologías similares consultadas en la literatura disponible (Cole *et al.*, 2021; EIA, 2021b; IRENA, 2020; LAZARD, 2021b; NREL, 2021).

En primer lugar, se aprecia que el LCOE de la generación nuclear es prácticamente el mismo en los tres escenarios, esto debido a que no es afectada por el aumento del impuesto a las emisiones CO_2, ya que no genera ninguna y, por otro lado, si bien en ningún escenario se elige expandir su capacidad aparte de la capacidad por defecto introducida en el año 2021, esta se utiliza casi en un 100 % durante todo el horizonte de tiempo dado su bajo coste de generación. Su valor LCOE se encuentra dentro de los rangos esperados por LAZARD (2021b), sin embargo, este podría ser aún más bajo si se considera que el horizonte de planificación es de 20 años, y la vida útil de esta tecnología usualmente se calcula en base a 40 años.

En cuanto a la tecnología en base a carbón, en todos los escenarios esta se retira completamente a fines del año 2024, por lo que experimenta los mismos costos de impuesto CO_2 en todos los escenarios durante el periodo 2021-2024. Dicho retiro de capacidad anticipado provoca que su LCOE sea más alto que los valores encontrados en la literatura, y esto se debe a que, al no poder distribuir su costo de inversión en una mayor cantidad de energía suministrada a lo largo del resto de su vida útil, este se sobrestima. Sin embargo,

Tabla 5.3: LCOE y LCOS de cada una de las tecnologías estudiadas, calculado según ecuaciones 5.1 y 5.2, incluyendo detalle según tipo de costo. Fuente: Elaboración Propia.

Escenario	Tecnología	Inversión	O&M	Combustible	CO2	LCOE/LCOS
Chile	Nuclear	$ 97.6	$ 18.4	$ 9.0	$ -	$ 125.0
	Coal	$ 128.3	$ 11.8	$ 13.8	$ 4.1	$ 158.0
	Interconexion	$ -	$ 17.9	$ 17.5	$ 8.6	$ 44.0
	Hydro	$ 71.2	$ 7.7	$ -	$ -	$ 78.9
	CCGT	$ 17.6	$ 5.6	$ 28.4	$ 4.2	$ 55.9
	OCGT	$ 187.0	$ 25.9	$ 92.3	$ 3.3	$ 308.5
	Wind	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
	PV	$ 46.7	$ 6.7	$ -	$ -	$ 53.4
	Li-Ion	$ 145.5	$ 23.6	$ -	$ -	$ 169.1
Europa	Nuclear	$ 97.6	$ 18.4	$ 9.0	$ -	$ 125.0
	Coal	$ 128.3	$ 11.8	$ 13.8	$ 4.1	$ 158.0
	Interconexion	$ -	$ 21.5	$ 17.6	$ 18.7	$ 57.8
	Hydro	$ 71.2	$ 7.7	$ -	$ -	$ 78.9
	CCGT	$ 17.2	$ 5.7	$ 28.0	$ 12.3	$ 63.3
	OCGT	$ 317.9	$ 38.9	$ 89.9	$ 3.1	$ 449.8
	Wind	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -
	PV	$ 48.9	$ 6.7	$ -	$ -	$ 55.6
	Li-Ion	$ 222.6	$ 21.2	$ -	$ -	$ 243.9
Desarrollo Sustentable	Nuclear	$ 97.7	$ 18.4	$ 9.0	$ -	$ 125.2
	Coal	$ 128.3	$ 11.8	$ 13.8	$ 4.1	$ 158.0
	Interconexion	$ -	$ 23.4	$ 17.5	$ 23.7	$ 64.6
	Hydro	$ 72.1	$ 7.8	$ -	$ -	$ 79.9
	CCGT	$ 20.2	$ 6.1	$ 28.1	$ 28.4	$ 82.9
	OCGT	$ 243.8	$ 32.4	$ 90.9	$ 9.1	$ 376.2
	Wind	$ 49.3	$ 10.0	$ -	$ -	$ 59.3
	PV	$ 47.9	$ 6.8	$ -	$ -	$ 54.7
	Li-Ion	$ -	$ -	$ -	$ -	$ -

considerando los escenarios propuestos, se esperaría que la tecnología en base a carbón, de seguir operando, se vería muy afectada por el aumento en el costo de los impuestos a las emisiones CO2, por lo que, aún prorrateado su costo de inversión en mayores cantidades de energía despachada, esta disminución se vería aplacada por los altos costos de los impuestos a las emisiones CO_2 en los escenarios Europa y DS.

Por otro lado, la tecnología llamada interconexión, que fue modelada como una antigua central carbonera, tiene un LCOE coincidente con los valores esperados en los tres escenarios, y muestra un comportamiento en su LCOE consecuentemente a la cantidad de emisiones que genera. Cabe notar que no se consideran costos de inversión de esta tecnología al tratarse de un generador que simula la interconexión con otros sistemas eléctricos, por lo que su LCOE es de los más bajos en cada escenario.

En el caso de la tecnología de generación hidráulica, sus costos se encuentran en el tramo alto de las referencias encontradas, explicado principalmente por el alto costo de inversión que posee y su larga vida útil, que no se ve correctamente representada en el

cálculo, al igual que para el caso de generación carbonera, lo que provoca que su LCOE sea sobrestimado.

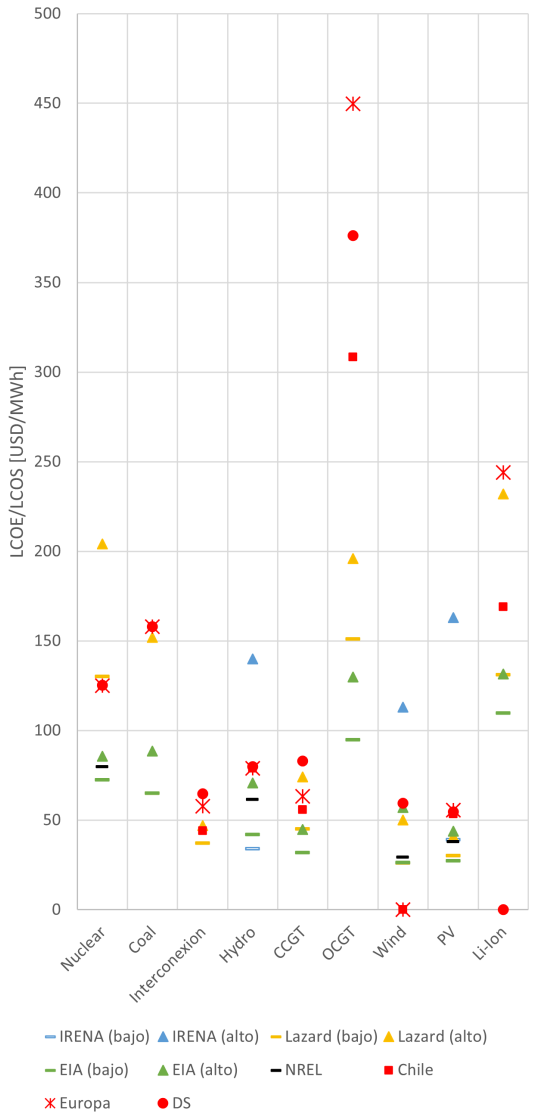


Figura 5.9: Comparativa de valores LCOE y LCOS para las tecnologías estudiadas. Fuente: Elaboración Propia.

Finalmente, en cuanto a las tecnologías de OCGT, CCGT, PV y eólica, estas son las únicas tecnologías que son efectivamente expandidas en uno o más escenarios. La tecnología OCGT posee el LCOE más alto en todos los escenarios, si bien esto es esperable dado el alto costo relacionado al combustible que utiliza, se debe considerar, además, que existe un retiro anticipado de esta y, por ende, no logra cumplir ni la mitad de su vida útil, elevando aún más su costo por MWh generado. Por otro lado, la tecnología CCGT es la

más usada en todos los escenarios, esto debido a que, si se logra hacer uso intensivo de esta una vez instalada, sus costos de inversión y O&M son rápidamente absorbidos, solo siendo afectada en mayor medida ante cambios en los impuestos a las emisiones CO_2. Así, en un escenario de bajos impuestos a las emisiones, se posiciona como la tecnología de generación más económica para producir en el escenario Chile, como la tercera en el caso Europa y la quinta en el escenario DS. Por su parte, las tecnologías PV y eólica, pese a que no están expuestas a altos costos propios de su operación, como lo serían algún tipo de combustible o impuestos a emisiones, su alta dependencia sobre la disponibilidad de recursos naturales durante los días representados no permite que estas sean más competitivas a pesar de tener LCOE's bajos. Esto se debe a que dada la formulación de la capacidad de generación de estas tecnologías según (4.17), esto no sólo implica que están limitadas en su despacho de energía según su factor de capacidad y capacidad total instalada, sino que también implica que, si $G^{CAP}_{g,n,t}$ es un número menor a 1, es necesaria una mayor cantidad de capacidad renovable instalada para poder satisfacer una misma demanda, en comparación a tecnologías no renovables como CCGT o OCGT.

Así, a modo ilustrativo, si se busca satisfacer una demanda de 1200MWh, y se considera un factor de capacidad eólico de 30 % durante aquél momento, si se quisiera suministrar dicha cantidad de energía utilizando únicamente generación eólica, se necesitarían 4000 MW de potencia instalada para ello, lo cual se calcularía como $\frac{1200MWh}{0{,}3} = 4200MW$ según la restricción 4.17 del modelo. No obstante, en un contexto similar, utilizando generadores tipo CCGT, sólo bastarían 1200MW de potencia instalada de esta tecnología para poder cumplir con aquella demanda, ya que esta tecnología no está sujeta a la disponibilidad de algún recurso extra aparte de su combustible, y la incertidumbre asociada a este ultimo factor no es tan considerable como sí lo es la disponibilidad de sol o viento para tecnologías de generación renovable. Este análisis, sin embargo, no considera los costos de operación de ambos tipos de tecnologías, ya que en este aspecto, en el mediano y largo plazo, las tecnologías renovables son más económicas al no estar sujetas a costos de combustible y/o impuestos a emisiones CO_2, que, como muestran las figuras 4.4 y 4.10, en efecto, se espera que aumenten en el tiempo, afectando en gran medida los costos de generación a través de tecnologías que utilicen este tipo de combustibles.

5.5. Análisis de emisiones

A continuación, se analizan las emisiones de CO_2 en cada escenario, donde se observa que aquel que genera la menor cantidad de emisiones es donde son implementadas políticas medioambientales más estrictas a través de mayores impuestos a las emisiones CO_2. En contraparte, el escenario con el impuesto a las emisiones más bajo es el que emite la mayor cantidad de CO_2.

Lo anterior se puede ver en la figura 5.10, donde se muestran las emisiones totales acumuladas al comienzo de cada año, para cada escenario. En esta figura se puede ver que durante el año 2040, el escenario DS emite cerca de 20 % menos cantidad de CO_2 en comparación al escenario Chile, mientras que el escenario Europa logra una disminución del 10 % al hacer la misma comparativa.

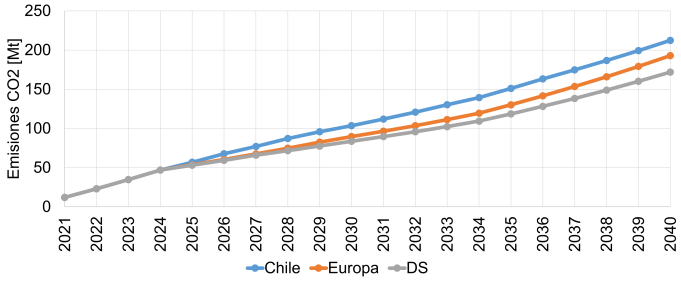


Figura 5.10: Emisiones CO_2 acumuladas a lo largo del horizonte de planificación para cada escenario propuesto. Fuente: Elaboración propia.

Si se compara el desempeño económico-medioambiental de estos escenarios, y como muestra la figura 5.11, tomando como referencia el escenario Chile, el escenario Europa logra generar 10 % menos emisiones, a la vez que aumenta tan sólo un 3 % los costos de su plan de expansión y operación. En paralelo, el escenario DS logra emitir 20 % menos CO2, con un costo total en su planificación 8 % más alto que el escenario Chile.

En la figura 5.12 se muestran las emisiones CO_2 anuales de cada escenario, y en la figura 5.13 se compara el cambio porcentual anual en la cantidad de emisiones CO_2 de cada plan con respecto al primer año de planificación de estos. Tanto en 5.12, como en 5.13, se puede apreciar que hasta el año 2024 no existe mayor diferencia entre las curvas de los tres escenarios, sin embargo, durante el año 2025, coincidentemente con el retiro

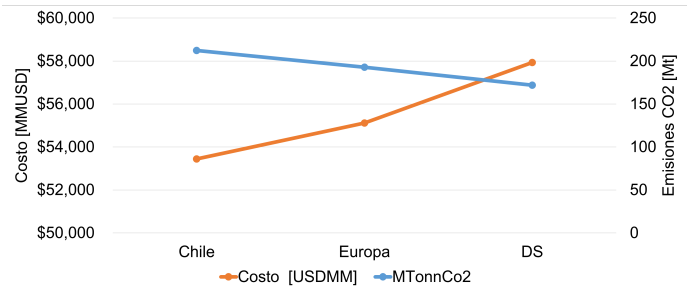


Figura 5.11: Comparativa de costos totales de cada plan (eje y izquierdo) con respecto a las emisiones CO_2 asociadas cada uno de ellos (eje y derecho). Fuente: Elaboración propia.

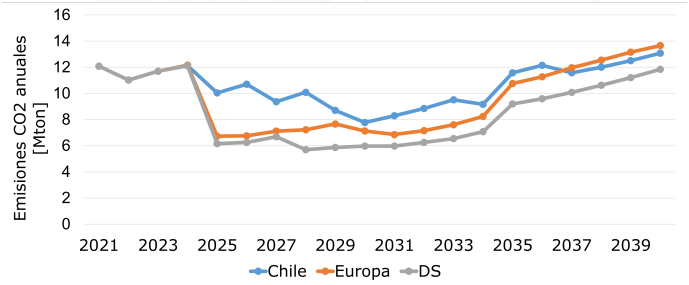


Figura 5.12: Emisiones CO_2 anuales durante el horizonte de planificación para cada escenario. Fuente: Elaboración propia.

programado de capacidad basada en carbón, se aprecia una disminución sustancial en la cantidad de emisiones que generan durante aquel año los escenarios Europa y DS, mientras que el escenario Chile también disminuye sus emisiones, pero en menor medida. No obstante, en los años siguientes, el escenario Chile continua reduciendo paulatinamente sus emisiones hasta la mitad del horizonte, donde se observa que, desde entonces, todos los escenarios comienzan a aumentar sus emisiones año a año, y este comportamiento es constante hasta el fin del horizonte de planificación, donde, los escenarios Chile y Europa emiten más CO_2, comparativamente al año 2021.

Este fenómeno se atribuye a que en los tres escenarios el retiro programado de capacidad de generación contaminante y la instalación de generación renovable ayuda a que año a año se logre generar menos emisiones CO_2 hasta aproximadamente la mitad del horizonte, pero, a partir allí, al no haber mayor inversión en capacidad de energía renovable y considerando, además, que año a año la demanda eléctrica aumenta, es que se explica la tendencia al aumento de las emisiones CO_2. Esto, ya que como se comenta en la sección 5.2, durante la segunda mitad del horizonte se opta por atender el aumento en la demanda a

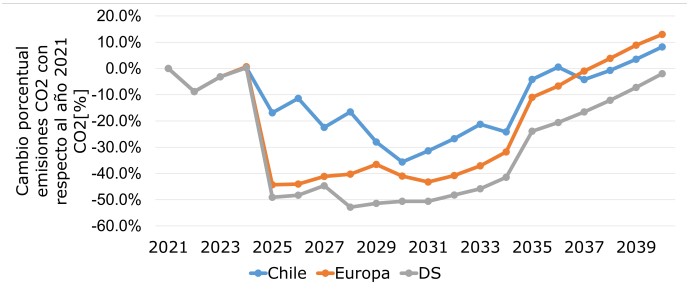


Figura 5.13: Cambio porcentual en las emisiones CO_2 anuales con respecto al año 2021 para cada escenario. Fuente: Elaboración propia.

través de la instalación de más capacidad CCGT en todos los escenarios y, por consecuencia, al no haber mayores incentivos a la instalación de más capacidad no contaminante, el algoritmo calcula como óptimo expandir y despachar a través de capacidad de generación no renovable, aun cuando esto esté sujeto al pago de impuestos y costos de combustible.

Al considerar estos resultados, con respecto a las proyecciones de emisiones CO_2 para el escenario conservador (escenario C) indicadas en la planificación energética de largo plazo para Chile (Ministerio de Energía, 2019)[1], se puede ver que se espera que en el periodo 2021-2030 se logre disminuir en un 52 % las emisiones, cifra que se eleva a 75 % al considerar el periodo 2021-2040. En contraste, en los resultados obtenidos, la figura 5.13 permite ver que disminuciones similares solo son comparables con las observables en la mitad del horizonte, donde durante el año 2030, el escenario DS logra una disminución de emisiones con respecto a 2021 de aproximadamente 50 %, luego le sigue el escenario Europa con 41 %, y finalmente Chile, con 35.6 %. Sin embargo, a partir de allí, como se comentó anteriormente en esta sección, se da prioridad a la generación CCGT, lo cual conlleva un aumento año a año en las emisiones CO_2 que culmina en que durante el último año de cada escenario, se libere una cantidad de gases tan o más grande que la del primer año de operación.

[1]En este estudio se considera un impuesto al carbono de 5USD/Ton hasta el año 2030, luego aumenta linealmente hasta los 32.5 USD/ton durante el año 2050.

6 | Conclusiones

En este trabajo se hace un recorrido por diferentes dimensiones del problema de expansión de capacidad, teniendo en consideración el estado del arte. Luego, en base a ello, se diseña e implementa un modelo de expansión de capacidad de largo plazo que considera GEP, TEP, almacenamiento de energía, y la integración de modelos de generación renovable específicos, que logran capturar detalles operacionales de la generación a través de tecnologías fotovoltaica, eólica e hidráulica de pasada.

Dicho modelo es utilizado para analizar un caso de estudio donde se representa la red eléctrica IEEE-39 a través de flujo DC, y se utilizan días representativos para simular un horizonte de 20 años, considerando capacidades de rampa, generación preexistente, retiros de capacidad, aumentos discretos de esta, y cambios en los costos de inversión y operación en el tiempo. En particular, se estudia el impacto de la implementación de un impuesto a las emisiones CO_2 con distintos posibles valores, lo cual es abordado a través de tres escenarios, Chile, Europa, y DS, los que dan cuenta de la operación de un sistema eléctrico sujeto a valores bajo, medio y alto, para el impuesto a las emisiones CO_2 en el sistema. La incertidumbre asociada a este parámetro es integrada a través de un enfoque determinista, basado en la resolución del modelo en tres oportunidades, utilizando en cada una de ellas la data correspondiente a cada escenario propuesto, y luego analizando cada plan de expansión obtenido.

Los resultados muestran que, comparativamente, los costos totales de los planes de expansión asociados a los escenarios Europa y DS son, respectivamente, un 3 %, y 8 % mayores que los costos del plan perteneciente al escenario Chile. Más aún, si no se considera la inversión predefinida y operativa previa al estudio, la diferencia en costos con respecto al escenario con el menor impuesto asciende a un 9 % para el escenario Europa,

y a un 23 % para el escenario DS. En cuanto a las emisiones CO_2 producto de cada plan, los escenarios Europa y DS reportan disminuciones del −10 % y −20 %, en comparación a las emisiones calculadas para el escenario Chile.

Se observa, asimismo, que durante la mitad del horizonte (año 2030), la disminución de emisiones CO_2 con respecto al primer año de operación es de un −35,6 % para el caso Chile, -41 % para Europa, y -50,5 % para el escenario DS, cifras que al compararlas con metas propuestas por países como Chile, que se ha comprometido por el acuerdo de París, resultan insuficientes, ya que este proyecta disminuir sus emisiones en un 52 % durante el periodo 2021-2030, y en un 75 % para el periodo 2021-2040. Estas cifras solo son comparables con las obtenidas en el escenario DS durante el año 2030, pero sin lograr la meta para el año 2040 en ninguno de los escenarios. De hecho, se prevé que para el año 2040, se generarán más emisiones que durante 2021 en los escenarios Chile y Europa, mientras que en el escenario DS la cantidad de CO_2 liberado sería tan solo levemente menor en comparación a la liberada durante el primer año de operación.

Esta situación es prueba del impacto que tienen las medidas medioambientales dentro de la planificación de un sistema eléctrico, influenciando cada plan óptimo a minimizar sus costos totales que, bajo la mecánica del planteamiento, en este caso también coincide con minimizar emisiones CO_2 al estar estos asociados a un impuesto. Sin embargo, esta lógica está envuelta en el marco de restricciones operacionales que plantea cada sistema eléctrico mostrando, por ejemplo, que no solo basta con enfocarse en las emisiones y costos del sistema, sino que también en la flexibilidad que este pueda tener frente a cambios en la demanda y a las condiciones de la red de transmisión, ya que dichas características podrían ir en contra del uso intensivo de tecnologías claves, como energía solar o eólica en pos de alcanzar objetivos medioambientales. Por ello, proponer sistemas eléctricos con una mayor penetración de generación renovable sin afectar la estabilidad de dichos sistemas es un camino posible para lograr mejores resultados tanto económicos, como medioambientales en su planificación.

En cuanto a la complejidad y resolución del problema, el modelo propuesto es resuelto utilizando un solver comercial capaz de resolver modelos MILP, el cual en aproximadamente 3 horas logra encontrar una solución óptima para cualquiera de los escenarios pro-

puestos, considerando una tolerancia de optimalidad de 1 %. Se tiene en consideración que el modelo presentado es extensible a diferentes formulaciones en búsqueda de integrar de forma endógena características de incertidumbre en sus parámetros, considerando no sólo impuestos a emisiones CO_2, sino que también incertidumbre en la demanda horaria, costos de combustible, costos de inversión, probabilidad de fallas en la red, entre otros. En conjunto a lo anterior, se propone considerar una representación más sofisticada del horizonte de planificación, a través de la utilización de un mayor número de días representativos y/o el uso de técnicas de tipo clustering, en búsqueda de lograr considerar no sólo la demanda como parámetro de selección, sino también variables relacionadas a disponibilidad de recursos naturales.

Considerando lo anterior, la implementación de cualquiera de estas medidas conllevaría una mayor complejidad computacional en la resolución del modelo, por lo que se estima conveniente evaluar complementariamente la idoneidad de integrar junto a las propuestas antes descritas, la utilización de técnicas de resolución que se adapten a la estructura del modelo resultante, pudiendo ser estas de tipo meta-heurísticas o analíticas, dependiendo de las características de este nuevo modelo.

Referencias

Abdalla, O. H., SMIEEE, L., Adma, M. A., y Ahmed, A. S. (2020). Two-stage robust generation expansion planning considering long- and short-term uncertainties of high share wind energy. *Electric Power Systems Research*, 189(July):106618.

Arancibia, A. L., Marques, G. F., y Bulhões Mendes, C. A. (2016). Systems capacity expansion planning: Novel approach for environmental and energy policy change analysis. *Environmental Modelling and Software*, 85:70–79.

AROS Solar Technology (s.f.). La radiación solar. http://www.aros-solar.com/. (Acceso el 29 de Agosto 2021).

Athay, T. M., Podmore, R., y Virmani, S. (1979). A practical method for the direct analysis of transient stability. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-98:573–584.

Bergh, K. V. D., Delarue, E., y William, D. (2014). DC power flow in unit commitment models. (May).

Billinton, R., Jain, A., y MacGowan, C. (1974). Effect of partial outage representation in generation system planning studies. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-93(5):1252–1259. cited By 3.

Buchholz, S., Gamst, M., y Pisinger, D. (2019). A comparative study of time aggregation techniques in relation to power capacity expansion modeling. *Top*, 27(3):353–405.

Camilo, I., Romero, G., y Wogrin, S. (2019). A Review on Generation and Transmission Expansion Co-Planning Models IET Generation ,. (October).

CAUPE (s.f.). ¿Cómo se hace el diseño de un aprovechamiento hidroeléctrico? https://www.ceupe.com/. (Acceso 09 de Noviembre de 2020).

Chandramowli, S., Felder, F. A., Mantell, N., Irving, W., y Seneca, J. (2016). LP-CEM: A modeling tool for power systems planning incorporating climate change effects and macroeconomic trends for New Jersey, United States. *Energy Strategy Reviews*, 11-12:1–18.

CNE (2020a). Informe de costos de tecnologías de generación. https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/03/ICTG-Marzo-2020.pdf.

CNE (2020b). Informe preliminar de previsiÓn de demanda 2020-2040. https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/12/Informe-Preliminar-Previsio%CC%81n-de-Demanda-2020-2040.pdf.

CNE/GTZ (2019). Campaña de medición del recurso eólico y solar. http://walker.dgf.uchile.cl/Mediciones/.

Cole, W., Frazier, A. W., Augustine, C., Cole, W., Frazier, A. W., y Augustine, C. (2021). Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage : 2021 Update Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage : 2021 Update. (June).

Coordinador Eléctrico Nacional (2021). Operación. https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/demanda/demanda-real-demanda/.

Dehghan, S., Amjady, N., y Conejo, A. J. (2016). Reliability-Constrained Robust Power System Expansion Planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(3):2383–2392.

Delgado, M. A., Pourakbari-Kasmaei, M., y Rider, M. J. (2013). A modified Branch and Bound algorithm to solve the transmission expansion planning problem. *2013 13th International Conference on Environment and Electrical Engineering, EEEIC 2013 - Conference Proceedings*, pp. 234–238.

DGA (2019). Información oficial hidrometeorológica y de calidad de aguas en línea. https://snia.mop.gob.cl/BNAConsultas/reportes.

DGF (2019). Informe de instalacion en torre meteorológica d09-t1. http://walker.dgf.uchile.cl/Mediciones/reports/install/BRChi-M18-005-01-INFORME-DE-INSTALACION-D09-T1.pdf#page=null.

Dobos, A. (2014). PVWatts Version 5 Manual - Technical Report NREL/TP-6A20-62641.

Doménech Martínez, S., Campos, F. A., Villar, J., y Rivier, M. (2020). An equilibrium approach for modeling centralized and behind-the-meter distributed generation expansion. *Electric Power Systems Research*, 184(March 2019):106337.

Domínguez, R. y Vitali, S. (2021). Multi-chronological hierarchical clustering to solve capacity expansion problems with renewable sources. *Energy*, 227:120491.

EIA (2019). Distillate fuel oil price in the electric power sector, united states 2019. https://www.eia.gov/opendata/qb.php?category=40697&sdid=SEDS.DFEID.US.A.

EIA (2020). Capital cost and performance characteristic estimates for utility scale electric power generating technologies. https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capital_cost_AEO2020.pdf.

EIA (2021a). Cost and performance characteristics of new generating technologies, annual energy outlook 2021. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/table_8.2.pdf.

EIA (2021b). Levelized costs of new generation resources in the annual energy outlook 2021. https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf.

EirGrid (2018). System Non-Synchronous Penetration Definition and Formulation. (August).

ElNozahy, M. S., Salama, M. M. A., y Seethapathy, R. (2013). A probabilistic load modelling approach using clustering algorithms. En *2013 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pp. 1–5. IEEE.

Falvey, M. (2018). Explorador Eólico 2018 Descripción y Guía de Uso.

Fanglei, L., Fan, W., Jiaming, Y., Guoyi, X., y Tianshu, B. (2020). Estimating maximum penetration level of renewable energy based on frequency stability constrains in power grid. En *2020 5th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE)*, pp. 607–611.

Feng, Y. y Ryan, S. M. (2013). Scenario construction and reduction applied to stochastic power generation expansion planning. *Computers Operations Research*, 40(1):9–23.

Fernández, I y Robles, A. (2013). Centrales de Generación de Energía Eléctrica. *Open Curse Ware, Universidad de Cantabria*, p. 116.

Fripp, M. (2012). Switch: A planning tool for power systems with large shares of intermittent renewable energy. *Environmental Science and Technology*, 46(11):6371–6378.

Gacitua, L., Gallegos, P., Henriquez-Auba, R., Lorca, Negrete-Pincetic, M., Olivares, D., Valenzuela, A., y Wenzel, G. (2018). A comprehensive review on expansion planning: Models and tools for energy policy analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 98(August):346–360.

Garces, L. P., Conejo, A. J., Garcia-Bertrand, R., y Romero, R. (2009). A bilevel approach to transmission expansion planning within a market environment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3):1513–1522.

García Bernal, N. (2018). Implementación del Impuesto Verde en Chile. *Biblioteca del Congreso Nacional de Chile*.

Generadoras de Chile (s.f.). Energía Hidroeléctrica. http://generadoras.cl/. (Acceso 16 de Junio de 2020).

Google (2021a). -37.902778-071.626389. https://www.google.com/maps/place/37%C2%B054'10.0%22S+71%C2%B037'35.0%22W/@-37.9002216,-71.6358156,4241m/data=!3m1!1e3!4m5!3m4!1s0x0:0x85060c1db0e37c0d!8m2!3d-37.9027778!4d-71.6263889.

Google (2021b). 32°51'02.1"s 70°35'19.1"w. https://www.google.com/maps/place/32%C2%B051'02.1%22S+70%C2%B035'19.1%22W/@-32.863866,-70.6163917,12z/data=!4m5!3m4!1s0x0:0xae144ad3970c8de7!8m2!3d-32.8505769!4d-70.5886267!5m1!1e4.

Handayani, K., Krozer, Y., y Filatova, T. (2019). From fossil fuels to renewables: An analysis of long-term scenarios considering technological learning. *Energy Policy*, 127(December 2018):134–146.

Harsha, P. y Dahleh, M. (2015). Optimal management and sizing of energy storage under dynamic pricing for the efficient integration of renewable energy. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(3):1164–1181.

Hemmati, R., Hooshmand, R. A., y Khodabakhshian, A. (2013). Comprehensive review of generation and transmission expansion planning. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 7(9):955–964.

Hemmati, R., Saboori, H., y Jirdehi, M. A. (2016). Multistage generation expansion planning incorporating large scale energy storage systems and environmental pollution. *Renewable Energy*, 97:636–645.

Hester, P. (2012). Epistemic uncertainty analysis: An approach using expert judgment and evidential credibility. *International Journal of Quality, Statistics, and Reliability*, 2012.

Heuberger, C. F., Rubin, E. S., Staffell, I., Shah, N., y Mac Dowell, N. (2017). Power capacity expansion planning considering endogenous technology cost learning. *Applied Energy*, 204(March):831–845.

IAEA (1984). Expansion Planning for Electrical Generating Systems: A Guidebook - Technical Report Series No. 241. *International Atomic Energy Agency–IAEA, ...*, (241):1–642.

IEA (2020). Projected costs of generating electricity 2020. https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020.

IEA (2021). World energy model documentation. https://iea.blob.core.windows.net/assets/bc4936dc-73f1-47c3-8064-0784ae6f85a3/WEM_Documentation_WEO2020.pdf.

Impram, S., Varbak Nese, S., y Oral, B. (2020). Challenges of renewable energy penetration on power system flexibility: A survey. *Energy Strategy Reviews*, 31(September 2018):100539.

International Energy Agency (2020). Global co2 emissions in 2019. https://www.iea.org/articles/global-co2-emissions-in-2019.

IRENA (2015). Irena resource data methodology. http://dashboard.irena.org/download/Methodology.pdf.

IRENA (2020). Renewable power generation costs in 2020. https://www.irena.org/publications/2021/Jun/Renewable-Power-Costs-in-2020.

Jabr, R. A. (2013). Robust Transmission Network Expansion Planning With Uncertain Renewable Generation and Loads. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(4):4558–4567.

Jin, C., Li, W., Liu, L., Li, P., y Wu, X. (2019). A coherency identification method of active frequency response control based on support vector clustering for bulk power system. *Energies*, 12(16).

Jin, S. y Ryan, S. M. (2014). A tri-level model of centralized transmission and decentralized generation expansion planning for an electricity market—part ii. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(1):142–148.

Johnson, S. C., Rhodes, J. D., y Webber, M. E. (2020). Understanding the impact of non-synchronous wind and solar generation on grid stability and identifying mitigation pathways. *Applied Energy*, 262(January):114492.

LAZARD (2021a). Levelized cost of energy analysis. https://www.lazard.com/media/451881/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf.

LAZARD (2021b). Levelized cost of storage analysis. https://www.lazard.com/media/451882/lazards-levelized-cost-of-storage-version-70-vf.pdf.

Leite da Silva, A. M., Rezende, L. S., da Fonseca Manso, L. A., y de Resende, L. C. (2010). Reliability worth applied to transmission expansion planning based on ant colony system. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 32(10):1077–1084.

Li, S., Coit, D. W., y Felder, F. (2016). Stochastic optimization for electric power generation expansion planning with discrete climate change scenarios. *Electric Power Systems Research*, 140:401–412.

Maloney, P., Chitkara, P., McCalley, J., Hobbs, B., Clack, C., Ortega-Vazquez, M., Tuohy, A., Gaikwad, A., y Roark, J. (2020). Research to develop the next generation of electric power capacity expansion tools: What would address the needs of planners? *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 121(September 2019):106089.

Maloney, P., Liu, P., Xu, Q., McCalley, J. D., Hobbs, B. F., Daubenberger, S., Johnson, A., y Williams, S. (2019). Wind capacity growth in the Northwest United States: Cooptimized versus sequential generation and transmission planning. *Wind Engineering*, 43(6):573–595.

Maluenda, B., Negrete-Pincetic, M., Olivares, D. E., y Álvaro Lorca (2018). Expansion planning under uncertainty for hydrothermal systems with variable resources. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 103:644–651.

MATPOWER (2015). Case39 power flow data for 39 bus new england system. https://matpower.org/docs/ref/matpower5.0/case39.html.

Min, D., hyun Ryu, J., y Choi, D. G. (2018). A long-term capacity expansion planning model for an electric power system integrating large-size renewable energy technologies. *Computers and Operations Research*, 96:244–255.

Ministerio de Energía (2017). Sobre el Proyecto. http://solar.minenergia.cl/.

Ministerio de Energía (2019). Planificación Energética de Largo Plazo Periodo 2018 - 2020, actualizado a diciembre de 2019. *Ministerio de Energía de Chile*, pp. 1–80.

Ministerio de Energía (2018a). Energía 2050: Política energética de chile. https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf.

Ministerio de Energía (2018b). Ruta Energética: Liderando la modernización energética con sello ciudadano 2018-2022. https://www.energia.gob.cl/rutaenergetica2018-2022.pdf.

Ministerio de Energía (2019). Chilean ndc mitigation proposal: Methodological approach and supporting ambition. http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/pelp/documentos/Mitigation_NDC_White_Paper.pdf.

Ministerio de Energía (2020). Gobierno entrega la actualización de su compromiso de reducción de emisiones y medidas para enfrentar el cambio climático. https://www.energia.gob.cl/noticias/nacional/gobierno-entrega-la-actualizacion-de-su-compromiso-de-reduccion-de-emisiones-y-medidas-para-enfrentar-el-cambio-climatico.

Molina, A. y Martinez, F. (2017). Modelo de Generación Fotovoltaica. *Explorador Solar*, p. 13.

Moradi-Sepahvand, M. y Amraee, T. (2021). Integrated expansion planning of electric energy generation, transmission, and storage for handling high shares of wind and solar power generation. *Applied Energy*, 298(May):117137.

Munoz, F. D. y Watson, J. P. (2015). A scalable solution framework for stochastic transmission and generation planning problems. *Computational Management Science*, 12(4):491–518.

Nemati, H., Latify, M. A., y Yousefi, G. R. (2018). Coordinated generation and transmission expansion planning for a power system under physical deliberate attacks. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 96(January 2017):208–221.

NREL (2021). 2021 annual technology baseline. https://atb.nrel.gov/electricity/2021/data.

Pai, M. A. (1989). *Energy function analysis for power system stability*. Springer, New York, NY, 1989 edicin.

Pereira, A. J. y Saraiva, J. T. (2010). A decision support system for generation expansion planning in competitive electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 80(7):778–787.

Pineda, S. y Morales, J. M. (2018). Chronological time-period clustering for optimal capacity expansion planning with storage. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(6):7162–7170.

PNNL (2019). Energy storage technology and cost characterization report. https://energystorage.pnnl.gov/pdf/PNNL-28866.pdf.

PSCAD (2018). Ieee 39 bus system. https://www.pscad.com/knowledge-base/download/ieee_39_bus_technical_note.pdf.

Ramirez, J. M., Hernandez, A., y Marmolejo, J. A. (2020). A robust multistage approach to solve the generation and transmission expansion planning problem embedding renewable sources. *Electric Power Systems Research*, 186(November 2019):106396.

Ramkumar, A. y Rajesh, K. (2021). Generation expansion planning with wind power plant using de algorithm. *Materials Today: Proceedings*.

Sadeghi, H., Rashidinejad, M., y Abdollahi, A. (2017). A comprehensive sequential review study through the generation expansion planning. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67(May 2016):1369–1394.

Schmidt, O., Melchior, S., Hawkes, A., y Staffell, I. (2019). Projecting the future levelized cost of electricity storage technologies. *Joule*, 3(1):81–100.

Sen, S. y Higle, J. L. (1999). An introductory tutorial on stochastic linear programming models. *Interfaces*, 29(2):33–61.

Spyrou, E., Ho, J. L., Hobbs, B. F., Johnson, R. M., y McCalley, J. D. (2017). What are the Benefits of Co-Optimizing Transmission and Generation Investment? Eastern Interconnection Case Study. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(6):4265–4277.

Sun, Y., Cole, W., y Krishnan, V. (2018). Comparing Power Flow Approximations for Electricity Infrastructure Capacity Expansion Models with High Spatial Resolution. En *2018 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (TD)*, pp. 1–5. IEEE.

Tabares, A., Muñoz-Delgado, G., Franco, J. F., Arroyo, J. M., y Contreras, J. (2022). Multistage reliability-based expansion planning of AC distribution networks using a mixed-integer linear programming model. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 138(December 2021):107916.

UNFCCC (2021). What is the paris agreement? https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement.

Uribe, I. M. (2018). Valoración del viento como fuente de energía eólica en el estado de Guerrero Valuation of the wind as a source of wind energy in the state of Guerrero. *Ingeniería - Revista*, 22(3).

Verástegui, F., Lorca, Á., Olivares, D. E., Negrete-Pincetic, M., y Gazmuri, P. (2019). An Adaptive Robust Optimization Model for Power Systems Planning with Operational Uncertainty. *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(6):4606–4616.

Vrionis, C., Tsalavoutis, V., y Tolis, A. (2020). A generation expansion planning model for integrating high shares of renewable energy: A meta-model assisted evolutionary algorithm approach. *Applied Energy*, 259:114085.

Wijekoon, S., Liebman, A., Aleti, A., y Dunstall, S. (2019). Enhanced generation, energy storage and transmission expansion planning for renewables with operational flexibility through unit commitment. *Proceedings - International Conference on Modern Electric Power Systems, MEPS 2019*.

Wiskich, A. (2014). Implementing a load duration curve of electricity demand in a general equilibrium model. *Energy Economics*, 45:373–380.

Wogrin, S., Galbally, D., y Reneses, J. (2016). Optimizing storage operations in medium- and long-term power system models. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(4):3129–3138.

Xu, Z., Dong, Z., y Wong, K. (2006). Transmission planning in a deregulated environment. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 153(3):326.

Yadav, V. K., Singh, K., y Gupta, S. (2019). Market-oriented transmission expansion planning using non-linear programming and multi-criteria data envelopment analysis. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 19:100234.

Zhang, C., Cheng, H., Liu, L., Zhang, H., Zhang, X., y Li, G. (2020). Coordination planning of wind farm, energy storage and transmission network with high-penetration renewable energy. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 120:105944.

Zhang, H., Heydt, G. T., Vittal, V., y Quintero, J. (2013). An improved network model for transmission expansion planning considering reactive power and network losses. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3):3471–3479.

Zhou, Y., Zhai, Q., Yuan, W., y Wu, J. (2021). Capacity expansion planning for wind power and energy storage considering hourly robust transmission constrained unit commitment. *Applied Energy*, 302(April):117570.

Zolfaghari Moghaddam, S. (2019). Generation and transmission expansion planning with high penetration of wind farms considering spatial distribution of wind speed. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 106(August 2017):232–241.

A | Anexos

A.1. Hoja técnica sistema IEEE-39 Bus

Tabla A.1: Demanda en cada nodo del sistema IEEE-39. Fuente: MATPOWER (2015)

Nodo	d[MW]	Nodo	d[MW]	Nodo	d[MW]	Nodo	d[MW]
1	97.6	11	0	21	274	31	9.2
2	0	12	8.53	22	0	32	0
3	322	13	0	23	247.5	33	0
4	500	14	0	24	308.6	34	0
5	0	15	320	25	224	35	0
6	0	16	329	26	139	36	0
7	233.8	17	0	27	281	37	0
8	522	18	158	28	206	38	0
9	6.5	19	0	29	283.5	39	1104
10	0	20	680	30	0	-	-

Tabla A.2: Características de los generadores por defecto del sistema IEEE-39. Fuente: MATPOWER (2015)

#	Nodo	Tipo	P [MW]
1	30	hydro	250
2	31	nuke01	677.871
3	32	nuke02	650
4	33	fossil02	632
5	34	fossil01	508
6	35	nuke03	650
7	36	fossil04	560
8	37	nuke04	540
9	38	nuke05	830
10	39	interconnection	1000

Tabla A.3: Información técnica de las lineas de transmisión entre los nodos *i* y *j* para el sistema IEEE-39. Fuente: MATPOWER (2015)

i	j	Xpu	l [Km]	RateA	i	j	Xpu	l [Km]	RateA
1	2	0.041	43.48	600	14	15	0.022	22.96	600
1	39	0.025	26.45	1000	15	16	0.009	9.95	600
2	3	0.015	15.98	500	16	17	0.009	9.42	600
2	25	0.009	9.10	500	16	19	0.020	20.63	600
2	30	0.018	19.15	900	16	21	0.014	14.28	600
3	4	0.021	22.54	500	16	24	0.006	6.24	600
3	18	0.013	14.07	500	17	18	0.008	8.68	600
4	5	0.013	13.54	600	17	27	0.017	18.30	600
4	14	0.013	13.65	500	19	20	0.014	14.60	900
5	6	0.003	2.75	1200	19	33	0.014	15.02	900
5	8	0.011	11.85	900	20	34	0.018	19.04	900
6	7	0.009	9.73	900	21	22	0.014	14.81	900
6	11	0.008	8.68	480	22	23	0.010	10.16	600
6	31	0.025	26.45	1800	22	35	0.014	15.13	900
7	8	0.005	4.87	900	23	24	0.035	37.03	600
8	9	0.036	38.41	900	23	36	0.027	28.78	900
9	39	0.025	26.45	900	25	26	0.032	34.17	600
10	11	0.004	4.55	600	25	37	0.023	24.55	900
10	13	0.004	4.55	600	26	27	0.015	15.55	600
10	32	0.020	21.16	900	26	28	0.047	50.15	600
12	11	0.044	46.02	500	26	29	0.063	66.13	600
12	13	0.044	46.02	500	28	29	0.015	15.98	600
13	14	0.010	10.69	600	29	38	0.016	16.50	1200

A.2. Modelo de generación Eólica

La generación a través de turbinas eólicas responde a la conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica. De acuerdo con Uribe (2018), la potencia contenida en el viento, también conocida como la potencia disponible P_d, soplando a una velocidad V, y pasando a través de un área A perpendicular a V es directamente proporcional a la densidad del viento, al cubo de su velocidad, y al área perpendicular enfrentada al rotor. Esto último significa que si, por ejemplo, la velocidad del viento se duplica, la potencia disponible se incrementa en ocho veces, lo que implica que los lugares con mayor atractivo eólico serán normalmente aquellos en donde la velocidad media de este recurso sea mayor.

$$P_d = \frac{1}{2} \rho A V^3 \tag{A.1}$$

Por otra parte, es físicamente imposible extraer toda la potencia disponible en el viento a su paso por el rotor de una aerogenerador, dado que este se frena a su paso, saliendo del mismo con una velocidad menor que con la que entró. Además, los sistemas de generación reales se ven afectados por fallas de servicios, pérdidas del sistema eléctrico, impacto de las turbulencias, estela de turbinas cercanas, etc. Esto, de acuerdo con el modelo utilizado por el Explorador Eólico, basado a su vez en los datos informados por el Coordinador Eléctrico Nacional, genera pérdidas tales que la eficiencia del sistema de generación eólica se puede aproximar a $\eta = 0,83$ (Falvey, 2018). De lo anterior, la potencia máxima extraíble del viento se calcula de acuerdo a la ecuación (A.2).

$$P_e = \frac{1}{2} \rho A V^3 \eta \tag{A.2}$$

Finalmente, por motivos técnicos, existe una velocidad del viento mínima necesaria para mover las hélices de un aerogenerador, determinada por V_{min}; así también ,existe una velocidad máxima de rotación del rotor, dada por V_{nom}, y que corresponde a aquella velocidad a la cual este genera su potencia máxima (P_{nom}). Por motivos de seguridad también, cuando la velocidad del viento supera por mucho la velocidad nominal, alcanzado una ve-

locidad de corte V_c, el aerogenerador deja de generar con el objetivo de mitigar los riesgos mecánicos asociados a este fenómeno. Luego, la potencia generada por una central eólica se está determinada por la ecuación (A.3) presente a continuación:

$$P = \begin{cases} 0 & ; \quad V < V_{ini} \;\; o \;\; V \geq V_c \\ \frac{1}{2}\rho A V^3 \eta N & ; \quad V_{ini} \leq V < V_{nom} \\ P_{nom} & ; \quad V_{nom} \leq V < V_c \end{cases} \tag{A.3}$$

Donde:

ρ	:	Densidad del aire.
A	:	Área del rotor.
C_p	:	Coeficiente de límite aprovechable.
C_e	:	Eficiencia del sistema.
V	:	Velocidad del viento.
V_{ini}	:	Velocidad del viento inicial.
V_{nom}	:	Velocidad del viento nominal.
V_c	:	Velocidad del viento de corte.
P_{nom}	:	Potencia nominal del aerogenerador.
N	:	Número de aerogeneradores.

A.3. Modelo de Generación Solar Fotovoltaica

A través de la colaboración estrecha y prolongada entre el Ministerio de Energía, la Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ), el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, y otras instituciones, el Ministerio de Energía de Chile puso a disposición pública diferentes herramientas en línea destinadas para el análisis de los recursos renovables y su potencial energético (Molina y Martinez, 2017). Entre ellas, el Explorador Solar es aquel que, como su nombre sugiere, permite analizar el potencial energético del recurso solar en el país, contando con información histórica de 13 años que, a través de un sofisticado modelo, permite realizar simulaciones para estimar el potencial fotovoltaico de diferentes zonas.

El modelo que se presenta a continuación, corresponde a una simplificación del modelo de Generación Fotovoltaica expuesto en el Explorador Solar (Ministerio de Energía, 2017), cuyo fin es realizar estimaciones simples de la energía generada por una central fotovoltaica dado un nivel de radiación en una zona en particular.

El modelo aquí expuesto calcula la potencia generada en una instalación fotovoltaica predeterminada a partir de variables meteorológicas como la radiación y la velocidad del viento, pudiendo este modelo ser dividido en un conjunto de módulos cuya función es calcular las variables operacionales del sistema fotovoltaico, y las relaciones entre sí de estas. Un esquema simple de los módulos que subdividen este modelo se presenta en la figura A.1.

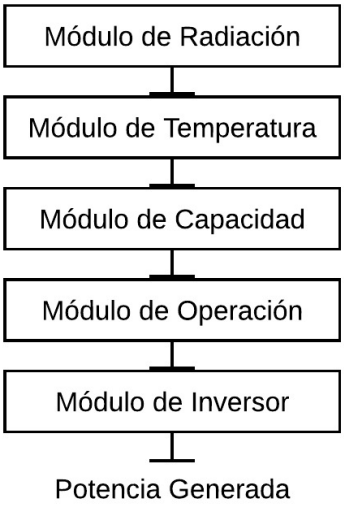


Figura A.1: Esquema de módulos del modelo de generación fotovoltaica.
Fuente: Elaboración propia.

A.3.1. Módulo de Radiación

En primer lugar, la radiación total incidente sobre una celda fotovoltaica (I_{poa}) corresponde a la suma entre la Radiación Directa [2] (R_{dir}), la Radiación Difusa [3] (R_{dif}) y la

[2] La radiación directa es aquella que llega directamente desde el sol (AROS Solar Technology, sf).
[3] La radiación difusa es aquella que una una vez que alcanza la superficie de la atmósfera, se dispersa de su dirección original a causa de las moléculas de la misma(AROS Solar Technology, sf).

Radiación Difusa Reflejada [4] (R_{ref}).

$$R_{total} = R_{dir} + R_{dif} + R_{ref} \tag{A.4}$$

A.3.2. Módulo de Temperatura

Luego, la temperatura de la celda fotovoltaica (T_c) y del panel (T_p) se calculan en función de la radiación incidente, la temperatura ambiente (T), la velocidad del viento (V), el material del panel y las condiciones de ventilación de la instalación, de la siguiente manera:

$$T_p = R_{total}\, e^{a+b\,V} \tag{A.5}$$

$$T_c = T_p + \frac{R_{total}}{1000}\Delta T \tag{A.6}$$

Donde los parámetros a, b y ΔT corresponden a los coeficientes del caso "*open rack cell glassback*" para montajes aislados ($a = -3,74$, $b = -0,0594$, $\Delta T = 3$) (Molina y Martinez, 2017).

A.3.3. Módulo de Capacidad

Para calcular la capacidad o potencia nominal del sistema (C_{nom}), es necesario conocer el área total efectiva con celdas fotovoltaicas y la eficiencia nominal (η_{nom}) de estas [5]:

$$C_{nom} = A\,\eta_{nom}\,N \tag{A.7}$$

Donde A corresponde a la superficie de un panel fotovoltaico, y N al número total de paneles instalados.

[4] La radiación difusa es aquella fracción de la radiación difusa que se refleja en el suelo (Molina y Martinez, 2017).

[5] La eficiencia nominal de una celda fotovoltaica corresponde a su eficiencia a 1000W por metro cuadrado y a 25 [°C], de acuerdo con las especificaciones técnicas del fabricante (Molina y Martinez, 2017).

A.3.4. Módulo de Operación

Para calcular la potencia de salida de una instalación fotovoltaica se utiliza el modelo presentado por Molina y Martinez (2017):

$$P_{DC} = \begin{cases} \frac{R_{total}}{R_0} C_{nom} \left(1 + \gamma \left(T_c - T_0\right)\right) & ; \quad R_{total} \geq 125 \, [W/m^2] \\ \\ \frac{0{,}008 \, {R_{total}}^2}{R_0} C_{nom} \left(1 + \gamma \left(T_c - T_0\right)\right) & ; \quad R_{total} < 125 \, [W/m^2] \end{cases} \tag{A.8}$$

Donde R_0 y T_0 corresponden a la radiación y temperatura de referencia (1000 $[W/m^2]$ y 25 $[°C]$) respectivamente, y γ es el coeficiente de temperatura de la celda para su potencia máxima.

A.3.5. Módulo del Inversor

Finalmente, la energía generada por el arreglo fotovoltaico pasa por un inversor para ser transformada desde corriente continua (DC) a corriente alterna (AC), en donde existe una pérdida de corriente dada por la eficiencia del inversor η_{inv}.

El método de cálculo de la eficiencia del inversor es el mismo utilizado en Dobos (2014):

$$\eta_{inv} = \frac{\eta_{nom}}{0,9637} \left(-0,0162 \, \frac{P_{DC}}{P_{DC_0}} - 0,0059 \, \frac{P_{DC_0}}{P_{DC}} + 0,9858 \right) \tag{A.9}$$

Luego, la potencia total utilizable generada por la instalación fotovoltaica se calcula como:

$$P_{AC} = \begin{cases} \eta_{inv} \, P_{DC} & ; \quad P_{DC} \leq C_{nom} \\ \eta_{inom} \, C_{nom} & ; \quad P_{DC} \geq C_{nom} \end{cases} \tag{A.10}$$

Donde η_{inom} es la eficiencia nominal del inversor, y se rescata de la ficha técnica entregada por el fabricante.

A.4. Modelo de generación Hidráulica (RoR)

La energía hidroeléctrica cumple un rol fundamental en la operación de los sistemas eléctricos, gracias a su aporte de flexibilidad, permitiendo al sistema adaptarse ante variaciones de la demanda. Además, las centrales hidroeléctricas buscan aprovechar la energía potencial del agua cuando se encuentra a una altura superior respecto a un punto de descarga, conduciéndola hacia dicho punto a través de turbinas hidráulicas cuya energía mecánica es utilizada para generar energía eléctrica (Generadoras de Chile, sf).

El modelo presentado a continuación, se obtiene desde el libro Centrales de Generación de Energía Eléctrica (Fernández, 2013) de la Universidad de Cantabria, España. Este muestra que la potencia útil de una central hidroeléctrica cualquiera, es directamente proporcional al peso específico del agua (γ), el caudal turbinado (Q_t), el salto neto (H_n) de la central, y su rendimiento, calculado como el producto entre los rendimientos de la turbina (η_t), del multiplicador (η_m), del generador (η_g) y del transformador (η_{tr}).

$$P = \begin{cases} 0 & ; \quad Q_t < Q_{mt} \\ \gamma \; Q \; H_n \; \eta_t \; \eta_m \; \eta_g \; \eta_{tr} & ; \quad Q_{inst} \geq Q_{mt} \end{cases} \tag{A.11}$$

Donde:

P	:	Potencia instalada o potencia útil nominal.
γ	:	Peso específico del agua (9,81 $[kN/m^3]$).
Q	:	Caudal turbinado $[m^3/s]$.
H_n	:	Salto neto $[m]$.
η_t	:	Rendimiento de la turbina.
η_m	:	Rendimiento del multiplicador.
η_g	:	Rendimiento del generador.
η_{tr}	:	Rendimiento del transformador.

El salto neto (H_n) corresponde a la diferencia entre la altura existente entre el nivel de agua en la presa y el nivel de descarga del caudal turbinado en la central, descontando

las pérdidas de carga generadas durante ese tramo a causa de las condiciones técnicas de la instalación. Esta últimas, en general, suponen entre un 5 % y un 10 % del salto bruto calculado (CAUPE, sf).

El caudal mínimo técnico, por su parte, se puede calcular de la siguiente manera:

$$Q_{mt} = K \cdot Q_e \tag{A.12}$$

Donde Q_e corresponde al caudal de equipamiento de la instalación, y está dado por la ecuación (A.13).

$$Q_e = Q_{medio} - Q_{sr} \tag{A.13}$$

Donde:

Q_{medio} : Caudal medio diario $[m^3/s]$.

Q_{sr} : Caudal de servidumbre o ecológico $[m^3/s]$.

Por otro lado, K es una factor que depende del tipo de turbina utilizada, pudiendo tomar los siguientes valores:

Turbina	K
Pelton	0,10
Flujo Cruzado	0,15
Kaplan	0,22
Semikaplan	0,35
Francis	0,35
Hélice	0,65

Tabla A.4: Valor de K en función del tipo de turbina. Fuente: Fernández (2013).

A.5. Cálculo de serie de tiempo de demandas año 2020

En relación al calculo realizado en busca de ajustar el perfil de demanda horaria del sistema eléctrico chileno durante el año 2020 sobre cada nodo y demanda predefinida de la red IEEE-39, este se logra a través de, en primer lugar normalizar las demandas de esta serie, a través de la división de cada valor del perfil de demandas Chile 2020 con el valor máximo de la misma serie, con el objetivo de que estos se ubiquen numéricamente entre 0 y 1, para luego generar una matriz diagonal con los factores de demanda fd recién obtenidos:

$$\begin{bmatrix} fd_{1,1} & 0 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & fd_{2,2} & \dots & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & fd_{8759,8759} & 0 \\ 0 & 0 & \dots & 0 & fd_{8760,8760} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} D_{1,1} & 0 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & D_{2,2} & \dots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & D_{8759,8759} & 0 \\ 0 & 0 & \dots & 0 & D_{8760,8760} \end{bmatrix} \cdot \frac{1}{max(D_1,\dots,D_n)^{-1}}$$

Luego, se genera una matriz de dimensiones 8760×39, la cual es el resultado de agregar una nueva fila a la matriz original con las cargas del IEEE-39 para cada nodo, tantas veces como horas tiene un año típico, luego, llamamos a esta matriz M39:

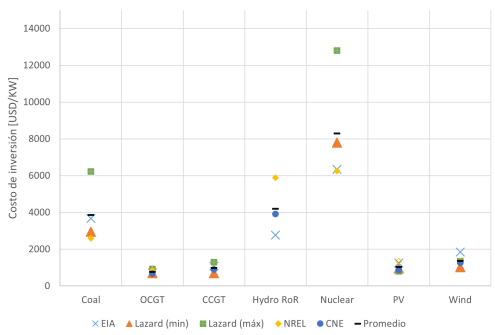
$$M39 = \begin{bmatrix} d_{1,1}^{IEEE39} & d_{1,2}^{IEEE39} & \dots & d_{1,38}^{IEEE39} & d_{1,39}^{IEEE39} \\ d_{2,1}^{IEEE39} & d_{2,2}^{IEEE39} & \dots & d_{2,38}^{IEEE39} & d_{2,39}^{IEEE39} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ d_{8759,1}^{IEEE39} & d_{8759,2}^{IEEE39} & \dots & d_{8759,38}^{IEEE39} & d_{8759,39}^{IEEE39} \\ d_{8760,1}^{IEEE39} & d_{8760,2}^{IEEE39} & \dots & d_{8760,38}^{IEEE39} & d_{8760,39}^{IEEE39} \end{bmatrix}$$

El siguiente paso, es la multiplicación de ambas matrices, lo cual simula la multiplicación de cada columna de la matriz $M39$ por el escalar correspondiente a la hora i, que coincide con la fila i de la matriz diagonal con los factores de demanda. Resultando en una matriz que replica el comportamiento del perfil de demandas horarias del SEN 2020, pero donde sus valores han sido escalados al valor de demanda individual estipulado en la hoja técnica del sistema IEEE-39 para cada nodo:

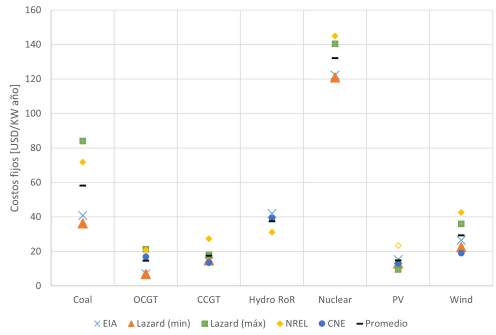
$$\begin{bmatrix} d_{1,1} & d_{1,2} & \dots & d_{1,38} & d_{1,39} \\ d_{2,1} & d_{2,2} & \dots & d_{2,38} & d_{2,39} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ d_{8759,1} & d_{8759,2} & \dots & d_{8759,38} & d_{8759,39} \\ d_{8760,1} & d_{8760,2} & \dots & d_{8760,38} & d_{8760,39} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} fd_{1,1} & 0 & \dots & 0 & 0 \\ 0 & fd_{2,2} & \dots & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & fd_{8759,8759} & 0 \\ 0 & 0 & \dots & 0 & fd_{8760,8760} \end{bmatrix} \times M39$$

A.6. Recopilación de costos de generación disponibles en la literatura.

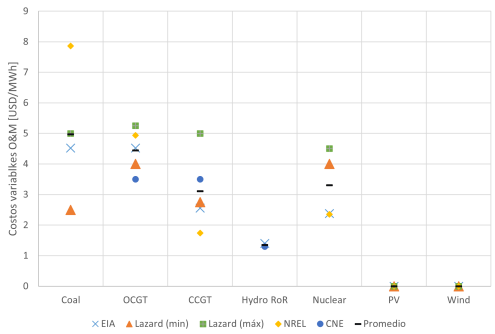
Dado que la información disponible en la literatura es vasta, se empleó el promedio de los costos disponibles en CNE (2020a); EIA (2020,0); LAZARD (2021a); NREL (2021) (ver A.2), destacando que en algunas fuentes se indican rangos de valores o no hay información disponible para todas de las tecnologías en las fuentes de información elegidas, por lo que se han utilizado los puntos máximos y mínimos en tales casos.



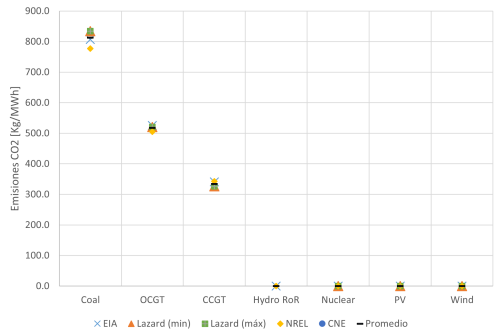
(a) Costos de expansión



(b) Costos fijos de O&M



(c) Costos Variables de O&M

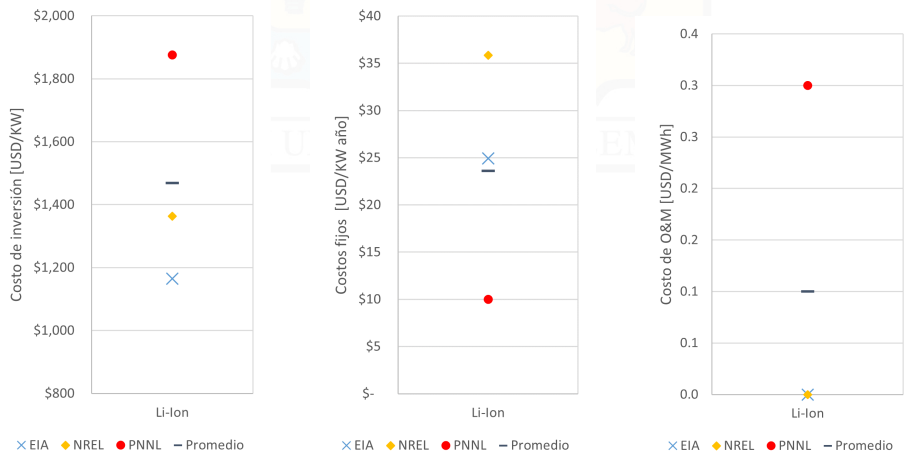


(d) Emisiones CO2

Figura A.2: Comparativa de costos disponibles en la literatura estudiada para diferentes tecnologías de generación Fuente: Elaboración Propia

A.7. Recopilación de costos de almacenamiento disponibles en la literatura.

Comparativa de costos relacionados a tecnologías de almacenamiento encontrados en EIA (2021a); NREL (2021); PNNL (2019), indicando, además, el promedio de estos valores en la figura A.3.



(a) **(b)** **(c)**

Figura A.3: Comparativa de (a) costos de inversión, (b) costos de operación y mantención fijos y (c) costos de operación y mantención variables disponibles en la literatura estudiada.
Fuente: Elaboración Propia